

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE

Autor: Francisco Javier García Riquelme

Director: Miguel Fernández-Sabugal Pérez

Madrid
Julio de 2026

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE

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

curso académico **2025/2026** 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

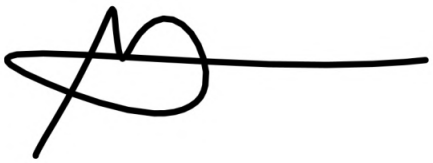
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Francisco Javier García Riquelme Fecha: 12/07/2026

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Miguel Fernández-Sabugal Pérez Fecha: 12/07/2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE** de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2025/2026** es de mi autoría 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.

Uso de Inteligencia Artificial[1]

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

■ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la Escala de Evaluación de Perkins et al. (2024): "*La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente*". En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Se ha empleado la inteligencia artificial generativa dentro del Nivel 2 de la Escala de Evaluación de Perkins et al. (2024). En concreto, el uso principal de la IA dentro de este proyecto ha sido como apoyo para la generación de código de cara a la elaboración de la memoria en LaTeX, principalmente como asistente para la elaboración de tablas e inserción de imágenes en el documento. El otro uso principal de la IA ha sido como apoyo para la mejora de la redacción académica y revisión de la coherencia terminológica.

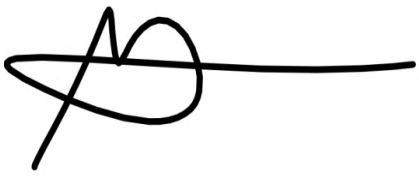
Las hipótesis técnicas realizadas, así como los respectivos cálculos, simulaciones, elección de los equipos, análisis económico, interpretación de los reglamentos y validación final de los resultados obtenidos han sido realizados única e íntegramente por el autor del proyecto, sin la contribución de la inteligencia artificial generativa.

Finalmente, el autor del proyecto declara que la inteligencia artificial generativa no ha sido utilizada como sustituta de trabajo propio.

[1] Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos…)


Firmado (alumno): Francisco Javier García Riquelme
Fecha: 12/07/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto

Fdo: Miguel Fernández-Sabugal Pérez
Fecha: 12/07/2026



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE

Autor: Francisco Javier García Riquelme

Director: Miguel Fernández-Sabugal Pérez

Madrid
Julio de 2026

Agradecimientos

Quiero agradecer, en primer lugar, a mis padres, por su apoyo incondicional a lo largo de estos cuatro años. Estoy convencido de que, sin ellos, no habría sido capaz de llegar hasta aquí.

A mi hermana, también por el apoyo que me ha dado a lo largo de estos años.

A mi abuela, por preocuparse siempre por mi y ayudarme con todo lo que puede.

En definitiva, gracias a mi familia y seres queridos por estar siempre ahí apoyándome. Gracias por hacer posible que pueda miraros cada día e inspirarme en vosotros para seguir adelante con más fuerza.

A mi tutor, Miguel, por su dirección, esfuerzo y dedicación al proyecto. Sin su contribución este proyecto no habría podido salir adelante.

A todos los profesores que he tenido a lo largo de estos años, por contribuir a mi formación integral más alla del ámbito académico.

A mis amigos, por hacer que este camino sea mucho más llevadero.

Por último me gustaría recordar la memoria de mi difunto abuelo. Tatun, estoy convencido de que allá donde estés estarías orgulloso de ver la persona en la que me estoy convirtiendo. Gracias por tu ejemplo de superación.

A toda la gente que me rodea y que forma parte de mi vida, GRACIAS.

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE

Autor: García Riquelme, Francisco Javier

Director: Fernández-Sabugal Pérez, Miguel

Entidad colaboradora: ICAI - Universidad Pontificia de Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

La búsqueda de alternativas energéticas de alto rendimiento y bajo impacto ambiental es uno de los mayores desafíos de la industria actual. En este contexto, la energía eólica emerge como una de las grandes fuentes de energía del futuro. El proyecto abarca el diseño integral de un parque eólico de **60 MW** de potencia instalada.

El proyecto parte prácticamente de cero. Se proponen tres emplazamientos con un valor destacado de densidad de potencia eólica en la península ibérica y se comparan, atendiendo principalmente a un criterio de recurso eólico disponible. Se decide ubicar la instalación en el municipio de Las Caheruelas (Tarifa). Inicialmente se proyecta una producción anual estimada de **280724 MWh**. Tras un análisis más exhaustivo mediante el software Furow, se estima finalmente una producción anual de **200148 MWh**.

Una vez elegido el emplazamiento, la parte principal del proyecto se centra en el diseño de los sistemas eléctricos del parque. Este estará formado por una red de media tensión de tensión nominal 20 kV, que evacúa la energía producida por los aerogeneradores hacia una subestación eléctrica de intemperie, donde se eleva el nivel de tensión hasta los 220 kV y se vierte la energía a la red de transporte. El criterio principal de diseño de los equipos eléctricos se basa en garantizar la soportabilidad de los equipos a eventos disruptivos en la red, tales como cortocircuitos o descargas atmosféricas. Esto garantiza un sistema estable y resiliente, capaz de mantener el suministro en condiciones adversas.

Finalmente se elabora un presupuesto de ejecución del parque eólico y se estudia su viabilidad económica, obteniéndose una tasa interna de retorno (TIR) del **12,27 %** y un LCOE (Levelized cost of electricity-coste medio de la electricidad) de **31.44 euros por MWh**.

Palabras clave: recurso eólico, aerogenerador, media tensión (MT), alta tensión (AT), sobretensión, sobreintensidad, cortocircuito, protecciones.

1. Introducción

En el marco europeo de la transición energética hacia un sistema sostenible, competitivo y completamente decarbonizado; España se sitúa como uno de los líderes en materia energética para lograr la consecución de estos objetivos. Según el informe [European Electricity Reviews 2026], España generó en 2025 el 42.1 % de su energía eléctrica mediante energías eólica y solar; lo que la sitúa al frente de los países que conforman el mix energético europeo. Además, 2025 fue el primer año en el que las energías eólica y solar superaron en su conjunto a los combustibles fósiles en la unión europea (29 % de la energía total generada).

En este contexto, la energía eólica emerge como una de las tecnologías con mayor potencial

para la consecución de estos objetivos. No obstante, la transición hacia las energías renovables ha de ir acompañada de un incremento de la fortaleza y resiliencia del sistema eléctrico, pues introducen un componente estocástico en los esquemas de despacho de la generación. Por este motivo, el aumento de la generación renovable tiene que ir acompañado de sistemas capaces de mantener el equilibrio de potencia del sistema eléctrico en todo momento (baterías, almacenamiento hidráulico...). A su vez, también resulta imprescindible garantizar la soportabilidad de los equipos ante eventos disruptivos que pueden ocurrir en el sistema. Todo ello tiene como objetivo crear una red estable y resiliente, capaz de garantizar la demanda en todo momento.

El presente proyecto aborda el diseño integral de un parque eólico de **60 MW** de potencia instalada, compuesto por 12 aerogeneradores de 5 MW cada uno.

2. Selección del emplazamiento

Mediante mapa eólico ibérico [6] se seleccionan tres emplazamientos en la península ibérica con valores destacados de densidades de potencia eólica. Los distintos emplazamientos se compararán en función de diversos criterios, tales como la orografía y topología del terreno o la infraestructura eólica disponible. No obstante, el criterio fundamental de elección será el recurso eólico disponible en cada emplazamiento, que proporciona una estimación de la energía generada por la instalación. Se obtienen las siguientes estimaciones de producción anual estimada, considerando como representativa una distribución estadística de Weibull.

Emplazamiento	1	2	3
Producción anual estimada (MWh)	207698	210771	280724
Factor de capacidad	0,395	0,401	0,534

Tabla 1: Producción anual estimada. Comparativa entre emplazamientos

Finalmente, se decide ubicar el parque eólico en el municipio de Las Caheruelas (Tarifa), provincia de Cádiz. Se obtiene estimación incial de la producción anual del parque de **280724 MWh**, obteniéndose un factor de capacidad para la instalación de **0,53**.

3. Análisis del recurso eólico

En este capítulo se lleva a cabo un análisis más exhaustivo del recurso eólico, con el fin de obtener la disposición ideal de los aerogeneradores (micrositting) en el área definida para el parque eólico. Este análisis se realiza mediante el software Furow, desarrollado por la empresa Solute.

Para el análisis se emplean series horarias de velocidad de viente procedentes del modelo de reanálisis atmosférico MERRA-2 (NASA). Se empleará un periodo de referencia de 2 años, correspondiente a los años 2023 y 2024. Se realiza un filtrado y validación de datos antes de introducirlos directamente al modelo. Por su parte, el modelo incluirá aprox. un 10 % de pérdidas en las turbinas. Otra fuente de pérdidas serán las debidas al efecto estela (proximidad entre turbinas), que son modeladas fluidodinámicamente por el programa, y que se observa que corresponden al 5.84 % de las energía total.

Finalmente, se optimiza la posición de los generadores para las tres alturas de buje del modelo de turbina empleado (SG 132-5.0) y se elige la turbina de 140m de altura de buje, la cual arroja una producción anual estimada de **200148 MWh**, un 28,7 % menos que la estimación inicial.



Figura 1: Disposición final de los aerogeneradores en el emplazamiento escogido

4. Parque Eólico

En este capítulo se lleva a cabo el diseño de la red de media tensión del parque eólico, encargada de evacuar la potencia generada por los aerogeneradores hacia la subestación de intemperie. A continuación se incluyen las principales decisiones de diseño tomadas en esta fase del proyecto.

Conductor de líneas subterráneas	400 mm^2 Prysmian Cu XLPE
Transformadores elevadores	7.5 MVA, 690 V/ 20 kV ONAN
Celdas de media tensión	SM6-24 de Schneider Electric

Tabla 2: Equipos de la red de MT del parque

Se dimensionan los conductores de la línea de media tensión para cumplir con la normativa dispuesta en la ITC-LAT-06 del LAT. Su dimensionamiento se realiza en torno a tres criterios: máxima intensidad admisible en régimen permanente, caída de tensión y corriente de cortocircuito. Los conductores de media tensión irán directamente enterrados bajo tubo a tresbolillo a una profundidad de 0,8 m.

Para el dimensionamiento del resto de los equipos así como de los propios conductores, se tienen en cuenta las máximas intensidades de cortocircuito previstas, calculadas mediante un estudio de cortocircuitos [Anexo 8]. El esquema unifilar de las líneas de media tensión del parque se muestra en el plano [5.18].

5. Subestación de Intemperie

La subestación de intemperie es la encargada de elevar el nivel de tension la tensión de la red de MT (20 kV) hasta los 220 kV de la red de transporte. El parque contará con conexión directa al nudo Puerto de la Cruz de la red de transporte del sistema eléctrico peninsular, cuyas potencias de cortocircuito se obtienen de [11].

La subestación adopta una configuración de simple barra partida con tecnología de aislamiento en aire (AIS) y dos transformadores de potencia en paralelo. Cada transformador tendrá una potencia nominal de 35 MVA, suficiente para los 60 MW de potencia nominal del parque eólico. Esta solución ofrece un buen compromiso entre coste y flexibilidad operativa. El esquema unifilar de la subestación se incluye en [5.19]. La subestación contará con 6 posiciones de llegada líneas de MT y cuatro posiciones de salída de líneas de AT. Se asumirá que de la subestación salen dos líneas de doble circuito de conductor La-455 (Cóndor).

En el lado de media tensión (MT) de los transformadores de potencia se conectará un transformador en zigzag con reactancia limitadora para la puesta a tierra del neutro de MT. Se limitará la corriente de falta monofásica a tierra a un valor de 10 A. A continuación se incluye la aparamenta seleccionada para el parque de media tensión de la subestación.

Equipos MT	
Pararrayos	ABB PEXLIM R24-YV024
Celdas de media tensión	NXAIR M, Siemens
Transformadores zigzag	2 MVA, ANAF
Interruptores de potencia	SION 3AE5, Siemens
Transformadores de medida de tensión	4MR, Siemens
Transformadores de medida de intensidad	4MA74, Siemens
Valor de la reactancia limitadora	13 H

Tabla 3: Equipos del parque de MT

Para la selección de la aparamenta se utiliza principalmente el criterio de soportabilidad frente a las máximaas corrientes de cortocircuito previstas, obtenidas mediante un estudio de cortocircuitos [8]. El estudio de cortocircuitos combina cálculos analíticos con simulaciones obtenidas a partir de un modelo completo de la instalación en Simulink.

Equipos AT	
Pararrayos	ABB PEXLIM Q210-XV245
Interruptores de potencia	LTB 245E1, Hitachi
Transformadores de medida de tensión inductivos	TVI245, Hitachi
Transformadores de medida de tensión capacitivos	CPB245, ABB
Transformadores de medida de intensidad	IMB245, Hitachi
Seccionadores	GW55, Hitachi

Tabla 4: Equipos del parque de AT

Para determinar el nivel mínimo de aislamiento de los equipos de la subestación se realiza un estudio de coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las sobretensiones que pueden aparecer en el sistema. Los resultados del estudio son los siguientes:

Coordinación de aislamiento	Parque de MT	Parque de AT
Tensión máxima de la red	24 kV	245 kV
Tensión soportada a frecuencia industrial	50 kV	460 kV
Tensión soportada a impulsos de tipo rayo	95 kV	1050 kV
Distancia mínima de separación fase-tierra	160 mm	2100 mm
Distancia mínima de separación entre fases	160 mm	2100 mm

Tabla 5: Resultados Coordinación de aislamiento

Por último, también se realizan los correspondientes estudios del sistema de puesta a tierra [A.7.1] y de apantallamiento de la subestación [A.7.2].

6. Conclusiones

En primer lugar, la comparativa entre emplazamientos ha permitido determinar el emplazamiento óptimo para el desarrollo del proyecto, con el fin de maximizar la producción energética de la instalación. El análisis del recurso eólico, por su parte, permite identificar la distribución óptima de los aerogeneradores. La combinación de ambos criterios garantiza la máxima eficiencia alcanzable de la instalación, logrando una producción anual estimada de **200148 MWh**.

Por otra parte, la selección de los equipos eléctricos se ha realizado en estricto cumplimiento de toda la normativa vigente aplicable a la instalación. El diseño garantiza que toda la aparamente instalada tiene capacidad de soportabilidad de esfuerzos térmicos y dinámicos ante episodios disruptivos, tales como cortocircuitos o descargas atmosféricas. Todo esto garantiza la integridad del sistema bajo cualquier condicion operativa. A su vez, la configuración de simple barra partida confiere a la subestación un compromiso razonable entre costes y flexibilidad operativa.

Por último, el análisis económico arroja un LCOE (Levelized Cost of electricity) de **31.44 euros por MWh**. Esta cifra resulta altamente competitiva, situándose en el rango más bajo de costes globales para energías renovables. El LCOE de la energía solar fotovoltaica se situa entre los 25 y los 45 euros por MWh, lo resalta la competitividad comercial de la instalación diseñada.

DESIGN OF A RENEWABLE GENERATION FACILITY

Author: García Riquelme, Francisco Javier

Supervisor: Fernández-Sabugal Pérez, Miguel

Collaborating entity: ICAI - Universidad Pontificia de Comillas

PROJECT ABSTRACT

The search for high-performance, low-environmental-impact energy alternatives is one of the greatest challenges of today's industry. In this context, wind energy emerges as one of the great energy sources of the future. The project covers the comprehensive design of a wind farm with **60 MW** of installed power.

The project starts practically from scratch. Three locations with significant wind power density values on the Iberian Peninsula are proposed and compared, primarily based on the available wind resource criterion. It is decided to locate the facility in the municipality of Las Caheruelas (Tarifa). Initially, an estimated annual production of **280,724 MWh** is projected. After a more exhaustive analysis using the Furow software, an annual production of **200,148 MWh** is finally estimated.

Once the location is chosen, the main part of the project focuses on the design of the farm's electrical systems. It will consist of a medium voltage network with a nominal voltage of 20 kV, which evacuates the energy produced by the wind turbines to an outdoor electrical substation, where the voltage level is raised to 220 kV and the energy is discharged into the transmission grid. The main design criterion for the electrical equipment is based on ensuring the equipment's ability to withstand disruptive events in the grid, such as short circuits or lightning strikes. This ensures a stable and resilient system, capable of maintaining supply under adverse conditions.

Finally, an execution budget for the wind farm is prepared, and its economic viability is studied, obtaining an internal rate of return (IRR) of **12.27 %** and an LCOE (Levelized Cost of Electricity) of **31.44 euros per MWh**.

Keywords: wind resource, wind turbine, medium voltage (MV), high voltage (HV), overvoltage, overcurrent, short circuit, protections.

1. Introduction

Within the European framework of the energy transition towards a sustainable, competitive, and completely decarbonized system, Spain stands as one of the leaders in energy matters to achieve these objectives. According to the [European Electricity Reviews 2026] report, Spain generated 42.1 % of its electrical energy through wind and solar power in 2025; which places it at the forefront of the countries that make up the European energy mix. Furthermore, 2025 was the first year in which wind and solar energy combined surpassed fossil fuels in the European Union (29 % of the total energy generated).

In this context, wind energy emerges as one of the technologies with the greatest potential to achieve these objectives. However, the transition towards renewable energy must be accompa-

nied by an increase in the strength and resilience of the electrical system, as it introduces a stochastic component into generation dispatch schemes. For this reason, the increase in renewable generation must be accompanied by systems capable of maintaining the power balance of the electrical system at all times (batteries, pumped-storage hydropower...). At the same time, it is essential to guarantee the equipment's ability to withstand disruptive events that may occur in the system. All of this aims to create a stable and resilient network, capable of guaranteeing demand at all times.

This project addresses the comprehensive design of a wind farm with **60 MW** of installed power, consisting of 12 wind turbines of 5 MW each.

2. Site selection

Using the Iberian wind map [6], three locations on the Iberian Peninsula with significant wind power density values are selected. The different locations will be compared based on various criteria, such as orography and land topology or the available wind infrastructure. However, the fundamental criterion for selection will be the wind resource available at each location, which provides an estimate of the energy generated by the facility. The following estimates of annual production are obtained, considering a statistical Weibull distribution as representative.

Location	1	2	3
Estimated annual production (MWh)	207,698	210,771	280,724
Capacity factor	0.395	0.401	0.534

Tabla 6: Estimated annual production. Comparison between locations

Finally, it is decided to locate the wind farm in the municipality of Las Caheruelas (Tarifa), province of Cádiz. An initial estimate of the annual production of the farm of **280,724 MWh** is obtained, with a capacity factor for the installation of **0.53**.

3. Analysis of the wind resource

In this chapter, a more exhaustive analysis of the wind resource is carried out, with the aim of obtaining the ideal layout of the wind turbines (micrositting) in the area defined for the wind farm. This analysis is carried out using the Furow software, developed by the company Solute.

For the analysis, hourly wind speed series from the MERRA-2 atmospheric reanalysis model (NASA) are used. A reference period of 2 years will be used, corresponding to the years 2023 and 2024. Data filtering and validation are performed before entering them directly into the model. For its part, the model will include approx. 10 % losses in the turbines. Another source of losses will be those due to the wake effect (proximity between turbines), which are fluid-dynamically modeled by the program, and which are observed to correspond to 5.84 % of the total energy.

Finally, the position of the generators is optimized for the three hub heights of the turbine model used (SG 132-5.0) and the 140m hub height turbine is chosen, which yields an estimated annual production of **200,148 MWh**, 28.7 % less than the initial estimate.



Figura 2: Final layout of the wind turbines at the chosen location

4. Wind Farm

In this chapter, the design of the medium voltage network of the wind farm is carried out, in charge of evacuating the power generated by the wind turbines to the outdoor substation. The main design decisions taken in this phase of the project are included below.

Underground line conductor	400 mm^2 Prysmian Cu XLPE
Step-up transformers	7.5 MVA, 690 V/ 20 kV ONAN
Medium voltage switchgear	SM6-24 from Schneider Electric

Tabla 7: Equipment of the farm's MV network

The conductors of the medium voltage line are sized to comply with the regulations set forth in ITC-LAT-06 of the LAT (High Voltage Regulations). Their sizing is based on three criteria: maximum permissible current in continuous operation, voltage drop, and short-circuit current. The medium voltage conductors will be directly buried under conduit in a trefoil formation at a depth of 0.8 m.

For the sizing of the rest of the equipment as well as the conductors themselves, the maximum predicted short-circuit currents are taken into account, calculated through a short-circuit study [Annex 8]. The single-line diagram of the medium voltage lines of the farm is shown in the drawing [5.18].

5. Outdoor Substation

The outdoor substation is responsible for raising the voltage level of the MV network (20 kV) to the 220 kV of the transmission grid. The farm will have a direct connection to the Puerto de

la Cruz node of the peninsular electrical system transmission grid, whose short-circuit powers are obtained from [11].

The substation adopts a single split-busbar configuration with air-insulated switchgear (AIS) technology and two parallel power transformers. Each transformer will have a nominal power of 35 MVA, sufficient for the 60 MW nominal power of the wind farm. This solution offers a good compromise between cost and operational flexibility. The single-line diagram of the substation is included in [5.19]. The substation will have 6 MV line incoming positions and four HV line outgoing positions. It will be assumed that two double-circuit La-455 (Condor) conductor lines leave the substation.

On the medium voltage (MV) side of the power transformers, a zigzag transformer with a limiting reactor will be connected for grounding the MV neutral. The single-phase-to-ground fault current will be limited to a value of 10 A. The switchgear selected for the MV yard of the substation is included below.

MV Equipment	
Surge arresters	ABB PEXLIM R24-YV024
Medium voltage switchgear	NXAIR M, Siemens
Zigzag transformers	2 MVA, ANAF
Circuit breakers	SION 3AE5, Siemens
Voltage measuring transformers	4MR, Siemens
Current measuring transformers	4MA74, Siemens
Limiting reactor value	13 H

Tabla 8: Equipment of the MV yard

For the selection of the switchgear, the criterion of ability to withstand the maximum predicted short-circuit currents, obtained through a short-circuit study [8], is mainly used. The short-circuit study combines analytical calculations with simulations obtained from a complete model of the facility in Simulink.

HV Equipment	
Surge arresters	ABB PEXLIM Q210-XV245
Circuit breakers	LTB 245E1, Hitachi
Inductive voltage measuring transformers	TVI245, Hitachi
Capacitive voltage measuring transformers	CPB245, ABB
Current measuring transformers	IMB245, Hitachi
Disconnectors	GW55, Hitachi

Tabla 9: Equipment of the HV yard

To determine the minimum insulation level of the substation equipment, an insulation coordination study is carried out, taking into account the overvoltages that may appear in the system. The results of the study are as follows:

Insulation coordination	MV Yard	HV Yard
Maximum network voltage	24 kV	245 kV
Power frequency withstand voltage	50 kV	460 kV
Lightning impulse withstand voltage	95 kV	1050 kV
Minimum phase-to-ground clearance	160 mm	2100 mm
Minimum phase-to-phase clearance	160 mm	2100 mm

Tabla 10: Insulation coordination results

Finally, the corresponding studies of the grounding system [A.7.1] and the substation shielding [A.7.2] are also carried out.

6. Conclusions

First of all, the comparison between locations has allowed for the determination of the optimal location for the development of the project, in order to maximize the energy production of the facility. The analysis of the wind resource, for its part, allows for the identification of the optimal distribution of the wind turbines. The combination of both criteria guarantees the maximum attainable efficiency of the installation, achieving an estimated annual production of **200,148 MWh**.

On the other hand, the selection of the electrical equipment has been carried out in strict compliance with all current regulations applicable to the installation. The design guarantees that all installed switchgear has the ability to withstand thermal and dynamic stresses in the face of disruptive episodes, such as short circuits or lightning strikes. All this guarantees the integrity of the system under any operational condition. At the same time, the single split-busbar configuration gives the substation a reasonable compromise between costs and operational flexibility.

Lastly, the economic analysis yields an LCOE (Levelized Cost of Electricity) of **31.44 euros per MWh**. This figure is highly competitive, placing it in the lowest range of global costs for renewable energies. The LCOE of photovoltaic solar energy is between 25 and 45 euros per MWh, which highlights the commercial competitiveness of the designed facility.

Índice general

I Memoria Descriptiva **1**

1 Preámbulo **2**
1.1 Introducción . . . 3
1.2 Estado de la cuestión . . . 3
1.3 Motivación . . . 5
1.4 Objetivos del proyecto . . . 5
1.5 Normativa aplicable . . . 7

2 Selección del emplazamiento **9**
2.1 Emplazamientos posibles . . . 10
2.2 Emplazamiento elegido . . . 13

3 Análisis del recurso eólico **15**
3.1 Turbina eólica . . . 16
3.2 Producción anual estimada y Micrositting . . . 17

4 Parque eólico **18**
4.1 Descripción de la instalación . . . 19
4.2 Disposición de los Aerogeneradores . . . 20
4.3 Descripción Técnica de los Equipos . . . 22
4.4 Generadores de Inducción Doblemente Alimentados . . . 30

5 Subestación de Intemperie 20/220 kV **31**
5.1 Características generales y topología de la subestación . . . 32
5.2 Parque de Media Tensión (20 kV) . . . 34
5.3 Parque de Alta Tensión (220 kV) . . . 46
5.4 Protecciones Eléctricas . . . 59

II Planos **62**

III Presupuesto **73**

IV Bibliografía **83**

V Anexos **85**

1 Bases teóricas **86**
A.1.1 Turbinas eólicas . . . 87
A.1.2 Parámetros asociados al viento . . . 97

2 Selección del emplazamiento **100**
A.2.1 Criterios de selección del emplazamiento . . . 101
A.2.2 Modelo genérico de turbina . . . 103
A.2.3 Distribución de frecuencias por emplazamiento . . . 105
A.2.4 Rosa de los vientos y variabilidad diaria por emplazamiento . . . 108

3 Análisis del recurso eólico **109**
A.3.1 Elección de la turbina eólica . . . 110
A.3.2 Análisis del recurso eólico . . . 113

4 Parque Eólico **137**
A.4.1 Dimensionamiento de líneas subterráneas de media tensión . . . 138
A.4.2 Sistemas de protección de los generadores . . . 147

5 Subestación de Intemperie. Parque de 20 kV **151**
A.5.1 Selección del Pararrayos . . . 152
A.5.2 Coordinación de Aislamiento . . . 156
A.5.3 Distancias eléctricas de diseño . . . 165

6 Subestación de Intemperie. Parque de 220 kV **168**
A.6.1 Selección del Pararrayos . . . 169
A.6.2 Coordinación de Aislamiento . . . 172
A.6.3 Distancias eléctricas de diseño . . . 180
A.6.4 Líneas de AT . . . 183

7 Subestación de Intemperie. Puesta a Tierra y Apantallamiento **187**
A.7.1 Puesta a Tierra . . . 188
A.7.2 Apantallamiento . . . 194

8 Estudio de cortocircuitos **197**
A.8.1 Cálculos teóricos . . . 198
A.8.2 Modelo de la Instalación en Simulínk . . . 200
A.8.3 Resultados . . . 203

9 Objetivos de Desarrollo Sostenible **214**

Índice de figuras

1 Disposición final de los aerogeneradores en el emplazamiento escogido . . . vii
2 Final layout of the wind turbines at the chosen location xii

1.1 Porcentaje de generación eléctrica por tecnología en la UE en 2025 (sin otras renovables) 3
1.2 Evolución anual de la potencia eólica instalada en España 4
1.3 Parque eólico de Campillo de Altobuey, Cuenca 5

2.1 Mapa y disposición de aerogeneradores en el emplazamiento 1 10
2.2 Mapa y disposición de aerogeneradores en el emplazamiento 2 11
2.3 Mapa y disposición de aerogeneradores en el emplazamiento 3 12
2.4 Imagen aérea de la zona donde se situará el parque eólico 14
2.5 Imagen aérea de los alrededores del parque eólico 14

3.1 Disposición (Micrositting) de los generadores 17

4.1 Disposición de los aerogeneradores 20
4.2 Características de la unidad DM1-A de la gama SM6-24. 24
4.3 Características del transformador de medida de intensidad ARM3/N2F . . 25
4.4 Características de la unidad CM2 de la gama SM6-24 26
4.5 Características del transformador de medida de tensión VRC2/S1 26
4.6 Características de la unidad IMC de la gama SM6-24. 27
4.7 Características del transformador de medida de intensidad ARJP2/N2F . . 28
4.8 Cable Prysmian de MT 29

5.1 Dimensiones del pararrayos de 20 kV (A_{max}= 641 mm) 35
5.2 Procedimiento general de coordinación de aislamiento 36
5.3 Esquema unifilar de las posiciones de MT 38
5.4 Esquema unifilar de las celdas de medición 39
5.5 Esquema unifilar de la celda de acoplamiento 39
5.6 Características físicas de las celdas NXAIR de Siemens 41
5.7 Interruptor de potencia SION 3AE5 42
5.8 Transformador de medida de intensidad 4MA74 43
5.9 Transformador de medida de tensión 4MR 44
5.10 Dimensiones del pararrayos de 220 kV (A_{max}= 2617 mm, B=800 mm, C=600 mm, D=400 mm) 47
5.11 Posición de línea de AT 50
5.12 Plano del interruptor de potencia LTB 245E1 51
5.13 Seccionador GW55 52
5.14 Transformador de medida de intensidad IMB245 54
5.15 Transformador de medida de tensión CPB245 56
5.16 Transformador de medida de tensión TVI245 57
5.17 Esquema de un DFIG 63

5.18 Esquema Unifilar de la red de MT . . . 64
5.19 Esquema Unifilar de la Subestación de Intemperie . . . 65
5.20 Esquema de las protecciones de Transformadores . . . 66
5.21 Esquema de las protecciones de líneas de AT . . . 67
5.22 Esquema de las protecciones de líneas de MT . . . 68
5.23 Esquema de las protecciones de barras de AT . . . 69
5.24 Esquema de las protecciones de barras de MT . . . 70
5.25 Cabeza de apoyo de líneas LA-455 . . . 71
5.26 Malla de Puesta a Tierra . . . 72

A.1.1 Flujo de aire que atraviesa un generador eólico (3D) . . . 87
A.1.2 Flujo de aire que atraviesa un generador eólico (2D) . . . 89
A.1.3 Curvas de coeficientes de fuerza y potencia de una turbina en función del factor de inducción . . . 91
A.1.4 Velocidad tangencial del flujo que atraviesa la superficie del rotor . . . 91
A.1.5 Comparativa turbinas de eje vertical vs eje horizontal . . . 93
A.1.6 Aerogeneradores de eje vertical . . . 93
A.1.7 Coeficiente de potencia de una turbina eólica en función del número de palas 94
A.1.8 Turbina eólica de 26 MW de la empresa china Dongfang Electric . . . 95
A.1.9 Comparativa eólica Onshore vs Offshore . . . 95
A.1.10 Aerogenerador Elisa de 5 MW instalado frente a las costas de Gran Canaria 96
A.1.11 Ejemplos de distribuciones Weibull para distintas combinaciones de parámetros . . . 97
A.1.12 Ejemplo de perfil de velocidad del viento en función de la altura . . . 98

A.2.1 Curva de potencia para una turbina genérica de 5 MW . . . 103
A.2.2 Distribución de frecuencias del emplazamiento 1 ($\lambda = 9{,}21 \quad k = 1{,}51$) . . . 105
A.2.3 Distribución de frecuencias del emplazamiento 2 ($\lambda = 8{,}62 \quad k = 1{,}6$) . . . 106
A.2.4 Distribución de frecuencias del emplazamiento 3 ($\lambda = 11{,}05 \quad k = 2{,}05$) . . . 107
A.2.5 Atributos del emplazamiento 1 . . . 108
A.2.6 Atributos del emplazamiento 2 . . . 108
A.2.7 Atributos del emplazamiento 3 . . . 108

A.3.1 Esquema del sistema de orientación de una turbina . . . 110
A.3.2 Curvas de potencia de la SG 132-5.0 . . . 111
A.3.3 Descarga de datos . . . 113
A.3.4 Extrapolación de datos del modelo MERRA-2 a la altura de buje . . . 114
A.3.5 Filtrado de datos . . . 116
A.3.6 Elección del periodo de referencia . . . 117
A.3.7 Perfil diurno de los datos . . . 118
A.3.8 Perfil estacional de los datos . . . 118
A.3.9 Análisis de bondad de ajuste de los datos de ambos modelos . . . 119
A.3.10 Tendencia de la ventosidad durante los últimos 10 años . . . 120
A.3.11 Parámetros y gradientes atmosféricos . . . 121
A.3.12 Datos utilizados para la creación del clima object . . . 121
A.3.13 Mapa de elevación utilizado para el Clima Object . . . 122
A.3.14 Creación del parque eólico . . . 123
A.3.15 Resumen de las pérdidas del modelo . . . 125
A.3.16 Optimización de la ubicación de aerogeneradores . . . 126
A.3.17 Probabilidad anual de exceder velocidades extremas . . . 128
A.3.18 Velocidad media del viento a 95 m . . . 129
A.3.19 Velocidad media del viento a 120 m . . . 129

A.3.20 Velocidad media del viento a 140 m . . . 130
A.3.21 Turbulencia media a 95m . . . 130
A.3.22 Turbulencia media a 120m . . . 131
A.3.23 Turbulencia media a 140m . . . 131
A.3.24 Viento extremo a 95m . . . 132
A.3.25 Viento extremo a 120m . . . 132
A.3.26 Viento extremo a 140m . . . 133
A.3.27 Rosa de las energías a 95m . . . 135
A.3.28 Rosa de las energías a 120m . . . 135
A.3.29 Rosa de las energías a 140m . . . 136

A.4.1 Cable RHZ1-Ol-Al de Prysmian . . . 140
A.4.2 Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo, según ITC-LAT-06 . . . 141
A.4.3 Factores de corrección para temperatura del terreno distinta de 25 ºC, según ITC-LAT-06 . . . 141
A.4.4 Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1m, según ITC-LAT-06 . . . 142
A.4.5 Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad . . . 143
A.4.6 Factores de corrección para resistividad térmica del terreno distinta a 1.5 Km/W, según ITC-LAT-06 . . . 143
A.4.7 Densidad máxima de corriente de cortocircuito [A/mm2] para conductores de aluminio, según ITC-LAT-06 . . . 146
A.4.8 Resistencias Crowbar . . . 148
A.4.9 Curva de disparo (cierre) de las Resistencias Crowbar . . . 148
A.4.10 Brake Chopper del bus de CC . . . 149
A.4.11 Curva de disparo (activación) del brake chopper . . . 150

A.5.1 Línea de fuga mínima (mm/kV) requerida en función del nivel de contaminación . . . 153
A.5.2 Valores típicos de corrientes nominales de descarga (In) en función de la tensión nominal (Un) del pararrayos . . . 154
A.5.3 Rango típico de sobretensiones debido a maniobras por energización y reenganche de líneas . . . 158
A.5.4 Relación de valores al 2 % de sobretensiones de maniobra entre fases y fase-tierra . . . 158
A.5.5 Factor de coordinación (K_{CD}) para sobretensiones entre fases (b, aplicado al doble de U_{pl}) y fase-tierra (a) . . . 160
A.5.6 Valores del exponente m en función de la tensión soportada de coordinación a impulsos de tipo maniobra para aislamiento: fase-tierra (a), longitudinal (b), entre fases (c) e intervalos en el aire punta-plano (d) . . . 162
A.5.7 Factores de conversión de ensayo para la Gama I . . . 163
A.5.8 Niveles de aislamiento nominales para materiales del Grupo A . . . 167

A.6.1 Niveles de aislamiento nominales para materiales del Grupo A . . . 182
A.6.2 Densidad de corriente máxima en régimen permanente . . . 183

A.7.1 Tensión de contacto en función del tiempo de actuación de las protecciones, según ITC-RAT-13 . . . 190
A.7.2 Disposición de las puntas de Franklin . . . 194

A.8.1 Modelo de Líneas Subterráneas de MT y Aerogeneradores en Simulink . . . 200

A.8.2 Modelo de la Subestación en Simulink 201
A.8.3 Bloque para la simulación de cortocircuitos en Simulink 202
A.8.4 Valor eficaz de la intensidad de cortocircuito trifásico en el lado de AT (5 kA/div) 204
A.8.5 Valor eficaz de la intensidad de cortocircuito monofásico a tierra en el lado de AT (5 kA/div) 204
A.8.6 Forma de onda de la corriente de cortocircuito bifásico a tierra en el lado de AT (10 kA/div) 205
A.8.7 Valor eficaz de la intensidad de cortocircuito monofásico en red de MT (10 kA/div) 206
A.8.8 Valor eficaz de la intensidad de cortocircuito trifásico en el lado de MT . . 210
A.8.9 Valor pico de la intensidad de cortocircuito trifásico en el lado de MT . . . 210
A.8.10 Valor eficaz de intensidad de cortocircuito trifásico en barras de MT de generador (2 kA(/div) 212
A.8.11 Forma de onda de intensidad de cortocircuito trifásico en barras de MT de generador (10 kA/div) 213

A.9.1 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 216

Índice de tablas

1 Producción anual estimada. Comparativa entre emplazamientos VI
2 Equipos de la red de MT del parque VII
3 Equipos del parque de MT VIII
4 Equipos del parque de AT VIII
5 Resultados Coordinación de aislamiento IX
6 Estimated annual production. Comparison between locations XI
7 Equipment of the farm's MV network XII
8 Equipment of the MV yard XIII
9 Equipment of the HV yard XIII
10 Insulation coordination results XIV

2.1 Producción anual estimada. Comparativa entre emplazamientos 13

3.1 Hoja de características SG132-5.0 16

4.1 Características técnicas de los generadores SG132-5.0. 22
4.2 Características técnicas de los transformadores elevadores 22
4.3 Características técnicas de las celdas de la gama SM6-24 23
4.4 Características técnicas del cable Prysmian RHZ1-OL-Al. 29
4.5 Distancia de las líneas de MT 29

5.1 Pararrayos del parque de 20 kV 34
5.2 Resultados de la coordinación de aislamiento del parque de 20 kV 36
5.3 Características eléctricas de la celda Siemens NXAIR M. 40
5.4 Características eléctricas de los interruptores de potencia SION 3AE5. . . . 42
5.5 Características técnicas de los transformadores de intensidad 4MA74. . . . 43
5.6 Características técnicas de los transformadores de tensión inductivos 4MR. 44
5.7 Características técnicas del transformador de puesta a tierra 45
5.8 Pararrayos del parque de 220 kV 46
5.9 Resultados de la coordinación de aislamiento del parque de 20 kV 48
5.10 Valores de Potencia e Intensidad de Cortocircuito 49
5.11 Características técnicas del interruptor de potencia LTBE 245E1 51
5.12 Características técnicas del seccionador de maniobra horizontal GW55 . . . 52
5.13 Características técnicas del transformador de intensidad IMB245 53
5.14 Configuración del TI para medida comercial 53
5.15 Configuración del TI para medida y protección 54
5.16 Características técnicas del Transformador de Tensión Capacitivo CPB245 . 55
5.17 Características técnicas del Transformador de Tensión Inductivo TVI245 . . 57

A.1.1 Coeficiente de rugosidad para distintos terrenos 99

A.2.1 Recurso eólico disponible en el emplazamiento 1 105
A.2.2 Recurso eólico disponible en el emplazamiento 2 106
A.2.3 Recurso eólico disponible en el emplazamiento 3 107

A.3.1 Comparativa de turbinas eólicas . . . 112
A.3.2 Comparación estadística de los modelos ERA-5 y MERRA-2 . . . 119
A.3.3 Comparación de los modelos de reanálisis con los datos de mapa eólico ibérico 120
A.3.4 Comparativa de alturas de buje . . . 127
A.3.5 Parque con turbinas de 95 m . . . 133
A.3.6 Parque con turbinas de 120m . . . 134
A.3.7 Parque con turbinas de 140m . . . 134

A.4.1 Requerimientos técnicos de los cables de MT . . . 138
A.4.2 Propiedades de los aislantes XLPE y EPR . . . 139
A.4.3 Condiciones estándar según ITC-LAT-06 . . . 141
A.4.4 Máxima intensidad admisible en cables subterráneos de MT . . . 144
A.4.5 Caída de tensión en las líneas subterráneas de MT . . . 144
A.4.6 Intensidad de cortocircuito máxima en función de la duración . . . 145

A.5.1 Tensiones soportadas especificadas (U_{rw}) del parque de 20 kV . . . 162

A.6.1 Tensiones soportadas especificadas (U_{cw}) del parque de 220 kV . . . 177
A.6.2 Especificaciones Técnicas de las Líneas Aéreas . . . 183

A.7.1 Datos para la puesta a tierra de la subestación . . . 188
A.7.2 Tensiones máximas admisibles según la ITC-RAT-12 . . . 191
A.7.3 Temsiones máximas admisibles según IEEE Std 80. . . . 191

A.8.1 Resultados de las corrientes de cortocircuito simuladas. . . . 203
A.8.2 Corrientes de cortocircuito en el lado de AT . . . 203
A.8.3 Intensidades de cortocircuito en lado de MT para potencia nominal (valor eficaz) . . . 207
A.8.4 Intensidades de cortocircuito en lado de MT para 50 % de potencia nominal (valor eficaz). . . . 208
A.8.5 Intensidades de cortocircuito en lado de MT en vacío (valor eficaz). . . . 209
A.8.6 Corrientes de cortocircuito en barras de MT del generador para 100 % de potencia nominal (valor eficaz) . . . 211
A.8.7 Corrientes de cortocircuito en barras de MT del generador para 50 % de la potencia nominal . . . 211
A.8.8 Corrientes de cortocircuito en barras de MT del generador en vacío . . . 212

Índice de abreviaturas

Abreviatura	Significado
AC / CA	Corriente alterna (*Alternating Current*)
ACSR	Conductor de aluminio con alma de acero (*Aluminium Conductor Steel Reinforced*)
AENOR	Asociación Española de Normalización y Certificación
AIS	Aparamenta con aislamiento en aire (*Air Insulated Switchgear*)
ANSI	*American National Standards Institute* (códigos de funciones de protección)
AT	Alta Tensión
AWG	*American Wire Gauge* (calibre normalizado de conductores)
CAPEX	Gastos de capital / inversión inicial (*Capital Expenditure*)
CC / DC	Corriente continua (*Direct Current*)
COV	Tensión de funcionamiento continuo del pararrayos (*Continuous Operating Voltage*)
DFIG	Generador de inducción doblemente alimentado (*Doubly Fed Induction Generator*)
DMG	Distancia Media Geométrica entre conductores
EPR / HEPR	Etileno-propileno / etileno-propileno de alta resistencia (aislantes de cables)
ERA-5	Modelo de reanálisis atmosférico de Copernicus (ECMWF)
GIS	Aparamenta con aislamiento en gas (*Gas Insulated Switchgear*)
HAWT	Aerogenerador de eje horizontal (*Horizontal Axis Wind Turbine*)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission*)
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers*
IGBT	Transistor bipolar de puerta aislada (*Insulated Gate Bipolar Transistor*)
IP	Grado de protección de envolventes (*Ingress Protection*)
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables (*International Renewable Energy Agency*)
ITC-LAT	Instrucción Técnica Complementaria de Líneas de Alta Tensión
ITC-RAT	Instrucción Técnica Complementaria del Reglamento de instalaciones de Alta Tensión
LCOE	Coste nivelado de la electricidad (*Levelized Cost of Electricity*)
LIPL (U_{pl})	Nivel de protección a impulsos de tipo rayo (*Lightning Impulse Protection Level*)
MERRA-2	Modelo de reanálisis atmosférico de la NASA
MT	Media Tensión
MVA / MW / MWh	Megavoltiamperio / Megavatio / Megavatio-hora
ODS / SDG	Objetivos de Desarrollo Sostenible (*Sustainable Development Goals*)
ONAN / ANAF	Modos de refrigeración de transformadores (aceite/aire, natural/forzada)
ONU	Organización de las Naciones Unidas
PaT	Puesta a Tierra
pu	Por unidad (magnitudes unitarias)
PVC	Policloruro de vinilo (aislante de cables)
RMG	Radio Medio Geométrico del conductor
RMS	Valor eficaz (*Root Mean Square*)
RSC	Convertidor del lado del rotor (*Rotor Side Converter*)

Abreviatura	**Significado**
SCADA	Supervisión, control y adquisición de datos (*Supervisory Control And Data Acquisition*)
SF_6	Hexafluoruro de azufre (gas aislante y de corte)
SIPL (U_{ps})	Nivel de protección a impulsos de tipo maniobra (*Switching Impulse Protection Level*)
TI / TT	Transformador de medida de Intensidad / de Tensión
TIR / IRR	Tasa Interna de Retorno (*Internal Rate of Return*)
TOV	Sobretensión temporal soportada por el pararrayos (*Temporary OverVoltage*)
TSR	Relación de velocidad de punta de pala (*Tip Speed Ratio*)
UNE-EN	Norma española (Una Norma Española) / Norma Europea
UTM	Sistema de coordenadas *Universal Transverse Mercator*
VAWT	Aerogenerador de eje vertical (*Vertical Axis Wind Turbine*)
VDIS	Sistema de detección e indicación de tensión (*Voltage Detecting and Indicating System*)
XLPE	Polietileno reticulado (aislante de cables)
ZnO	Óxido de zinc (varistores de pararrayos)
U_m, U_s	Tensión más elevada del material / del sistema
U_r, U_c	Tensión asignada / de funcionamiento continuo del pararrayos
U_w, U_{wl}, U_{ws}	Tensiones soportadas normalizadas (frecuencia industrial, rayo, maniobra)
C_p	Coeficiente de potencia / factor de capacidad (según contexto en el documento)
S_{cc}, I_{cc}	Potencia e intensidad de cortocircuito

Documento I

Memoria Descriptiva

Capítulo 1

Preámbulo

1.1. Introducción

En el marco europeo de la transición energética hacia un sistema sostenible y competitivo, España se sitúa como uno de los líderes para la consecución de los objetivos de la UE de un sistema completamente decarbonizado y basado fundamentalmente en energías renovables. Actualmente, la energía eólica es una de las tecnologías renovables en auge dentro del mercado español, siendo España uno de los líderes del sector a nivel mundial. Por este motivo, el conocimiento del proceso de diseño, así como los factores clave para la viabilidad de la energía eólica a distintos niveles (económico, energético, eléctrico, construcción...) constituyen una habilidad clave a desarrollar para un ingeniero industrial. Este proyecto se centrará en el diseño de un parque de generación de energía eólica de 60 MW de potencia instalada en Tarifa (Cádiz), detallándose de manera exhaustiva todos los criterios de diseño empleados en las diferentes etapas.

1.2. Estado de la cuestión

Según el informe "European Electricity Review 2026", España generó en 2025 el 42,1 % de su energía eléctrica mediante energías eólica y solar, lo que le sitúa al frente de los países que conforman el mix energético europeo. La media de generación renovable de los países de la UE se situó en el 47,7 %; si, además de las energías eólicas y solar, se incluyen como renovables la hidroeléctrica y los biocombustibles. A su vez, 2025 fue el primer año en que la eólica y la solar conjuntamente superaron a los combustibles fósiles (29 %) en la UE. Esta tendencia denota los objetivos energéticos de la UE. A corto plazo (2030), los principales objetivos consisten en tratar de reducir la emisión de gases de efecto invernadero en un 55 % frente a los niveles de 1990, así como alcanzar un 42,5 % de generación eólica y solar conjuntas. Otros países como Suiza, que no pertenece a la UE pero que si forma parte del mix energético, también han decidido adoptar medidas adicionales como eliminar por completo la energía nuclear, debido a los riesgos operativos y residuos que su operación conlleva. A largo plazo, el objetivo de la UE es contar con un sistema energético con cero emisiones netas para el año 2050. Para ello es necesario una descarbonización completa del sistema.

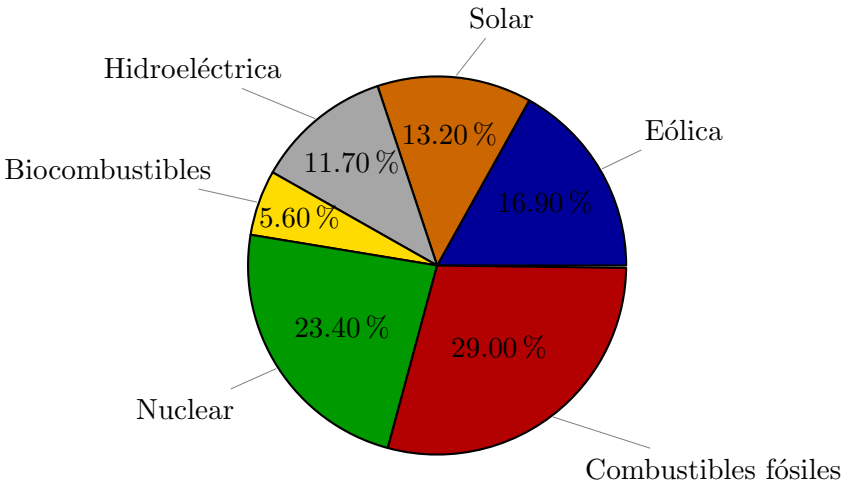


Figura 1.1: Porcentaje de generación eléctrica por tecnología en la UE en 2025 (sin otras renovables)

En este contexto, tecnologías como la energía eólica ganan un creciente protagonismo. No se ha de olvidar que esta transición ha de ir acompañada por un incremento de la estabilidad y fortaleza del sistema, el cual ha de poder garantizar la demanda en todo momento. En este contexto, la variabilidad (diaria y estacional) de las energías renovables constituyen otro desafío para la transición energética, pues estas fuentes de energía no son despachables (se puede modificar su producción instantáneamente). Principalmente, esto hace que el aumento de generación

renovable vaya acompañado de sistemas capaces de mantener el equilibrio de potencia del sistema, como lo son los sistemas de almacenamiento de energía (almacenamiento hidráulico, aire comprimido, hidrógeno...). Todas estas tecnologías emergentes tienen, por el momento, costes más elevados, lo cual representa otro desafío para su integración en el sistema energético.

Dentro de todo este contexto energético, el objetivo principal de este proyecto consiste en aprender y desarrollar la metodología y criterios de diseño de una instalación de generación eólica, los cuales serán mencionados posteriormente. A su vez, esta tecnología tiene un gran potencial de desarrollo en España, debido a sus condiciones geográficas. España se sitúa actualmente, con 32 GW de potencia eólica instalada, como el segundo país europeo con mayor capacidad, tan solo por detrás de Alemania; y como el quinto país mundial con más capacidad eólica.

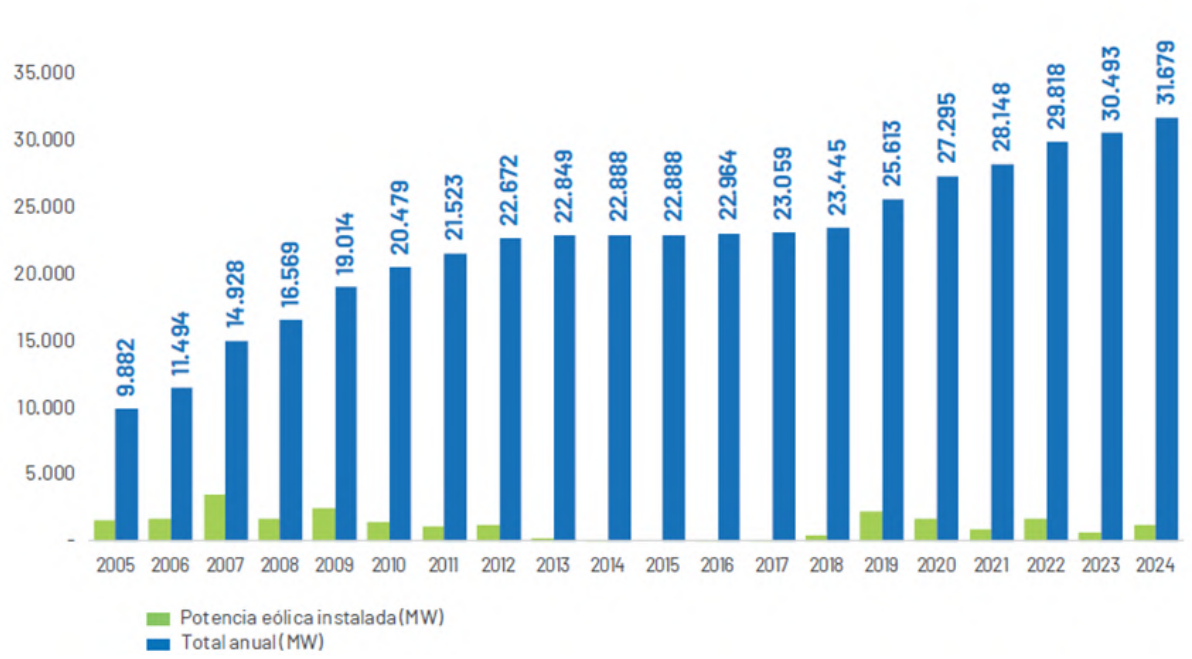


Figura 1.2: Evolución anual de la potencia eólica instalada en España

1.3. Motivación

Un parque eólico transforma la energía de la corriente incidente de viento en energía eléctrica, la cual constituye una forma de energía aprovechable. La energía eólica se trata de una fuente de energía limpia y renovable, ya que no emite gases de efecto invernadero ni ningún tipo de contaminante a la atmósfera. La mayor parte contaminación asociada es la debida a la extracción y tratamiento de materiales empleados (materiales raros como neodimio, praseodimio o paladio) y al transporte de aerogeneradores hasta su lugar de instalación.



Figura 1.3: Parque eólico de Campillo de Altobuey, Cuenca

Por otra parte, el potencial de la energía eólica en España resulta muy elevado, debido a las grandes mesetas de la península ibérica, las cuales constituyen grandes superficies planas (el relieve montañoso ofrece resistencia a las corrientes de viento) con baja densidad de población (impacto acústico y visual de los parques eólicos), ideales para la instalación de grandes parques eólicos. A su vez, España también cuenta con una gran línea de costa, donde se pueden aprovechar las fuertes corrientes de vientos costeros. Como se verá posteriormente durante el desarrollo del proyecto, factores como terrenos planos pueden simplificar mucho la instalación de un aerogenerador, debido a que se reducen los costes de movimiento de tierras así como otros factores técnicos y logísticos relacionados con la propia instalación y cableado de los aerogeneradores. Estos factores unidos a la creciente necesidad de energías renovables que puedan llevar a cabo la transición energética pactada en el marco de la UE hacen prever un aumento del número de instalaciones eólicas, tanto en España en Europa durante los próximos años.

1.4. Objetivos del proyecto

El proyecto persigue los siguientes objetivos:

- Aprendizaje y aplicación a la práctica del proceso de diseño de un parque de generación de energía eólica. Esto incluye el conocimiento de los diferentes criterios de diseño en diferentes ámbitos (económico, energético...).
- Desarrollo de una instalación de energía renovable, para poder ser comparada posteriormente con instalaciones reales, y determinar la viabilidad y la competitividad real del proyecto en los mercados actuales.

- Contribuir al desarrollo español en el marco de la transición energética proporcionando un proyecto ejecutable en la práctica, para el cual se cuentan con las capacidades técnicas necesarias.

1.5. Normativa aplicable

En este Proyecto resulta de aplicación la siguiente normativa:

1.5.1. Legislación Nacional (Leyes y Reales Decretos

1. **Ley 54/1997**, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

2. **Real Decreto 3275/1982**, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas y centros de transformación.

3. **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.

4. **Real Decreto 223/2008**, de 15 de febrero, 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 a 09.

1.5.2. Normas Internacionales (UNE, EN, IEC)

- **Norma UNE-EN IEC 60099 (y UNE-EN 60099-1 / UNE-EN-60099)**: Referente a los requisitos de diseño, fabricación, selección y ensayos de pararrayos.

- **Normas UNE-EN IEC 60071-1 y 60071-2**: Directrices sobre la Coordinación de Aislamiento.

- **Norma IEC 60909**: Sobre las exigencias de soportabilidad de cortocircuitos.

- **Norma UNE-EN 60947-2**: Relativa a las exigencias para el poder de corte de los interruptores magnetotérmicos.

- **Norma IEC 61869-1**: Requisitos generales para transformadores de medida.

- **Norma IEC 61869-2**: Especificaciones para transformadores de medida de intensidad.

- **Norma IEC 61869-3**: Especificaciones para transformadores de medida de tensión (inductivos).

- **Norma IEC 62271-1**: Referente a las características y exigencias comunes para aparamenta (interruptores y seccionadores).

- **Norma IEC 62271-100**: Relativa a las características técnicas de interruptores de potencia de alta tensión.

- **Norma IEC 62271-200**: Referente a las características eléctricas y técnicas de celdas de media tensión modulares.

- **Norma UNE 20435-1**: Consultada para establecer los valores normalizados del nivel de aislamiento de los cables.

- **Norma UNE 21192**: Utilizada para el cálculo de las intensidades máximas de cortocircuito permitidas.

1.5.3. Normas IEEE

- **IEEE Std 80-2013 (IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding)**: Aplicada al dimensionamiento de las tensiones admisibles de paso y de contacto en la malla de puesta a tierra.
- **IEEE Std. 998-1996**: Empleada para el cálculo de las distancias críticas de apantallamiento de subestaciones contra descargas atmosféricas.
- **IEEE Std. 998-2012**: Usada para establecer los parámetros estadísticos y distribución de impactos de rayo.

Finalmente, se destaca la existencia de otras normativas no incluidas en esta lista que regulan la actividad de suministro de energía eléctrica y las instalaciones de energías renovables. No obstante, solo se contemplará la aplicación de las mencionadas anteriormente en el ámbito del proyecto.

Capítulo 2

Selección del emplazamiento

2.1. Emplazamientos posibles

Se seleccionarán tres emplazamientos cuyos valores para velocidad media y densidad de potencia del viento destaquen dentro de la península ibérica. Estos emplazamientos se compararán atendiendo a diferentes criterios. Para comparar los distintos emplazamientos se utilizará un mapa eólico ibérico de alta resolución, el cual se encuentra disponible en internet.

Este mapa proporciona los datos correspondientes a los últimos 32 años, incluyendo la velocidad media del viento en función de la altura, la rosa de los vientos y la función de densidad estadística del viento en una determinada ubicación. Para comparar los distintos emplazamientos se seleccionará una escala de 3x3 km, ya que el parque contendrá varios aerogeneradores, por lo que la otra escala que ofrece la web (50x50 m) no es adecuada el nuestro estudio. A su vez, se escogen 100 m como altura para el estudio, ya que esta altura es próxima a la altura de góndola de una amplia variedad de turbinas eólicas presentes en el mercado. En este caso, la altura de góndola equivale a unos 120/140m, por lo que para decidir el emplazamiento se emplearán los datos correspondientes a una altura de 100 m.

Se colocarán 12 aerogeneradores de 5 MW cada uno (A.2.2) en cada emplazamiento, dando lugar a una potencia total de 60 MW.

2.1.1. Emplazamiento 1

El primer emplazamiento se ubica justo en la frontera entre Cantabria y la provincia de Burgos. Se sitúa 39 km al sureste de Santander y el municipio más cercano es Espinosa de los Monteros, el cual se encuentra unos 9 km al sur. No obstante, se encuentra más cerca de asentamientos como Cañedo o Quintana, los cuales se encuentran a tan solo 4 km.

Latitud: 43.14966 º Longitud: -3.60342 º

En primer lugar, se analiza la topografía del terreno, conjuntamente con la rosa de los vientos. Se observa un terreno bastante montañoso, pues las curvas de nivel revelan desniveles de hasta 500m, lo cual no resulta un factor favorable para la instalación.

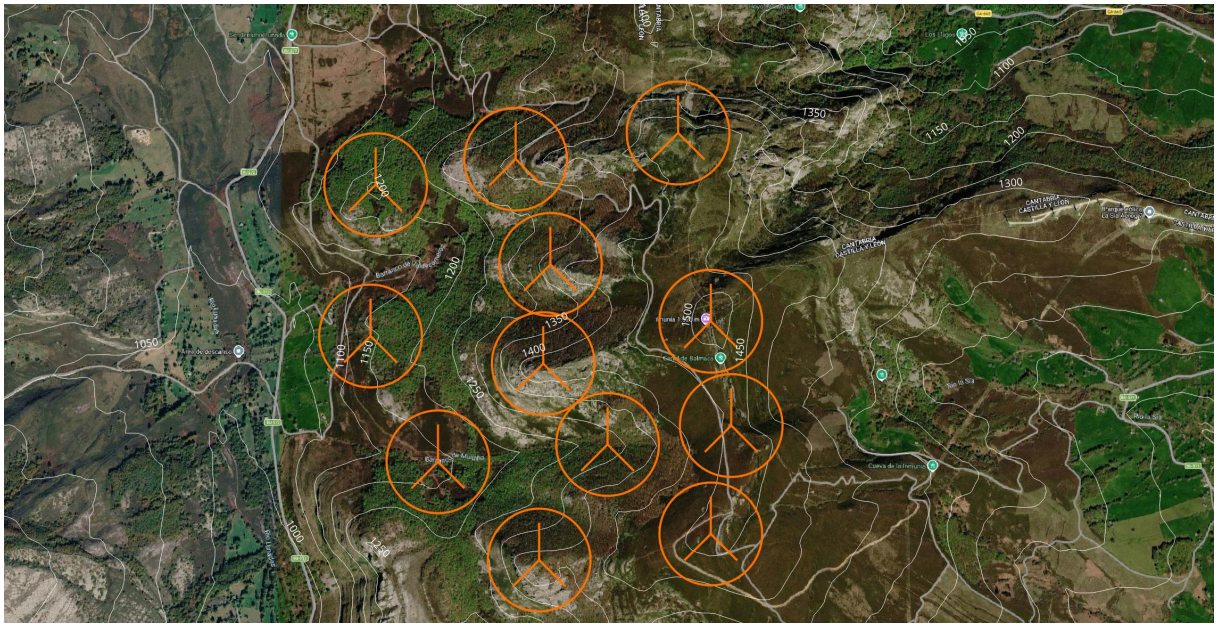


Figura 2.1: Mapa y disposición de aerogeneradores en el emplazamiento 1

Asimismo, se observa en la figura A.2.5 como la mayoría de las corrientes de aire proceden del

oeste. Pese a que las turbinas a emplear se reorientan para una dirección cambiante del viento, resulta importante tener en cuenta las direcciones predominantes del viento para reducir al máximo posible el efecto estela. Para aumentar la exposición al aire de los generadores se decide utilizar la disposición mostrada en la figura 2.1, donde los distintos generadores vienen representados por los iconos rojos. Se decide posicionar los generadores en líneas sucesivas dispuestas de Norte a Sur (dirección perpendicular a la del viento), respetando las distancias razonables entre ellos que limitan el efecto estela. Además, se observa que el desnivel del terreno tanto hacia el este como hacia el oeste es negativo, lo cual favorecerá aún más la exposición al viento.

Se calcula la producción anual estimada (tabla A.2.1) y se obtiene una producción total de **207698 MWh** y un factor de capacidad C_p de **0,39**.

Respecto a la variabilidad horaria, se observa en la figura A.2.5 que la media horaria de velocidades del viento es bastante similar a lo largo del día, lo cual constituye un aspecto favorable para la continuidad de producción de los aerogeneradores.

2.1.2. Emplazamiento 2

Este emplazamiento se ubica 55 km al oeste de la ciudad de Zaragoza. Más concretamente, se encuentra 1 km al este del municipio de Tabuenca. Además, otros parques eólicos se sitúan a 10 km del emplazamiento elegido, por lo que esto puede suponer una ventaja de cara al acceso a líneas de media y alta tensión.

Latitud: 41.70498 º Longitud: -1.52222 º

Se observa como se trata de un terreno con bastante poco desnivel, de aproximadamente 200m. Además, se ve como los aerogeneradores se instalarán en la cima y a lo largo de las laderas de la colina del centro de la imagen. Observando los datos de la figura A.2.6, se aprecia como la mayoría de las corrientes de viento provienen del noroeste, por lo que las hileras de aerogeneradores se posicionarán perpendiculares a esta dirección. También se observa cierta variabilidad horaria en la figura A.2.6, siendo las horas en torno al medio día las horas de menor ventosidad. Esto podría ocasionar problemas a posteriori en el funcionamiento del parque.

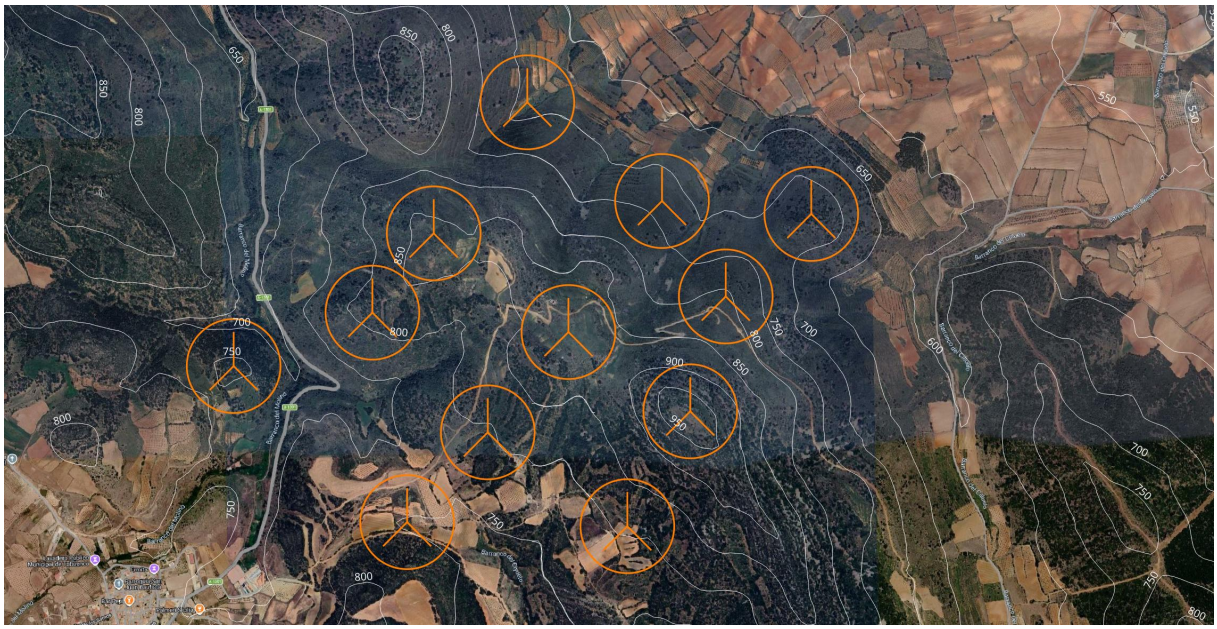


Figura 2.2: Mapa y disposición de aerogeneradores en el emplazamiento 2

Se calcula la producción anual estimada(tabla A.2.2) y se obtiene una producción total de **210770 MWh** y un factor de capacidad C_p de **0,40**.

2.1.3. Emplazamiento 3

Este último emplazamiento se ubica en la provincia de Cádiz, entre Tarifa y Algeciras. Más concretamente, se sitúa unos 7 kilómetros al oeste de Algeciras. Este emplazamiento cuenta con parques eólicos cercanos, así como un nudo de interconexión de líneas de alta tensión (220 y 400kV) a menos de 2 km. Estos factores suponen una mayor facilidad para el acceso a la infraestructura eléctrica, lo que le sitúa, a priori, en una posición ventajosa frente a los otros dos emplazamientos.

Latitud: 36.08048 º Longitud: -5.56057 º

Se observa en la figura A.2.7 como la mayoría de corrientes de viento proceden del este, por lo que se decide colocar los aerogeneradores en hileras verticales. A su vez, tampoco se aprecia una variabilidad horaria significativa.



Figura 2.3: Mapa y disposición de aerogeneradores en el emplazamiento 3

Respecto al terreno, se trata de un terreno bastante llano y con poco desnivel, ideal para la instalación de parques eólicos. No obstante, existen formaciones montañosas tanto al oeste como al noreste de la explanada donde se sitúa el parque, lo cual puede suponer un factor negativo de cara a la exposición al viento.

Se calcula la producción anual estimada (tabla A.2.3) y se obtiene una producción total de **280724 MWh**, con un factor de capacidad C_p de **0,53**.

2.2. Emplazamiento elegido

En esta sección se escogerá el emplazamiento donde se situará la instalación eólica. Para ello, se ha medido el aprovechamiento de la energía del parque eólico en 3 emplazamientos distintos. El objetivo consiste en determinar que emplazamiento es más favorable para la ubicación del parque eólico, atendiendo a los criterios detallados en [A.2.1]. Para llevar a cabo esta comparativa, se ha empleado un modelo genérico de turbina, detallado en [A.2.2].
Finalmente se decide escoger el tercer emplazamiento, ya que es el que tiene una mayor producción anual estimada. Comparado con los otros dos; produciría un **35,2 %** más de energía a lo largo de un año que el emplazamiento 1, y un **33,2 %** más que el emplazamiento 2. Por tanto, diferencias tan significativas justifican la elección de este emplazamiento, independientemente de otros factores menos favorables que pueda tener, como la presencia de montañas en los alrededores. No obstante y como ya se ha mencionado anteriormente, este emplazamiento tiene otros aspectos positivos, como la proximidad a un nudo de interconexión de líneas de alta tensión.

Emplazamiento	1	2	3
Producción anual estimada (MWh)	207698	210771	280724
Factor de capacidad	0,395	0,401	0,534

Tabla 2.1: Producción anual estimada. Comparativa entre emplazamientos

El parque eólico se ubicará en el municipio de Las Caheruelas (Tarifa), perteneciente a la provincia de Cádiz. Se incluyen a continuación algunos datos relevantes al emplazamiento:

-Rango de altitud: 50/250 m

-Temperatura mínima histórica: -1.9 ºC

-Temperatura máxima histórica: 47.2 ºC

-Temperatura media anual: 17.2 ºC

-Precipitación media anual: 592 mm

-Nivel de contaminación: muy fuerte (tipo IV)

-Coordenadas UTM:

36° 5’21.23”N 5° 36’ 36.28” E

X=265000 Y=3997000



Figura 2.4: Imagen aérea de la zona donde se situará el parque eólico



Figura 2.5: Imagen aérea de los alrededores del parque eólico

Capítulo 3

Análisis del recurso eólico

3.1. Turbina eólica

En la sección [A.3.1] se realiza una comparativa entre diferentes modelos comerciales de turbina eólica.

Finalmente se utilizarán 12 aerogeneradores de Siemens Gamesa modelo SG132-5.0. Siemens ofrece tres alturas de buje para este modelo: 95, 120 y 140m. Los generadores tienen las siguientes características:

Modelo	SG 132-5.0
Características generales	
Fabricante	Siemens Gamesa
Potencia nominal (MW)	5
Control	Pitch + Velocidad variable
Tecnología	DFIG
Tensión nominal	690 VAC
Diámetro del rotor (m)	132
Velocidad nominal (rpm)	11,83
Alturas de buje (m)	95, 120, 140
Clase de turbina	IIA
Parámetros asociados al viento	
Velocidad mínima (m/s)	3
Velocidad de corte (m/s)	30

Tabla 3.1: Hoja de características SG132-5.0

3.2. Producción anual estimada y Micrositting

En esta sección se llevará a cabo un análisis más exhaustivo del recurso eólico presente en el emplazamiento elegido. Para ello se utilizará como herramienta Furow, un software de evaluación y optimización de parques eólicos, desarrollado por la empresa Solute. El objetivo de este capítulo es obtener una estimación más aproximada de la producción anual, así como la posición óptima de los aerogeneradores dentro del parque (micrositting). Por último, también se llevará a cabo una comparación entre las tres alturas de buje del modelo de turbina elegido en la sección anterior, para determinar que altura resulta más ventajosa para la instalación.

El procedimiento detallado de análisis se incluye en el Anexo [A.3.2]. Finalmente, se opta por la utilización de las turbinas de 140 m de altura de buje, obteniéndose una producción anual estimada de **200148 MWh** [A.3.7], que se corresponde con un 28,7 % menos de lo estimado en el capítulo anterior a través de mapa eólico ibérico [2.2]. Estas diferencias se deben, por un lado, a que las pérdidas introducidas en el modelo estudiado equivalen ya de por sí a casi un 10 % de la energía [A.3.2]. Además, el modelo de análisis empleado también modela las pérdidas por efecto estela, que equivalen al 5.84 % de la energía total.

Tras realizar la optimización del parque [Anexo A.3.2], se obtiene la siguiente disposición (Micrositting) para los generadores:



Figura 3.1: Disposición (Micrositting) de los generadores

** Las líneas blancas representan las líneas subterráneas de media tensión. La subestación colectora se encuentra representada por el rectángulo rallado en rojo en el inferior de la imagen. Los aerogeneradores vienen representados por los iconos naranjas.

Capítulo 4

Parque eólico

4.1. Descripción de la instalación

El parque se compone de 12 aerogeneradores SG 132-5.0 de Siemens Gamesa, de 5 MW de potencia cada uno. Estos se dispondrán en grupos de dos generadores conectados en serie. La potencia generada por cada uno de ellos será evacuada a la subestación colectora por medio de líneas subterráneas de media tensión, donde se elevará la tensión y se verterá la energía a la red de alta tensión (220 kV). El parque eólico cuenta con una potencia máxima de **60 MW** y una producción anual esperada de **200148 MWh**.

El parque se compone de los siguientes elementos:

- 12 aerogeneradores SG132-5.0 de Siemens Gamesa.
- 12 transformadores de potencia, que conectan los aerogeneradores (690 V) a la red de MT (20 kV).
- 6 líneas subterráneas de MT.
- Celdas de MT, ubicadas en la base de cada aerogenerador.
- Elementos de control, mando, comunicación y protección de los equipos.

Funcionamiento

El funcionamiento de la instalación es relativamente simple. Cada aerogenerador contará con un sistema de medida SCADA, que monitoreará en tiempo real la velocidad del tiempo y la potencia generada por la turbina. Si la velocidad del viento es inferior a la velocidad mínima (3 m/s en este caso), el sistema de pitch orientará las palas poniéndolas de perfil al viento, de forma que las palas pierdan toda la fuerza de sustentación y comiencen a perder velocidad hasta detenerse por completo. Esto también sucederá cuando la velocidad del viento supere la velocidad de corte (en este caso 30 m/s), por motivos de seguridad. Finalmente, una vez la turbina se encuentre parada casi por completo debido al freno aerodinámico, se aplicará un freno mecánico en el eje de la turbina.

En caso de que la velocidad del viento se encuentre entre la velocidad mínima y la de corte, los aerogeneradores producirán energía eléctrica que se evacuará directamente hacia la subestación. En caso de que haya un exceso de energía que no pueda ser vertida directamente a la red de transporte, el operador podrá elegir entre almacenarla en dispositivos de almacenamiento (baterías eléctricas, sistemas de bombeo de agua); o directamente frenar los aerogeneradores de forma remota (curtailment), en caso de que los elementos de almacenamiento esten al máximo de su capacidad o directamente no se cuente con ellos.

4.2. Disposición de los Aerogeneradores

Como ya se ha comentado, los aerogeneradores se conectarán a la subestación en grupos de dos, por medio de líneas subterráneas de MT. Para elevar la tensión de salida de los generadores a la red de MT se emplearán transformadores de potencia, que se situarán en la base de cada aerogenerador. Junto con el transformador, también se ubicarán en la base de los aerogeneradores distintas celdas de MT: funcion interruptor automático, funcion seccionador, celdas de medida de tension... Las celdas con función de interruptor automático tendrán poder de corte en condiciones de cortocircuito, mientras que las celdas con función seccionador tendrán poder de corte únicamente en condiciones normales de funcionamiento. Tanto el transformador de potencia como las respectivas celdas de MT ubicadas en la base de los aerogeneradores se ubicarán dentro de un contenedor prefabricado, que cumple la función de proteger a los equipos. La disposición final de los aerogeneradores es la siguiente:

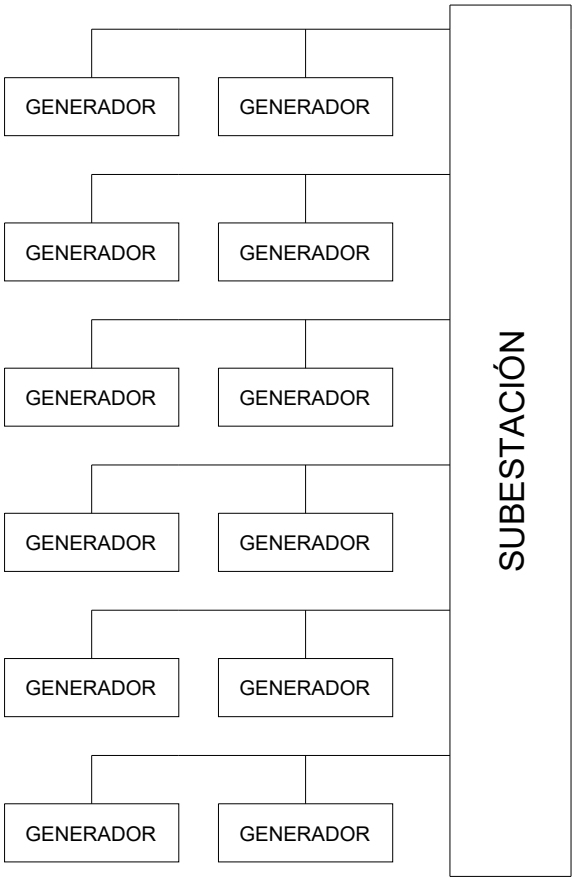


Figura 4.1: Disposición de los aerogeneradores

De esta forma, los generadores se conectarán en serie en grupos de a dos, dando lugar al esquema unifilar representado en el plano [5.18]. El generador ubicado en el extremo de la línea de MT tendrá en su base tres celdas de MT. Las funciones de cada una de las celdas serán las siguientes:

- **Celda con funcion interruptor automático.** Estas celdas conectarán directamente con los transformadores, alimentados a su vez por los generadores. Permitirán interrumpir el suministro de los generadores ante fallos y cortocircuitos.
- **Celda de medida de tensión**: esta celda incorpora un transformador de medida de tensión del tipo inductivo, para poder medir la tensión a la salida de los generadores. Su función es principalmente de protección.
- **Celda con función seccionador**: la función de esta celda es energizar la línea subterránea de MT desde el lado de los generadores. El seccionador tendrá poder de corte en condiciones normales de funcionamiento, pero no podrá interrumpir corrientes de cortocircuito.

La única diferencia entre el generador ubicado en el extremo de la línea y el que se ubica en el medio es que este último contará con una celda de acoplamiento adicional, para poder maniobrar el tramo de línea de interconexión entre generadores. La celda de acoplamiento contará con la función de interruptor automático. De esta forma, se consigue contar con un interruptor automático por cada elemento de la red. El protocolo de actuación de las protecciones será el siguiente:

- **Fallos en los generadores.** Para fallos en los generadores, tanto en los generadores como en sus respectivos transformadores, será el interruptor de grupo el que dispare para despejar la falta.
- **Fallo en el tramo de línea de interconexión de generadores.** Para fallos en la línea de interconexión de los generadores, así como en barras de MT del generador del extremo, será el interruptor de la celda de acoplamiento del generador intermedio el que dispare.
- **Fallo en el tramo de línea de evacuación hacia la subestación.** Para fallos en el tramo de línea desde la subestación hasta el generador intermedio, será el interruptor de cabecera ubicado en la subestación el encargado de abrir el circuito.

4.3. Descripción Técnica de los Equipos

4.3.1. Generadores

Los aerogeneradores utilizarán máquinas de inducción doblemente alimentadas para la conversión electromecánica de la energía del viento. Los generadores son proporcionados directamente por el fabricante (Siemens), y poseen las características mostradas en la tabla 4.1 . Debido a que el fabricante publica únicamente un número limitado de los datos, resultará habitual que en otros apartados del proyecto se realizen hipótesis y suposiciones sobre el valor de alguno de sus parámetros.

Parámetro	**Valor**
Tensión nominal	690 V
Potencia nominal	5 MW
Factor de potencia	0,9
Intensidad nominal	160,4 A

Tabla 4.1: Características técnicas de los generadores SG132-5.0.

4.3.2. Transformadores de potencia

Para elevar la tensión de salida de los generadores se utilizarán transformadores de potencia en baño de aceite. Los transformadores cumplirán con lo dispuesto en la ITC-RAT-07. Los transformadores de potencia poseen las siguientes características:

Tensión nominal (primario)	20 kV
Tensión nominal (secundario)	690 V
Potencia nominal	7.5 Mva
Grupo de conexión	Dyn11
Refrigeración	ONAN
Pérdidas en vacío	10 kW
Pérdidas en cortocircuito	45 kW
Tensión de cortocircuito	8 %
Intensidad de vacío	0.8 %

Tabla 4.2: Características técnicas de los transformadores elevadores

Se comprueba que la potencia nominal de los transformadores (7.5 MVA) es superior a la potencia nominal de los generadores (5.56 MVA). Normalmente se suelen dimensionar con un margen de entre el 15 y el 20 %. En este caso, este margen es del 26 %.

4.3.3. Celdas de MT

En la base cada aerogenerador se utilizarán celdas de media tensión modulares de la **gama SM6-24** de **Schneider Electric**. Se opta por utilizar este modelo frente a las de la gama NXAIR M de Siemens ya que se utilizarán celdas de intensidad nominal de 630 A, mientras que las de la gama NXAIR M para 24 kV parten de los 1250 A. Esto permite abaratar costes a la vez que se cumplen con los requisitos de seguridad mínimos. No obstante, cabe mencionar que, dado que tanto las celdas de MT empleadas en la subestación como los aerogeneradores serán de la marca Siemens, podría ser conveniente utilizar las celdas de Siemens para lograr una mejor compatibilidad técnica y operatividad.

Las celdas de MT utilizadas tienen las siguientes características:

Tensión asginada	24 kV
Intensidad asignada	630 A
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Tensión soportada a frecuencia industrial	50 kV
Tensión soportada a impulsos de tipo rayo	125 kV
Corriente admisible de corta duración (1s)	25 kA
Corriente de cierre en cortocircuito	50 kA

Tabla 4.3: Características técnicas de las celdas de la gama SM6-24

La intensidad asignada de las celdas deberá ser mayor al doble de la intensidad nominal de los generadores (320,8 A). En este caso, con 630 A se tiene un margen de seguridad del 49,1 %, cuando lo habitual es tener márgenes de entre el 10 y el 30 %. También cabe destacar que la tensión asignada de las celdas (24 kV) se corresponde com la tensión más elevada de la red de MT (U_m o U_s).

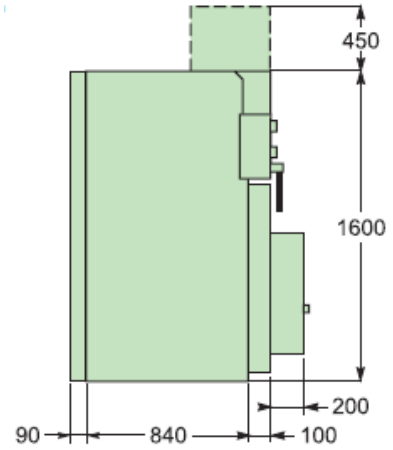
Según el estudio de cortocircuitos [8], la intensidad máxima de cortocircuito esperada en la red de MT del parque eólico tiene un valor eficaz de **16.52 kA**, así como un valor de pico de **26.79 kA**. Se verifica que la intensidad de corta duración admisible de las celdas (25 kA) es superior al valor eficaz de la corriente de cortocircuito (16.52 kA), con un margen del 34 %. A su vez, la corriente de cierre en cortocircuito de las celdas (50 kA) es superior al valor pico de la intensidad de cortocircuito (26.79 kA), con un margen del 46.4 %. De esta manera, se cumple con las exigencias de soportabilidad de cortocircuitos según la norma IEC 60909.

Función Interruptor Automático

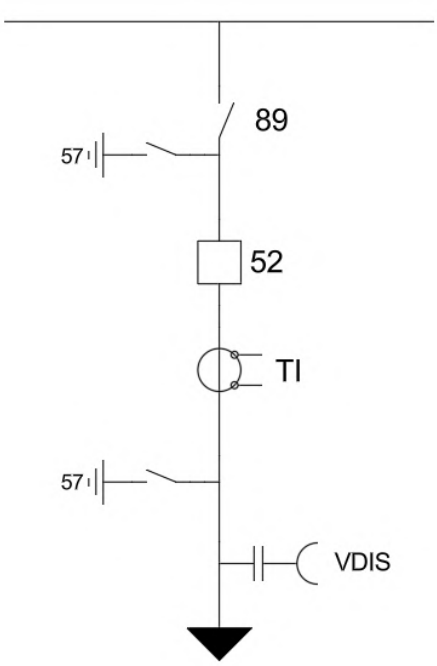
Para las celdas con función interruptor automático se usará la unidad funcional desconectable y de aislamiento simple **DM1-A** de la gama SM6-24 de Schneider Electric. Estas celdas utilizan cámara de corte en SF_6, y presentan las siguientes características:

Poder de corte	25 kA
Endurancia mecánica	Clase M2
Endurancia eléctrica	Clase E2

(a) Características técnicas



(b) Dimensiones



(c) Esquema unifilar

Figura 4.2: Características de la unidad DM1-A de la gama SM6-24.

Se comprueba como el poder de corte del interruptor (25 kA) es superior al valor eficaz de la máxima corriente de cortocircuito esperada en la red de MT (16.52 kA) [8]. De esta forma, se concluye que el poder de corte de los interruptores magnetotérmicos utilizados en la red de MT del parque eólico cumplen con las exigencias definidas por la norma UNE-EN 60947-2.

Transformador de medida de intensidad

Las celdas con función automático (DM1-A) incorporan un transformador de medida de intensidad modelo **ARM3/N2F** con doble devanado secundario. Schneider ofrece múltiples configuraciones de los transformadores de intensidad en su catálogo. Se configurarán de la siguiente forma:

Intensidad nominal	400 A
Medida	Clase 0.5 - 30 VA
Protección	5P15 - 7.5 VA

(a) Características técnicas



(b) Imagen

Figura 4.3: Características del transformador de medida de intensidad ARM3/N2F

Para poder medir la corriente máxima de cortocircuito esperada (16.52 kA), se verificará que la carga en el secundario de los devanados de protección no supere el siguiente valor:

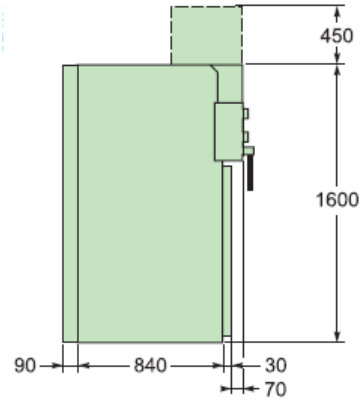
$$Q_{max} = \frac{S_{precision}}{\frac{16{,}52\text{ kA}}{400A \cdot Clase}} = \frac{7{,}5\text{ VA}}{\frac{16{,}52\text{ kA}}{400A \cdot 15}} = 2{,}73\text{ VA}$$

A su vez, para garantizar precisión, se recomienda que la potencia del circuito secundario sea al menos el 25 % de la potencia nominal, por lo que la carga mínima conectada debera de estar en el intervalo [1.875, 2.73] VA.

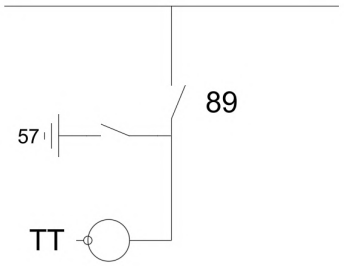
Se utilizará un devanado para medida y otro para protección. Los transformadores de medida de intensidad garantizan precisión para un rango entre el 5 y el 120 % de su intensidad nominal. Este rango se corresponde con el intervalo [20,480] A. Teniendo en cuenta que la corriente nominal de los generadores es de 160,4 A, el transformador garantizará precisión de medida para una corriente superior al 12.5 % de la intensidad nominal de los generadores.

Celdas de medida de tensión

Para la medida de tensión de salida de los generadores se utilizará la unidad funcional de transformadores de tensión para sistemas con neutro aislado **CM2** de la gama SM6-24 de Schneider Electric. Esta celda, a diferencia del resto, tiene una intensidad asignada de 50 A, ya que se utiliza exclusivamente para la medida de tensión. La celda posee las siguientes características:



(a) Dimensiones



(b) Esquema unifilar

Figura 4.4: Características de la unidad CM2 de la gama SM6-24

Para la medida de tensión, esta celda incorpora el transformador de medida **VRC2/S1**, el cual mide la tensión entre fases. La celda incluye tres unidades monofásicas, para poder medir la tensión entre las tres fases. Las características de cada una de las unidades monofásicas son las siguientes, bajo norma IEC 61869-3:

Tensión asignada (primario)	20 kV
Tensión asignada (secundario)	100 V
Medida	Clase 0.5 - 50 VA
Potencia térmica	500 VA

(a) Características técnicas.



(b) Imagen

Figura 4.5: Características del transformador de medida de tensión VRC2/S1

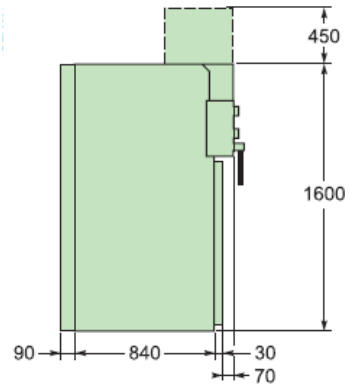
Teniendo en cuenta la naturaleza de la red de MT (neutro aislado) así como los factores de tensión normalizados por la norma IEC 61869-3, el transformador será capaz de medir hasta el 120 % de su tensión nominal (24 kV) de forma continua y hasta el 190 % (38 kV) de forma transitoria.

Función Seccionador

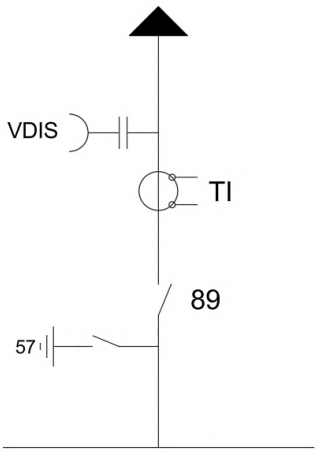
Para las celdas con función seccionador se utilizarán las unidades funcionales modelo **IMC** de la gama SM6-24 de Schneider Electric. Estas unidades tienen poder de corte en condiciones normales de funcionamiento, pero no en cortocircuito.

Poder de corte	630 A
Endurancia mecánica	Clase M1
Endurancia eléctrica	Clase E3

(a) Características técnicas



(b) Dimensiones



(c) Esquema unifilar

Figura 4.6: Características de la unidad IMC de la gama SM6-24.

Transformador de medida de intensidad

Las celdas seccionador IMC cuentan con un transformador de medida de intensidad modelo **ARJP2/N2F** con doble devanado secundario. Sus características son las siguientes, bajo norma IEC 61869-2:

Intensidad nominal	400 A
Medida	Clase 0.5 - 15 VA
Protección	5P20 - 5 VA

(a) Características técnicas



(b) Imagen

Figura 4.7: Características del transformador de medida de intensidad ARJP2/N2F

Para poder medir la corriente máxima de cortocircuito esperada (16.52 kA), se verificará que la carga en el secundario de los devanados de protección no supere el siguiente valor:

$$Q_{max} = \frac{S_{precision}}{\frac{16{,}52\text{ kA}}{400A \cdot Clase}} = \frac{5\text{ VA}}{\frac{16{,}52\text{ kA}}{400A \cdot 20}} = 2{,}42\text{ VA}$$

A su vez, para garantizar precisión, se recomienda que la potencia del circuito secundario sea al menos el 25 % de la potencia nominal, por lo que la carga mínima conectada debera de estar en el intervalo [1.25, 2.42] VA.

Se utilizará un devanado para medida y otro para protección. Los transformadores de medida de intensidad garantizan precisión para un rango entre el 5 y el 120 % de su intensidad nominal. Este rango se corresponde con el intervalo [20,480] A. Teniendo en cuenta que la corriente nominal los generadores es de 160, A, el transformador garantizará precisión de medida para una corriente superior al 12.5 % de la intensidad nominal de los generadores. A su vez, la línea de evacuación hacia la subestación tiene una intensidad nominal correspondiente al doble de la intensidad de los generadores (320.8 A), por lo que el transformador garantiza precisión a partir del 6.25 % de la intensidad nominal de línea.

4.3.4. Líneas Subterráneas de Media Tensión

Las líneas de MT del parque estarán formadas por cables de media tensión modelo RHZ1-Ol-Al de la marca Prysmian. Estos cables iran directamente enterrados a tresbolillo y bajo tubo a una profundidad de 0,8 m. Esta práctica es la predominante en el sector para líneas de transporte y distribución de MT.

El dimensionamiento de los cables, realizado en [A.4.1], se realiza según lo dispuesto en la ITC-LAT-06. Esta indica la máxima corriente admisible para los conductores en función de diversos factores, así como los niveles de protección mínimos frente a la corrosión y la resistencia mecánica mínima que han de tener los cables. Las características finales de los cables son las siguientes:

Sección del cable	400 mm^2
Intensidad máxima admisible en régimen permanente	436.4 A
Resistencia en corriente continua a 20°C	0.0778 Ω/km
Resistencia en corriente alterna a 90°C	0.102 Ω/km
Reactancia	0.101 Ω/km
Capacidad	0.368 μF/km

Tabla 4.4: Características técnicas del cable Prysmian RHZ1-OL-Al.

Se verifica como la intensidad máxima admisible en régimen permanente de los cables de MT es superior a la intensidad nominal de línea (320.8 A). Por último, las longitudes de las 6 líneas de MT serán las siguientes (medidas directamente en QGIS sobre la figura 3.1).

Línea 1	2.58 km
Línea 2	5.67 km
Línea 3	3.81 km
Línea 4	4.97 km
Línea 5	2.68 km
Línea 6	3.14 km

Tabla 4.5: Distancia de las líneas de MT

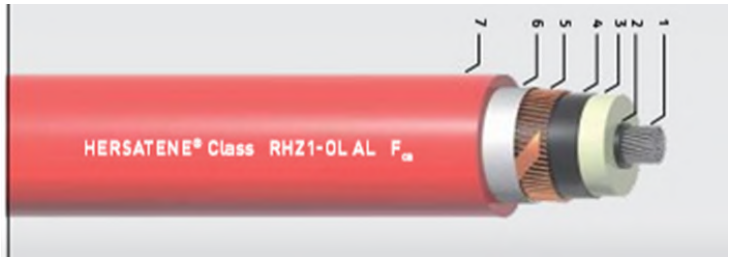


Figura 4.8: Cable Prysmian de MT

4.4. Generadores de Inducción Doblemente Alimentados

Los generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG) funcionan con el estátor directamente conectado a la red, y con el rotor conectado a la red a través de dos convertidores AC-DC-AC, como se expone en [5.17]. La principal ventaja de esto es que se puede controlar la velocidad de rotación de la máquina a través de la frecuencia de las corrientes inyectadas en el rotor, que se controlan por medio del convertidor.

Las máquinas de inducción doblemente alimentadas (DFIG) se encuentran conectadas directamente a la red, lo que las hace especialmente vulnerables a fallos en la red. Por este motivo, la tecnología utilizada para proteger este tipo de máquinas difiere de las utilizadas en los generadores síncronos convencionales. Si bien un análisis exhaustivo de la protección de este tipo de generadores no es objeto de estudio del proyecto, a continuación se comentan algunas de las funciones protectivas esenciales a tener en cuenta cuando se utilizan este tipo de generadores, que vienen representadas en el esquema eléctrico de [5.17].

- **Protección contra falta a tierra en el estátor (función 64S)**. Cuando se produce un fallo en la red, las corrientes de falta circulan libremente por los devanados del estátor. Para limitar la corriente de falta, especialmente en el caso de falta monofásica a tierra, se conectarán los devanados del estátor en estrella y se colocará una resistencia limitadora en el devanado secundario de un transformador de aislamiento seco conectado directamente al centro de la estrella.

- **Protección del Rotor**. Cuando se despeja una falta en la red, la intensidad de alimentación del estátor cae drásticamente. Esto genera sobrecorrientes en el rotor, que se oponen a la variaciónd del flujo magnético (desmagnetización) de la máquina, originado por la caída de la corriente del estátor. Estas sobrecorrientes pueden alcanzar magnitudes muy elevadas (hasta 8 veces la nominal). Para proteger al rotor de estas sobre intensidades se utilizará protección de sobrecorriente instantánea **(función 50)**, protección de imagen térmica o sobrecarga **(función 49)** y protección mediante Resistencias de Crowbar activo (ver [A.4.2.1]).

- **Protección del bus de Corriente Continua.** Otro aspecto muy importante a tener en cuenta en estas máquinas es que su alimentación proviene de un bus de corriente continua, por lo que resulta crucial llevar a cabo una adecuada protección de los equipos de corriente continua. Se recuerda que la corriente continua no pasa periódicamente por el cero, por lo que fallos en estos equipos pueden resultar catastróficos, pues el despeje de faltas resulta más complicado que en corriente alterna. Algunas de las funciones protectivas más utilizadas en circuitos de corriente continua son la protección frente a sobretensiones (**función 59**), la protección frente a subtensiones (**función 27S**) o la utilización de un **Brake Chopper** (ver [A.4.2.2]).

Capítulo 5

Subestación de Intemperie 20/220 kV

5.1. Características generales y topología de la subestación

Para verter el flujo de potencia procedente del parque eólico a la red de AT es necesario contar con una subestación elevadora, encargada de elevar el nivel de tensión desde los 20 kV de la red de MT del parque eólico hasta los 220 kV de la red AT en el punto de acometida Puerto de la Cruz, situado en las proximidades del parque eólico. La subestación será, a su vez, de intemperie, lo que quiere decir que toda la aparamenta se encontrará al aire libre, salvo las celdas de MT, que se colocarán dentro de un contenedor prefabricado. Cabe destacar a su vez que, en la práctica, las subestaciones elevadoras a niveles de tension iguales o superiores 220 kV se reservan para potencias mucho mayores a los 60 MW del parque eólico en cuestión. Un valor razonable suele ser a partir de los 300 MVA para posiciones de 220 kV. No obstante, se diseñará una subestación exclusiva para el parque eólico con propósito ilustrativo.

Debido a que ofrece un compromiso razonable entre costes y desempeño (fiabilidad, versatilidad, seguridad...), se empleará en la subestación una configuración de simple barra-partida, con un interruptor de acoplamiento separando las dos secciones de la barra en MT. También se empleará un seccionador en carga para dividir las dos secciones de la barra en AT. Esta solución es una de las más empleadas en España para subestaciones MT/AT. Además, se trata de la configuración estándar utilizada por la compañía Endesa en sus instalaciones[12]. La mayor desventaja de esta configuración es que requiere el uso de dos transformadores de potencia de la mitad de la potencia nominal de la instalación, en vez de un único transformador; lo cual encarece los costes de la instalación. No obstante, y como ya se ha mencionado, esta configuración otorga una mayor flexibilidad operativa, sobre todo a la hora de realizar mantenimientos; ya que se puede aislar una mitad de la barra mientras la otra sigue en funcionamiento. Esto permite operar a la subestación a la mitad de su potencia nominal en vez de quedar completamente desenergizada.

Por otra parte, la tecnología de aislamiento empleada en la subestación sera AIS (Air Insulated Switchgear), que aprovecha el aire como medio aislante entre conductores desnudos. Respecto a la configuración GIS (Gas Insulated Switchgear), las distancias de separación son mucho mayores, por lo que el área del terreno destinada a la subestación es mucho mayor. No obstante, la configuración AIS supone una alternativa bastante más barata (hasta el doble) que la configuración GIS.

5.1.1. Elementos de la subestación

La subestación contará con los siguientes elementos:

- **6 posiciones de llegada de líneas de MT (20 kV)**, correspondientes a la llegada de las líneas subterráneas que evacúan la potencia desde los aerogeneradores hasta la subestación.
- **4 posiciones de salida de líneas de AT (220 kV)**. Se supondrá que de la subestación salen dos lineas de doble circuito, por lo que se contará con 4 posiciones, para poder energizar cada uno de los circuitos de forma separada.
- **2 transformadores de potencia (220/20 kV)**, que elevan la tensión desde los 20 kV de las líneas subterráneas hasta los 220 kV de las líneas aéreas de transporte.
- **Embarrados de intemperie**
- **Pararrayos**, ubicados a la llegada de cada línea y lo más cerca posible a los transformadores de potencia.
- Elementos de medida. Transformadores de medida de tensión e intensidad.
- **Aparamenta de maniobra**

- **Aisladores**, encargados de que las estructuras que sostienen los conductores energizados queden sin tensión
- **Celdas de MT**
- **Celda(s) de servicios auxiliares**, para alimentar a los equipos de control, protección, medición y emergencias.
- Equipos de **mando y control**, con sus equipos de comunicación correspondientes.
- Sistemas de **protección contra incendios**.
- **Batería de condensadores**, para realizar compensación de potencia reactiva.
- **Alumbrado**
- **Red de puesta a tierra**, para limitar las tensiones a las que puede quedar expuesto el cuerpo humano en caso de faltas.
- Posiciones de acoplamiento entre las dos barras partidas en AT y MT.

El esquema unifilar de la Subestación de intemperie viene representado en el plano [5.19]

5.1.2. Aparellaje

El aparellaje a emplear será distinto en función del tipo de posición (transformador, línea, acoplamiento...), pero generalmente se emplearán los siguientes elementos en cada una de las posiciones:

- Interruptor de potencia; con poder de corte igual o superior a la corriente de cortocircuito máxima prevista en la zona donde se situe el interruptor
- Seccionadores de posición: se emplearán dos seccionadores por posición, uno en el lado de barras y otro en el lado de línea. El seccionador del lado de línea incorporará cuchillas de puesta a tierra.
- Transformadores de medida de intensidad, para adaptar la intensidad a los niveles adecuados para los equipos de protección y medida
- En las posiciones de líneas de AT se contempla el uso de bobinas de bloqueo para bloquear las señales de comunicación de altas frecuencias. Esto se debe al uso tradicionalmente de las líneas eléctricas para transmitir señales de comunicación a la vez que potencia. Actualmente esta práctica se encuentra obsoleta, y lo habitual es incluir cables de fibra óptica dentro del cable de guarda.
- Transformadores de medida de tensión capacitivos en las posiciones de líneas de AT, para adaptar la tensión a los niveles adecuados para los equipos de protección y medida
- Transformadores de medida de tensión inductivos en el resto de posiciones.
- Pararrayos en la llegada de líneas, tanto de MT como de AT. Estos equipos son los encargados de proteger a la aparamente frente a sobretensiones, especialmente frente a las de origen atmosférico.

5.2. Parque de Media Tensión (20 kV)

5.2.1. Pararrayos

Los pararrayos son los encargados de proteger a los equipos de la subestación frente a sobretensiones, especialmente frente a aquellas de origen atmosférico. La elección de los pararrayos a emplear en la subestación resulta, por tanto, crucial. Se emplearán pararrayos sin explosores de óxido de zinc (ZnO). Estos pararrayos se caracterizan por una fuerte no-linealidad en su curva tensión-intensidad. De esta forma, en condiciones de funcionamiento normales circula por ellos una corriente muy reducida, conocida como corriente de fuga (normalmente menor a $10^{-5} A/mm^2$). Sin embargo, la resistencia de los pararrayos se reduce enormemente cuando se encuentran sometidos a sobretensiones, permitiendo derivar a tierra la intensidad generada como consecuencia de la sobretensión. Se emplearán pararrayos con envolvente de silicona, ya que los pararrayos con envolvente de porcelana presentan un mayor riesgo de destrucción violenta de la envolvente.

Como se verá más adelante, resulta imposible dimensionar los equipos de la subestación para aguantar un impacto de rayo directo. No obstante, estos se dimensionan para aguantar impactos en las líneas que entran o salen de la subestación. Las líneas subterráneas que llegan al parque de 20 kV no se encuentran expuestas a descargas atmosféricas directas, pero resulta crucial protegerlas frente a sobretensiones generadas debido a la interacción con el terreno y con otros elementos, tales como equipos eléctricos. Por tanto, se empleará un pararrayos **ABB PEXLIM R24-YV024** [A.5.1] a la llegada de cada línea subterránea a la subestación. También se situarán pararrayos lo más cerca posible de los transformadores de potencia. Las caracterísitcas de los pararrayos a emplear en el parque de 20 kV son las siguientes:

Tensión máxima de la red (Um)	24 kV RMS
Tensión nominal del pararrayos (Ur)	24 kV RMS
Tensión continua de operación (COV)	19.2 kV RMS
Capacidad de sobretensión temporal (TOV 1s)	27.6 kV RMS
Capacidad de sobretensión temporal (TOV 10s)	26.4 kV RMS
Corriente nominal de descarga para impulsos de tipo rayo (IEC clase 2) (In)	10 kA pk
Corriente nominal de descarga para impulsos de tipo maniobra (In)	1 kA pk
Tensión residual para impulsos de tipo maniobra (30/60 us) (SIPL-Ups)	51.3 kV pk
Tensión residual para impulsos de tipo rayo (8/20 us) (LIPL-Upl)	62.2 kV pk
Tipo de aislamiento	YV024
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (Uw)	150 kV
Nivel de aislamiento a impulsos de tipo maniobra (Uws)	250 kV
Nivel de aislamiento a impulsos de tipo rayo (Uwl)	310 kV
Longitud de fuga	1863 mm
Masa	13 kg
Capacidad energética	5.1 kJ/kV
Limitador de presión	50 kA

Tabla 5.1: Pararrayos del parque de 20 kV

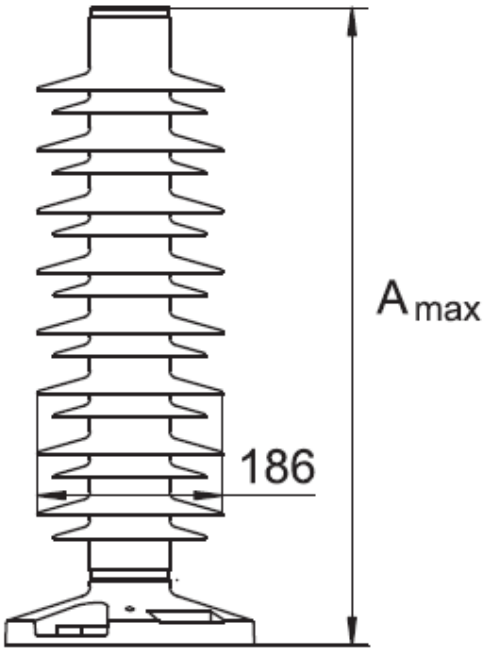


Figura 5.1: Dimensiones del pararrayos de 20 kV (A_{max}= 641 mm)

5.2.2. Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento se define como la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en función de las tensiones que pueden aparecer en el sistema. Tradicionalmente, los equipos eléctricos se han dimensionado para aguantar la máxima sobretensión que puede aparecer en el sistema. No obstante, la probabilidad de que esta tensión ocurra es muy baja, por lo que se incurre en costes demasiado elevados en el aislamiento. Actualmente, el nivel de aislamiento se selecciona teniendo en cuenta los equipos de protección empleados y las condiciones ambientales de la zona, para obtener un riesgo de fallo aceptable. El procedimiento empleado para llevar a cabo la coordinación de aislamiento viene resumido en la figura [5.2], y combina métodos estadísticos con métodos deterministas.

El procedimiento de coordinación de aislamiento para el parque de 20 kV se detalla en [A.5.2]. También se calculan las distancias mínimas de separación entre los conductores de la subestación [A.5.3] Los niveles de aislamiento normalizados para los equipos del parque de 20 kV son los siguientes:

Resultados Coordinación de Aislamiento	
Tensión más elevada del material (U_m)	24 kV
Tensión soportada normalizada a frecuencia industrial de corta duración (U_w)	50 kV
Tensión soportada normalizada a impulsos de tipo rayo (U_{wl})	95 kV
Distancia mínima entre fase y tierra	160 mm
Distancia mínima entre fases	160 mm

Tabla 5.2: Resultados de la coordinación de aislamiento del parque de 20 kV

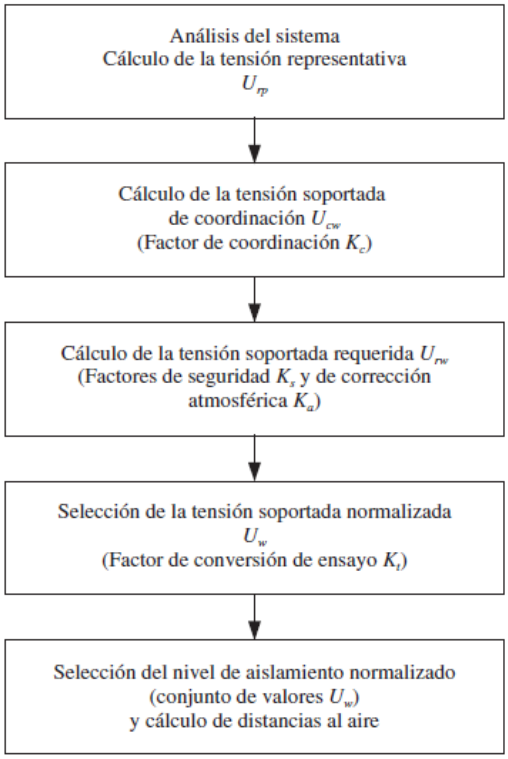


Figura 5.2: Procedimiento general de coordinación de aislamiento

5.2.3. Celdas y posiciones de MT

Posiciones de Línea y de Transformador

La potencia procedente de los aerogeneradores será evacuada hacia la subestación por medio de 6 líneas subterráneas de MT. Con este propósito, la subestación contará con seis posiciones de llegada de líneas de MT. Cada una de estas posiciones contará con los siguientes elementos:

- **Interruptor de potencia**: contará con poder de corte igual o superior a la corriente de cortocircuito máxima prevista en el lado de MT de la subestación [8]. La tecnología empleada será de corte por vacío, que despeja las corrientes de falta separando los contactos del interruptor dentro de una cámara en vacío.
- **Transformadores de medida de intensidad**. Se instalarán transformadores de medida de intensidad en cada posición. Se emplearán tres unidades monofásicas por posición. Cada unidad monofásica constará de 3 devanados secundarios, 1 para medida y 2 para protecciones.
- **Transformadores de medida de tensión**. Se emplearán transformadores de medida de tensión de tipo inductivo en cada posición de línea. Se emplearán tres unidades monofásicas por posición. Cada unidad constará de 3 devanados secundarios, 1 para medida y 2 para protecciones.
- **Seccionador de tres posiciones con cuchillas de puesta a tierra**. Este tipo de seccionador permite abrir el circuito en condiciones normales de funcionamiento. Se incorpora una cuchilla de puesta a tierra para poder conectar parte del circuito a tierra durante periodos de mantenimiento.
- **Dispositivo de detección de tensión** o VDIS (Voltage detecting and indicating system): este dispositivo se encarga de detectar únicamente si hay tensión en el circuito.

Cada una de estas posiciones de MT vendrá representada por el esquema unifilar de la figura [5.3]. A su vez, todos estos componentes se integrarán dentro de una única celda con función interruptor automático modelo **NXAIR M** de la marca Siemens. Se usarán 6 celdas, una para cada llegada de línea.

Además, también se emplearán otras dos celdas adicionales de las mismas características para las posiciones de transformador. La única diferencia con las posiciones de línea será que; en el caso de las posiciones de transformador, los tres devanados secundarios de todos los transformadores de medida tanto de tensión como de intensidad irán destinados a funciones protectivas.

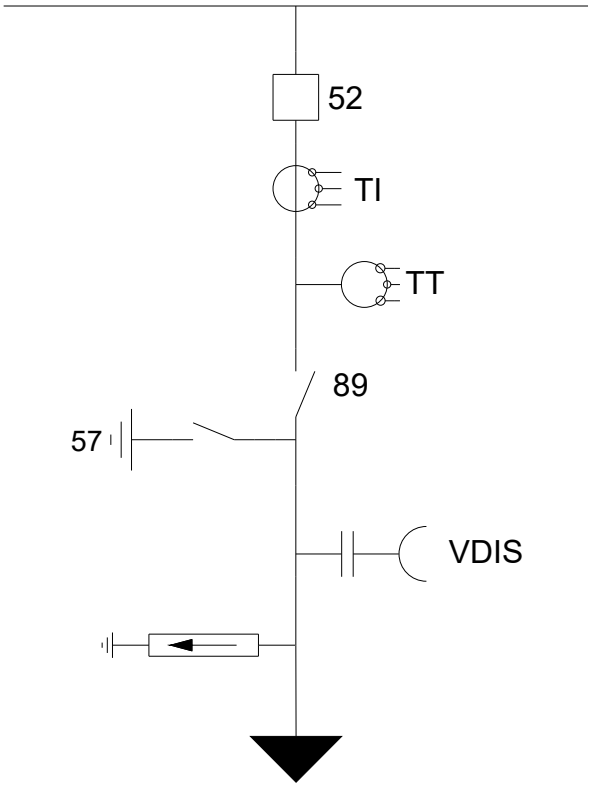


Figura 5.3: Esquema unifilar de las posiciones de MT

Además de todos los elementos de la celda de media tensión, el esquema unifilar también incluye el pararrayos instalado en cada una de las posiciones. En las posiciones de líneas, este pararrayos se instalará a la llegada de las líneas. En las posiciones de transformador, el pararrayos se ubicará lo más cerca posible de los transformadores.

Celdas de medida

Se emplearán dos celdas de medida conectadas a cada uno de los extremos de la simple barra partida. Su función es monitorear la tensión de las barras. Estas celdas contarán con seccionadores de puesta a tierra (mantenimientos en barras), con un transformador de medida de tensión del tipo inductivo (un único devanado secundario para protección), y con un VDIS. El esquema unifilar de estas celdas se muestra en la figura [5.4]

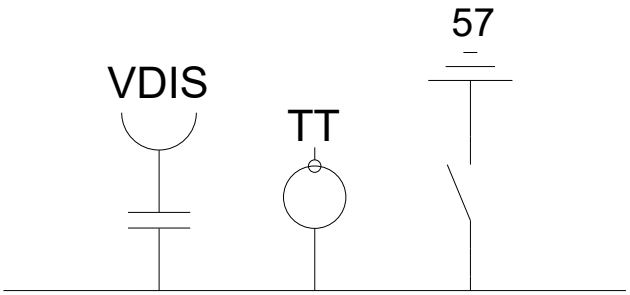


Figura 5.4: Esquema unifilar de las celdas de medición

Celda de acoplamiento

Se empleará una celda de acoplamiento o de seccionamiento entre las dos partes de la barra partida. Dicha celda contará con un interruptor de potencia, un transformador de medida de intensidad y dos seccionadores; como se muestra en la figura [5.5]

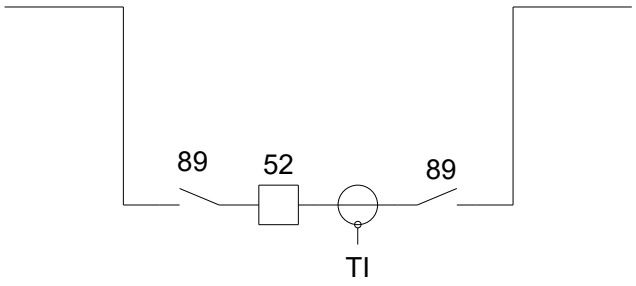


Figura 5.5: Esquema unifilar de la celda de acoplamiento

5.2.4. Descripción técnica de los equipos

Celdas de MT

Las celdas de MT empleadas serán de la gama **NXAIR M** de Siemens. La otra principal alternativa en el mercado son las celdas modulares SM6 de Schneider Electric. Estas celdas, si bien ofrecen una mayor versatilidad y dimensiones reducidas, presentan funcionalidades de protección más limitadas en este caso. La celda modular extraíble con función de interruptor automático DM1-W de Schneider, que es la que correspondería utilizar si se hubiera optado por esta solución, tan solo tiene espacio para un único devanado secundario en cada uno de sus transformadores de medida de tensión y dos devanados en los de intensidad. Esto dificulta la redundancia de las funciones de protección, así como la realización de medidas de precisión de forma simultánea. Por el contrario, la alternativa ofrecida por Siemens ofrece la posibilidad de contar con hasta tres devanados secundarios en ambos casos. Por este motivo, se escoge utilizar celdas de media tensión NXAIR M de la casa Siemens. Además, estas celdas utilizan interruptores de potencia de corte por vacío, lo cual supone otra ventaja, al disminuir los costes de mantenimiento y monitorización de gas en comparación con los interruptores de corte por SF_6 de Schneider.

Las características de las celdas de media tensión empleadas son las siguientes, de acuerdo con la norma IEC 62271-200:

Celdas NXAIR M	**Valor**
Tensión asignada	24 kV
Intensidad asignada	1250 A
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Tensión soportada a frecuencia industrial	50 kV
Tensión soportada a impulsos de tipo rayo	125 kV
Corriente admisible (corta duración-3s)	25 kA
Corriente admisible (valor pico)	63 kA
Corriente de cierre en cortocircuito	63 kA
Clase de protección	IP42

Tabla 5.3: Características eléctricas de la celda Siemens NXAIR M.

A modo de resumen, se emplearán un total de 11 celdas de la gama NXAIR M de Siemens. Se utilizarán 8 celdas con función interruptor automático, una celda de seccionamiento y dos celdas de medida (conectadas directamente en barras). Las características físicas de las celdas se pueden ver en la figura [5.6]. Todas las celdas se ubicarán dentro de un contenedor prefabricado para protegerlas del ambiente exterior.

Se comprueba que la intensidad nominal de las celdas es suficiente, teniendo en cuenta que la potencia evacuada por cada una de las 6 líneas es de 10 MW, con un factor de potencia mínimo de 0.9.

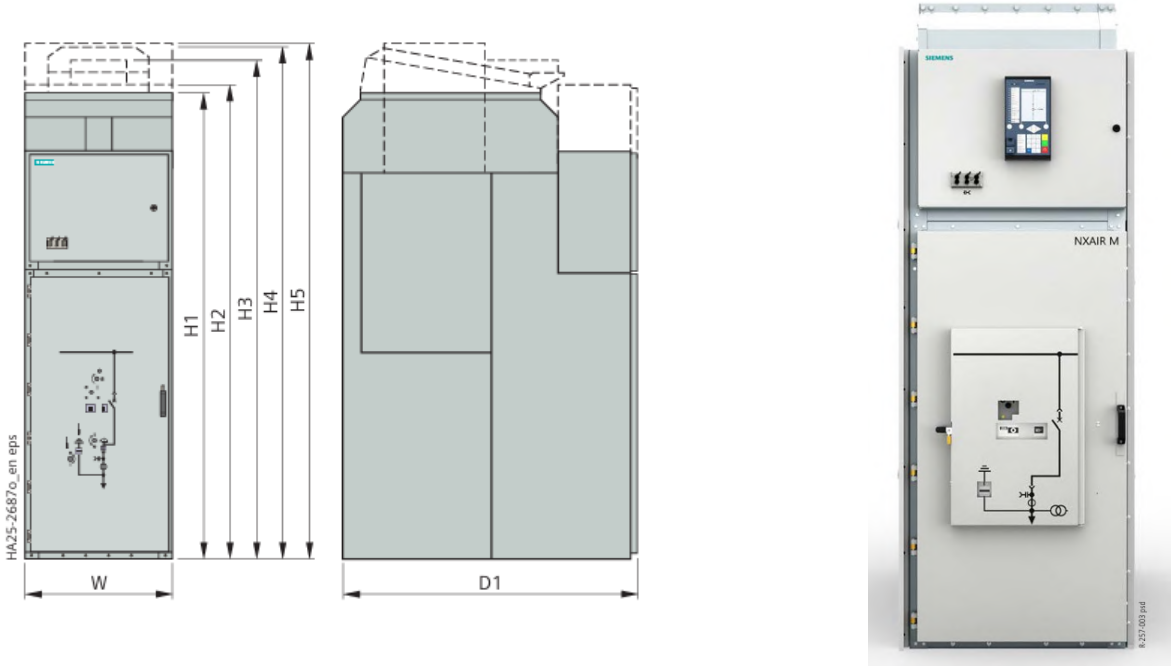
$$I_{n,linea} = \frac{S_n}{fdp \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{10 \text{ MW}}{0{,}9 \cdot \sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV}} = 320{,}75 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta que el esquema empleado en la subestación es de simple barra partida, la intensidad máxima prevista para cada una de las barras es de:

$$I_{n,barra} = 3 \cdot I_{n,linea} = 962{,}25 \text{ A} < 1250 \text{ A} \checkmark$$

Por tanto, se concluye que el uso de embarrados de 1250 A de intensidad asignada será suficiente. Además, se observa como el uso de un esquema de simple barra partida abarata el coste de las celdas, que habrían sido de 2500 A en el caso de simple barra. No obstante, el hecho de tener dos transformadores de potencia distintos contrarresta esta reducción de costes, haciendo que la simple barra partida sea, por lo general, más cara. No obstante, se gana en términos de flexibilidad y continuidad de suministro.

Por último, la corriente máxima prevista de cortocircuito en el parque de MT de la subestación tiene un valor eficaz de **24.96 kA** y un valor pico de **41.4** kA [ver 8]. La corriente admisible (valor pico) de las celdas es de 63 kA, superior al valor pico de la máxima corriente de cortocircuito prevista, con un margen del 34.3 %. No obstante, la corriente admisible de corta duración (valor eficaz) de las celdas (25 kA) es practicamente igual a la corriente prevista de cortocircuito, por lo que el margen operativo es bastante ajustado. Debido a la falta de alternativas comerciales de uso extendido, se opta por utilizar este tipo de celdas.



(a) Dimensiones**

(b) Imagen frontal

Figura 5.6: Características físicas de las celdas NXAIR de Siemens

** Para las celdas con función de interruptor automático: W = 800 mm, H1 = 2510 mm y D1 =1600 mm
** Para la celda de acoplamiento: W = 2x800 mm, H1 = 2510 mm y D1 =1600 mm
** Para la celdas de medida: W = 800 mm, H1 = 2510 mm y D1 =1600 mm

Interruptores de potencia

Se empleará el modelo **SION 3AE5** de la marca Siemens. Este interruptor es del tipo de corte por vacío, y esta diseñado para aguantar hasta 10000 ciclos de operación sin necesidad de mantenimiento.



Figura 5.7: Interruptor de potencia SION 3AE5

Sus características eléctricas son las siguientes, bajo norma IEC 62271-1:

Interruptores de potencia SION 3AE5	**Valor**
Tensión nominal	24 kV
Intensidad nominal	1250 A
Poder de corte	25 kA
Corriente admisible (corta duración-3s)	25 kA
Corriente admisible (valor pico)	63 kA
Corriente de cierre en cortocircuito	63 kA
Clases de resistencia	E2, M2, C2

Tabla 5.4: Características eléctricas de los interruptores de potencia SION 3AE5.

El poder de corte del interruptor (25 kA) es ligeramente superior al valor eficaz de la máxima corriente de cortocircutio prevista para el parque de MT, por lo que se concluye que su uso garantiza la seguridad eléctrica y la robustez mecánica de la instalación.

Transformadores de medida de intensidad

Se utilizarán transformadores de medida de intensidad de tipo bloque, modelo **4MA74** de Siemens. Cada celda de MT contará con tres unidades monofásicas, una por fase. Cada unidad monofásica contará, a su vez, con tres devanados secundarios. Los transformadores de medida de intensidad poseen las siguientes características, bajo norma IEC 61869-1 e IEC 61869-2:

Transformadores de Intensidad 4MA74	**Valor**
Tensión nominal	24 kV
Intensidad nominal	1250 A
Corriente admisible (corta duración-3s)	25 kA
Corriente admisible (valor pico)	63 kA
Intensidad nominal de los devanados secundarios	5 A
Número de devanados secundarios	3
Medida	Clase 0.5
Protección	Clase 5P20
Potencia de precisión	15 VA

Tabla 5.5: Características técnicas de los transformadores de intensidad 4MA74.

Para poder medir la corriente máxima de cortocircuito esperada (24.95 kA), se verificará que la carga en el secundario de los devanados de protección no supere el siguiente valor:

$$Q_{max} = \frac{S_{precision}}{\frac{24{,}95\text{ kA}}{1250A \cdot Clase}} = \frac{15\text{ VA}}{\frac{24{,}95\text{ kA}}{1250A \cdot 20}} = 15{,}03\text{ VA}$$

En este caso, para la medida de la intensidad máxima prevista de cortocircuito el transformador garantiza precisión para un valor inferior o igual al de su potencia de precisión. Se recomienda que la carga en el secundario no sea inferior al 25 % de la potencia de precisión (3.75 VA).

Los transformadores de medida de intensidad garantizan precisión para un rango entre el 5 y el 120 % de su intensidad nominal. Este rango se corresponde con el intervalo [62.5,1500] A. Teniendo en cuenta que la corriente nominal de cada línea de MT es de 320.8 A, el transformador garantizará precisión de medida para una corriente superior al 19.5 % de la intensidad nominal de línea.



Figura 5.8: Transformador de medida de intensidad 4MA74

Transformadores de medida de tensión

Se emplearan transformadores de medida de tensión del modelo **4MR** de Siemens. Estos transformadores serán del tipo inductivo, y se dispondrán tres unidades monofásicas por cada celda de MT, que medirán la tensión entre fases. Cada una de estas unidades tendrá tres devanados secundarios, 1 para medida y 2 para protección. Los transformadores de medida de tensión poseen las siguientes características, bajo norma IEC 61869-1 e IEC 61869-3:

Transformadores de tensión Inductivos 4MR	**Valor / Unidad**
Tensión asignada (primario)	20 kV
Tensión asignada (secundario)	110 V
Medida	Clase 0.5
Protección	Clase 3P
Potencia de precisión	150 VA

Tabla 5.6: Características técnicas de los transformadores de tensión inductivos 4MR.



Figura 5.9: Transformador de medida de tensión 4MR

Teniendo en cuenta la naturaleza de la red de MT (neutro aislado), los transformadores medirán la tensión entre fases. Atendiendo a los factores de tensión normalizados por la norma IEC 61869-3, el transformador será capaz de medir hasta el 120 % de su tensión nominal (24 kV) de forma continua y hasta el 190 % (38 kV) de forma transitoria.

Transformadores en Zigzag

El transformador en zigzag (o de puesta a tierra) se utiliza en redes con neutro aislado para crear un punto de neutro artificial que estabiliza el potencial del sistema con respecto a tierra. El diseño de los transformadores en zigzag ofrece un camino de baja impedancia para la corriente de secuencia homopolar, facilitando la detección y el despeje de faltas en redes con neutro aislado. Para limitar la corriente de falta monofásica a tierra se conectará una impedancia limitadora en el neutro del transformador en zigzag [ver A.8.1.2].

Las características del transformador en zigzag utilizado son las siguientes:

Parámetro	**Valor**
Tensión nominal	20 kV
Tensión máxima del sistema	24 kV
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Potencia nominal	2 MVA
Grupo de conexión	Zn
Refrigeración	ANAF
Impedancia homopolar	3 %
Clase de protección	IP54
Valor de la reactancia limitadora	13 H

Tabla 5.7: Características técnicas del transformador de puesta a tierra

5.3. Parque de Alta Tensión (220 kV)

5.3.1. Pararrayos

La utilización de pararrayos en el parque de alta tensión resulta crucial, ya que, en situaciones de sobretensiones, recortan la onda de tensión que llega al resto de la aparamenta al valor de la tensión residual del pararrayos. De esta forma, los pararrayos serán los encargados de limitar las sobretensiones en el parque de alta tensión y de proteger a la aparamenta de descargas atmosféricas en las líneas eléctricas que llegan a la subestación. Se emplearán pararrayos **ABB PEXLIM Q210-XV245** a la salida de cada línea aérea de la subestación. También se colocarán pararrayos lo más cerca posible de los transformadores de potencia. Las características del pararrayos vienen resumidas en la tabla [5.8].

Tensión máxima de la red (Us)	245 kV RMS
Tensión nominal del pararrayos (Ur)	210 kV RMS
Tensión continua de operación (COV)	156 kV RMS
Capacidad de sobretensión temporal (TOV 1s)	241 kV RMS
Capacidad de sobretensión temporal (TOV 10s)	231 kV RMS
Corriente nominal de descarga para impulsos de tipo rayo (IEC clase 3) (In)	10 kA pk
Corriente nominal de descarga para impulsos de tipo rayo (In)	1 kA pk
Tensión residual para impulsos de tipo maniobra (30/60 us) (SIPL-Ups)	417 kV pk
Tensión residual para impulsos de tipo rayo (8/20 us) (LIPL-Upl)	494 kV pk
Tipo de aislamiento	XV245
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (Uw)	712 kV
Nivel de aislamiento a impulsos de tipo maniobra (Uws)	1166 kV
Nivel de aislamiento a impulsos de tipo rayo (Uwl)	1439 kV
Longitud de fuga	8613 mm
Masa	91 kg
Capacidad energética	7.8 kJ/kV
Limitador de presión	50 kA

Tabla 5.8: Pararrayos del parque de 220 kV

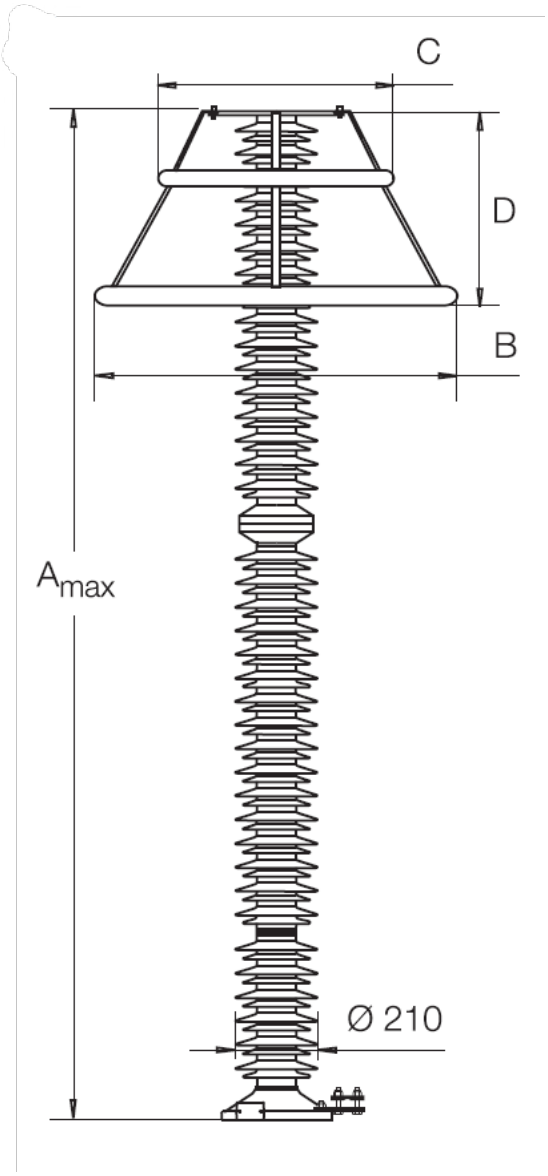


Figura 5.10: Dimensiones del pararrayos de 220 kV (A_{max}= 2617 mm, B=800 mm, C=600 mm, D=400 mm)

5.3.2. Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento se define como la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en función de las tensiones que pueden aparecer en el sistema. Tradicionalmente, los equipos eléctricos se han dimensionado para aguantar la máxima sobretensión que puede aparecer en el sistema. No obstante, la probabilidad de que esta tensión ocurra es muy baja, por lo que se incurre en costes demasiado elevados en el aislamiento. Actualmente, el nivel de aislamiento se selecciona teniendo en cuenta los equipos de protección empleados y las condiciones ambientales de la zona, para obtener un riesgo de fallo aceptable. El procedimiento empleado para llevar a cabo la coordinación de aislamiento viene resumido en la figura [5.2], y combina métodos estadísticos con métodos deterministas.

El procedimiento de coordinación de aislamiento para el parque de 220 kV se detalla en [A.6.2]. También se calculan las distancias mínimas de separación entre los conductores de la subestación [A.6.3] Los niveles de aislamiento normalizados para los equipos del parque de 220 kV son los siguientes:

Resultados Coordinación de Aislamiento	
Tensión más elevada del material (U_m)	245 kV
Tensión soportada normalizada a frecuencia industrial de corta duración (U_w)	460 kV
Tensión soportada normalizada a impulsos de tipo rayo (U_{wl})	1050 kV
Distancia mínima entre fase y tierra	2100 mm
Distancia mínima entre fases	2100 mm

Tabla 5.9: Resultados de la coordinación de aislamiento del parque de 20 kV

5.3.3. Acometida a la red y posiciones de AT

La subestación tendrá un punto de acometida directa al nudo de transporte Puerto de la Cruz [11], de tensión nominal 220 KV. Las potencias de cortocircuito en el nudo de acometida de la subestación son las siguientes:

Potencias de Cortocircuito	
Cortocircuito trifásico franco	
Potencia de cortocircuito (S_{cc})	4246 MVA
Intensidad de cortocircuito (I_{cc})	11.14 kA
Cortocircuito monofásico	
Potencia de cortocircuito (S_{cc})	3346 MVA
Intensidad de cortocircuito (I_{cc})	8.78 kA

Tabla 5.10: Valores de Potencia e Intensidad de Cortocircuito

En el lado de AT, la subestación contará con cuatro posiciones de línea, ya que de la subestación saldrán dos líneas de doble circuito de AT (220 kV). De esta manera, se podrá alimentar cada circuito de cada una de las dos líneas de forma separada. El aparellaje empleado en cada una de las posiciones de línea será el siguiente:

- **Interruptor de potencia**, con poder de corte igual o superior a la máxima corriente de cortocircuito prevista para el parque de AT.
- **Seccionadores de posición**: se emplearán dos seccionadores por posición, uno en el lado de barras y otro en el lado de línea. El seccionador del lado de línea incorporará cuchillas de puesta a tierra.
- **Transformadores de medida de intensidad**, para adaptar la intensidad a los niveles adecuados para los equipos de protección y medida
- Como ya se ha comentado, se contempla el uso de **bobinas de bloqueo**, pese a considerarse una tecnología obsoleta en la mayoría de los casos.
- **Transformadores de medida de tensión capacitivos**, para adaptar la tensión a los niveles adecuados para los equipos de protección y medida
- **Pararrayos**, encargado de proteger a la aparamente frente a las sobretensiones, especialmente las de origen atmosférico.

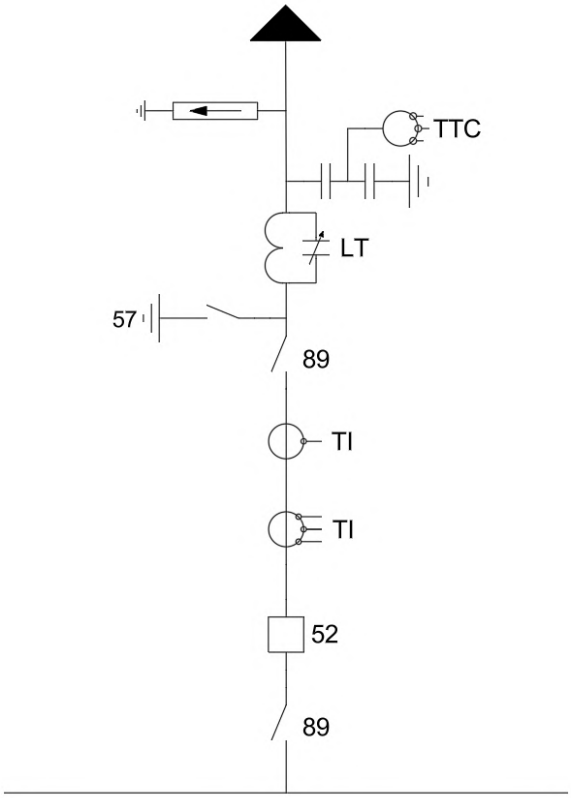


Figura 5.11: Posición de línea de AT

Además de las 4 posiciones de línea, el parque de AT contará con dos posiciones de transformador y una posición de acoplamiento de barras de AT. El esquema unifilar de la subestación se encuentra en la figura [5.19]

5.3.4. Descripción técnica de los equipos

Interruptores de potencia

Se emplearán interruptores de potencia de tanque vivo LTB 245E1 de Hitachy Energy. Este modelo usa tecnología de aislamiento y extinción en SF_6, un gas con una elevada rigidez dieléctrica, que permite extinguir el arco eléctrico rápidamente y en un espacio reducido. Frente a los interruptores de tanque muerto, los interruptores de tanque vivo suelen ser más económicos y ocupar menos espacio. Los interruptores de potencia tienen las siguientes características, bajo norma IEC 62271-100:

Interruptores de Potencia LTB 245E1	
Tensión asignada	245 kV
Intensidad asignada	4000 A
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Tensión soportada a frecuencia industrial	460 kV
Tensión soportada a impulsos de tipo rayo	1050 kV
Longitud de fuga	31 mm/kV
Corriente admisible de corta duración (3s)	50 kA
Poder de corte	50 kA
Tiempo de interrupción	40 ms
Tipo de funcionamiento	Tripolar o Unipolar
Clase de protección	IP55
Aislamiento	SF6 (0.7 Mpa)
Cabina de operación	645x815x770 mm

Tabla 5.11: Características técnicas del interruptor de potencia LTBE 245E1

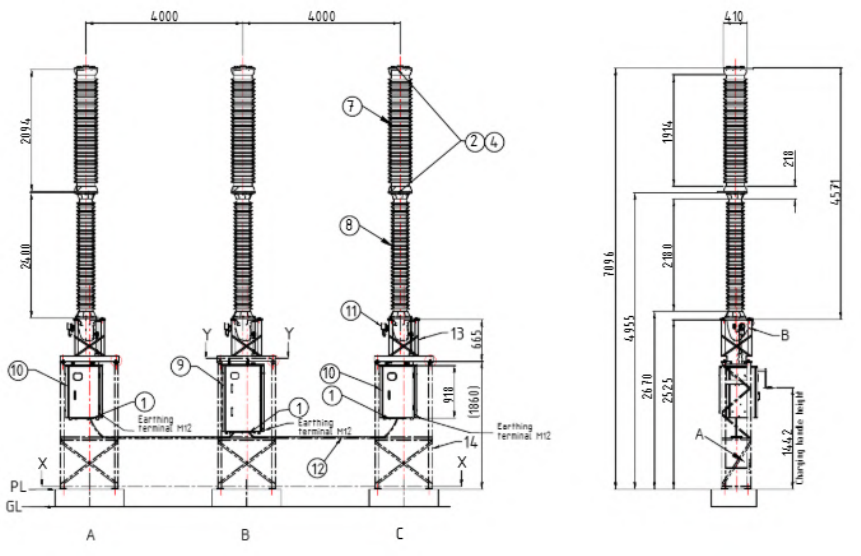


Figura 5.12: Plano del interruptor de potencia LTB 245E1

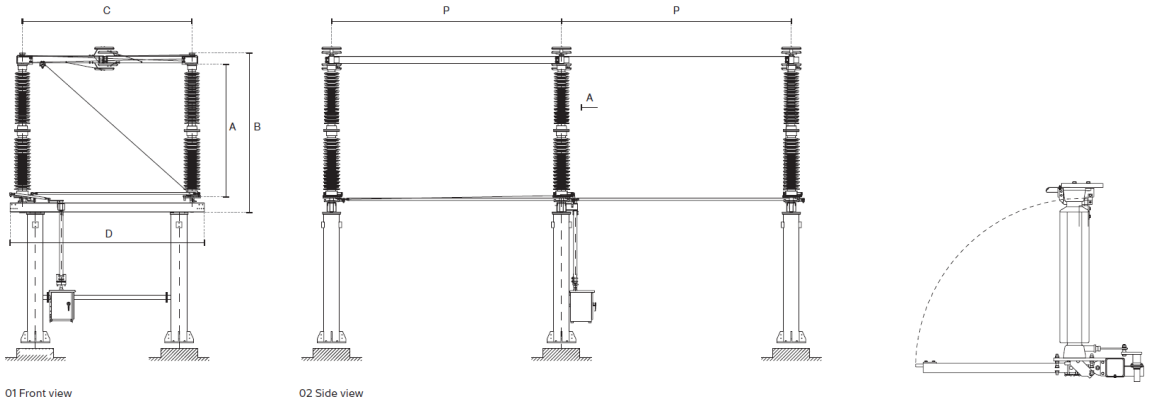
La máxima intensidad de cortocircuito prevista en el parque de AT [8] tiene un valor eficaz de **20.96 kA**, y un valor pico de **34.48 kA**. El poder de corte de los interruptores LTB 245E1 es de 50 kA, superior al valor eficaz de la intensidad de cortocircuito. A su vez, la máxima corriente admisible de corta duración de los interruptores (50 kA) también es superior a este valor. Se concluye por tanto que su uso resulta adecuado en el parque de AT.

Seccionadores

Como seccionadores se utilizará el modelo de seccionador de maniobra horizontal GW55 de Hitachy Energy. El fabricante ofrece la posibilidad de añadir cuchillas de puesta a tierra, configuración que se empleará en los seccionadores que sean necesarios, según el esquema unifilar adoptado en la subestación [5.19]. Las características del seccionador son las siguientes:

Seccionadores GW55	
Tensión nominal	245 kV
Intensidad nominal	3150 A
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Tensión soportada a frecuencia industrial	460 kV
Tensión soportada a impulsos de tipo rayo	1050 kV
Corriente admisible de corta duración (3s)	50 kA
Corriente admisible (valor pico)	125 kA
Intensidad nominal del seccionador de puesta a tierra	630 A
Funcionamiento	Unipolar o Tripolar

Tabla 5.12: Características técnicas del seccionador de maniobra horizontal GW55



(a) Seccionador de maniobra horizontal

(b) Cuchillas de puesta a tierra

Figura 5.13: Seccionador GW55

Dimensiones: A = 2300 mm, B = 2785 mm. C = 2950 mm, D = 3380 mm
La máxima intensidad de cortocircuito prevista en el parque de AT [8] tiene un valor eficaz de **20.96 kA**, y un valor pico de **34.48 kA**. La máxima corriente admisible de corta duración de los seccionadores (50 kA) es superior al valor eficaz de la corriente de cortocircuito. A su vez, la corriente admisible (valor pico) de lo seccionadores (125 kA) también es superior al valor pico de la corriente de cortocircuito, por lo que el uso de los seccionadores cumple con las exigencias requeridas de acuerdo con la norma IEC 62271-1.

Transformadores de medida de Intensidad

Como transformadores de medida de intensidad se empleará el modelo IMB245 de Hitachy Energy, el cual posee las siguientes características:

Parámetro	Valor
Tensión nominal	245 kV
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Intensidad nominal de los devanados secundarios	5 A
Tensión soportada a frecuencia industrial	460 kV
Tensión soportada a impulsos de tipo rayo	1050 kV
Longitud de fuga	8490 mm

Tabla 5.13: Características técnicas del transformador de intensidad IMB245

EL fabricante ofrece distintas posibilidades de configuración de los transformadores de intensidad. En la salida de las líneas de alta tensión se utilizará un transformador de medida de intensidad de precisión extendida, para la medida comercial de la energía suministrada por la instalación.

Parámetro	Valor
Intensidad nominal	150 A
Número de espiras del primario	8
Clase de precisión	Clase 0.2S
Carga de precisión (por devanado)	15 VA
Corriente admisible de corta duración (12)	31.5 kA
Corriente admisible (valor pico)	80 kA

Tabla 5.14: Configuración del TI para medida comercial

La intensidad nominal de la instalación en el lado de AT hace referencia a la máxima intensidad que la instalación puede vertir a la red. Esta se puede calcular como:

$$I_n = \frac{Sn}{\sqrt{3} \cdot fdp \cdot U_n} = \frac{60 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}9 \cdot 220 \text{ kV}} = 174{,}95 \text{ A}$$

Al ser de clase 0.2S, el transformador de intensidad garantiza precisión de medida entre el 1 % y el 120 % de su intensidad nominal. Por tanto, será capaz de medir correctamente intensidades en el rango [1.5, 180 A]. Por tanto, resulta adecuado para medir con precisión la intensidad de salida de las líneas, pues esta nunca sera mayor a la intensidad nominal de salida de la instalación (174.95 A) en el punto de acometida.

En el resto de la instalación, se utilizará la siguiente configuración para medida y protecciones:

Parámetro	**Valor**
Intensidad nominal	720 A
Número de espiras del primario	2
Medida	Clase 0.5
Protección	Clase 5P20
Potencia de precisión (por devanado)	50 VA

Tabla 5.15: Configuración del TI para medida y protección

La corriente máxima de cortocircuito esperada en el parque de AT es de 20.96 kA. Por ello, la carga en el secundario del transformador de intensidad en los devanados de protecciones no superará el siguiente valor:

$$Q_{max} = \frac{S_{precision}}{\frac{20{,}96\text{ kA}}{720A \cdot Clase}} = \frac{50\text{ VA}}{\frac{20{,}96\text{ kA}}{720A \cdot 20}} = 34{,}35\text{ VA}$$

A su vez, tampoco resulta recomendable que la carga conectada en el secundario no supere el 25 % de la carga de precisión del transformador. Por este motivo, habrá que revisar que la carga conectada se encuentre en el intervalo [12.5, 34.35] VA.

Los transformadores de medida de intensidad garantizan precisión para un rango entre el 5 y el 120 % de su intensidad nominal. Este rango se corresponde con el intervalo [36, 864] A.

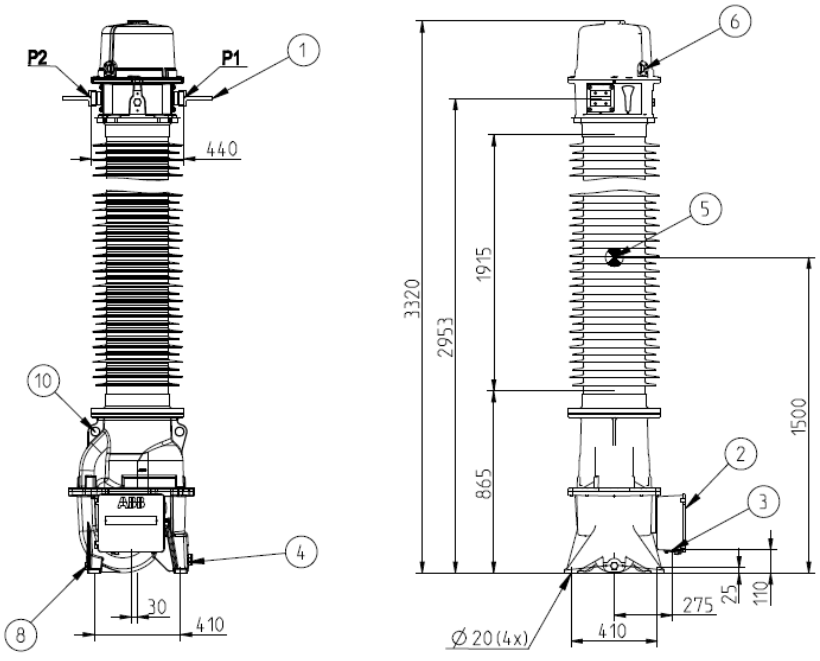


Figura 5.14: Transformador de medida de intensidad IMB245

Transformadores de Medida de Tensión Capacitivos

Para la medida de tensión de las líneas se utilizarán transformadores de medida de tensión del tipo capacitivo. El modelo empleado será el CPB245 de la marca ABB. Se configurará un devanado para medida cormercial de clase 0.2 a la salida de cada línea de AT.

Parámetro	**Valor**
Tensión nominal	245 kV
Voltage factor	1.5
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Tensión soportada a frecuencia industrial	460 kV
Tensión soportada a impulsos de tipo rayo	1050 kV
Longitud de fuga	31 mm/kV
Tensión asignada (primario)	$220\ \text{kV}/\sqrt{3}$
Tensión asignada (secundario)	$110\ \text{V}/\sqrt{3}$
Medida comercial	Clase 0.2
Medida	Clase 0.5
Protección	Clase 3P
Máx. Potencia de precisión (devanado de medida comercial)	120 VA
Máx. Potencia de precisión (devanados de medida y protección)	400 VA

Tabla 5.16: Características técnicas del Transformador de Tensión Capacitivo CPB245

El transformador de medida de tensión se encuentra diseñado para redes con neutro unido rígidamente a tierra. Bajo estas condiciones, la norma IEC 61869-3 establece que el transformador ha de ser capaz de medir sin saturarse una tensión de 1.5 veces la nominal durante un periodo de 30s. En este caso, dicho valor de tensión se corresponde con 367.5 kV.

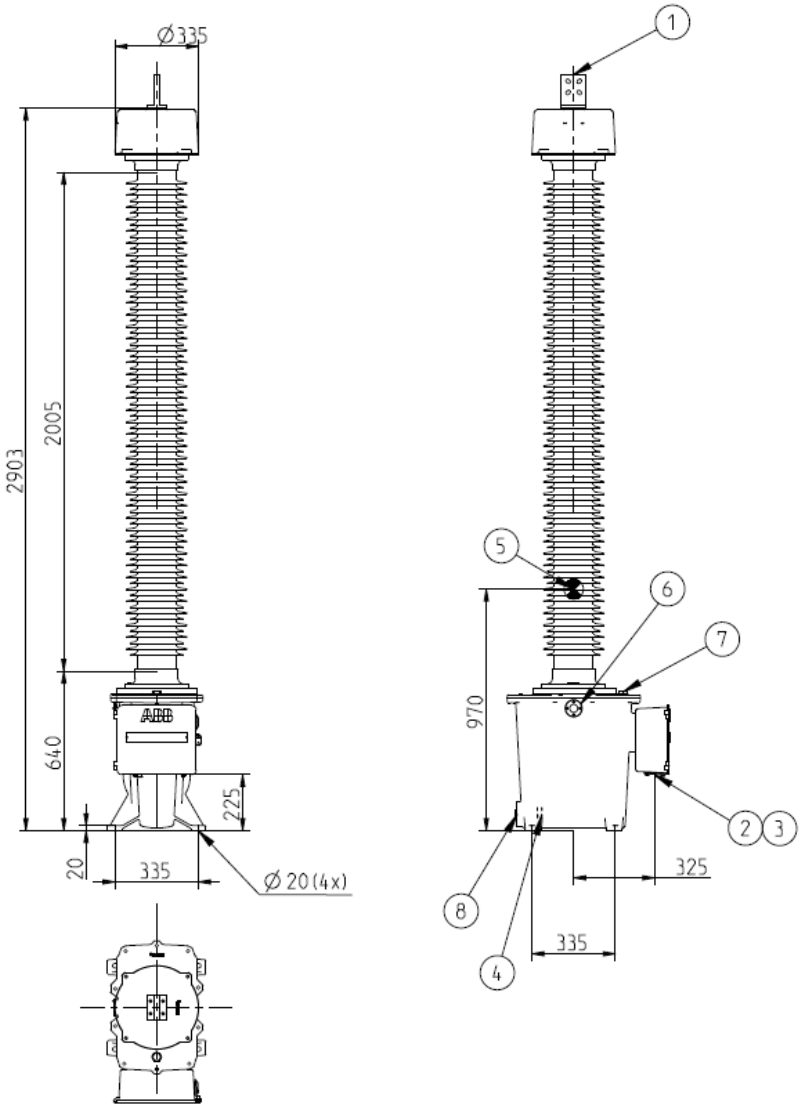


Figura 5.15: Transformador de medida de tensión CPB245

Transformadores de medida de tensión Inductivos

En el resto de zonas de AT donde sea necesario medir la tensión [ver esquema unifilar 5.19] se emplearán transformadores de medida de tensión del tipo inductivo, modelo TVI 245 de Hitachi Energy. Sus características se recogen en la tabla [5.17].

Este tipo de transformador se encuentra diseñado para redes con neutro unido rígidamente a tierra. Bajo estas condiciones, la norma IEC 61869-3 establece que el transformador ha de ser capaz de medir sin saturarse una tensión de 1.5 veces la nominal durante un periodo de 30s. En este caso, dicho valor de tensión se corresponde con 367.5 kV.

Parámetro	**Valor**
Tensión nominal	245 kV
Voltage factor	1.5
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Tensión soportada a frecuencia industrial	460 kV
Tensión soportada a impulsos de tipo rayo	1050 kV
Longitud de fuga	31 mm/kV
Tensión asignada (primario)	$220\ \text{kV}/\sqrt{3}$
Tensión asignada (secundario)	$110\ \text{V}/\sqrt{3}$
Medida	Clase 0.5
Protección	Clase 3P
Potencia de precisión (devanado de medida)	15 VA
Potencia de precisión (devanados de medida y protección)	50 VA

Tabla 5.17: Características técnicas del Transformador de Tensión Inductivo TVI245

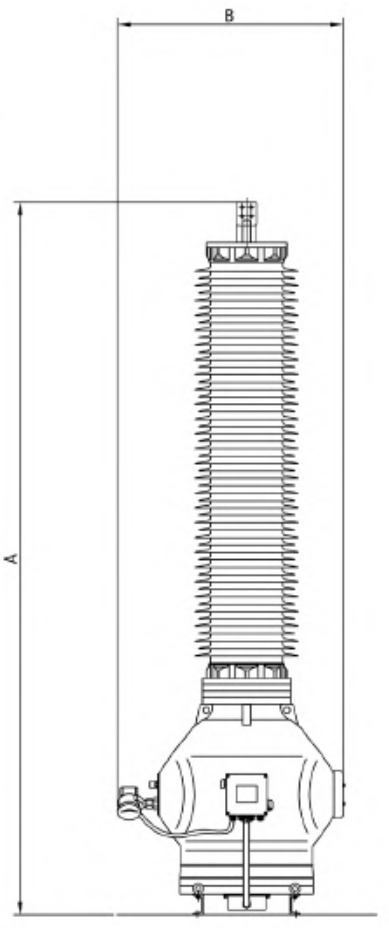


Figura 5.16: Transformador de medida de tensión TVI245

Transformadores de potencia

Como transformadores principales de potencia en la subestación se emplearán transformadores de potencia en banco de aceite de las siguientes características:

Un1	220 kV
Un2	20 kV
Sn	35 MVa
Grupo de conexión	Ynd1
Refrigeración	ONAF
Pérdidas en vacío	35 kW
Pérdidas en cortocircuito	87.5 kW
Tensión de cortocircuito	10 %
Intensidad de vacío	1 %
Clase de protección	IP65

Se dispondrán dos transformadores en paralelo, según el esquema unifilar detallado en [5.19]. Cabe destacar que el valor de la impedancia de cortocircuito de los transformadores resulta fundamental, pues constituye el único elemento que puede limitar las corrientes de cortocircuito presentes en el parque de MT de la subestación.

5.4. Protecciones Eléctricas

Según la ITC-RAT-09, todas las instalaciones eléctricas a las que se refiere deberán estar debidamente protegidas contra sobreintensidades originadas por cortocircuito y sobrecargas. Para la protección contra sobreintensidades se utilizarán interruptores automáticos. Entre los diferentes dispositivos de protección contra sobreintensidades se establecerá una adecuada coordinación de actuación.

A su vez, las instalaciones eléctricas también deberán protegerse contra las sobretensiones peligrosas, tanto de origen interno como de carácter atmosférico. En este caso, se utilizarán pararrayos, dimensionados según la orma UNE-EN 60099-1 [ver A.5.1 y A.6.1]. Los pararrayos irán conectados a tierra de acuerdo con lo establecido en la ITC-RAT-13 [ver A.7.1].

Por último, las instalaciones elétricas también estarán debidamente protegidas contra sobrecalentamiento.

Todas las funciones de protección que se detallan a continuación se encontrarán duplicadas, es decir, se utilizarán sistemas de respaldo duplicados para cada función protectiva. Esto garantiza la redundancia de las protecciones, necesaria para garantizar un suministro continuo y proteger a los equipos de manera eficaz. A su vez, será responsabilidad del equipo proyectista garantizar la correcta selectividad y coordinación de protecciones durante la ejecución del proyecto.

5.4.1. Protección de transformadores

Según la ITC-RAT-09, los transformadores de potencia estarán equipados con protección contra sobreintensidades de cualquier tipo, en el lado que más convenga. También se usarán dispositivos térmicos que detecten la temperatura de los devanados. Para transformadores superiores a 2.5 MVA (como es el caso), se utilizará un relé que detecte el desprendimiento de gases en el líquido refrigerantes. Finalmente, para potencias superiores a 10 MVA (como también es el caso) los transformadores deberán contar con función de protección diferencial.

En este caso, la protección de transformadores se realizará de forma individual, según lo contemplado en el apartado 4.2.3 de la ITC-RAT-09, con los elementos de protección situados junto al transformador que protegen. Además, las reactancias conectadas a los neutros de los transformadores cuya misión sea crear un neutro artificial se protegerán con dispositivos similares a los indicados para los transformadores. De acuerdo con lo mencionado anteriormente, para la protección de transformadores se utilizarán las siguientes funciones protectivas [ver plano 5.20]:

- Función 87T: protección diferencial de transformador. Compara la corriente que entra con la que sale, y actúa en caso de una falla interna del transformador.
- Función 50P: de sobrecorriente de fase instantánea.
- Función 51P: de sobrecorriente de fase temporizada.
- Función 50N: de sobrecorriente de neutro instantánea.
- Función 51N: sobrecorriente de neutro temporizada.
- Función 51G: sobrecorriente instantánea de puesta a tierra del neutro.
- Función 49G: pimagen térmica de la impedancia de puesta a tierra de MT.
- Función 49: imagen térmica (sobrecargas).
- Función 63P: protección contra pérdidas de presión del líquido refrigerante.

- Función 59P: sobretensiones de fase
- Función 59N: sobretensión homopolar
- Función 27: subtensiones
- Función 81: frecuencia (subfrecuencias, sobreefrecuencias y derivada de la frecuencia)
- Función 90: regulador de tensión.

5.4.2. Protección de Líneas AT

Según el artículo 4.3.1 de la ITC-RAT-09, las líneas de redes con neutro a tierra deberán disponer de elementos de protección contra cortocircuitos que puedan producrise en cualquiera de las fases. A su vez, el funcionamiento de los sistemas de protección no debe nunca aislar el neutro de tierra. Para la protección de las líneas de AT se utilizarán las siguientes funciones protectivas [ver plano 5.21]:

- Función 87L: protección diferencial de línea. Compara corriente en ambos extremos de la línea para detectar posibles fallos.
- Función 21: protección de distancia. Mide tensión y corriente para calcular la impedancia de la línea protegida.
- Función 67N: sobreintensidad direccional de tierras.
- Función 49: imagen térmica (sobrecargas).
- Función 51P: sobrecorriente de fase temporizada.
- Función 51N: sobrecorriente de neutro temporizada.
- Función 79: reenganchador.
- Función 25: sincronismo. Evita el cierre de los interruptores cuando hay distinta tensión (módulo y fase) a ambos lados el interruptor.
- Función 59: sobretensiones.

5.4.3. Protección de Líneas MT

Según el artículo 4.3.2 de la ITC-RAT-09, en redes con neutro aislado de tierra será suficiente con disponer relés sobre dos de las fases. No obstante, en este caso se utilizarán relés de protección sobre las tres fases. Además, se instalarán sistemas de detección de tensión homopolar en la cabecera de las líneas. De esta forma, para la protección de las líneas de MT se utilizarán las siguientes funciones protectivas [ver plano 5.22]:

- Función 50P: sobrecorriente de fase instantánea.
- Función 51P: sobrecorriente de fase temporizada.
- Función 50N: sobrecorriente de neutro instantánea.
- Función 51N: sobrecorriente de neutro temporizada.
- Función 67P: sobreintensidad direccional de fases.
- Función 67N: sobreintensidad direccional de neutro.
- Función 79: reenganchador.
- Función 59N: sobretensión homopolar.
- Función 59: sobretensiones (tensión entre fases).

5.4.4. Protección de Barras AT

El empleo de protección diferencial en las barras de AT de la subestación resulta crítico, pues un fallo en barras puede desconectar múltiples circuitos, pudiendo llegar a desestabilizar en gran medida el sistema eléctrico, ya que se trabaja con grandes potencias de cortocircuito.

Tan solo se describirán funciones de protección principales en la protección de barraas (tanto AT como MT), pues normalmente se utilizan como funciones de respaldo las asociadas a líneas y equipos conectados a las barras. Las funciones protectivas a emplear en las barras de AT son las siguientes [ver plano 5.23]:

- Función 87B: protección diferencial de barras. Compara la corriente total de entrada y salida de las barras.
- Funcion 50s-62: fallo de interruptor. También se le puede referir como función 50BF (breaker failure)
- Función 59: sobretensiones.
- Función 81: frecuencia (subfrecuencias, sobreefrecuencias y derivada de la frecuencia).
- Función 27: subtensiones

A su vez, las protecciones de sobreintensidad (funciones 50/51) de las líneas y transformadores conectados a las barras se deberán utilizar como funciones de respaldo de la diferencial de barras (87B). También se utilizará proteccion frente a sobreintensidades (funciones 50 y 51) y protección de sincronismo (función 25) en la posición de acoplamiento de barras de AT.

5.4.5. Protección de Barras MT

La protección diferencial de barras (función 87B) deja de ser imprescindible en MT, debido a que fallos en la red de MT no tienen tanta capacidad de influencia sobre el sistema eléctrico como fallos en AT. Por otra parte, el coste de inversión y mantenimiento de un esquema de protección 87B resulta a menudo más caro que la reparación del daño causado por una falla en barras de MT. Además, las celdas de MT suelen implementar sistemas de enclavamientos electromecánicos y lógicos, que impiden la ejecución de maniobras peligrosas. Todo ello unido a la posibilidad de coordinación con otras funciones de respaldo (50,51) en elementos conectados a las barras hacen innecesaria la utilización de un sistema de protección diferencial en barras de MT. No obstante, será responsabilidad última del proyectista de valorar su uso durante la ejecución del proyecto.

Las funciones protectivas a utilizar en barras de MT son las siguientes [ver plano 5.24]:

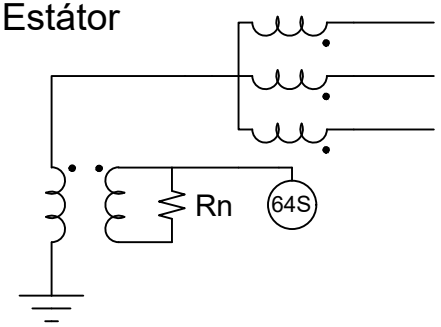
- Función 59: sobretensiones.
- Función 81: frecuencia (subfrecuencias, sobreefrecuencias y derivada de la frecuencia).
- Función 27: subtensiones

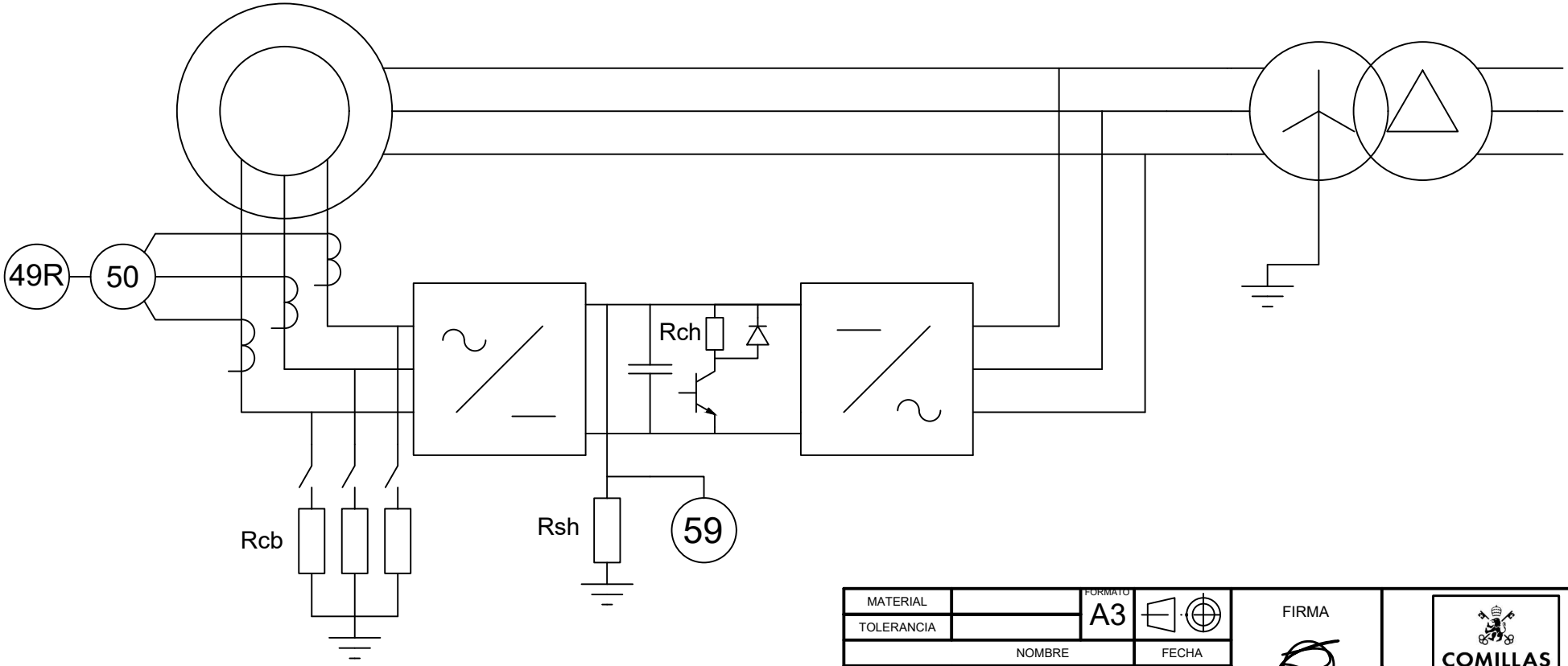
Para el acoplamiento entre las dos partes de la barraa partida se utilizarán las funciones de sincronismo (función 25) y sobreintensidad (funciones 50, 51).

Documento II

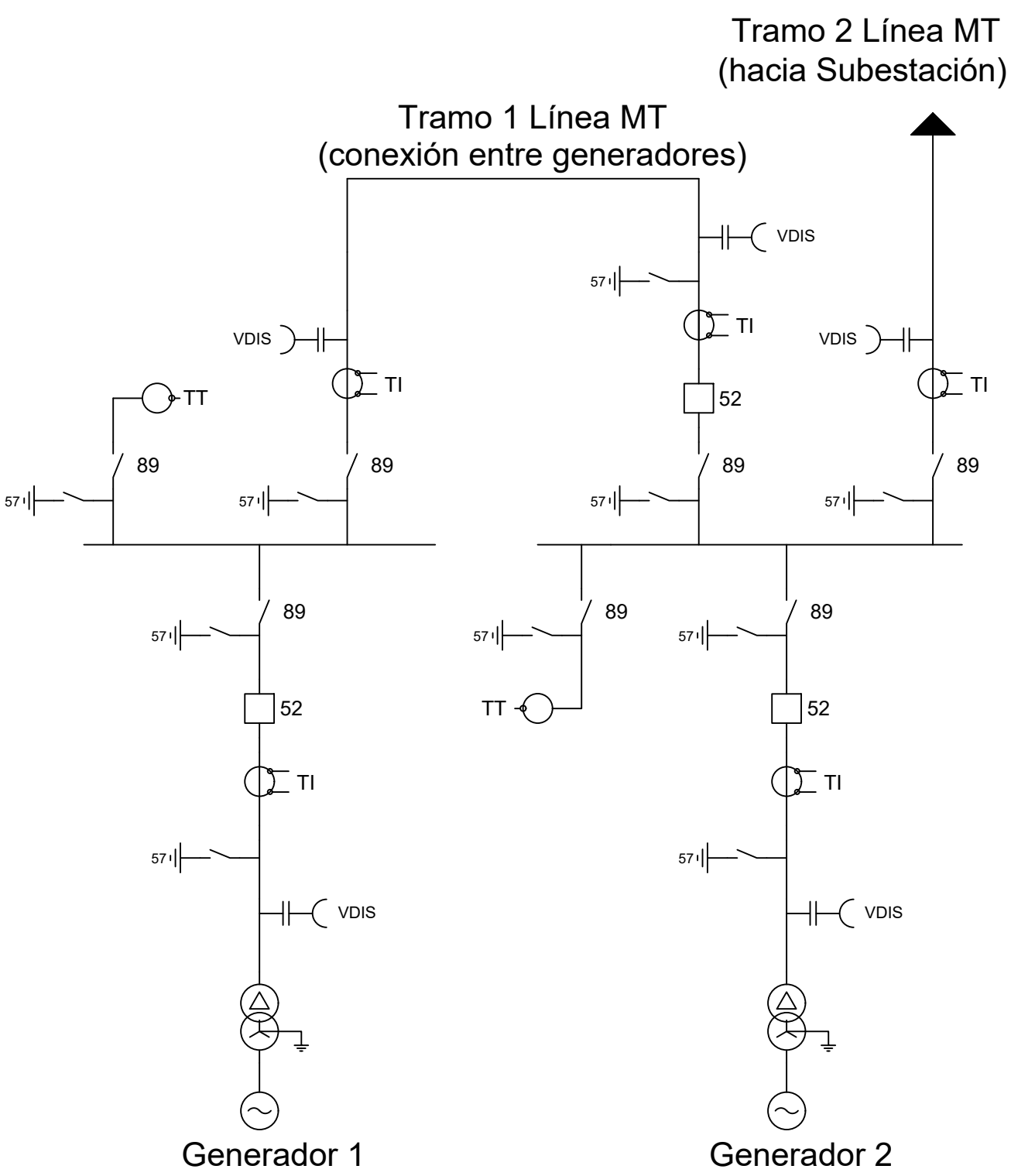
Planos

Conexión de los
devanados del Estátor





MATERIAL		FORMATO A3		FIRMA	COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI
TOLERANCIA					
NOMBRE		FECHA			
DIBUJADO	FCO. JAVIER GARCÍA	15/06/2026			
COMPROBADO	MIGUEL FERNÁNDEZ	11/07/2026			
ESCALA	-	TITULO	DFIG y Protecciones		



MATERIAL		FORMATO A4		FIRMA
TOLERANCIA				
	NOMBRE		FECHA	
DIBUJADO	FCO. JAVIER GARCÍA		07/07/2026	
COMPROBADO	MIGUEL FERNÁNDEZ		11/07/2026	

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

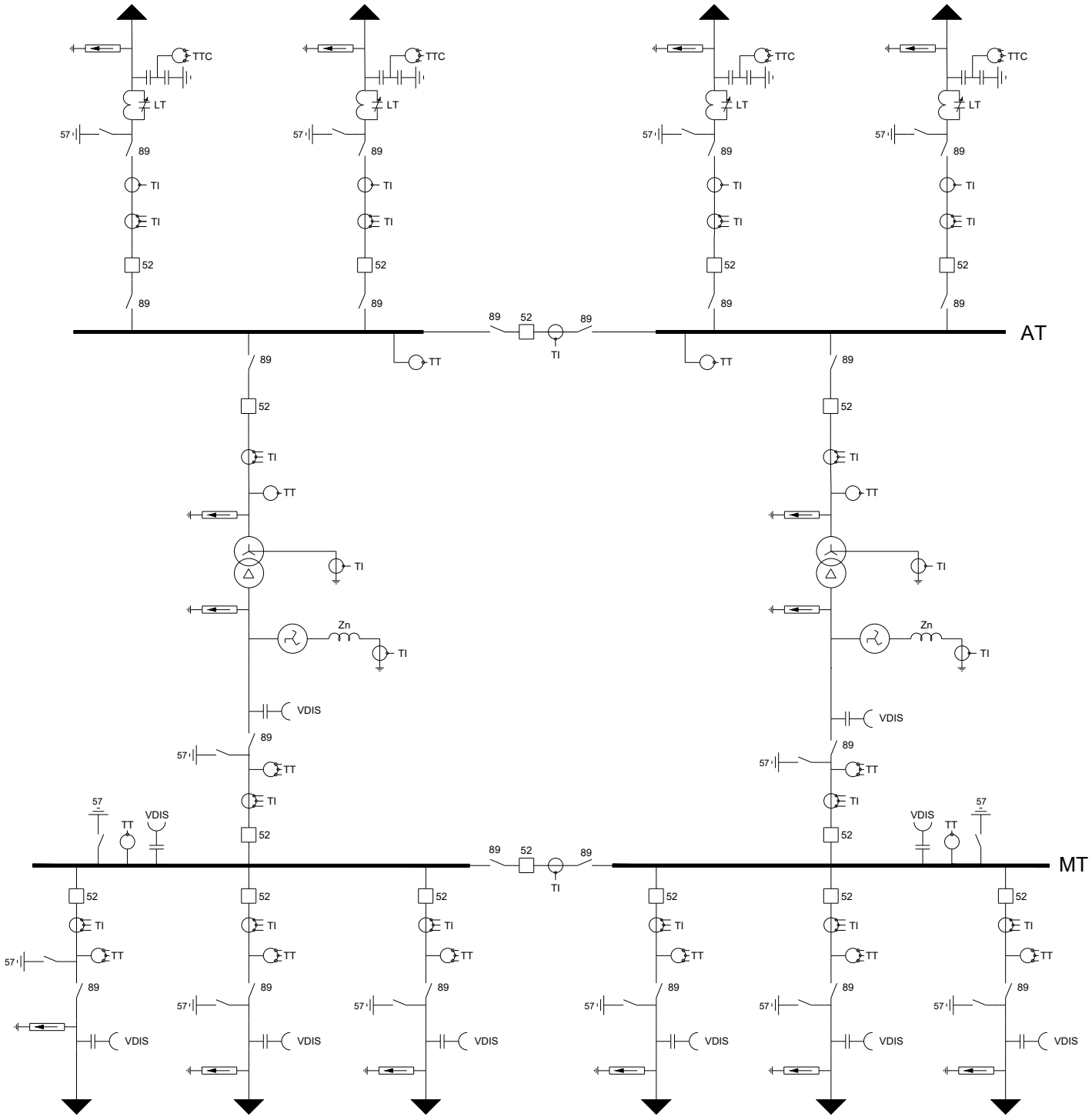
ESCALA

-

TÍTULO

Esquema Unifilar Generadores y Líneas MT

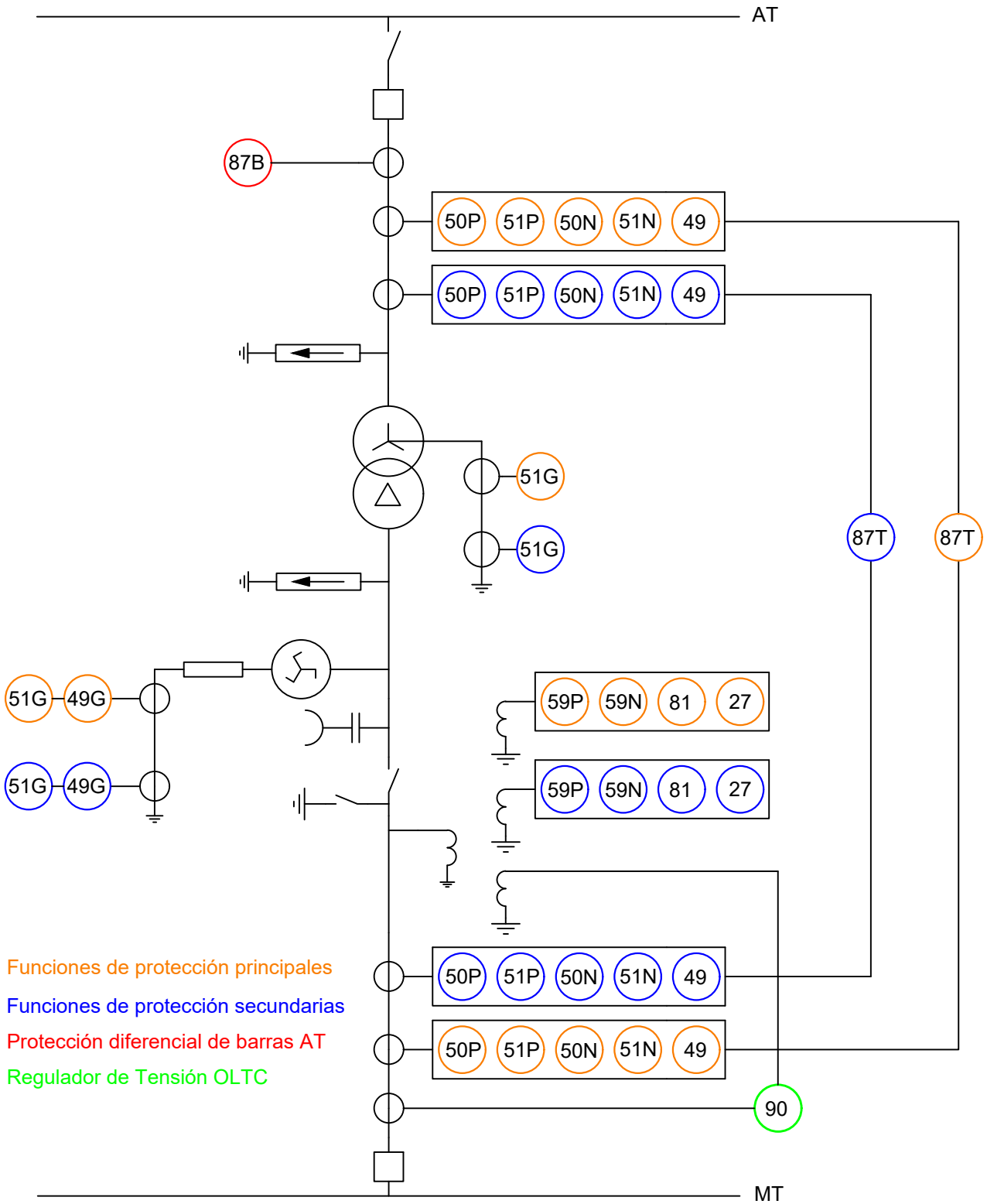
Nudo de transporte Puerto de la Cruz. 220kV



Red de MT Parque Eólico. 20 kV

MATERIAL		FORMATO A2		FIRMA
TOLERANCIA				
	NOMBRE		FECHA	
DIBUJADO	FCO. JAVIER GARCÍA		8/06/2026	
COMPROBADO	MIGUEL FERNÁNDEZ		11/07/2026	
ESCALA	TÍTULO			
-	Esquema Unifilar Subestación de Intemperie			

COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI



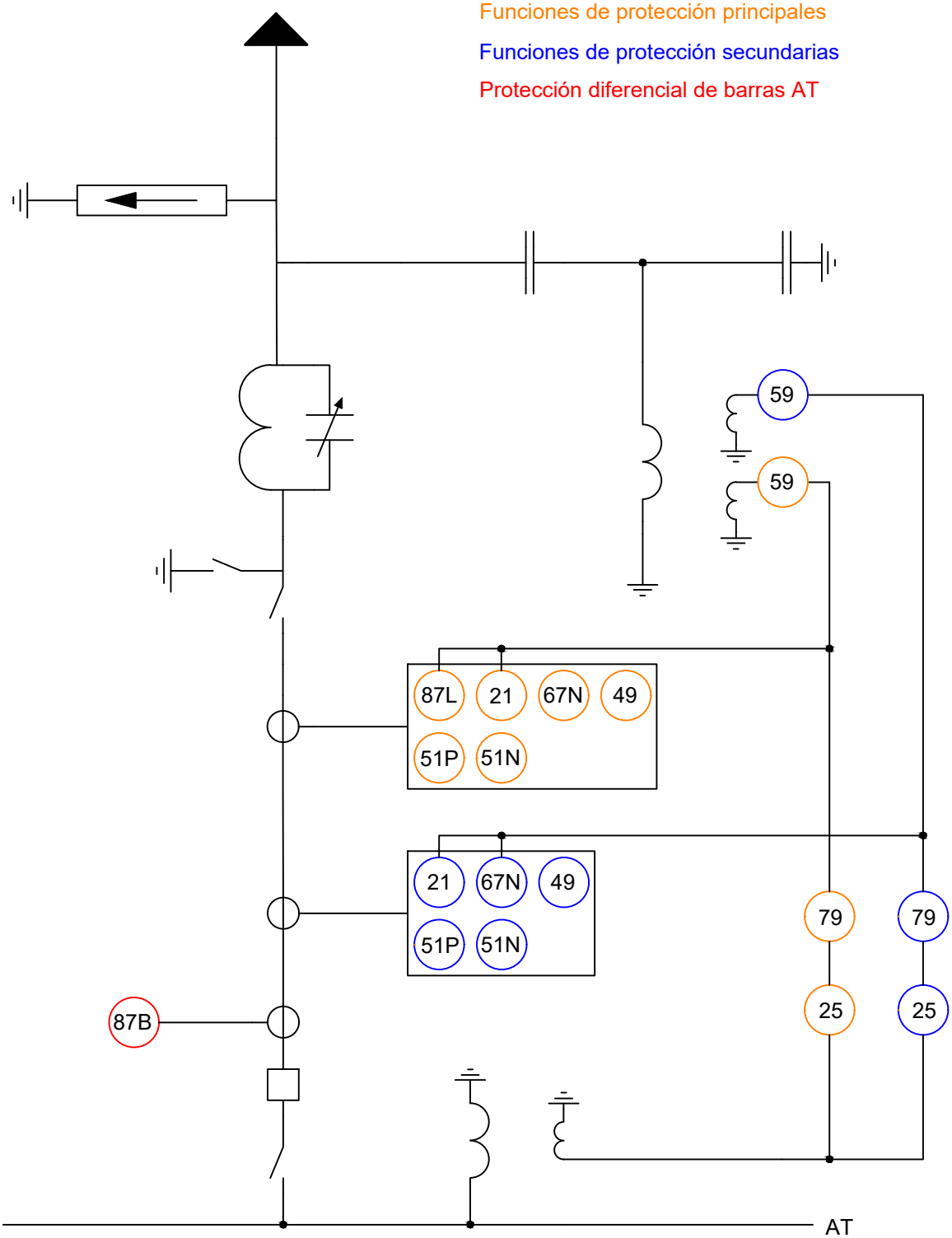
MATERIAL		FORMATO A4		FIRMA	COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI
TOLERANCIA					
	NOMBRE		FECHA		
DIBUJADO	FCO. JAVIER GARCÍA		07/07/2026		
COMPROBADO	MIGUEL FERNÁNDEZ		11/07/2026		

ESCALA

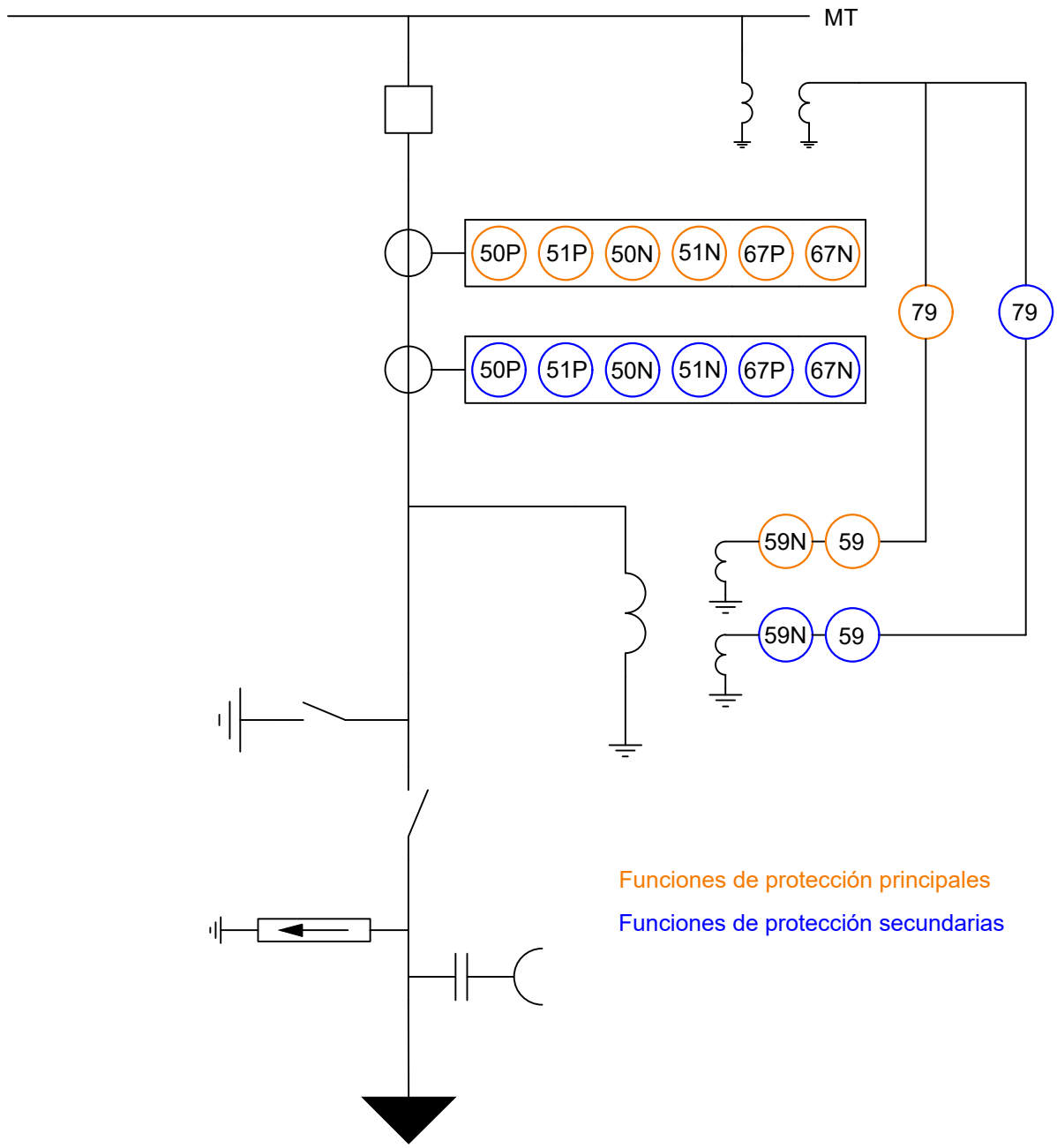
-

TÍTULO

Protección de Transformadores AT/MT



MATERIAL		FORMATO A4		FIRMA	COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI
TOLERANCIA					
	NOMBRE		FECHA		
DIBUJADO	FCO. JAVIER GARCÍA		05/07/2026		
COMPROBADO	MIGUEL FERNÁNDEZ		11/07/2026		
ESCALA	TÍTULO				
-	Protección de Líneas AT				



MATERIAL		FORMATO A4		FIRMA
TOLERANCIA				
	NOMBRE		FECHA	
DIBUJADO	FCO. JAVIER GARCÍA		04/07/2026	
COMPROBADO	MIGUEL FERNÁNDEZ		11/07/2026	

COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI

ESCALA

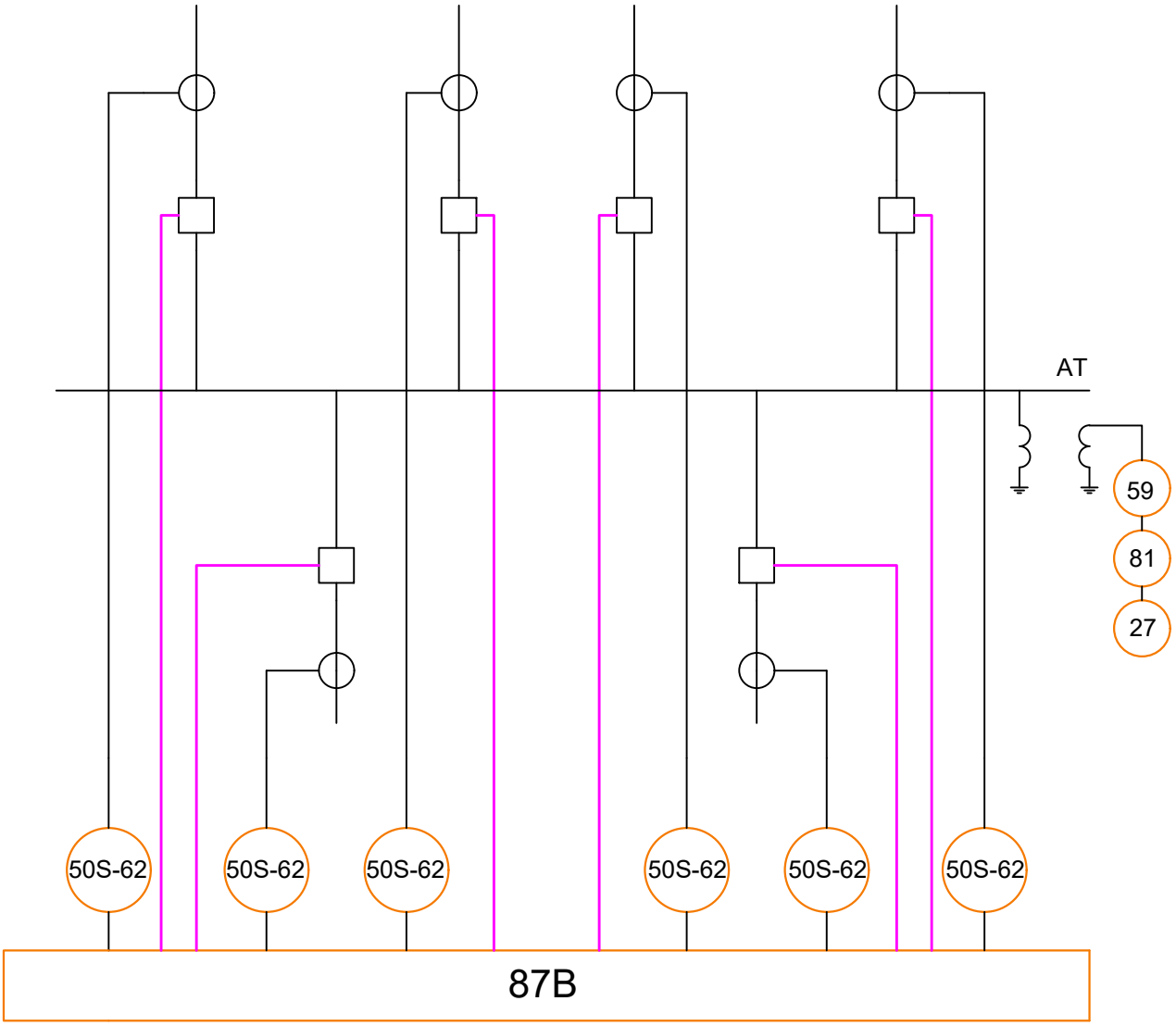
-

TÍTULO

Protección de Líneas MT

Funciones de protección principales

Estado de los Interruptores



MATERIAL		FORMATO A4		FIRMA
TOLERANCIA				
	NOMBRE		FECHA	
DIBUJADO	FCO. JAVIER GARCÍA		06/07/2026	
COMPROBADO	MIGUEL FERNÁNDEZ		11/07/2026	

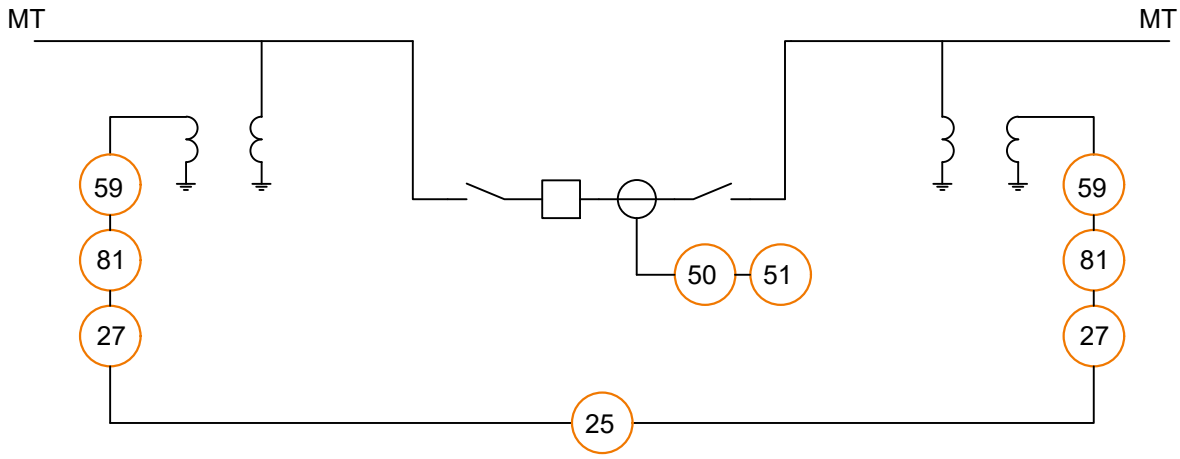
COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI

ESCALA

-

TÍTULO

Protección de Barras AT



Funciones de protección principales

MATERIAL		FORMATO A4		FIRMA
TOLERANCIA				
	NOMBRE		FECHA	
DIBUJADO	FCO. JAVIER GARCÍA		03/07/2026	
COMPROBADO	MIGUEL FERNÁNDEZ		11/07/2026	

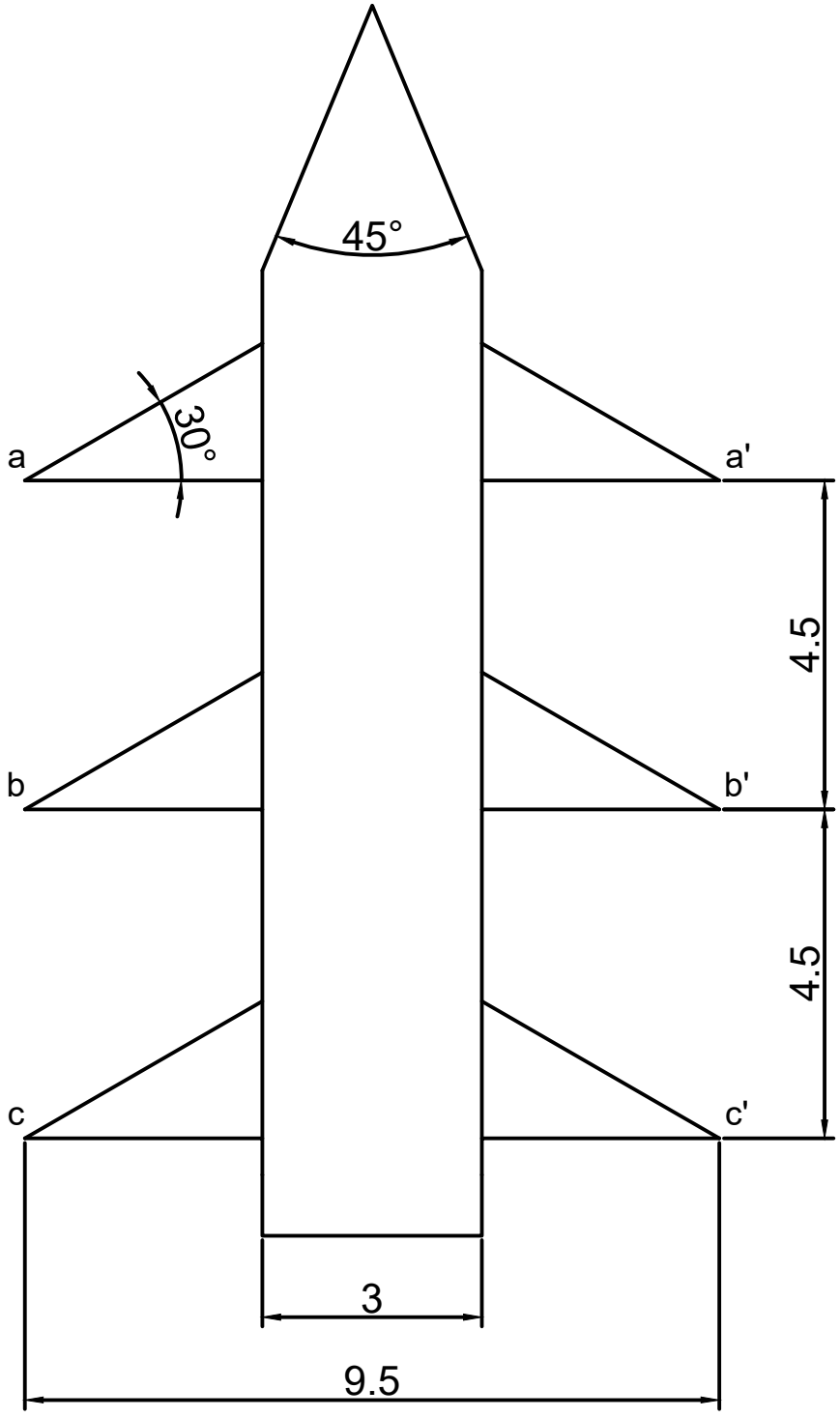
COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI

ESCALA

-

TÍTULO

Protección de Barras MT



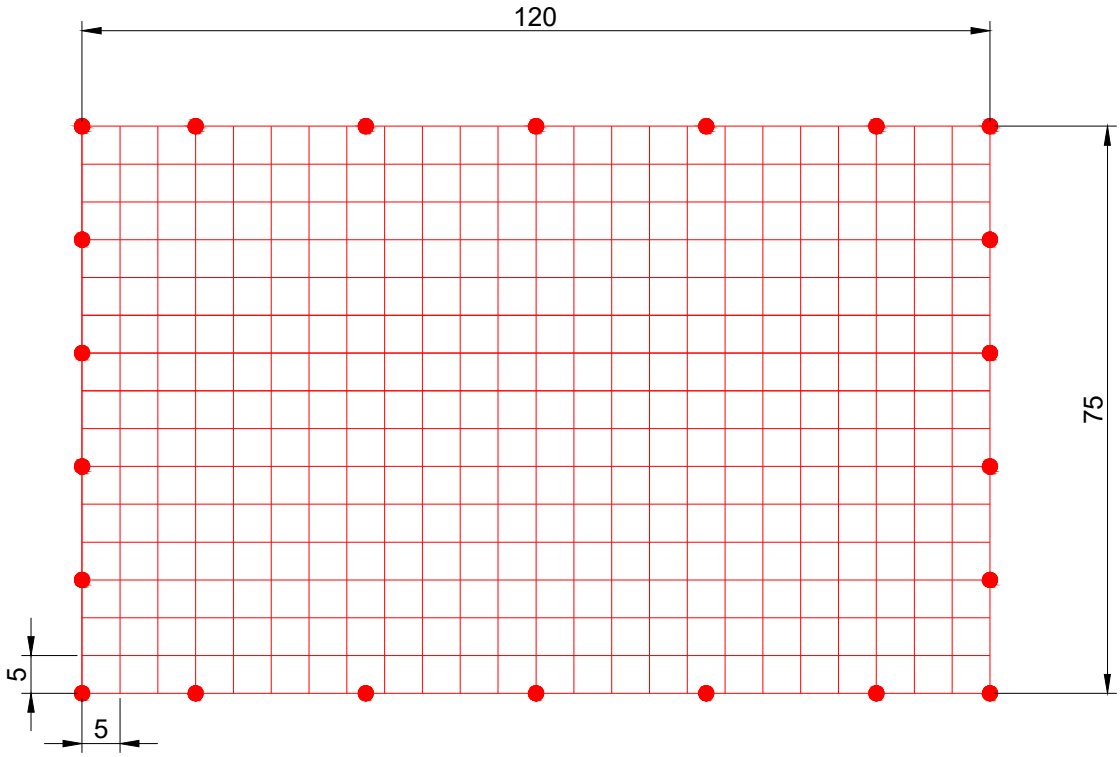
MATERIAL	Acero	FORMATO A4		FIRMA
TOLERANCIA				
Cotas en m			FECHA	
DIBUJADO	FCO. JAVIER GARCÍA		31/05/2026	
COMPROBADO	MIGUEL FERNÁNDEZ		11/07/2026	

COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI

ESCALA 1:100

TÍTULO

Cabeza de apoyo Líneas LA-455



MATERIAL		FORMATO A4		FIRMA
TOLERANCIA				
COTAS EN m			FECHA	
DIBUJADO	FCO. JAVIER GARCÍA		10/06/2025	
COMPROBADO				

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

ESCALA
1:1000

TÍTULO

Malla de Puesta a Tierra

Documento III

Presupuesto

Partida	Concepto	Ud	Medición	Precio unitario
1	**Aerogeneradores**			
1.01	**Aerogeneradores.**			
1.01.01	Aerogeneradores Incluye suministro y montaje de aerogenerador SG 132-5.0 de Siemens Gamesa, de 5 MW de potencia unitaria y 132 m de altura de buje.	1	12	4.120.000,00
Total Subpartida				
2	**Obra Civil**			
2.01	**Obra Civil Aerogeneradores (por aerogenerador)**			
2.01.01	Excavación de pozos. Excavación de pozos para cimentaciones en todo tipo de terreno, realizada por medios mecánicos. Incluye limpieza y extracción de restos generados y descarga de sobrantes.	m3	9333,24	8,70
2.01.02	Relleno de tierras. Incluye relleno de tierras en zonas localizadas con material procedente de la excavación	m3	8630,67	2,43
2.01.03	Hormigón de limpieza. Hormigón HL-200 para limpieza y nivelado de pozos de cimentación	m3	36,98	74,60
2.01.04	Hormigón estructural. Hormigon estructural (HA-35 y HA-45) para cimentacion de aerogeneradores	m3	667,88	98,35
2.01.05	Acero estructural. Acero para armar B-500-S en barras corrugadas de distintos diámetros	t	57,69	1.420,00

Partida 1. Parque Eólico

2.01.06	Canalización de cables Canalización de cables de entrada y de salida del aerogenerador	1	1	560,00 €	560,00 €
2.01.07	Anclaje. Anclaje del aerogenerador. Incluye descarga mediante grúa y nivelación del anclaje.	1	1	4.000,00 €	4.000,00 €
Total Subpartida			**12**		**257.096,22 €**
2.02	**Obra Civil Viales, Plataformas y Explanadas (por aerogenerador)**				
2.02.01	Desbroce y limpieza del terreno. Incluye desbroce y limpieza del terreno donde se encuentre prevista la edificación (viales y plataformas de montaje), incluyendo la retirada de la capa vegetal hasta un espesor de 20 cm.	m2	10359,3	0,90 €	9.323,41 €
2.02.02	Excavación de terrenos. Excavación de todo tipo de terrenos para construcción de viales o plataformas, incluyendo retirada de escombros y residuos.	m3	8297,29	8,70 €	72.186,42 €
2.02.03	Formación de terraplenes. Terraplenado, extendido y compactado con tierras procedentes de la excavación.	m3	13322,6	1,80 €	23.980,72 €
2.02.04	Relleno de firme de viales. Relleno de firme de viales y plataformas de montaje con zahorras.	m3	3500	15,56 €	54.460,00 €
2.02.05	Firme de viales. Refuerzo superficial de hormigón de 20 cm de espesor en viales.	m2	436,77	15,20 €	6.638,90 €

2.02.06	Cunetas y pasos de agua. Cunetas de tierra y cunetas revestidas de hormigón para evitar la erosión.	m	1000	30,00 €	30.000,00 €
Total Subpartida			**12**		**196.589,45 €**
2.03	**Zanjas y Canalizaciones Eléctricas**				
2.03.01	Despeje y desbroce del terreno. Incluye despeje y desbroce del terreno donde se encuentre prevista la instalación de cables subterráneos; así como la reposición de tierra vegetal y transporte de sobrantes.	m2	18269,9	0,60 €	10.961,96 €
2.03.02	Excavación de zanjas. Excavación de zanjas en todo tipo de terrenos donde se encuentre previsto la instalación de cableado.	m3	21923,5	8,70 €	190.734,62 €
2.03.03	Asiento de cables de línea. Relleno del asiento de los cables de línea con arena. Incluye mano de obra.	m3	4651,34	12,40 €	57.676,62 €
2.03.04	Tubos de politetileno. Tubo PEAD curvable de polietileno (diámetro de 200 mm) de doble pared que alojará a los tres conductores de fase.	m	22837,4	15,20 €	347.128,78 €
2.03.05	Relleno de zanjas. Incluye el relleno de las zanjas con material procedente de excavación.	m3	17272,6	2,10 €	36.272,42 €
2.03.06	Elementos de protección y señalización. Incluye placa plástica de protección y cinta de siñalización de cables con inscripciones que señalizan que debajo hay cables eléctricos	m	22837,4	3,60 €	82.214,71 €

Total Subpartida			**1**		**724.989,11 €**
3	**Infraestructura Eléctrica**				
3.01	**Aparamenta**				
3.01.01	Transformadores de potencia 690V/20 kV 7.5 MVA	1	12	75.000,00 €	900.000,00 €
3.01.02	Celdas DM1-A 630 A, gama SM6-24	1	18	19.200,00 €	345.600,00 €
3.01.03	Celdas CM2 20 kV, gama SM6-24	1	12	7.500,00 €	90.000,00 €
3.01.04	Celdas IMC 630 A, gama SM6-24	1	12	7.094,09 €	85.129,08 €
3.01.05	Cable Prysmian RHZ1-Ol-Al 400 mm2 (3 fases)	m	22837,4	80,22 €	1.832.017,83 €
Total Subpartida			**1**		**3.252.746,9 €**
3.02	**Fibra Óptica**				
3.02.01	Línea de transmisión de señales. Incluye línea de transmisión de señales mediante fibra óptica, instalada directamente enterrada en zanja conjunta con los cables de potencia	m	22837,4	4,78 €	109.162,87 €
Total Subpartida			**1**		**109.162,87 €**
3.03	**Puesta a Tierra**				
3.03.01	Instalación de puesta a tierra. Incluye puesta a tierra de aerogeneradores y medición homologada de la resistencia de puesta a tierra, así de tensiones de paso y de contacto	1	12	5.460,00 €	65.520,00 €
Total Subpartida			**1**		**65.520,00 €**
Importe Parque Eólico			**1**		**59.036.646,945 €**

Partida	Concepto	Ud	Medición	Precio unitario	Sub
1	Obra Civil				
1.01	**Obra Civil**				
1.01.01	Desbroce y limpieza del terreno. Incluye desbroce y limpieza del terreno donde se encuentre prevista la edificación (viales y plataformas de montaje), incluyendo la retirada de la capa vegetal hasta un espesor de 20 cm.	m2	2800	0,90 €	2.5
1.01.02	Movimientos de tierras. Incluye excavación, nivelación y compactación del terreno, así como excavación de zanjas y canalizaciones eléctricas. También incluye carga a camión de sobrantes	m3	9800	8,70 €	85.2
1.01.03	Cimentación de equipos y estructuras. Incluye muros cortafuegos de hormigón armado y cimentaciones para la aparamenta	1	1	112.456,00 €	112.4
1.01.04	Capa de rodadura. Extendido de una capa de grava de 15 cm de espesor para reducir las tensiones de paso y de contacto	m2	2426	6,20 €	15.0
1.01.05	Firme de viales. Refuerzo superficial de asfalto de 10 cm de espesor en viales.	m2	373,3	15,20 €	5.6
1.01.06	Cunetas y pasos de agua. Cunetas de tierra y cunetas revestidas de hormigón para evitar la erosión.	m	975	30,00 €	29.2
1.01.07	Edificio de control	1	1	210.514,00 €	210.5
1.01.08	Accesos	1	1	3.296,00 €	3.2
1.01.09	Red de puesta a tierra	1	1	52.562,00 €	52.5
1.01.10	Puntas de Franklin	1	8	6.180,00 €	49.4
1.01.11	Estructuras metálicas	1	1	52.136,00 €	52.1
1.01.12	Bancadas de transformadores de potencia	1	2	32.600,00 €	65.2

Partida 2. Subestación

1.01.13	Vallado de la parcela. Incluye vallado de la parcela mediante malla de 2 m de altur, y colocación de postes y accesorios	m	220	13,02 €	2.864,40 €
Total Subpartida					**686.213,76 €**
2	Infraestructura eléctrica				
2.01	**Aparamenta MT**				
2.01.01	Pararrayos PEXLIM R24-YV024	1	8	1.350,00 €	10.800,00 €
2.01.02	Celdas de línea NXAIR M 1250 A	1	8	42.500,00 €	340.000,00 €
2.01.03	Celdas de medida NXAIR M 1250 A	1	2	25.000,00 €	50.000,00 €
2.01.04	Celda de seccionamiento NXAIR M 12	1	1	70.000,00 €	70.000,00 €
2.01.05	Transformador en Zig-Zag 2 MVA	1	2	20.000,00 €	40.000,00 €
2.01.06	Reactancia de puesta a tierra	1	2	9.256,00 €	18.512,00 €
Total Subpartida					**529.312,00 €**
2.02	**Aparamenta AT**				
2.02.01	Pararrayos PEXLIM Q210-XV245	1	6	11.500,00 €	69.000,00 €
2.02.02	Interruptores LTB 245E1 50 kA	1	7	75.000,00 €	525.000,00 €
2.02.03	Seccionadores GW55 3150 A	1	8	26.000,00 €	208.000,00 €
2.02.04	Seccionadores GW55 3150 A con cuchillas de pat	1	4	30.500,00 €	122.000,00 €
2.02.05	TI IMB245	1	11	70.000,00 €	770.000,00 €
2.02.06	TTC CPB245	1	4	24.000,00 €	96.000,00 €
2.02.07	TC TVI245		4	25.500,00 €	102.000,00 €
Total Subpartida					**1.892.000,0 €**
2.03	**Transformadores de Potencia**				
2.03.01	kV 35 MVA con regulación en carga	1	2	350.000,00 €	700.000,00 €
Total Subpartida					**700.000,00 €**
2.04	**Equipos de control y protecciones**				
2.04.01	Sistema Integrado de Control y Protec	1	1	70.050,00 €	70.050,00 €
2.04.02	Sistemas de AT	1	1	35.979,00 €	35.979,00 €
2.04.03	Telecomunicaciones	1	1	84.071,00 €	84.071,00 €
2.04.04	Sistemas de las cabinas de MT	1	1	22.880,00 €	22.880,00 €
Total Subpartida					**212.980,00 €**
2.05	**Servicios auxiliares**				
2.05.01	Transformador SSAA	1	1	9.465,00 €	9.465,00 €
2.05.02	Rectificadores y bancos de batería 12	1	2	15.823,00 €	31.646,00 €
2.05.03	Cabinas de SSAA	1	2	19.654,00 €	39.308,00 €
2.05.04	Otros equipos	1	1	45.600,00 €	45.600,00 €
Total Subpartida					**126.019,00 €**
2.06	**Embarrados**				
2.06.01	Conductores, embarrados y aisladore	1	1	110.000,00 €	110.000,00 €
Total Subpartida					**110.000,00 €**

3	Montaje y puesta en marcha				
3.01	**Montaje y puesta en marcha**				
3.01.01	Embarrados y cables	1	1	66.556,00 €	66.556,00 €
3.01.02	Aparellaje	1	1	55.423,00 €	55.423,00 €
3.01.03	Control y protecciones	1	1	32.560,00 €	32.560,00 €
3.01.04	Alumbrado	1	1	22.457,00 €	22.457,00 €
3.01.05	Pruebas	1	1	42.448,00 €	42.448,00 €
Total Subpartida					**219.444,00 €**
Importe Subestación			**1**		**4.475.968,8 €**

Presupuesto Total

Presupuesto	Importe (€)	Importe unitario (€/MW)
Presupuesto Parque Eólico	59.036.646,95 €	983.944,12 €
Presupuesto Subestación	4.475.968,76 €	74.599,48 €
Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	**63.512.615,71 €**	**1.058.543,60 €**
Ingeniería y dirección de obra (5% PEM)	3.175.630,79 €	
Contingencias (8% PEM)	5.081.009,26 €	
Beneficio industrial (6%)	3.810.756,94 €	
Presupuesto de ejecución por contrata (PEC)	**75.580.012,69 €**	**1.259.666,88 €**
Licencias (3% PEM)	1.905.378,47 €	
CAPEX	**77.485.391,16 €**	**1.291.423,19 €**

El coste de ejecución por contrata del proyecto asciende a **SETENTA Y CINCO MILLONES QUINIENTOS OCHENTA MIL DOCE EUROS CON SESENTA Y NUEVE CÉNTIMOS**

El presupuesto asignado (CAPEX) del proyecto asciende a **SETENTA Y SIETE MILLONES CUATROCIENTOS OCHENTA Y CINCO MIL TRESCIENTOS NOVENTA Y UNO EUROS CON DIEZ Y SEIS CÉNTIMOS**

Viabilidad económica

Vida útil de la instalación	25
CAPEX	77.485.391,16 €
OPEX	600.000,00 €
Tasa de interés	**0,05**
Prod. Anual Estimada (MWh)	200148
Inflación anual del OPEX	1,028
Amortización Anual	5.497.778,91 €
Precio de la Electricidad (€/MWH)	60,00 €
VAN	63.640.243,87 €
TIR	**12,27%**
LCOE	**31,44 €**

Para una tasa de interés del 5 % y una vida útil de la instalación de 25 años, se obtiene una tasa de interés (TIR) del 12.27 %. A su vez, el LCOE (Levelized Cost of Electricity) del proyecto (precio de la electricidad que produciría beneficio neto nulo) es de 31.44 euros por MWh.

Documento IV

Bibliografía

1. Burton, T. Jenkins, N. Sharpe, D. Bossanyi, E. (2011). Wind Energy Handbook. John Wiley & Sons.

2. Ackermann, T. (2012). Wind Power in Power Systems, 2nd Edition. John Wiley & Sons.

3. (2026). Distribución de Weibull. Wikipedia. wikipedia.org.

4. Guevara Díaz, J.M. (2013). Cuantificación del perfil del viento hasta 100 m de altura desde la superficie y su incidencia en la climatología eólica.

5. Global Atlas de Irena. Técnicas de planificación espacial de la energía eólica, sesión 2.

6. APPA Renovables, "Mapa Eólico Ibérico,.ªPPA, (2024). Disponible en: https://www.appa.es/mapa-eolico-iberico/.

7. Xiaoguang, Q. Boggs, S. (2006). Thermal and mechanical properties of EPR and XLPE cable compounds. IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 22, no. 3, pp. 19-24. doi: 10.1109/MEI.2006.1639026.

8. Mansouri, M.M. Nayeripour, M. Negnevitsky, M. (2016). Internal electrical protection of wind turbine with doubly fed induction generator. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 55, pp 840-855. ISSN 1364-0321.

9. Martínez, J.A., Coordinación de Aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. 2013. ISBN: 978-84-481-9174-0.

10. Postigo, F.E. (2014). Línea de alta tensión a 220 kV Simple circuito duples con tramo subterráneo entre las subestaciones de Carbonero El Mayor y Cantimpalos [Trabajo fin de grado].

11. (2024). Informe anual de la Corriente de Cortocircuito en la red de transporte del sistema eléctrico peninsular del año 2024. Red Eléctrica de España.

12. (2019). Especificaciones técnicas particulares de Subestaciones AT/MT. Endesa Distribución Eléctrica S.L.U.

13. IEEE, IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding, IEEE Std 80-2013, (2015).

14. Montero, Z. J. (2018). Proyecto de Ejecución de la Subestación 220/30 kV "Venalta". Diverxia Infrastructure.

15. González F. J. J. (2025). Proyecto de Ejecución Parque Eólico Jata Gane. Arena Power Solar 9 S.L.

Documento V

Anexos

Anexo 1

Bases teóricas

A.1.1. Turbinas eólicas

En esta sección se pretende modelar el funcionamiento de las turbinas eólicas, así como detallar sus principales tipos y aplicaciones. Esto resulta de vital importancia para poder llevar a cabo estimaciones posteriores sobre el recurso eólico disponible en un emplazamiento.

A.1.1.1. Modelado de Turbinas Eólicas

En esta sección se detalla un modelo matemático que describe el funcionamiento de turbinas eólicas, basándose en [1] y [2]. Este modelo resulta de aplicación para el posterior cálculo de la energía disponible en un emplazamiento.

Las turbinas eólicas generan energía mecánica en su eje aprovechando una reducción de la energía cinética del viento que incide sobre su superficie. Sin embargo, resulta físicamente imposible una reducción puntual de la velocidad del viento en la superficie definida por las palas de la turbina. Para entender como tiene lugar este aprovechamiento de la energía cinética del viento resulta fundamental explicar la llamada teoría del disco actuador. El llamado disco actuador es una superficie imaginaria y circular que contiene las palas de la turbina. A partir de ahí se construyen una serie de superficies circulares adyacentes y coaxiales de radio variable. Se define el flujo másico de aire a lo largo de estas superficies mediante la siguiente fórmula:

$$\dot{m} = \rho u A = cte.$$

Se tratará el aire como una sustancia incompresible ($\rho = cte.$). De esta forma:

$$uA = cte.$$

Para que se cumpla el principio de conservación de la masa, el flujo másico ha de permanecer constante. De esta forma, si la velocidad del aire al atravesar la turbina va disminuyendo, el área atravesada por dicho flujo másico ira aumentando, como se muestra en A.1.1.

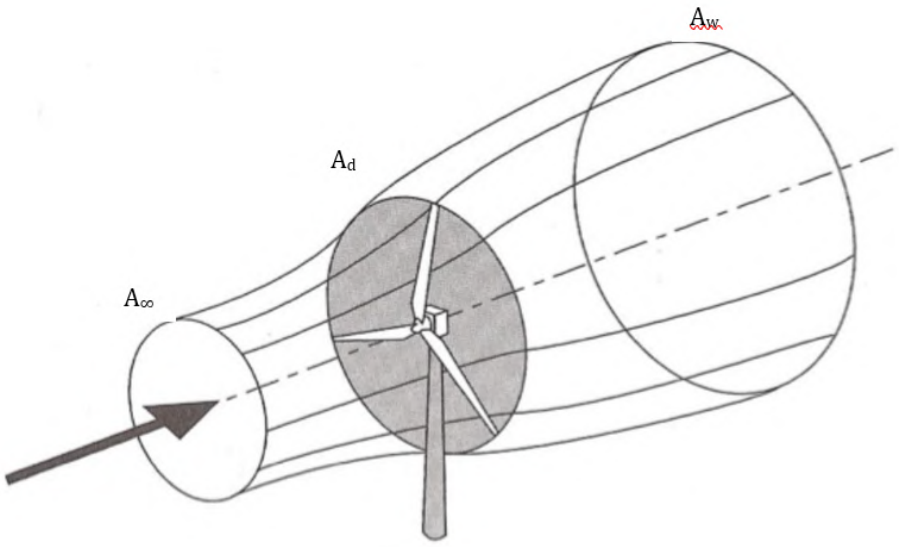


Figura A.1.1: Flujo de aire que atraviesa un generador eólico (3D)

Para realizar los cálculos pertinentes, se considera un volumen de control fijo e indeformable. El flujo se considera estacionario y el sistema inercial empleado se encuentra fijo. A su vez, se considera que ninguna partícula de aire atraviesa la superficie límite del volumen de control. De este volumen de control ficticio caben destacar las siguientes 3 superficies imaginarias:

-A_∞: superficie de entrada del flujo de aire no perturbado.

-A_d: disco actuador, superficie determinada por las palas de la turbina.

-A_w: superficie de salida del flujo de aire. Se considera que el aire alcanza la presión atmosférica al atravesar A_w.

Se introduce la ecuación de conservación de la energía en un fluido sobre el cual no se realiza ningún trabajo ni aporte de calor. Esta ecuación también es conocida como ecuación de Bernoulli:

$$\frac{1}{2}\rho u^2 + \rho g h + P = cte.$$

No se considera variación de energía potencial en la corriente de aire. De esta forma:

$$\frac{1}{2}\rho u^2 + P = cte.$$

Esto implica que para que el aire pierda energía cinética, su presión ha de aumentar. Como se ha mencionado anteriormente, es físicamente imposible que se produzcan cambios bruscos de velocidad. Sin embargo, si que se pueden producir cambios bruscos de presiones, y esto es lo que aprovechan las palas de una turbina eólica para generar potencia mecánica en su eje. De esta forma, el aire entra en el volumen de control a presión atmosférica (P_∞) y velocidad u_∞. A partir de ahí la velocidad del aire comienza a disminuir, a la vez que su presión aumenta. Posteriormente, el aire llega al disco actuador (A_d) con velocidad u_d y presión P_d^+. En este disco actuador, las palas de la turbina generan una caída brusca de presiones, y la presión cae hasta P_d^-. Esta presión se encuentra por debajo de la atmosférica. Posteriormente, el aire continúa perdiendo velocidad hasta que su presión se iguala a la presión atmosférica (P_∞), momento en el cual se considera que el aire abandona el volumen de control y la estela o acción derivada de la turbina finaliza. El aire sale con velocidad u_w.

Por tanto, el salto de presiones que tiene lugar en la superficie definida por las palas de la turbina es responsable de que se genere potencia mecánica en el eje.

$$F = (P_d^+ - P_d^-)A_d$$

Se aplica la ecuación de Bernoulli entre la superficie del disco actuador y las superficies de entrada y de salida del flujo de aire.

$$\frac{1}{2}\rho u_\infty^2 + P_\infty = \frac{1}{2}\rho u_d^2 + P_d^+$$

$$\frac{1}{2}\rho u_w^2 + P_\infty = \frac{1}{2}\rho u_d^2 + P_d^-$$

Desarrollando, se obtiene:

$$P_d^+ - P_d^- = \frac{1}{2}\rho(u_\infty^2 - u_w^2)$$

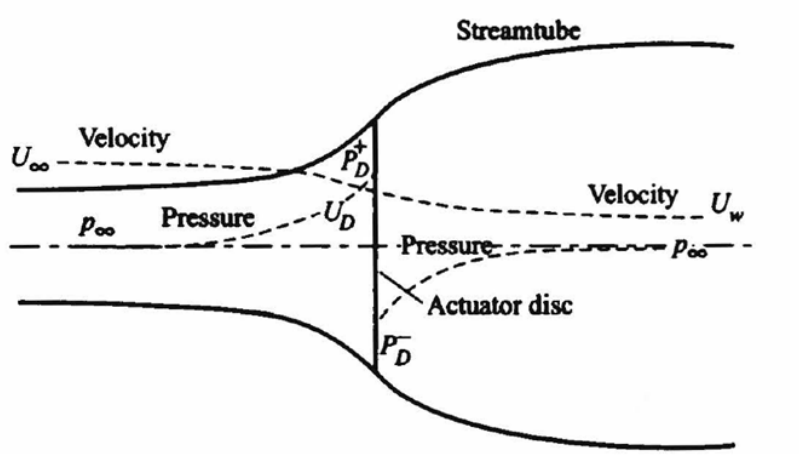


Figura A.1.2: Flujo de aire que atraviesa un generador eólico (2D)

Se define el factor de inducción axial (a) de una turbina eólica como el parámetro que cuantifica la reducción de velocidad axial del viento en la turbina. De esta forma:

$$u_d = u_\infty * (1 - a)$$

$$u_w = u_\infty(1 - 2a)$$

Cabe destacar que el valor de este factor de inducción oscila entre 0 y 0,5. Si el parámetro a fuera negativo, esto significaría que el aire aumenta de velocidad en el proceso, lo cual no se corresponde con la realidad. Por otra parte, un valor de a superior a 0,5 implicaría una velocidad de salida del viento negativa, lo cual es físicamente imposible. En este último caso, un valor superior a 0,5 implicaría una transición hacia flujo turbulento**. Esto implicaría que la ecuación de conservación de la masa y de la cantidad de movimiento dejarían de ser aplicables, y habría que introducir una serie de factores de corrección. Para simplificar los cálculos, se asumirán siempre condiciones de flujo laminar, lo cual se corresponde en gran medida con las condiciones observables en la práctica.

$$F = (P_d^+ - P_d^-)A_d = \frac{1}{2}\rho u_\infty^2 * (1 - (1 - 2a)^2) = 2\rho u_\infty^2 a(1 - a)A_d$$

Se observa que aplicando la conservación de la cantidad de movimiento se habría llegado de igual forma a esta misma ecuación:

$$\sum F = \frac{d}{dt}\iiint_{VC} \rho\bar{u}du + \iint_{SC} p\bar{u}(\bar{u} * \bar{n})dA = \rho A_\infty u_\infty^2 - \rho A_w u_w^2$$

**: el flujo siempre es turbulento en las proximidades de las palas, ya que el contacto del aire con la superficie de las palas producirá esfuerzos viscosos que generarán turbulencias y tenderán a ralentizarlo. Sin embargo, esto solo ocurre dentro de la capa límite fluidodinámica, cuyo espesor es muy reducido. Por tanto, se supondrán flujos laminares para el cálculo

$$u_\infty A_\infty = u_\infty * (1 - a) * A_d \qquad A_\infty = A_d * (1 - a)$$

$$u_\infty(1 - 2a)A_w = u_\infty(1 - a)A_d \qquad A_w = \frac{A_d}{(1 - 2a)}(1 - a)$$

$$\sum F = 2\rho u_\infty^2 a(1 - a)A_d$$

Se calcula la potencia desarrollada en el eje de la turbina:

$$P = Fu_d = 2\rho u_\infty^3 a(1-a)^2 A_d$$

Se define a su vez la máxima potencia extraíble de la corriente de viento en el caso de que se pudiera extraer toda la energía cinética disponible como:

$$P_{max} = E_c u_\infty A_d = \frac{1}{2}\rho u_\infty^3 A_d$$

De esta forma se define el coeficiente de potencia como:

$$C_p = \frac{P}{P_{max}} = 4a(1-a)^2$$

Una importante consideración acerca de este coeficiente de potencia es que tiene un límite superior conocido como límite de Lancaster-Betz. Su valor es de 0,593; lo cual significa que una turbina eólica ideal tan solo es capaz de extraer el 59,3 % de la potencia presente en el flujo de aire. Esto en el caso de turbinas ideales, ya que en la práctica este Cp, suele rondar entre 0,35 y 0,45. Este coeficiente también depende del punto de funcionamiento de la turbina, y, como se verá más adelante, puede cambiar en función de distintas condiciones de operación y parámetros de funcionamiento. Se demuestra sencillamente el límite superior de este Cp de la siguiente manera:

$$\frac{dC_p}{da} = 4(1-a)^2 - 8a(1-a) = 0$$

$$\frac{dC_p}{da} = 4(1-a)(1-3a) = 0$$

$$a = 1 \qquad a = \frac{1}{3}$$

Como ya se ha citado anteriormente, el valor de a no puede superar 0,5 por restricciones físicas. Por tanto, se escoge a=1/3 y resulta:

$$C_p^{max} = 0,593$$

A partir de ahora se calculará la potencia de la turbina como:

$$P = \frac{1}{2}\rho u_\infty^3 A_d C_p$$

Adicionalmente, también se puede definir el coeficiente de fuerza de la siguiente forma:

$$C_f = \frac{F}{F_{max}} = \frac{F}{\frac{1}{2}\rho u_\infty^2 * A_d} = 4 * a * (1-a)$$

El coeficiente de fuerza, si bien no es un parámetro muy importante, puede servir para comparar valores de ambos coeficientes y ver como ambos varían según los distintos valores de a.

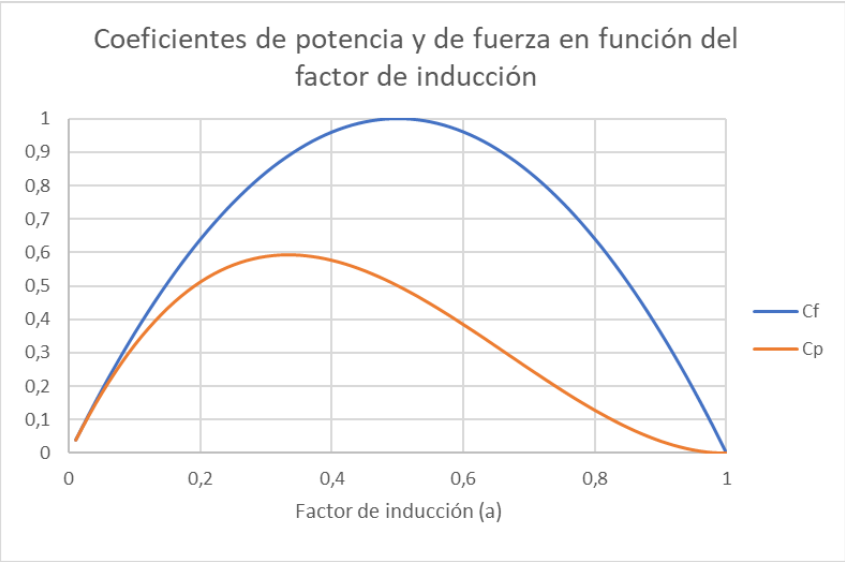


Figura A.1.3: Curvas de coeficientes de fuerza y potencia de una turbina en función del factor de inducción

A partir del gráfico se observa como el coeficiente máximo de potencia se logra para un valor de factor de inducción inferior al que proporciona fuerza máxima. Esto se debe a que, en el punto de mayor potencia, la velocidad del viento en la sección del disco actuador es superior a la velocidad del viento en el punto de mayor fuerza.

Otro aspecto constructivo a destacar de una turbina eólica es que, al pasar por la superficie del disco actuador, el aire ejerce par sobre las palas de la turbina. De acuerdo con la tercera ley de Newton, la turbina ejerce un par de igual valor y signo contrario sobre el aire. Esto se traduce en que el aire adquiere una velocidad tangencial al pasar por el disco actuador. Esta velocidad tangencial es contraria a la dirección de rotación de la turbina.

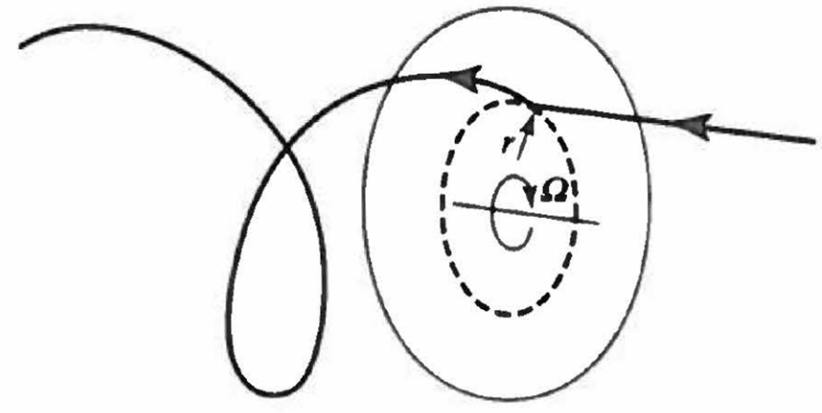


Figura A.1.4: Velocidad tangencial del flujo que atraviesa la superficie del rotor

Se calcula el par ejercido por el aire al pasar por la superficie del disco actuador:

$$M = \frac{P}{\Omega} = \frac{1}{2}\rho u_\infty^3 A_d \frac{C_p}{\Omega}$$

Para obtener la velocidad tangencial del aire a la salida del disco actuador se puede aplicar la ecuación de conservación de la cantidad de movimiento angular. Se aplica a un anillo de espesor

diferencial dr, ya que la velocidad tangencial del aire dependerá del radio.

$$\sum M = \frac{d}{dt}\iiint_{VC}\rho(\bar{r}x\bar{u})du + \iint_{SC}\rho(\bar{r}x\bar{u})(\bar{u}*\bar{n})dA$$

$$\frac{dM}{dA_d} = \frac{1}{2}\rho u_\infty^3 * dA_d\frac{C_p}{\Omega}$$

$$\frac{d}{dt}\iiint_{VC}\rho(\bar{r}x\bar{u})du + \iint_{SC}\rho(\bar{r}x\bar{u})(\bar{u}*\bar{n})dA = pA_d u_\infty(1-a)rv_t$$

$$\frac{dM}{dA_d} = \frac{1}{2}\rho\Omega u_\infty^3 dA_d\frac{C_p}{\Omega} = \rho dA_d * u_\infty(1-a)rv_t$$

$$v_t = \frac{1}{2} * u_\infty^2 * \frac{C_p}{\Omega}\frac{1}{(1-a)r} = 2u_\infty^2\frac{a(1-a)}{\Omega r}$$

Se define el factor de inducción tangencial (a') como parámetro de funcionamiento que determina la velocidad tangencial del flujo de aire a la salida del disco actuador. Se define de la siguiente forma:

$$v_t = 2\Omega r a'$$

Igualando ecuaciones, se llega a lo siguiente:

$$u_\infty^2 a(1-a) = \Omega^2 r^2 a'$$

Se define a su vez otro parámetro de funcionamiento conocido como la tasa de velocidad local o local speed ratio. Este parámetro relaciona la velocidad tangencial de giro en cada punto de la turbina con la velocidad del flujo de aire no perturbado.

$$\lambda_r = \frac{\Omega * r}{u_\infty}$$

De esta forma, se tiene:

$$a*(1-a) = \lambda_r^2 * a'$$

Además, esto permite definir otro parámetro de diseño muy importante para las especificaciones técnicas de turbinas. Se trata del local speed ratio, pero calculado en el extremo de las palas de la turbina. Este parámetro recibe el nombre de Tip Speed Ratio (TSR).

$$\lambda = \frac{\Omega * R}{u_\infty}$$

Resumen

Se incluyen a continuación las fórmulas utilizadas de forma más recurrente en los apartados de selección del emplazamiento y análisis del recurso eólico.

$$P = \frac{1}{2}\rho u_\infty^3 A_d C_p$$

$$\lambda = \frac{\Omega R}{u_\infty}$$

$$M = \frac{1}{2}\rho u_\infty^3 A_d\frac{C_p}{\Omega}$$

$$u_d = u_\infty * (1 - a)$$

$$u_w = u_\infty * (1 - 2a)$$

A.1.1.2. Clasificación de turbinas eólicas

Las turbinas eólicas se pueden clasificar atendiendo a diversos criterios. Los dos criterios mayormente utilizados son según la posición de su eje y según su emplazamiento.

Clasificación según la posición de su eje

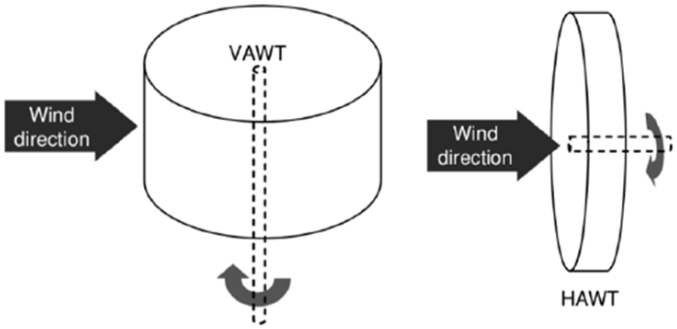
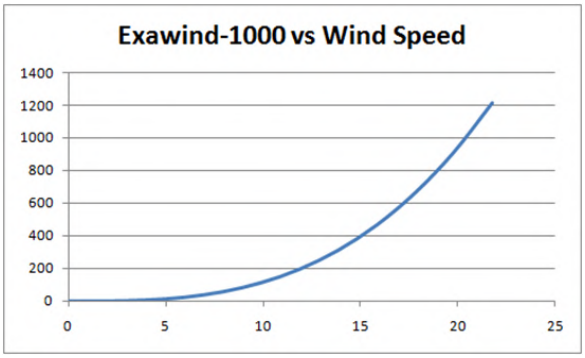


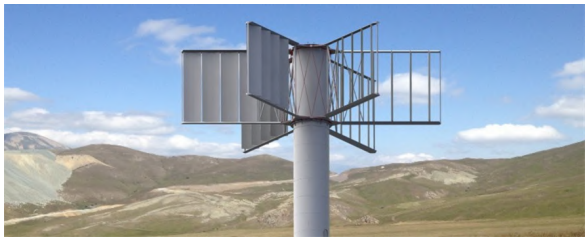
Figura A.1.5: Comparativa turbinas de eje vertical vs eje horizontal

-Eje vertical (VAWT): en este tipo de aerogeneradores, las palas rotan en torno a un eje vertical. Este tipo de generadores se suele situar a la altura del suelo o a poca altura, al contrario que los aerogeneradores de eje horizontal, los cuales necesitan de grandes estructuras que les permitan alcanzar alturas notables.

Las principales ventajas de este tipo de generadores son, por un lado, la fácil sujeción y diseño de las palas; y, por otra parte, la fácil instalación de los generadores y sistemas eléctricos asociados, puesto que se suelen ubicar a nivel del suelo. Además, son adecuados para ubicaciones con direcciones de viento variables, puesto que no necesitan alineación con el viento.



(a) Potencia (kW) frente a velocidad del viento (m/s) de un generador VAWT de 1 MW



(b) Generador de eje vertical

Figura A.1.6: Aerogeneradores de eje vertical

Sin embargo, estos generadores presentan múltiples inconvenientes. En primer lugar, requieren de cables tensores que garantizan la seguridad estructural de la turbina. Por otra parte, su

rendimiento (30-40 %) es reducido en comparación a los generadores de eje horizontal. Además, las aplicaciones de este tipo de turbina se encuentran principalmente destinadas a uso doméstico o aplicaciones industriales de pequeña potencia (hasta 50 kW). Si bien es cierto que se han llegado a desarrollar turbinas de eje vertical de hasta 1 MW, estos siguen siendo aun prototipos, como los de la empresa SeaTwirl o Exawind. Esto los hace caros e inadecuados para la producción de energía eléctrica a gran escala (varios MW). Además, requieren de velocidades de viento muy altas para alcanzar la potencia nominal (21m/s para el modelo Exawind).

-**Eje horizontal(HAWT)**: este tipo de aerogeneradores se caracteriza porque la rotación de sus palas se produce en torno a un eje horizontal. Uno de sus inconvenientes es que necesitan estar alineados con el viento. Sin embargo, hoy en día existen sistemas de control que orientan el rotor de la turbina automáticamente en función de la dirección del viento, por lo que esto deja de ser un problema.

Estos generadores suelen tener tres palas con un perfil aerodinámico, ya que este es el número de palas que permite un mayor aprovechamiento de la energía del viento. La eficiencia de estos generadores se sitúa alrededor del 40-45 %, pudiendo alcanzar los mismos una eficiencia del 50 %.

El principal inconveniente de este tipo de generadores es su impacto ambiental, ya que, puesto que giran a altas velocidades, tienen un impacto acústico y visual (mayor superficie) superior al de los generadores de eje vertical, que suelen tener un tamaño más reducido y menor velocidad de giro. Otro aspecto a tener en cuenta es que este tipo de turbinas permiten aprovechar de forma óptima velocidades de viento de entre 8 y 12 m/s, velocidades mucho más apreciables en la práctica.

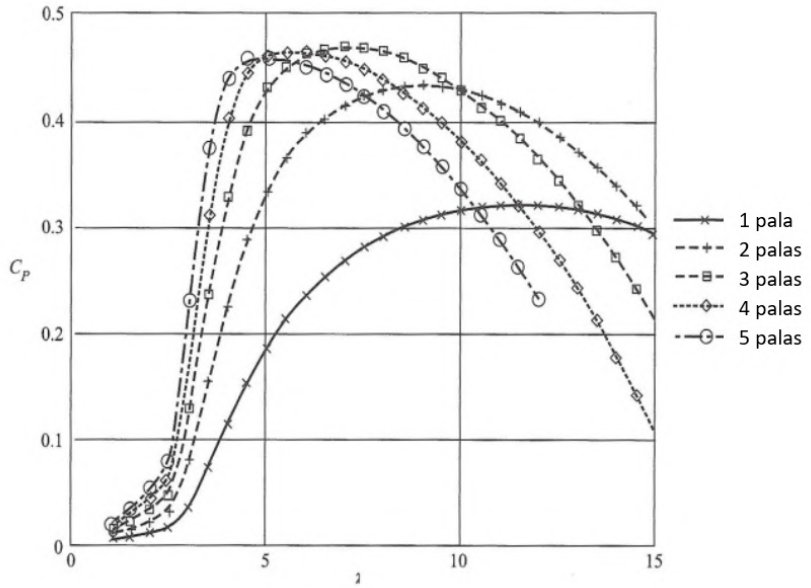


Figura A.1.7: Coeficiente de potencia de una turbina eólica en función del número de palas

Para el desarrollo del proyecto se empleará un aerogenerador de eje horizontal, puesto que esta tecnología es la predominante en la industria actual. Además, la escala de producción de estos los hace bastante más baratos que los de eje vertical, que tienen un volumen de producción en el mercado muy pequeño. Por otra parte, esta opción también es la adecuada para la producción de energía eléctrica a gran escala, ya que este tipo de aerogeneradores suele rondar los 5-6 MW, siendo la turbina eólica de mayor potencia jamás fabricada de 26 MW (Dongfang 26), si bien

esta aún se encuentra en fase de pruebas. Por último, la eficiencia de estas turbinas también resulta superior a las de eje vertical, lo cual implica una mayor capacidad de aprovechamiento de la energía eólica.



Figura A.1.8: Turbina eólica de 26 MW de la empresa china Dongfang Electric

Clasificación según su emplazamiento

-**Onshore**: en este caso, las instalaciones eólicas se encuentran situadas en tierra. Esto hace que los costes de transporte y de distribución de energía eléctrica sean menores, puesto que se genera la energía más cerca del consumo. Por otra parte, los costes de mantenimiento y de instalación también son más reducidos, ya que las instalaciones son más accesibles al encontrarse en tierra. No obstante, estas instalaciones suelen tener menor potencia unitaria (por unidad de área del generador) que las instalaciones offshore.

-**Offshore**: se trata de parques eólicos situados en el mar. La complejidad de instalación y de mantenimiento de estas instalaciones hace que se incurran en costes mucho mayores. Además, suelen tener una mayor potencia unitaria, ya que en medio del mar las corrientes de aire son más intensas y la velocidad del viento es superior. Sin embargo, esto hace que las turbinas deban soportar condiciones mucho más adversas y trabajen a mayores velocidades de viento. Esto hace que la capacidad de potencia y dimensiones de la instalación deban de ser mucho mayores, lo cual, de nuevo, incurre en mayores costes.

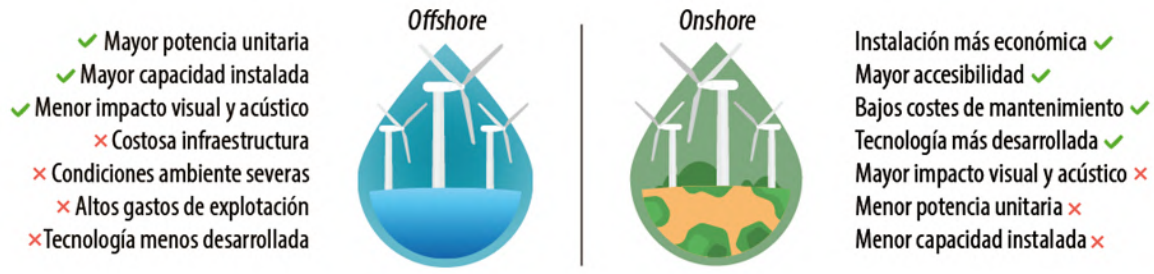


Figura A.1.9: Comparativa eólica Onshore vs Offshore

Actualmente, las instalaciones eólicas de tipo Offshore se encuentran en pleno desarrollo, y se espera que en un futuro no muy lejano se pueda aprovechar su gran potencial. No obstante, en 2024, las instalaciones de tipo Onshore todavía constituían el 64.2 % de la producción eólica global, por lo que siguen siendo el tipo predominante. Esto es aún más acentuado en España,

donde tan solo se encuentra una instalación Offshore en las Islas Canarias. Esto se debe a que el gran parte del litoral español las aguas alcanzan rápidamente una gran profundidad, lo cual dificulta la instalación de parques eólicos marinos. Debido a la complejidad del proyecto y con el fin de obtener una mayor cantidad de datos y estadísticas disponibles, se elige realizar una instalación eólica Onshore.



Figura A.1.10: Aerogenerador Elisa de 5 MW instalado frente a las costas de Gran Canaria

A.1.2. Parámetros asociados al viento

En esta sección se incluyen los elementos relevantes para el modelado de las corrientes de viento en un emplazamiento. Esto incluye la distribución estadística del viento y la corrección de la velocidad en función de la altura.

A.1.2.1. Distribución estadística del viento

La velocidad del viento cambia continuamente, por lo que es necesario modelarlo con una distribución continua de probabilidad. El viento se trata de un fenómeno estocástico. Esto quiere decir que la velocidad del viento en un momento concreto está determinada tanto por componentes deterministas como por elementos aleatorios. Las componentes deterministas hacen referencia a velocidades medidas anteriormente y a propiedades físicas del terreno. Sin embargo, la velocidad del viento también depende de un componente aleatorio, lo que plantea la necesidad de modelarla con una distribución estadística que contemple este componente aleatorio.

La distribución más utilizada para modelar la velocidad del viento es la distribución de Weibull. Esto no quiere decir que la distribución del viento en un emplazamiento concreto siempre se ajuste a una distribución de Weibull. Por tanto, para verificar que esta distribución es representativa del viento en un emplazamiento será necesario comparar la función de densidad dada por esta distribución con la frecuencia relativa de los intervalos muestrales que se utilicen para modelar la velocidad del viento. Esto se puede realizar a simple vista en un gráfico de densidad. Si los datos muestrales no se corresponden con la distribución de Weibull estimada, esto quiere decir que el viento sigue otra distribución estadística de probabilidad. No obstante, esto solo suele ocurrir en emplazamientos con características muy peculiares, por lo que la distribución de Weibull es válida para representar la velocidad del viento en la mayoría de los casos. De ahí la necesidad de definir los parámetros que la determinan, así como sus funciones de densidad y de distribución.

La distribución de Weibull es una distribución aleatoria de probabilidad continua. Esta distribución depende de dos parámetros:**k** (parámetro de forma) y λ (parámetro de escala-dispersión). Las funciones de densidad y de distribución son las siguientes [3]:

$$f(x) = \frac{k}{\lambda}(\frac{x}{\lambda})^{k-1}e^{(\frac{-x}{\lambda})k}$$

$$F(x) = 1 - e^{(\frac{-x}{\lambda})k}$$

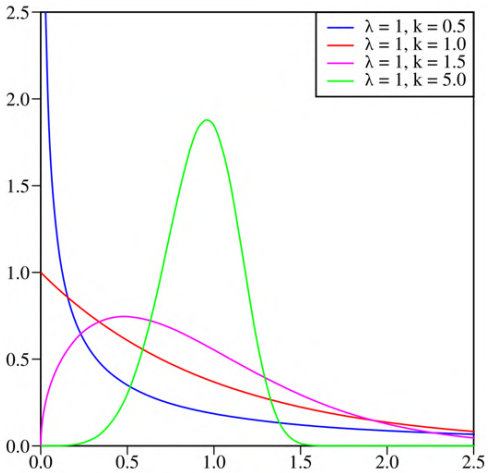


Figura A.1.11: Ejemplos de distribuciones Weibull para distintas combinaciones de parámetros

La página web Mapa Eólico Ibérico proporciona la frecuencia relativa de velocidades de viento por intervalos. A partir de estas frecuencias calcula los parámetros correspondientes de la distribución de Weibull. Se puede comprobar gráficamente que estos parámetros se corresponden con los datos experimentales. Una vez comprobado, se puede optar por dos métodos para calcular la potencia disponible en un emplazamiento. El primero y más complejo consiste en integrar la función de densidad multiplicada por la potencia. El segundo método, más sencillo, será el que se utilizará en este proyecto. Consistirá en realizar esta misma integral mediante la suma de pequeños rectángulos, lo cual se conoce como integral de Riemann.

$$\int_a^b f(x)dx = \lim_{n\to\infty} \sum_{i=1}^{n} f(x_i)\Delta x$$

$$\Delta x = \frac{b-a}{n}$$

En este caso:

$$f(x_i) = P(u_i) = \frac{1}{2}\rho u_i^3 A_d C_p$$

$$\Delta x = \frac{u_{max} - u_{min}}{n}$$

A.1.2.2. Corrección de la velocidad del viento en función de la altura

La velocidad del viento aumenta con la altura debido a una menor fricción con los obstáculos presentes en el suelo, que deceleran la corriente de aire debido a fuerzas de arrastre. Este fenómeno físico se conoce como cizalladura del viento y depende principalmente de la topografía y rugosidad del terreno.

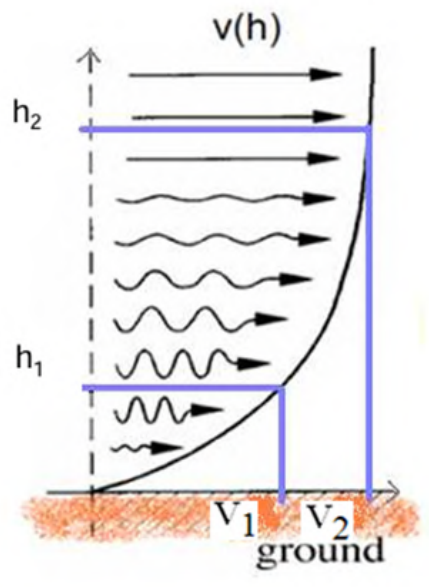


Figura A.1.12: Ejemplo de perfil de velocidad del viento en función de la altura

Por este motivo, resulta necesario emplear fórmulas y factores de corrección que permitan obtener la velocidad del viento para la altura de góndola (altura de diseño del aerogenerador) en función de la velocidad y altura a la que se realizan las mediciones.

Existen dos fórmulas para realizar esta corrección. Una emplea un perfil exponencial mientras que otra un perfil logarítmico. Si bien se ha comprobado numéricamente que las diferencias entre ambas son poco significativas, en este proyecto se opta por utilizar el perfil exponencial. Esto se debe a que es el más simple de ambos, ya que el perfil logarítmico contiene parámetros variables con la altura y comprende una mayor complejidad de cálculo, para proporcionar unos resultados que en el peor de los casos difieren un 10 % con el perfil exponencial. [4] [5]

$$v_2 = v_1(\frac{h_2}{h_1})^{\alpha}$$

V_2: velocidad del viento a la altura de diseño
V_1: velocidad de referencia (velocidad medida con el sensor)
h_2: altura de diseño
h_1: altura de referencia (instrumento de medida)
α: coeficiente de rugosidad del terreno

Coeficiente de rugosidad (α)	Terreno
0.10	Zonas costeras y aguas abiertas
0.13–0.15	Superficies abiertas
0.20	Cultivos y arbustos
0.25	Bosques
0.33–0.40	Zonas urbanas
0.40	Bosques densos

Tabla A.1.1: Coeficiente de rugosidad para distintos terrenos

Cabe destacar que el coeficiente de rugosidad también depende de la altura de referencia a la cual se realice la medida y de otras condiciones físicas de la atmósfera. Sin embargo, para cálculos aproximados se pueden emplear los mostrados en la tabla. Además, el coeficiente de rugosidad aumenta cuanto menor es la distancia entre obstáculos y mayor es la altura de estos. De esta forma, las superficies más irregulares o rugosas tendrán una mayor influencia sobre la velocidad del viento que las superficies lisas.

Estas fórmulas son aplicables dentro de la capa límite atmosférica. Esta comprende aproximadamente el primer kilómetro de la atmósfera. Dentro de esta capa, el aire se encuentra en continuo movimiento debido a intercambios de calor y gradientes de presiones. Por tanto, puesto que la altura de góndola de las turbinas suele ser de unos 80/100 m en el caso de grandes turbinas empleadas para la generación eléctrica, siempre que sea necesario corregir el perfil de velocidad del viento se podrán emplear estas fórmulas. No obstante, mapa eólico ibérico proporciona el perfil de velocidad del viento hasta una altura de 200 m, por lo que no será necesario corregir las velocidades de viento obtenidas con esta fuente.

Anexo 2

Selección del emplazamiento

A.2.1. Criterios de selección del emplazamiento

Para la determinación del emplazamiento de una instalación eólica se han de tener en cuenta una amplia variedad de criterios. Los criterios que se tendrán en cuenta en el proyecto son los siguientes:

-**Recurso eólico disponible**: constituye el aspecto esencial que se pretende analizar en este apartado. Se corresponde con la energía cinética del viento que la instalación es capaz de aprovechar. El recurso eólico disponible en un emplazamiento sigue una distribución estadística de Weibull [A.1.2.1]. También cabe destacar que la energía generada dependerá del número de generadores instalados. Se utilizará un número distinto de generadores en cada emplazamiento, según las condiciones del terreno. No obstante, se tendrá en cuenta la potencia máxima que pueden transportar las líneas de media tensión ronda los 10-15 MVa, y que el número habitual de generadores instalados en un parque eólico de la península ibérica suele rondar entre los 6 y los 12.

-**Orografía y topología del terreno**: determinan la exposición al viento de la instalación. Se prefieren llanuras, así como cimas de colinas y montañas, debido a que en estas ubicaciones no existen obstáculos para la corriente de viento, y la exposición al viento es mayor. A su vez, la geografía del terreno también determina la accesibilidad para la construcción de la instalación, lo cual puede influir enormemente sobre el coste de la instalación. Por este motivo y una vez elegido el emplazamiento, se definirá una diferencia de cota máxima para los aerogeneradores. Por otra parte, para aumentar la exposición al viento y la producción del parque eólico también es necesario dejar una suficiente separación entre turbinas, que se corresponde con entre 7 y 10 diámetros en la dirección de incidencia del viento, y con entre 3 y 5 diámetros en la dirección perpendicular al viento. Cuando las distintas turbinas se encuentran muy próximas, se genera una zona de influencia en la que los flujos de ambas turbinas interactúan. Como consecuencia se produce una reducción de la velocidad y un aumento de la turbulencia de ambas corrientes de viento. Este fenómeno se conoce como efecto estela, y genera pérdidas de energía en la instalación.

-**Infraestructura eléctrica**: la infraestructura eléctrica presente en el terreno donde se construye el parque eólico puede reducir enormemente los costes de la instalación. Se prefieren ubicaciones que se encuentren cerca de subestaciones colectoras y de líneas de transporte de alta tensión. De esta manera se consigue reducir el gasto en equipos eléctricos tales como cables subterráneos y líneas de evacuación de media tensión.

-**Impacto ambiental**: la energía eólica se trata de una fuente de energía renovable que no genera deshechos ni emite gases contaminantes a la atmósfera. No obstante, también cuenta con un elevado impacto ambiental. Para conocer el impacto ambiental de una instalación eólica en un emplazamiento determinado se ha de realizar un estudio detallado. Sin embargo, los impactos negativos de la energía eólica implican daños a la flora (tala de árboles para la instalación de generadores), muertes de aves (entorpecimiento de rutas migratorias y colisión con las aspas) y contaminación visual y acústica.

-**Variabilidad**: esta variabilidad hace referencia a cambios periódicos en la dirección e intensidad del viento a lo largo del tiempo. Esta variabilidad puede ser diaria, estacional o a largo plazo. La variabilidad a largo plazo no se tendrá en cuenta, pues el mapa eólico ibérico que se empleará para el análisis contiene datos de los últimos 32 años, por lo que se asume que estos datos contienen la variabilidad a largo plazo durante la vida útil de la instalación, que suele estar entre los 20 y 30 años.

Los factores que se tendrán en cuenta mayormente serán el recurso eólico y la topografía del terreno. La infraestructura eléctrica se diseñará más adelante para el emplazamiento escogido, mientras que el impacto ambiental no será objeto de estudio. Respecto a la variabilidad del viento, mapa eólico ibérico proporciona la media horaria de velocidades de viento, por lo que será interesante también tenerlo en cuenta para el análisis. No obstante, el criterio fundamental para la elección del emplazamiento será el recurso eólico disponible, es decir, la cantidad de energía que puede generar la instalación a lo largo de un año.

A.2.2. Modelo genérico de turbina

La energía generada por la instalación en cada uno de los emplazamientos dependerá del tipo de turbina eólica y de equipos empleados. A su vez, existen distintos modelos de turbinas que resultan más o menos favorables para cada emplazamiento. Si bien la mayoría de turbinas del mercado poseen características similares, más adelante se dedicará un apartado específico a la elección del modelo a emplear. Con el fin de poder determinar un emplazamiento favorable, se utilizará un modelo genérico de turbina eólica. La elección del modelo de turbina condicionará los siguientes parámetros, esenciales para construir la curva de potencia de la turbina:

-P_{max}: la potencia máxima vendrá determinada por la potencia nominal del generador eléctrico

-Superficie: determinada por la longitud de las palas (R)

-v_{min}: velocidad mínima del flujo de aire no perturbado para la cual la turbina comienza a generar potencia

-v_{opt}: velocidad del flujo de aire no perturbado para la cual la turbina alcanza a generar la potencia máxima

-v_{corte}: velocidad del flujo de aire no perturbado para la cual la turbina deja de funcionar. Este es un parámetro de seguridad esencial en todas las instalaciones eólicas, ya que excesivas velocidades de viento podrían generar daños en la turbina. Para garantizar la seguridad, se emplean sistemas de frenado mecánicos que permiten frenar la turbina en caso de vientos extremos.

Se pretende diseñar una instalación de generación de energía eléctrica a gran escala, con una potencia aproximada de 60 MW en total. Considerando una potencia nominal de 5 MW por generador, se escogen los siguientes parámetros:

$$P_{max} = 5 \quad MW \qquad R = 65 \quad m$$

$$v_{min} = 2 \quad m/s \qquad v_{opt} = 11 \quad m/s \qquad v_{corte} = 24 \quad m/s$$

De esta forma, se obtiene la siguiente curva de potencia para la turbina:

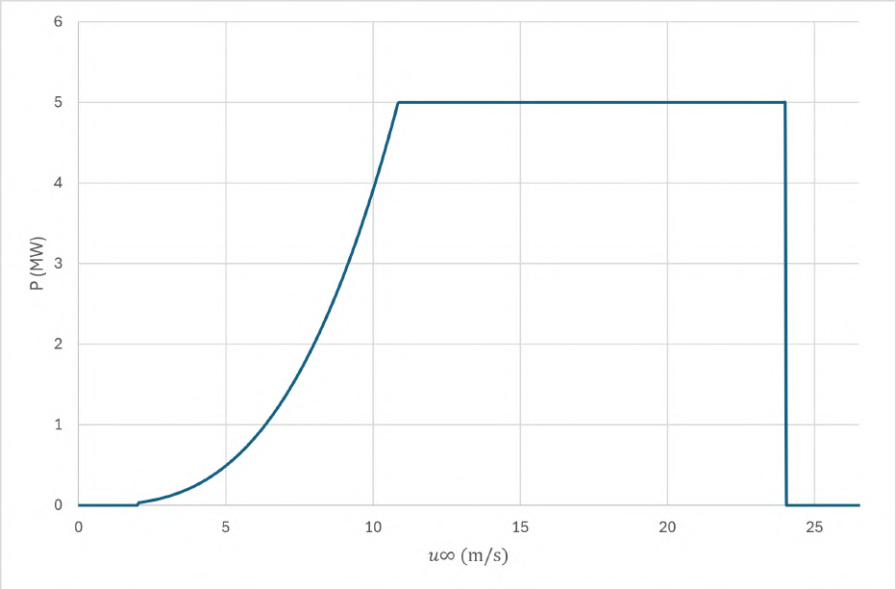


Figura A.2.1: Curva de potencia para una turbina genérica de 5 MW

$$P = \frac{1}{2}\rho u_{\infty}^{3} A_d C_p$$

$$C_p = 0,48 \qquad \rho = 1,225 kg/m^3 \qquad A_d = \pi R^2$$

Otro factor importante a considerar de la turbina es que, debido a la tecnología disponible en el mercado, se escogerá una turbina con control de pitch (ángulo de ataque de las palas) y control de velocidad de rotación variable. Esto permite adaptar la turbina a diferentes condiciones y velocidades de viento, permitiendo optimizar el rendimiento. A su vez, la dirección del viento tampoco se tratará de un factor importante, puesto que actualmente existen turbinas auto orientadas que se adaptan automáticamente a la dirección del viento

A.2.3. Distribución de frecuencias por emplazamiento

A.2.3.1. Emplazamiento 1

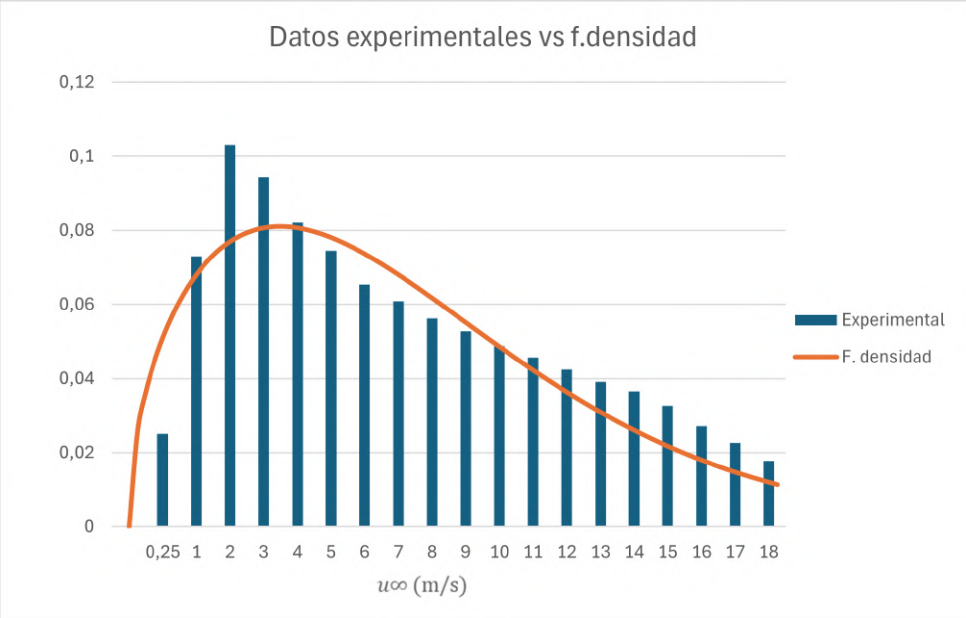


Figura A.2.2: Distribución de frecuencias del emplazamiento 1 ($\lambda = 9{,}21 \quad k = 1{,}51$)

Intervalo-	Intervalo+	Valor med intervalo	f relativa	facumulada	P (MW)	Energía (MWh)
0	0,5	0,25	0,0251	0,0251	0,0000	0,0000
0,5	1,5	1	0,0730	0,0981	0,0000	0,0000
1,5	2,5	2	0,1031	0,2012	0,0000	0,0000
2,5	3,5	3	0,0944	0,2955	0,1054	87,1345
3,5	4,5	4	0,0821	0,3776	0,2497	179,5978
4,5	5,5	5	0,0744	0,4521	0,4878	318,1221
5,5	6,5	6	0,0654	0,5175	0,8429	482,9102
6,5	7,5	7	0,0608	0,5783	1,3385	713,3087
7,5	8,5	8	0,0562	0,6345	1,9980	983,1182
8,5	9,5	9	0,0528	0,6873	2,8448	1315,8648
9,5	10,5	10	0,0488	0,7361	3,9023	1668,6259
10,5	11,5	11	0,0457	0,7817	5,0000	1999,8914
11,5	12,5	12	0,0424	0,8242	5,0000	1858,1935
12,5	13,5	13	0,0391	0,8632	5,0000	1710,4386
13,5	14,5	14	0,0366	0,8998	5,0000	1600,9115
14,5	15,5	15	0,0327	0,9324	5,0000	1430,6455
15,5	16,5	16	0,0272	0,9596	5,0000	1189,9807
16,5	17,5	17	0,0227	0,9823	5,0000	993,0283
17,5	18,5	18	0,0177	1,0000	5,0000	776,4303
					Unitaria	17308,171
					Total (MWh)	207698,057
					C_p	0,395

Tabla A.2.1: Recurso eólico disponible en el emplazamiento 1

A.2.3.2. Emplazamiento 2

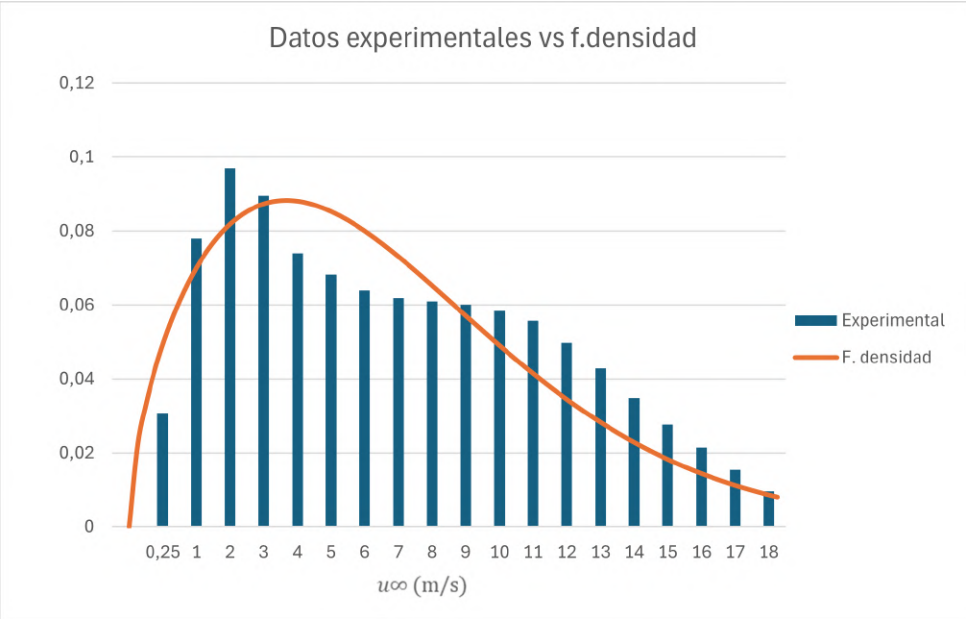


Figura A.2.3: Distribución de frecuencias del emplazamiento 2 ($\lambda = 8{,}62 \quad k = 1{,}6$)

Intervalo-	Intervalo+	Valor med intervalo	f relativa	f acumulada	P (MW)	Energía (MWh)
0	0,5	0,25	0,0307	0,0307	0,0000	0,0000
0,5	1,5	1	0,0780	0,1087	0,0000	0,0000
1,5	2,5	2	0,0969	0,2056	0,0000	0,0000
2,5	3,5	3	0,0895	0,2951	0,1054	82,6242
3,5	4,5	4	0,0741	0,3692	0,2497	162,0125
4,5	5,5	5	0,0683	0,4375	0,4878	291,6782
5,5	6,5	6	0,0639	0,5014	0,8429	472,1642
6,5	7,5	7	0,0618	0,5632	1,3385	725,1148
7,5	8,5	8	0,0610	0,6242	1,9980	1067,0083
8,5	9,5	9	0,0601	0,6843	2,8448	1498,0670
9,5	10,5	10	0,0584	0,7427	3,9023	1995,4011
10,5	11,5	11	0,0557	0,7984	5,0000	2439,5186
11,5	12,5	12	0,0498	0,8481	5,0000	2179,3049
12,5	13,5	13	0,0429	0,8910	5,0000	1877,7695
13,5	14,5	14	0,0348	0,9258	5,0000	1524,6189
14,5	15,5	15	0,0276	0,9535	5,0000	1210,2588
15,5	16,5	16	0,0215	0,9750	5,0000	941,8139
16,5	17,5	17	0,0154	0,9903	5,0000	673,3689
17,5	18,5	18	0,0097	1,0000	5,0000	423,5273
					Unitaria	17564,242
					Total (MWh)	210770,908
					C_p	0,401

Tabla A.2.2: Recurso eólico disponible en el emplazamiento 2

A.2.3.3. Emplazamiento 3

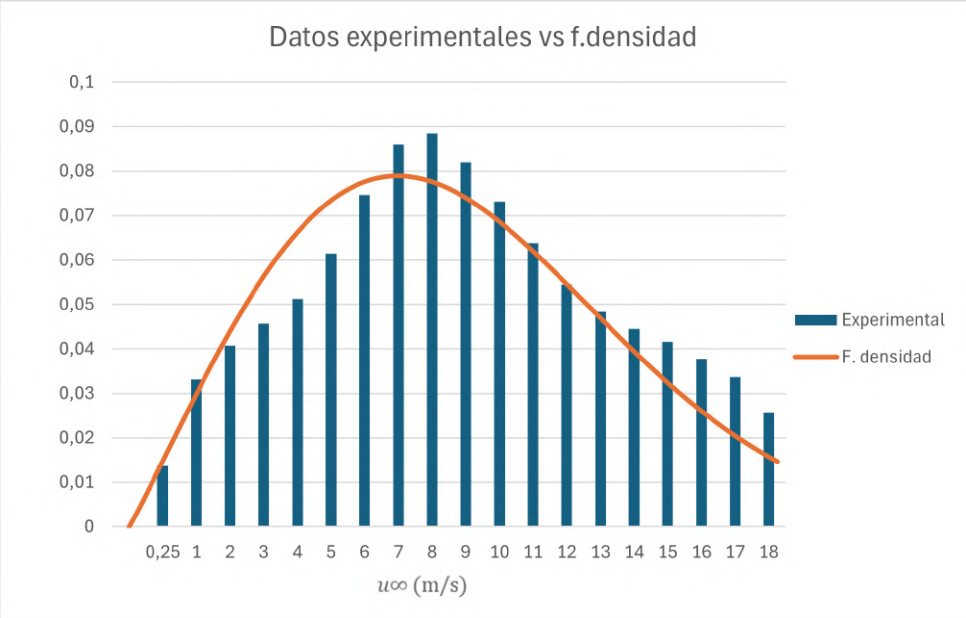


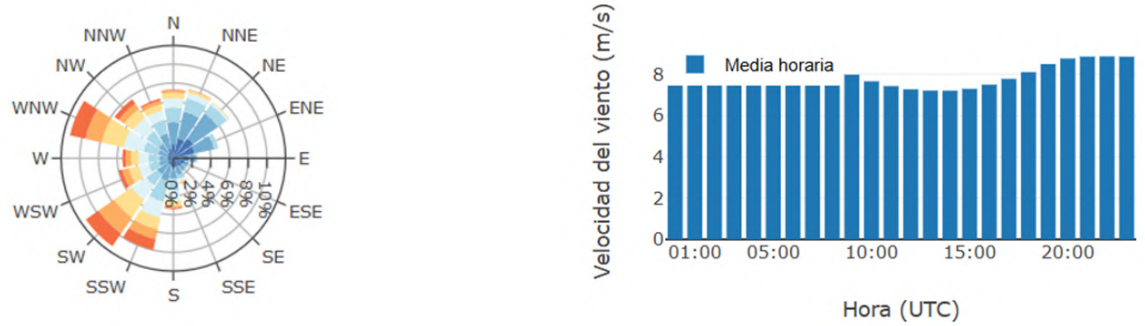
Figura A.2.4: Distribución de frecuencias del emplazamiento 3 ($\lambda = 11{,}05 \quad k = 2{,}05$)

Intervalo-	Intervalo+	Valor med intervalo	f relativa	f acumulada	P (MW)	Energía anual (MWh)
0	0,5	0,25	0,0137	0,0137	0,0000	0,0000
0,5	1,5	1	0,0331	0,0468	0,0000	0,0000
1,5	2,5	2	0,0407	0,0875	0,0000	0,0000
2,5	3,5	3	0,0457	0,1332	0,1054	42,1863
3,5	4,5	4	0,0513	0,1845	0,2497	112,1742
4,5	5,5	5	0,0614	0,2459	0,4878	262,5130
5,5	6,5	6	0,0746	0,3205	0,8429	551,0027
6,5	7,5	7	0,0860	0,4065	1,3385	1008,0863
7,5	8,5	8	0,0885	0,4950	1,9980	1549,1661
8,5	9,5	9	0,0819	0,5770	2,8448	2041,4401
9,5	10,5	10	0,0731	0,6501	3,9023	2499,9424
10,5	11,5	11	0,0638	0,7139	5,0000	2795,5578
11,5	12,5	12	0,0545	0,7684	5,0000	2385,9397
12,5	13,5	13	0,0484	0,8168	5,0000	2120,0216
13,5	14,5	14	0,0445	0,8613	5,0000	1950,3645
14,5	15,5	15	0,0416	0,9029	5,0000	1823,2639
15,5	16,5	16	0,0377	0,9407	5,0000	1652,4686
16,5	17,5	17	0,0337	0,9743	5,0000	1474,9177
17,5	18,5	18	0,0257	1,0000	5,0000	1124,6307
					Unitaria	23393,675
					Total	280724,106
					C_p	0,534

Tabla A.2.3: Recurso eólico disponible en el emplazamiento 3

A.2.4. Rosa de los vientos y variabilidad diaria por emplazamiento

A.2.4.1. Emplazamiento 1

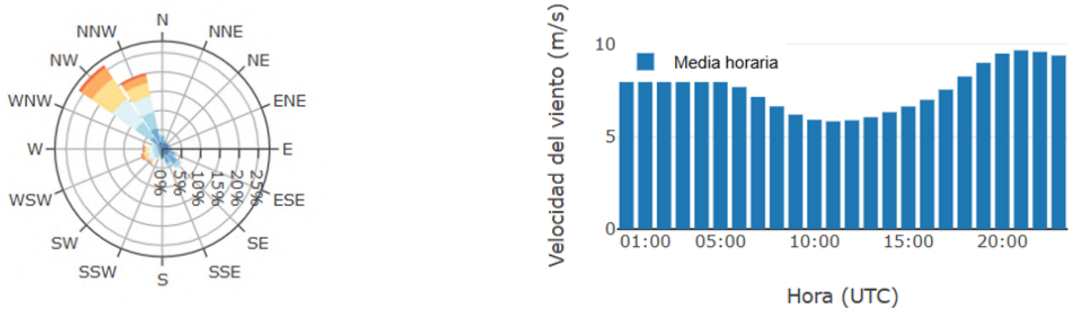


(a) Rosa de los vientos

(b) Perfil horario

Figura A.2.5: Atributos del emplazamiento 1

A.2.4.2. Emplazamiento 2

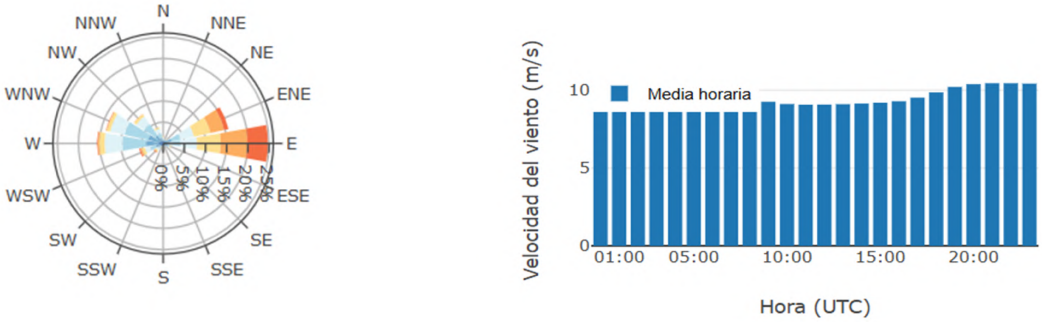


(a) Rosa de los vientos

(b) Perfil horario

Figura A.2.6: Atributos del emplazamiento 2

A.2.4.3. Emplazamiento 3



(a) Rosa de los vientos

(b) Perfil horario

Figura A.2.7: Atributos del emplazamiento 3

Anexo 3

Análisis del recurso eólico

A.3.1. Elección de la turbina eólica

En esta sección se compararán tres modelos de turbinas eólicas presentes en el mercado, con el fin de elegir el más favorable para la instalación. Como se comentará posteriormente, la elección final de la turbina vendrá condicionada por la base de datos disponible en el programa Furow, ya que, al ser utilizado para el cálculo del recurso eólico, resulta conveniente escoger una turbina que se encuentre dentro de su base de datos.

Los tres modelos de turbina que se pretenden comparar son la SG 5.0-145 de Siemens Gamesa, la GE 6.0-154 de General Electric y la N149/5.X de Nordex. Todas ellas son turbinas de en torno a los 5-6 MW, ya que se recuerda que el parque que se pretende diseñar es de 60 MW, por lo que se necesitan turbinas de gran potencia para que el número de turbinas a instalar sea razonable. Todas ellas utilizan la misma tecnología de control, que se caracteriza por las dos siguientes características:

-**Control de pitch**: el control de pitch ajusta el ángulo de ataque de las palas cuando la velocidad del viento supera la nominal, desaprovechando así parte de la corriente incidente de viento. Este control permite mantener la potencia dentro de los límites, evitando así daños en los equipos.

-**Velocidad variable**: la implementación de la tecnología DFIG (máquina de inducción doblemente alimentada) permite, a través de convertidores de frecuencia AC-DC-AC, alimentar el rotor con tensiones de frecuencia variable, lo que permite controlar su velocidad de giro. Esto genera un aumento de la eficiencia energética de la turbina, ya que permite adecuar la velocidad de giro de la turbina en función de la intensidad del viento.

Otro factor destacable es que los tres modelos implementan el conocido como sistema de guiñada (Yaw system), que permite orientar automáticamente la turbina en función de la dirección del viento incidente, lo que permite aumentar la eficiencia energética de la turbina.

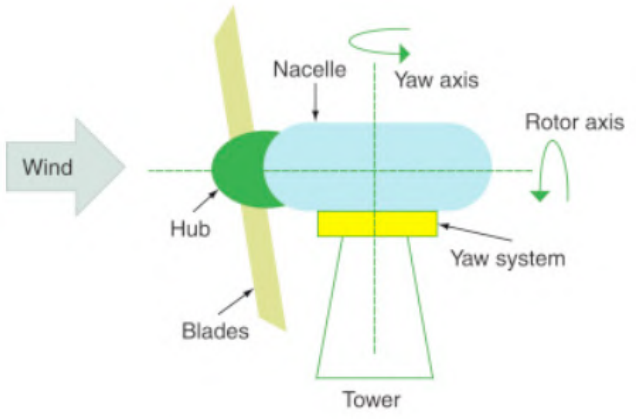


Figura A.3.1: Esquema del sistema de orientación de una turbina

Como se observa en la tabla A.3.1, las tres turbinas son muy similares en términos tecnológicos y de rendimiento. Dependiendo de la aplicación específica, convendría usar una u otra. En este caso, se usarán cables subterráneos de 20 kV para llevar la energía hasta la subestación colectora, por lo que se descarta el uso del modelo GE 6.0-164, ya que implementa un transformador elevador de tensión hasta los 6,485 kV, lo cual implica que habría que colocar otro transformador elevador para llegar hasta los 20 kV de los cables subterráneos, con las desventajas que esto conlleva (pérdidas, costes, mantenimientos...). Entre los otros dos modelos, la elección dependería del criterio específico de cada caso. No obstante, se optaría por el modelo N149/5.X, ya que tiene un rango de potencia máxima flexible a la vez que una mayor densidad de potencia.

Sin embargo, hay un aspecto que no se ha tenido en cuenta hasta el momento, y es que la mayoría de fabricantes de turbinas eólicas no publican las curvas de potencia de sus turbinas, ya que prefieren mantenerlas confidenciales. Estas curvas son esenciales para el análisis del recurso eólico. Por suerte, en el programa Furow existe una base de datos limitada de turbinas. Dentro de esta se encuentra el modelo **SG 132-5.0** de Siemens Gamesa, que no es más que el predecesor del modelo que se encuentra bajo análisis. Con propósito ilustrativo, se utilizará este modelo durante el resto del proyecto, ya que se cuenta con una mayor cantidad de datos.

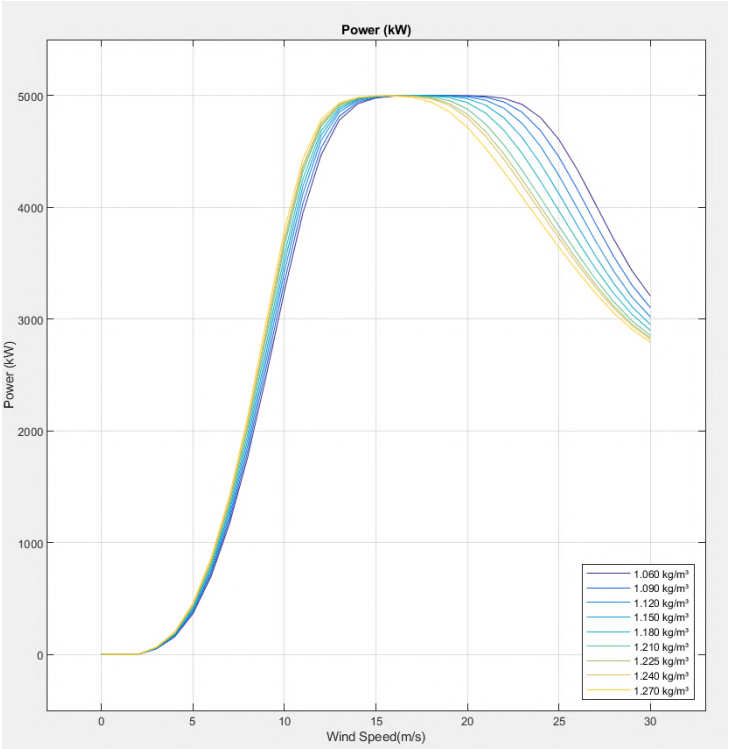


Figura A.3.2: Curvas de potencia de la SG 132-5.0

Modelo	**SG 5.0-145 (2.0)**	**GE 6.0-164**	**Nordex N149/5.X**
Potencia nominal (MW)	5.0	6.0	5.7
Potencia máx. flexible (MW)	4.0–5.2	–	5.0–5.7
IEC	IIB	IIS	IIS
Control	Pitch y velocidad variable	Pitch y velocidad variable	Pitch y velocidad variable
Rango de temperaturas (°C)	-20/45	-15/40	-20/45
Tecnología	Orientada + DFIG	Orientada + DFIG	Orientada + DFIG
Potencia y velocidades			
Densidad de potencia (W/m2)	302.8	285.5	326.5
Densidad de potencia (m2/W)	3.3	3.5	3.1
Velocidad de arranque (m/s)	3	3	3
Velocidad óptima (m/s)	–	11.1	12
Velocidad de corte (m/s)	–	26	26
Velocidad de supervivencia (m/s)	–	56.8	64.4
Ruido (dBA)	–	107	104.8
Geometría			
Diámetro del rotor (m)	145	164	149.1
Área de barrido (m2)	16.513	21.124	17.46
Longitud de palas (m)	71	80.4	72.4
Material de palas	Fibra de vidrio reforzada con resina Epoxy	Fibra de vidrio E y poliéster reforzado con fibra de carbono	Plásticos reforzados con fibra mediante tecnología de infusión al vacío y pultrusión Plásticos reforzados con fibra de vidrio y carbono
Altura de buje (m)	90/102.5/127.5	112/166/167	105/108/125/135/155/164
Material de torre	–	Tubular de acero /híbrido	Tubo de acero/híbrido
Relación de la reductora	–	1:188	1:117
Generador			
Tipo	DFIG	DFIG + full converter IGBT	DFIG + slip ring
Tensión nominal (V)	690 VAC	6485 VAC (to grid)	750 VAC
Frecuencia (Hz)	50/60	50/60	50/60
Protección	IP54	–	–
Factor de potencia	0.9 cap/0.9 ind	–	–
$\Omega_{máx}$ (rpm)	–	2234	1836

Tabla A.3.1: Comparativa de turbinas eólicas

A.3.2. Análisis del recurso eólico

Descarga de datos

Para los datos de viento en el emplazamiento determinado se utilizarán dos modelos distintos de reanálisis atmosférico. Esto quiere decir que estos datos no provienen de mediciones, sino que se tratan de predicciones hechas mediante modelos matemáticos y estadísticos, que tienen en cuenta valores históricos y actuales de variables atmosféricas (temperatura, precipitación, vientos...) provenientes de torres de medición cercanas, así como dinámicas y comportamientos atmosféricos habituales en la zona. Los dos modelos empleados serán los modelos MERRA-2 (NASA) y ERA-5 (Copernicus). Estos modelos se compararán y se elegirá el más representativo. También cabe destacar que los datos son horarios, es decir, se obtiene un nuevo dato cada hora.

Los datos se pueden descargar directamente desde el propio programa, introduciendo las coordenadas del emplazamiento en la pestaña *"File" − > " Download Reanalysis data"*

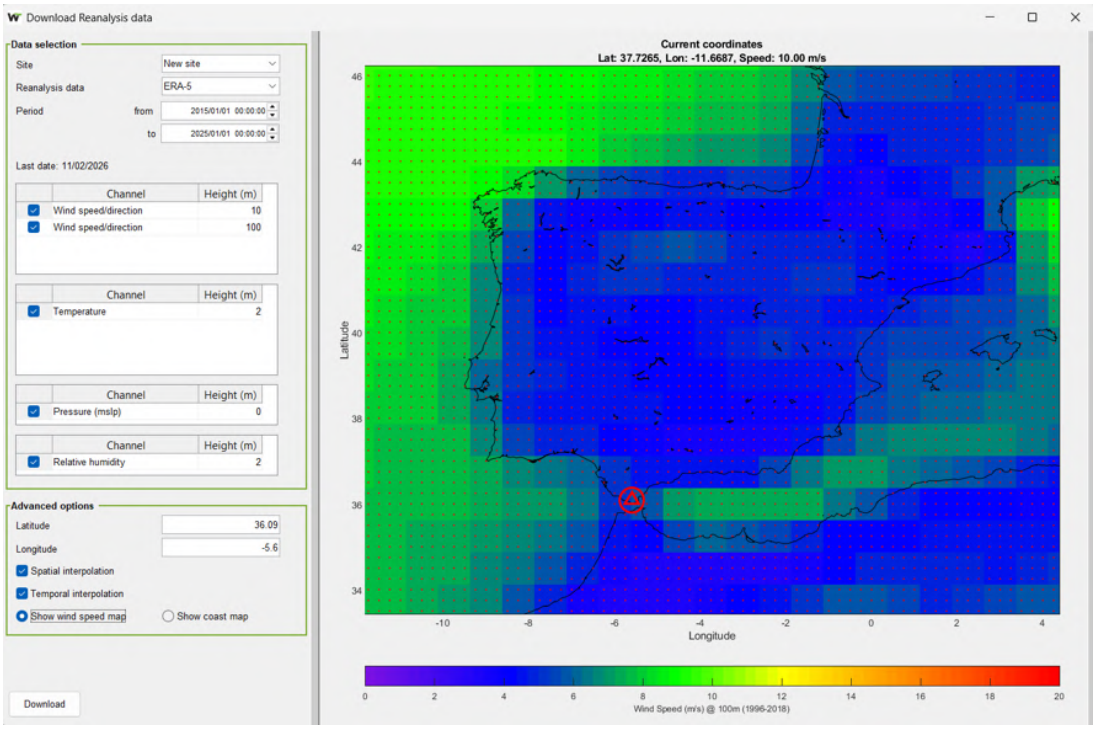


Figura A.3.3: Descarga de datos

Se descargan todos los datos disponibles, de velocidad y dirección de viento; de temperatura, presión y humedad relativa. Para el modelo ERA-5 se disponen de datos a alturas de 10 y 100 m, mientras que para el modelo MERRA-2 las alturas disponibles son de 2, 10 y 50 m. Se escoge un periodo de 10 años, de 2015 a 2025. Teniendo en cuenta que la vida útil de una instalación eólica ronda en torno a los 25 años, este periodo de tiempo se considera suficientemente representativo.

Extrapolación del modelo MERRA-2 a la altura de estudio

En primer lugar, los datos correspondientes al modelo ERA-5 poseen medidas de velocidad a una altura de 100 m, que es la que se ha definido como altura de estudio, y que corresponde con los datos obtenidos de mapa eólico ibérico. Sin embargo, los datos del modelo MERRA-2 no proporcionan valores para esa altura, por lo que resulta necesario realizar una extrapolación a esta altura. Para ello se pulsa en la pestaña *"Generate data" − > "Wind vertical extrapolation"*

$->$ *"Wind vertical speed extrapolation"*. En este caso el modelo MERRA-2 dispone de los datos de velocidad de viento para alturas de 2, 10 y 50 metros. Si solo se dispusiera de un dato sería necesario elegir un método de extrapolación, además de introducir el exponente α en caso de utilizar el método power law (A.1.2.2). En este caso, al disponerse de 3 datos el programa utilizará para cada extrapolación el método que mejor estimación produzca en la altura que se está estimando. Además, para asegurar la exactitud de los datos también se descartarán aquellos valores cuyo coeficiente de determinación R2 sea inferior a 0,8. El programa también permite extrapolar datos de direcciones de viento y de parámetros atmosféricos (temperatura, presión, humedad relativa...), aunque esto resulta más sencillo, puesto que para estos cálculos se emplean los gradientes de variación con la altura, que son constantes definidas y que ya se encuentran dentro del programa.

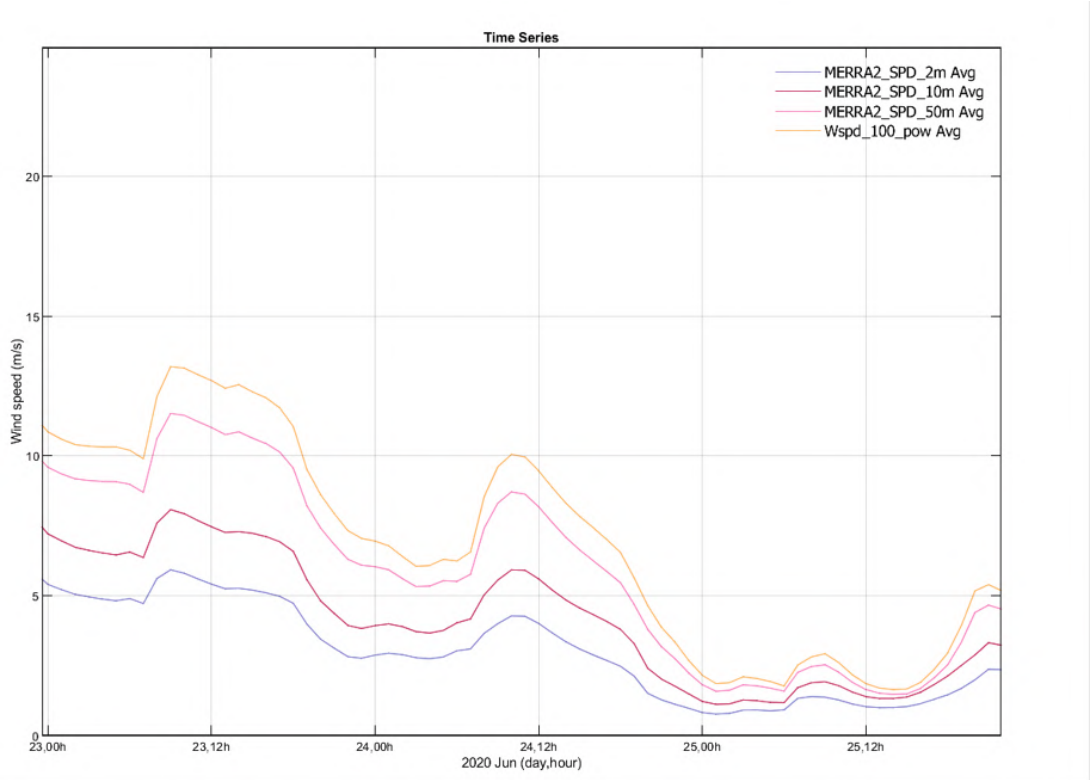


Figura A.3.4: Extrapolación de datos del modelo MERRA-2 a la altura de buje

Se comprueba que la extrapolación llevada a cabo por el programa es, a priori correcta, pues se observa como la velocidad del viento a 100 m presenta un perfil similar al resto de datos, siendo además superior a ellos, ya que, como se menciona en A.1.2.2, la velocidad del viento aumenta con la altura por efectos de fricción y rugosidad

Filtrado e Inspección de datos

Para verificar que los datos son correctos y representativos, se llevará a cabo un filtrado de datos. Esto resulta de gran importancia, ya que, existen gran cantidad de factores que pueden provocar valores de datos erróneos. Por un lado, pueden darse fallos en los equipos de medición, que proporcionen valores de medida incorrectos o que, directamente, no proporcionen ningún valor (fallo electrónico del datalogger). A su vez, también se pueden producir fallos por climatología adversa o por errores del modelo matemático de reanálisis. Para realizar el filtrado de datos se emplearán los siguientes criterios:

-Velocidades de viento: el máximo histórico de velocidad de viento en la provincia de Cádiz

fue registrado en Tarifa en 1989, con una velocidad de 168 km/h. Desde entonces, el máximo registrado se dio en marzo de 2005, cuando se registró una máxima de 103,7 km/h. Esto equivale a unos 28.8 m/s. Por tanto, se filtrarán todos los datos de velocidad disponibles y se eliminarán aquellos que sean negativos (físicamente imposible) o que superen los 30 m/s.

-Temperatura: las temperatura mínima y máxima registradas históricamente en la provincia de Cádiz son de -1.9 ºC y de 47.2 ºC, respectivamente. Se ignorarán aquellos valores correspondientes a climatología excepcionalmente extrema, y se eliminarán los datos de temperaturas que no estén comprendidos entre 0 y 43 ºC. ç

-Dirección: la dirección del viento ha de estar comprendida entre 0 y 360º, por lo que se eliminarán aquellos valores que no se incluyan dentro de este intervalo.

-Presión: el emplazamiento seleccionado se encuentra entre unos 50m y unos 200m por encima del nivel del mar. La presión atmosférica al nivel del mar en condiciones de referencia es de 1013.25 hPa. Se estima una variación de presión aproximada para la cota superior, y se decide eliminar las medidas que no se encuentren entre los 950 y los 1075 hPa.

$$\Delta P = \rho * g * h = 24,03 \text{ hPa (para } h = 200\text{m)}$$

$$P_{min}^{teo} = P_0 - \Delta P = 989{,}22 \text{ hPa}$$

-Humedad relativa: el emplazamiento seleccionado se ubica muy cerca de la costa, donde la humedad relativa resulta elevada durante todo el año, en torno a 70-80 %. Sin embargo, en función de la estación y de dinámicas atmosféricas la humedad relativa puede fluctuar enormemente, por lo que se filtrarán los datos que no se encuentren entre el 0 y el 100 %.

Para el filtrado de datos se utiliza la pestaña *"Data inspection" − > "Flag editing"* y se introducen los criterios de filtrado (*"Flags"*)

Para comprobar la presencia de datos erróneos se utiliza la pestaña *"Data inspection" − > "Data coverage"*

También cabe destacar que, para cada tipo de variables (velocidad, dirección, temperatura. . .), el programa eliminará los datos de todos los canales, aunque tan solo el dato de uno de los canales sea erróneo.

Se observa cómo, para todos los canales, la disponibilidad de los datos es del 100 % en ambos modelos (ERA-5 y MERRA-2), lo que significa que no había ningún dato erróneo en el periodo de tiempo seleccionado. También cabe destacar que la disponibilidad de los datos extrapolados a la altura de 100m para el canal MERRA-2 es del 99.67 %, ya que el programa ha realizado la extrapolación a partir de tres datos distintos, y hay ocasiones en las que esos tres datos son incompatibles y se genera un dato erróneo. No obstante, la disponibilidad sigue siendo muy elevada.

A su vez, también se genera un filtro de prueba para comprobar que el filtrado de datos es correcto. Para este filtro se decide eliminar los valores de velocidad de viento para el canal ERA-5 a una altura de 10 m que no estén comprendidos entre 0 y 5 m/s, lo cual ha de generar datos erróneos. En este caso la disponibilidad de datos en los canales de velocidad pasa a ser del 58,18 %, lo cual implica que se está realizando el filtrado de datos de forma correcta.

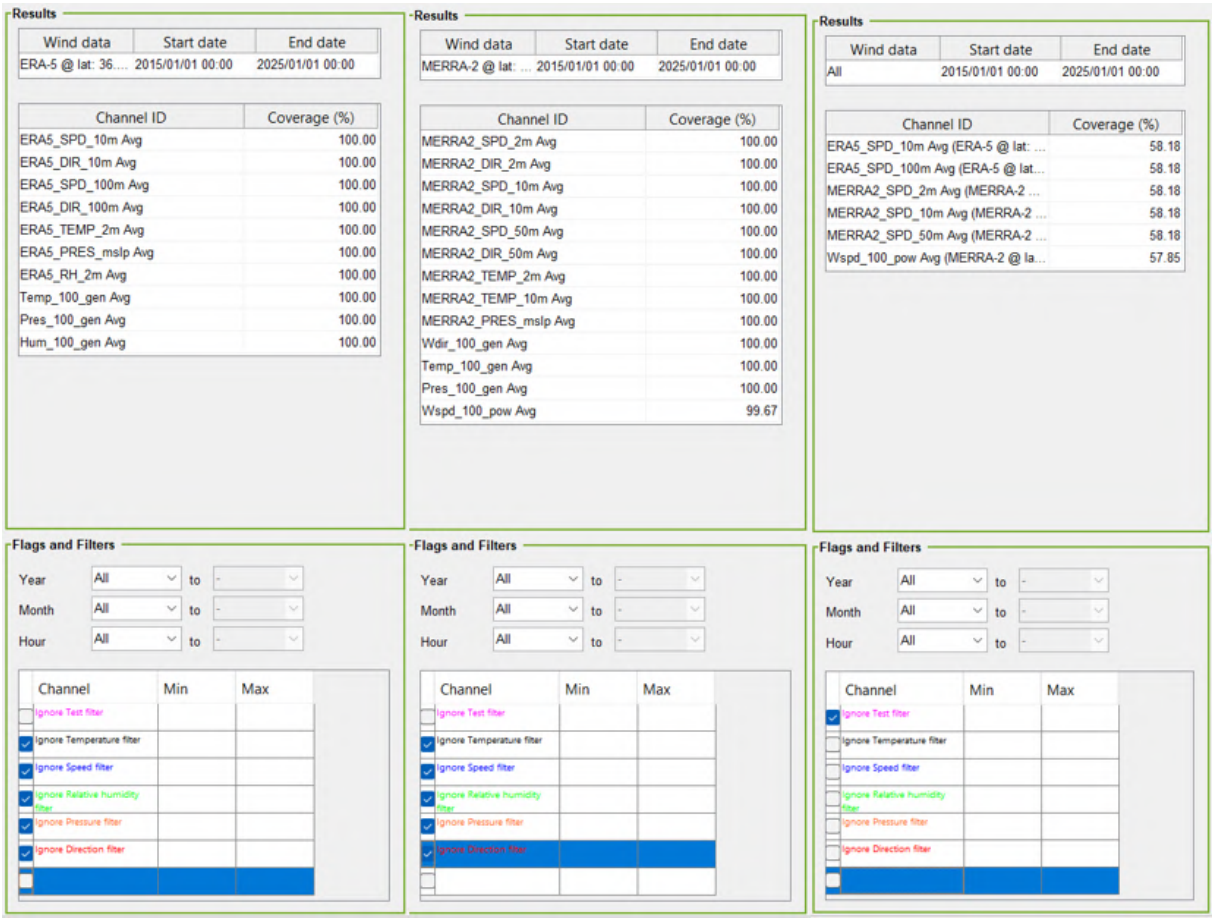


Figura A.3.5: Filtrado de datos

Por último, resulta interesante destacar que la alta disponibilidad de los datos (100 %) se debe a que estos datos proceden de modelos matemáticos de reanálisis, y no son medidas directas de torres de medición. Esto permite al modelo emplear otros parámetros (otras torres cercanas, patrones atmosféricos...) ante el fallo de algún equipo de medida, por lo cual la disponibilidad de datos no resulta tan sensible a fallos en equipos de medida. Por el contrario, estos datos si que son sensibles a fallos en los modelos estadísticos de obtención de datos. No obstante, en este caso se trata de un modelo robusto para la ubicación escogida, por lo que tampoco se encuentran fallos de este tipo.

Para continuar con la inspección de los datos se pueden utilizar otras funcionalidades del programa:

-La opción *"Apply Time Shift"* permite desplazar temporalmente los datos de viento.

-La opción *"Apply Slope and Offset"* permite compensar imprecisiones de los elementos de medida, ya que estos elementos no son siempre ideales, y pueden contener offsets (valor marcado por el medidor para una medida nula) u otros fallos. En este caso no se conocen los atributos de los elementos de medida, por lo que tampoco se pueden corregir los datos con esta opción.

-La opción *"Tower distortion"* permite cuantificar las diferencias estadísticas entre dos canales para una misma variable medida, comparando las desviaciones entre ambas variables. En este caso, no se utilizará esta opción, ya que los datos de los que se disponen son de modelos matemáticos, y esta opción sirve para comparar medidas entre dos torres de medición u anemómetros diferentes. Por ejemplo, esta opción sería útil cuando se disponen dos sensores de

velocidad en una misma torre para una altura de 100m. En este caso, se podrían comparar los valores por sectores y eliminar los datos que más difieran.

Para llevar a cabo el análisis del recurso disponible se ha de seleccionar un periodo de referencia, que será el periodo empleado para los cálculos y análisis posterior. Para ello se realizará otro filtrado de datos (*"flag"*) para quedarnos con el periodo que nos interesa. El periodo de referencia, como su propio nombre indica, es un periodo en el que la disponibilidad de los datos es la máxima posible. Este periodo ha de ser lo más grande posible para tener una mayor representatividad a lo largo de la vida útil de la instalación. Sin embargo, también ha de ser lo suficientemente pequeño como para que el análisis del programa no sea demasiado pesado computacionalmente. Típicamente se escogen periodos de referencia de 1 o 2 años para el sector eólico. Además, interesa que este periodo sea lo más cercano posible a la actualidad. La disponibilidad de los datos del canal ERA-5 es del 100 %. Por tanto, se escogerá el periodo de referencia con el objetivo de alcanzar una mayor disponibilidad dentro del canal MERRA-2. Para ello, se utiliza la función del programa *"Data análisis"* $->$ *"Availability"*, con el fin de obtener el periodo de dos años en que la disponibilidad es máxima para este canal. En este caso, se obtiene que el periodo de dos años con mayor disponibilidad para el canal MERRA-2 va desde el 1 de Mayo de 2022 al 1 de Mayo de 2024, con una disponibilidad del 99,83 %.

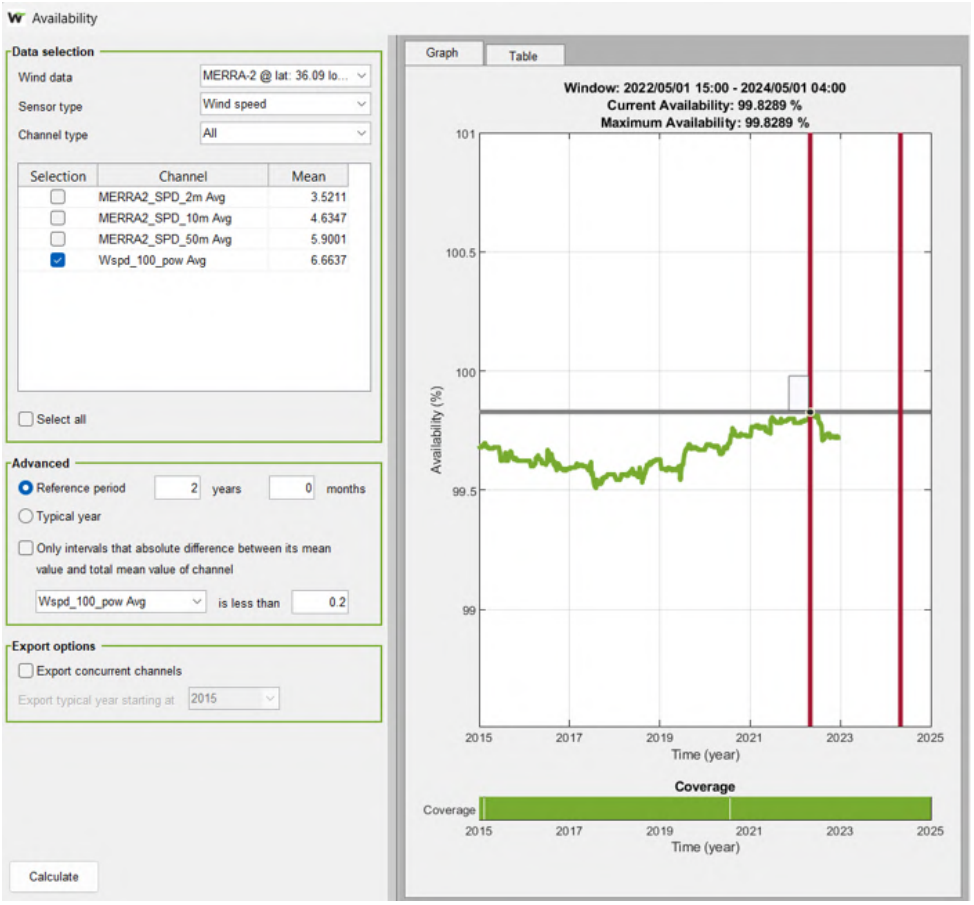


Figura A.3.6: Elección del periodo de referencia

El programa también permite representar y explorar ciertos atributos de los datos. Dos atributos interesantes para un parque eólico son la variabilidad diurna y estacional. Interesa que ambas sean lo menor posible por diversos motivos. En primer lugar, una variabilidad pequeña reduce el desgaste mecánico de los componentes del aerogenerador, puesto que este ha de reajustarse

al viento cambiante menos veces o, en su defecto, los reajustes son más pequeños. A su vez, una variabilidad reducida también proporcionará una curva potencia más constante, lo cual favorece a la estabilidad de la red eléctrica y maximiza la eficiencia energética.

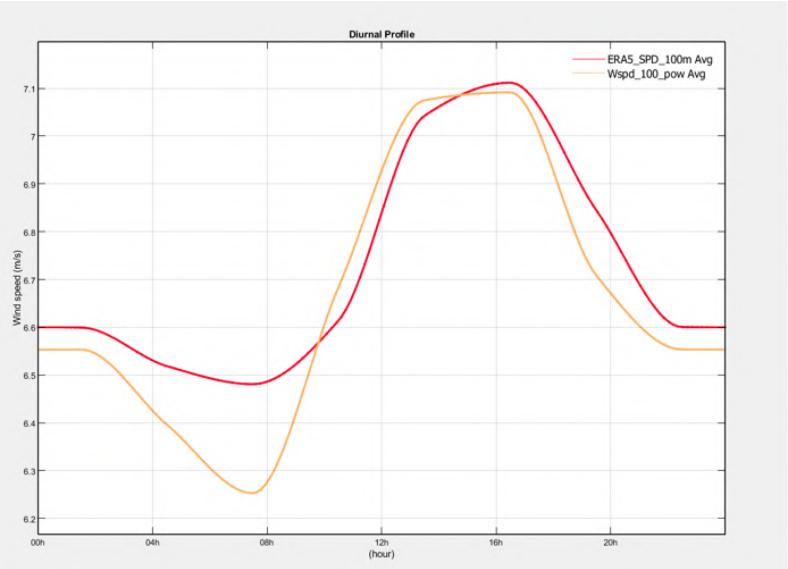


Figura A.3.7: Perfil diurno de los datos

Se observa como las horas con mayor ventosidad ocurren entre las 12 del mediodía y las 8 de la tarde. No obstante, se observa como la variabilidad diurna es muy reducida, ya que, el viento apenas fluctúa 0.8 m/s entre su valor máximo y mínimo.

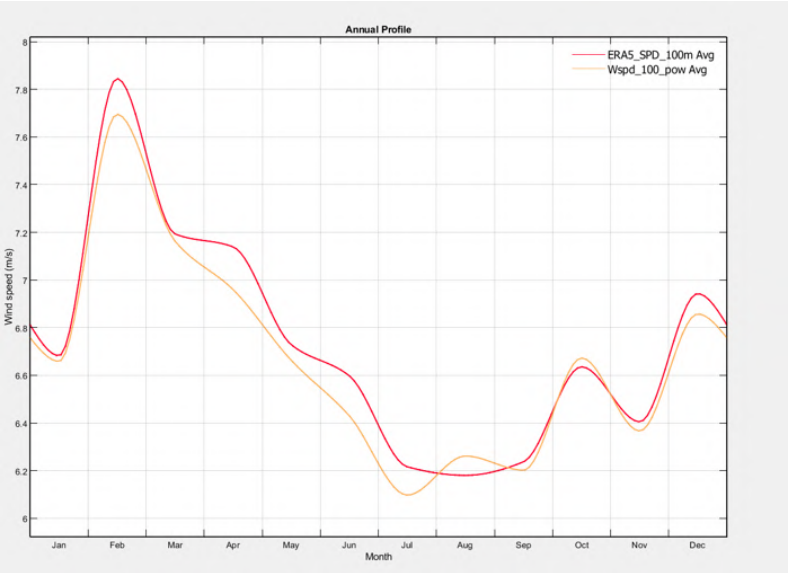


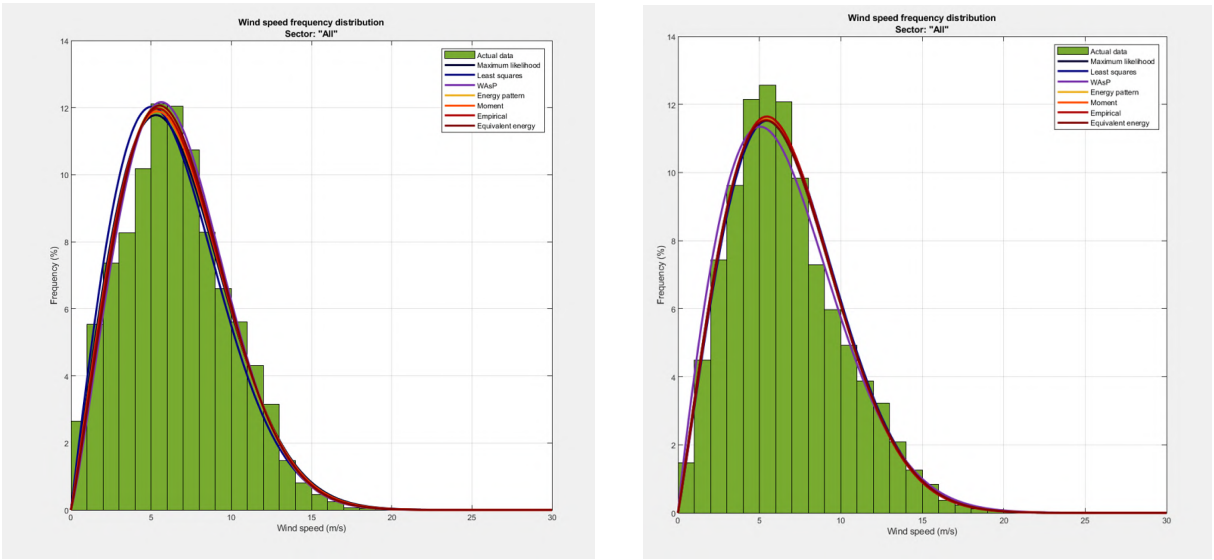
Figura A.3.8: Perfil estacional de los datos

En este caso, se observa como los meses de verano son los meses con menor producción de energía, mientras que durante el mes de febrero se encuentra un pico en la producción. Esto es algo a tener en cuenta, ya que la producción más baja durante el verano puede ser compensada con otras tecnologías cuya producción es típicamente más elevada durante el periodo estival, como por ejemplo la fotovoltaica. Estas decisiones, pese a no ser objeto de estudio del proyecto, resultan muy importantes en la práctica, puesto que condicionan enormemente la planificación energética de las compañías eléctricas, tanto generadoras como distribuidoras.

Elección del modelo de datos a usar

Como se ha mencionado anteriormente, se disponen de dos modelos de reanálisis atmosférico, ERA-5 y MERRA-2. Para elegir el modelo más adecuado se realizará un análisis estadístico de bondad de ajuste a una distribución de Weibull, que, como ya se ha comentado en A.1.2.1, modela razonablemente la velocidad del viento en distintos emplazamientos. Este análisis permite obtener los parámetros lamda y k de la distribución de Weibull que mejor se ajusta a los datos. Estos parámetros se compararán con los obtenidos previamente en la web de mapa eólico ibérico, y se elegirá el modelo que más se aproxime.

Para ello se utiliza la pestaña *"Data analysis"* $->$ *"Weibull fit"*



(a) Modelo ERA-5

(b) Modelo MERRA-2

Figura A.3.9: Análisis de bondad de ajuste de los datos de ambos modelos

El programa utiliza distintos métodos para realizar el ajuste Weibull, tales como el de mínimos cuadrados o el de máxima verosimilitud. En este caso, se utilizará el método que proporcione un mayor coeficiente de determinación R2, lo cual indica una mayor correspondencia con los datos reales. A continuación, se muestra una tabla comparativa con todos los métodos estadísticos empleados:

Método	ERA-5			MERRA-2		
	A (m/s)	K	R^2	A (m/s)	K	R^2
Maximum likelihood	7.38	2.04	0.9872	7.52	2.03	0.9924
Least squares	7.13	2.00	0.9797	7.60	2.06	0.9918
WAsP	**7.47**	**2.18**	**0.9890**	7.38	1.92	0.9889
Energy pattern	7.40	2.12	0.9886	7.52	2.04	0.9925
Moment	7.40	2.08	0.9882	7.52	2.04	0.9925
Empirical	7.40	2.10	0.9885	**7.52**	**2.06**	**0.9926**
Equivalent energy	7.42	2.13	0.9889	7.53	2.04	0.9924
Promedio	7.37	2.09	0.9872	7.51	2.03	0.9919

Tabla A.3.2: Comparación estadística de los modelos ERA-5 y MERRA-2

Finalmente se comparan las distintas distribuciones con los datos de mapa eólico ibérico [A.2.4]:

	Mapa eólico Ibérico	ERA-5	MERRA-2
λ	11,05	7,47	7,52
K	2,05	2,18	2,06

Tabla A.3.3: Comparación de los modelos de reanálisis con los datos de mapa eólico ibérico

Se observa como los datos de ambos modelos de reanálisis difieren de los datos obtenidos inicialmente con mapa eólico ibérico. Esto se debe a que mapa eólico utiliza datos de un periodo de tiempo correspondiente a los últimos 32 años, mientras que para los modelos de reanálisis se están utilizando los años 2023 y 2024. Puesto que con los datos de los últimos 32 años el parámetro de escala (λ) es mucho mayor, se puede concluir que la tendencia climática en la zona de estudio evoluciona hacia una menor ventosidad. Por el contrario, si se calcula esta tendencia con el programa (*"Data análisis"* $->$ "Long term") utilizando los datos de los últimos 10 años se observa como la ventosidad de la zona ha subido durante los años recientes.

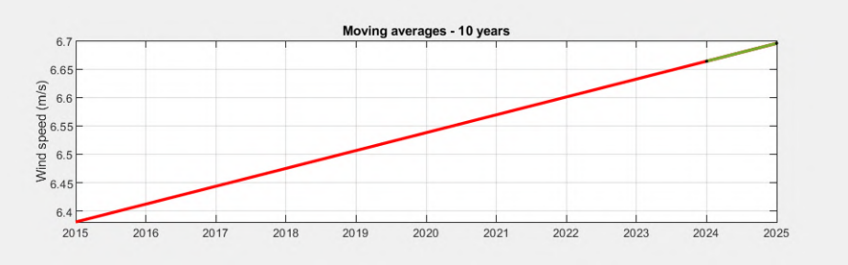


Figura A.3.10: Tendencia de la ventosidad durante los últimos 10 años

A partir de ahora, se utilizarán los datos del modelo MERRA-2, ya que tienen una menor variabilidad (K).

Creación del clima object

Para llevar a cabo el análisis del recurso eólico en un sitio es necesario crear un *"Clima object"*, lo cual no es más que una recopilación de todos los datos de meteorología de un sitio. Para ello se pulsa en la pestaña *"Site"* $->$ *"New Clima Object"*. A continuación, se abrirá una pestaña en la cual se introducen los siguientes datos:

-Velocidades y direcciones de viento: se introducen las velocidades y direcciones extrapoladas para una altura de 100 m del modelo MERRA-2.

-Desviación típica: se elige una desviación típica de 3.39 m/s, así como una variabilidad de esta desviación típica de 0.51 m/s. Estos parámetros se corresponden con los parámetros estimados por el ajuste de Weibull correspondientes al método empírico, que era el que mayor coeficiente de determinación tenía en el apartado anterior.

-Longitud efectiva de Monin-Obukhov(L): esta resulta un parámetro fundamental que caracteriza la capa límite atmosférica. Se define como la altura para la cual la turbulencia generada por la flotabilidad (transmisión de calor) se iguala a la turbulencia generada por cizalladura del viento (fricción). Por encima de ella, la flotabilidad domina el fenómeno de turbulencia, mientras que, por el contrario, la cizalladura del viento será dominante para alturas inferiores. Para calcularla hacen falta parámetros como la velocidad de corte (u*) o el flujo de calor sensible (H) utilizados por el modelo MERRA-2, de los cuales no se dispone. No obstante, como el objetivo consiste en obtener un cálculo aproximado de la energía generada por la instalación, se asumirá una atmósfera neutra ($L \to \infty$). En el programa se introducirá un valor de L correspondiente a

10000. Asimismo, cabe destacar que la estabilidad atmosférica cerca del suelo es un fenómeno dinámico y cambiante, por lo que hemos de tener en cuenta que los cálculos derivados del *"Clima object"* no serán perfectamente exactos, pero si nos darán una idea aproximada de la situación real del parque eólico.

-Parámetros atmosféricos: se introducen los datos de temperatura y presión extrapolados a una altura de 100m del modelo MERRA-2. En el caso de la humedad relativa, tan solo se cuenta con los datos del modelo ERA-5 a una altura de 2m. Se utilizará este dato, y se asumirá un gradiente de humedad relativa nulo respecto a la altura. Esto se debe a que se analiza una zona costera, donde la proximidad a una fuente masiva de agua (mar) hace que el aire este tan cargado de humedad que el exceso de vapor a menudo se condensa rápidamente, por lo que no existen variaciones significativas de humedad con la altura.

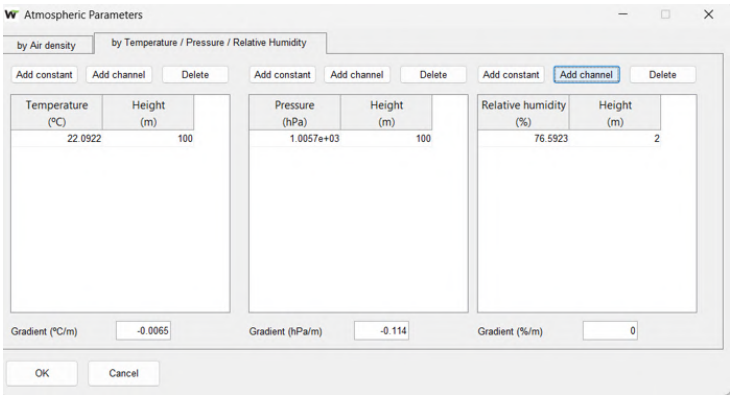


Figura A.3.11: Parámetros y gradientes atmosféricos

Por último, también es necesario incluir los mapas de rugosidad y elevación del terreno. Si bien se pueden importar desde otros programas como QGIS, Furow ofrece una opción para descargarlos desde su propia base de datos. Para ello se selecciona la pestaña *"File"* $->$ *"Download Elevation & Roughness"*. Se introducen las coordenadas del emplazamiento y se descargan los datos. También se genera una cuadrícula para mallar el terreno, que será utilizada por el programa para realizar la simulación fluidodinámica (CFD). En este caso, se utiliza una resolución de 10m, mejor que la resolución por defecto de 25m.

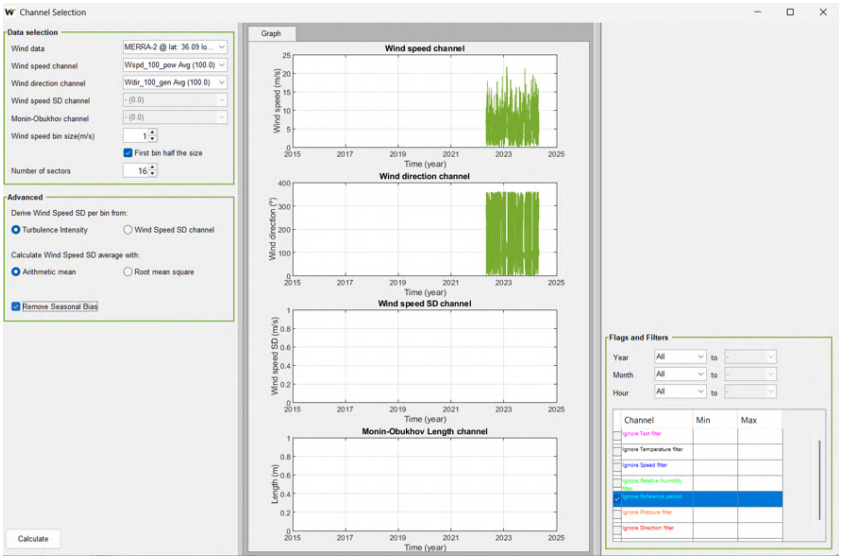


Figura A.3.12: Datos utilizados para la creación del clima object

Para la creación del "Clima object" se emplea el filtrado de datos correspondiente al periodo de referencia. Esto quiere decir que, para los cálculos posteriores, solo se tendrán en cuenta los datos de los dos años del periodo de referencia.

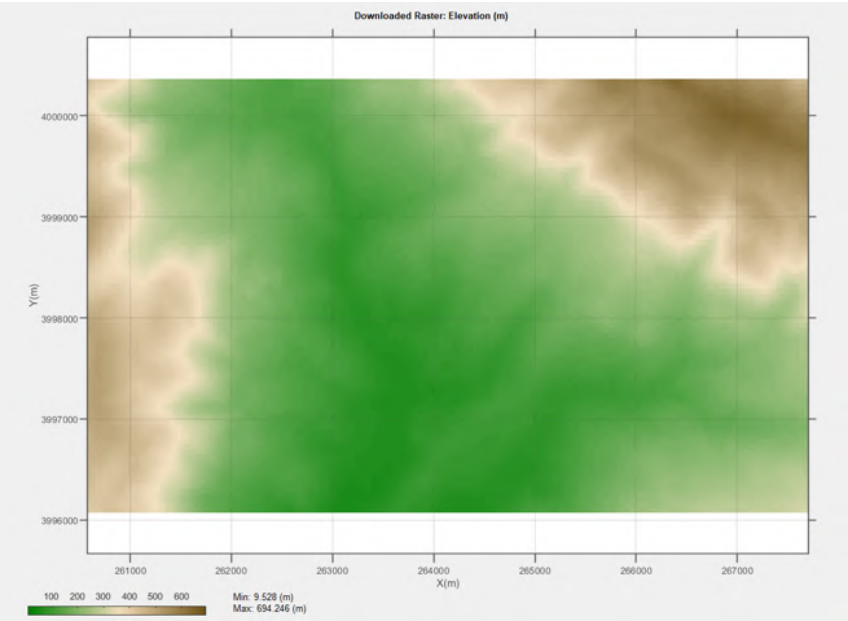


Figura A.3.13: Mapa de elevación utilizado para el Clima Object

Se muestra el mapa de elevación del terreno. Se observa como el terreno se encuentra rodeado por colinas tanto al oeste como al noreste. Esto será un factor importante, ya que habrá que definir una diferencia de cota máxima para la instalación de aerogeneradores, por motivos de costes y de eficiencia operativa durante la instalación.

Cálculo del recurso eólico

El modelo de turbina elegida es la SG132-5.0 de Siemens Gamesa [A.3.1], que ofrece tres alturas de buje: 95, 120 y 125 m. Para determinar que altura es la más conveniente, se calculará el recurso eólico para las tres alturas y se realizará un parque eólico para cada una de ellas.

Para el cálculo del recurso eólico se seleccionan el *"Clima Object"* y las mallas del terreno generadas en el apartado anterior, y se selecciona *"Wind resource"* $->$ *"Generate wind resource"* $->$ *"Map"*. Dentro de las opciones elegidas se escoge el modelo estándar y se calcula el recurso para las tres alturas de buje disponible. El modelo estándar, a diferencia del completo, no tiene en cuenta la longitud de Monin-Obukhov (L) para el cálculo de la aceleración del viento en cada sector. De esta forma, la hipótesis realizada en apartados anteriores sobre una atmósfera neutra no influirá en el resultado de la simulación. El programa también incluye la opción de modificar otros parámetros (*"Advanced parameters"*) relacionados con factores como longitud de rugosidad, densidad forestal y demás longitudes características, que se dejarán por defecto, ya que, como ya se ha mencionado anteriormente, el objetivo es obtener una aproximación y no un análisis exhaustivo. El recurso eólico genera mapas de diferentes variables para las diferentes alturas de estudio: velocidad media del viento, parámetros A y K de la distribución de Weibull, turbulencias, parámetros atmosféricos, inflow angle y vientos extremos. El inflow angle no es más que el ángulo entre la dirección del flujo de viento y el plano de rotación del rotor.

Se generan los mapas de viento [A.3.2.1] y de turbulencia [A.3.2.2]. Si se comparan los mapas de viento con el mapa de elevación, resulta apreciable a simple vista como las zonas con mayor velocidad de viento corresponden a las zonas con mayor elevación [A.1.2.2]. No obstante, no

siempre se va a preferir instalar los aerogeneradores en las zonas más elevadas, ya que se incurre en costes de instalación mucho más elevados; o, en ocasiones, el desnivel del terreno es tal que simplemente no resulta posible desde el punto de vista técnico. Para ello se definirá una diferencia de cota máxima entre aerogeneradores.

Creación del parque eólico

El programa ofrece la posibilidad de crear un parque eólico para su posterior optimización y simulación. La potencia instalada del parque será de 60 MW, lo cual corresponde a 12 turbinas de 5 MW cada una. Se crearán tres parques diferentes, uno para cada altura de buje disponibles (95, 120 y 140m), con el objetivo de comparar la energía generada por cada uno de ellos y poder elegir la altura más conveniente. También cabe destacar que el aspecto económico juega un papel fundamental en este apartado, ya que cuanto menor es la altura de buje más barato resulta la instalación. Por el contrario, cuanto mayor es esta altura mayor será la energía generada. Por último, me gustaría destacar que también resulta posible crear un parque eólico con turbinas diferentes. En otras palabras, si se quisiera se podrían utilizar turbinas de 95 y de 120m en el mismo parque, e incluso turbinas de distintos modelos. No obstante, esto no suele verse mucho en el mundo real, por razones de eficiencia operativa, reducción de costes y simplicidad de mantenimientos.

Para la creación de los distintos parques eólicos se ha de seleccionar el *"Wind resource"* y los *"Grid containers"* generados anteriormente. Se creará un parque para cada altura de buje. Se posicionarán 12 aerogeneradores siguiendo un criterio de sentido común en términos de separación entre ellos y de zonas con mayores velocidades de viento. Además, se elige no posicionar generadores en las zonas montañosas del terreno mencionadas anteriormente. También cabe destacar que este posicionamiento se podría haber hecho de forma aleatoria, ya que la posición final de los aerogeneradores vendrá determinada por un proceso de optimización posterior. No obstante, se elige hacerlo de esta manera para poder comparar en términos de energía la mejora del proceso de optimización frente a la decisión técnica que un ingeniero habría llevado a cabo sin contar con esta herramienta.

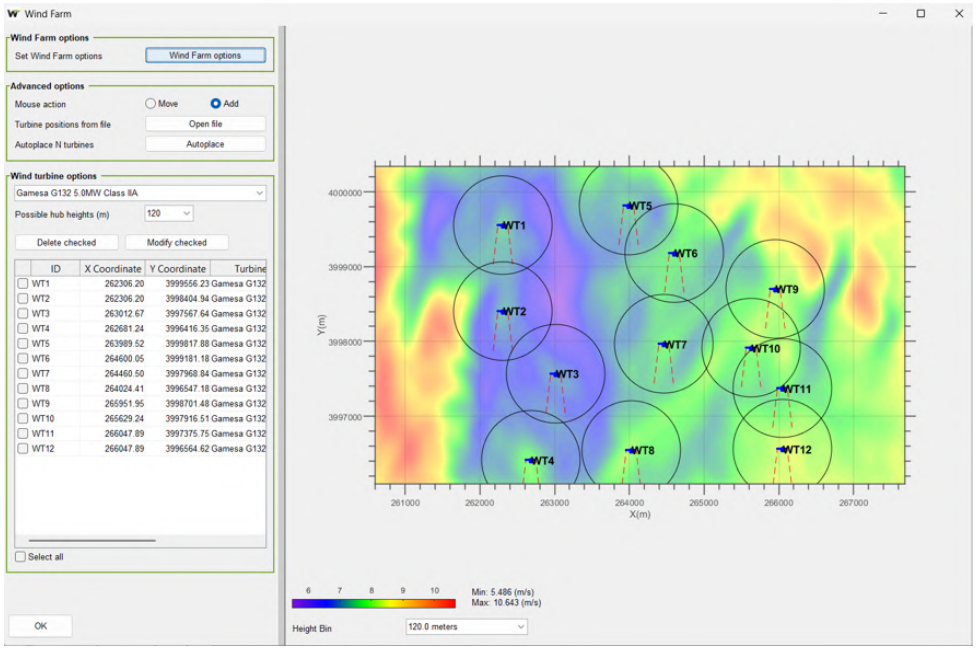


Figura A.3.14: Creación del parque eólico

Introducción de pérdidas al modelo

El programa permite introducir las pérdidas de energía dentro del modelo. Cabe destacar que el valor que se obtendrá posteriormente será menor en el caso de considerarse estas pérdidas. Las principales pérdidas de energía dentro de un parque eólico a lo largo de su vida útil son las siguientes:

-Pérdidas por disponibilidad técnica (*"Unavailability losses"*): se tratan de las pérdidas de energía relacionadas con el tiempo que los aerogeneradores no se encuentran operativos; debido a fallos en los componentes, mantenimientos o paradas de seguridad. Generalmente, los fabricantes garantizan una disponibilidad superior al 95 %, considerándose una disponibilidad del 97 % como una disponibilidad técnica aceptable. Las causas de indisponibilidad técnica más habituales son los fallos de componentes del aerogenerador (generador eléctrico, inversor, multiplicadora, sistemas electrónicos) y fallos en los sistemas eléctricos de distribución (cables subterráneos, subestación). Por otro lado, también pueden producirse fallos por indisponibilidad de la red, aunque no suele ser habitual. Se considerarán unas pérdidas del 3 %, que corresponden con un valor razonable dentro del mercado actual.

-Pérdidas eléctricas (*"Electrical losses"*): se tratan de las pérdidas debidas a la transmisión de energía eléctrica desde el aerogenerador hasta la red de transporte. Estas pérdidas incluyen pérdidas disipativas por efecto Joule en los cables subterráneos de media tensión, pérdidas en transformadores y otros equipos (convertidores de frecuencia del generador, inversores...), y pérdidas de energía en la subestación (para alimentar sistemas auxiliares de control y seguridad). Si los equipos son de calidad, se estima que estas pérdidas pueden situarse entre un 1 % y un 3 %, por lo que se asumirá un valor razonable del 2 %.

-Pérdidas por histéresis (*"High wind control hysteresis"*): estas pérdidas se deben a paradas del generador para velocidades superiores a la velocidad de corte. -Pérdidas por ajuste de la curva de potencia (*"Power curve adjustment"*): estas pérdidas se producen por el optimismo de los fabricantes a la hora de determinar la potencia generada por su generador. Normalmente, el rendimiento de los generadores es inferior a lo que los fabricantes determinan en la hoja de características. Discrepancias razonables corresponden al 2 %.

-Pérdidas por efecto estela (*"Wake effect"*): este tipo de pérdidas se debe a la proximidad entre generadores, que genera turbulencias y disminución de velocidad de la corriente de aire perturbada. Las pérdidas por efecto estela pueden deberse a aerogeneradores del propio parque eólico o a generadores de parques cercanos. Este efecto es tenido en cuenta automáticamente por la simulación del programa, por lo que no ha de introducirse ningún parámetro asociado. No obstante, las pérdidas por efecto estela suelen rondar el 3-4 %. Se considera que ha de cambiarse la ubicación de un aerogenerador cuando sus pérdidas por efecto estela superan el 10 %.

-Pérdidas por desalineamiento de guiñada (*"Yaw misalignment"*): las turbinas actuales se reorientan automáticamente al producirse cambios en la dirección del viento. A veces el error angular es tan pequeño que resulta indetectable para los sistemas de control, por lo que la turbina no se reorienta hasta que este aumenta. Un valor típico de pérdidas debido a este efecto es del 1 %.

-Pérdidas por suciedad de palas (*"Blade degradation"* y *"Blade icing"*): las palas de los aerogeneradores se encuentran suspendidas decenas de metros en el aire, por lo que se encuentran expuestas a grandes flujos de aire y temperaturas notablemente más bajas que en el suelo. Esto puede ocasionar deposición de suciedad y de hielo en las palas, lo cual reduce la eficiencia del generador y conlleva pérdidas asociadas.

-Pérdidas por temperaturas extremas (*"Temperature shutdown"*): puesto que el rango de temperatura operable del modelo de aerogenerador elegido es bastante amplio, no se considerarán este tipo de pérdidas. Además, la ubicación del parque (sur peninsular) es una zona cálida, por lo que no resulta habitual que se alcancen temperaturas inferiores a 5ºC.

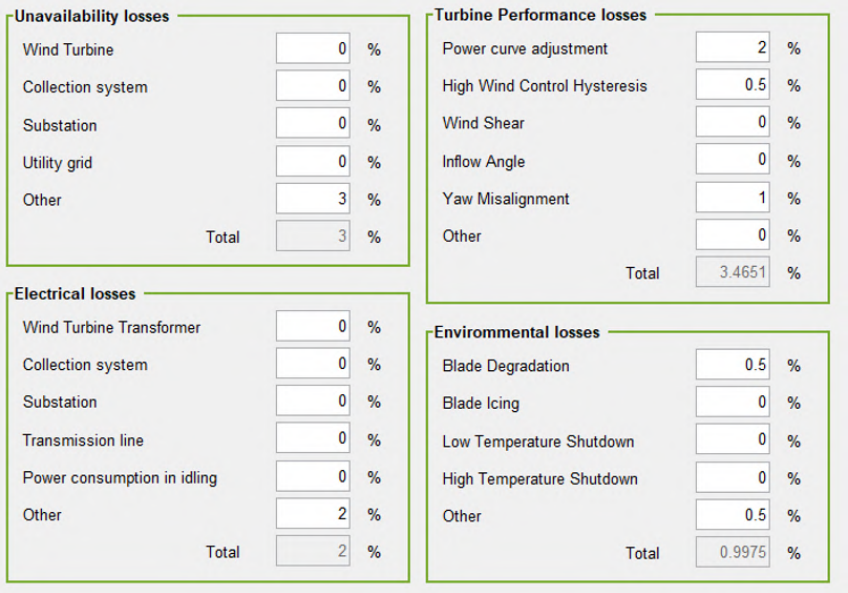


Figura A.3.15: Resumen de las pérdidas del modelo

Finalmente, también cabe destacar que se pueden introducir más tipos de pérdidas dentro del modelo, aunque esto conllevaría una complejidad creciente de la dificultad del estudio. Se considera que las pérdidas introducidas modelan con una precisión razonable las pérdidas existentes en la realidad dentro de un parque eólico. Tras introducir las pérdidas correspondientes, se calcula que las turbinas tendrán una eficiencia neta del 90,54 %. El resto de pérdidas de energía se deberán al efecto estela, que serán calculadas por el programa mediante simulación.

Optimización del parque eólico

Una vez creados los tres parques eólicos (95, 120 y 140 m), se llevará a cabo por separado el proceso de optimización de cada uno de ellos. El programa posee una herramienta que optimiza la posición de las turbinas en función de dos criterios: la velocidad del flujo de viento no perturbado en el lugar de la instalación y la producción de energía estimada de la turbina. Aunque ambos se encuentran relacionados, el segundo criterio tiene en cuenta factores fluidodinámicos asociados al modelo de turbina empleado y resulta más avanzado computacionalmente. Puesto que se trata de un proceso de miles de iteraciones, se escogerá el primer criterio, ya que resulta suficiente para obtener un dato aproximado de la energía generada por la instalación. Además, también se pueden incluir restricciones en el proceso. Se muestra a continuación el uso de la herramienta.

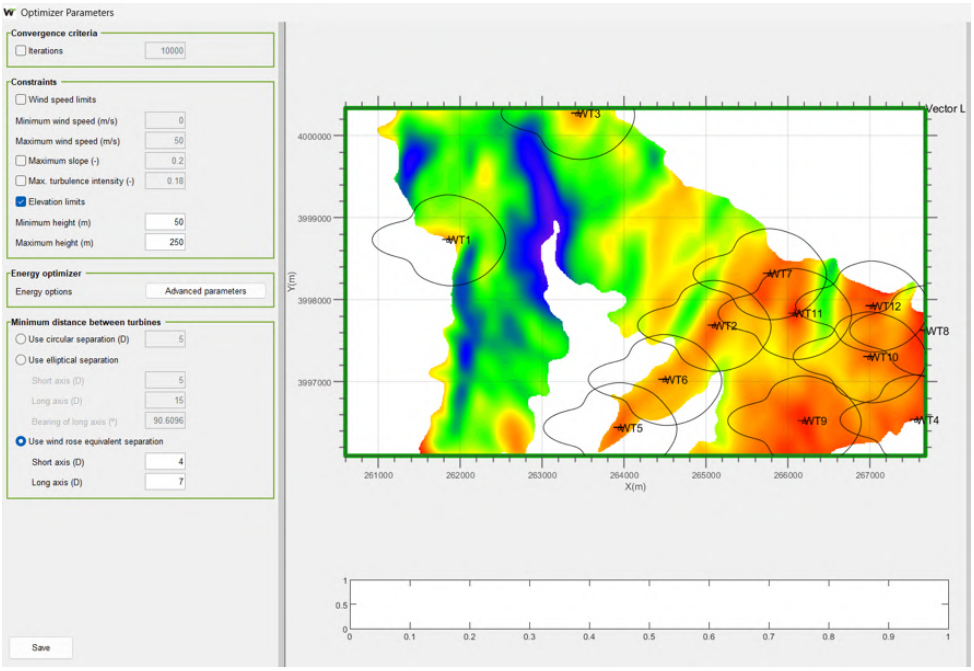


Figura A.3.16: Optimización de la ubicación de aerogeneradores

Se establecen dos principales requisitos:

-Elevación: se define una diferencia de cota máxima entre aerogeneradores de 200 m, por motivos de costes de instalación. Esta es una diferencia razonable y que se ajusta a lo empleado realmente en el sector eólico. Por tanto, se fuerza al modelo a situar los aerogeneradores entre alturas de 50 y 250 m.

-Separación: para reducir el impacto del efecto estela se recomienda dejar una cierta separación entre aerogeneradores [A.2.1]. Esta vendrá determinada por la dirección del viento, ya que hay que dejar una mayor distancia en la dirección predominante de viento. Para ello se empleará la separación equivalente de la rosa de los vientos, que tiene en cuenta las direcciones predominantes de viento en el emplazamiento. Se empleará una separación de 7 diámetros del rotor en la dirección predominante y 4 diámetros en la perpendicular. Estos márgenes resultan bastante razonables dentro de las prácticas habituales del sector eólico.

Comparativa y elección de altura de buje

Una vez realizada la optimización de cada uno de los tres parques, se procede a realizar una comparación de la energía producida por cada uno de ellos, con el fin de determinar que altura de buje es la más conveniente. Se obtiene la siguiente tabla comparativa (incluyendo los parques

iniciales y los optimizados), a partir de los informes energéticos obtenidos del programa [A.3.2.4]:

	95m	120m	140m	OP_95m	OP_120m	OP_140m
Total Capacity Installed [MW]	60	60	60	60	60	60
Number of turbines	12	12	12	12	12	12
Net Yield [MWh]	173093	183635	190618	**187651**	**195978**	**200148**
Net Capacity Factor [%]	32,93	34,94	36,27	**35,70**	**37,29**	**38,08**
Energy optimization [%]	-	-	-	8,41	6,72	5,00
Capacity factor optimization [%]	-	-	-	2,8	2,3	1,8
Energy gain from previous height [%]	-	6,09	3,80	-	**4,44**	**2,13**

Tabla A.3.4: Comparativa de alturas de buje

Se observa, como era de esperar, que la energía producida aumenta según va aumentando la altura de buje. En este caso, existe una diferencia del 4.4 % entre la altura de 120 m y 95m; así como una diferencia del 2.1 % entre 140m y 120m [tabla A.3.4]. Una diferencia del 2 % en la energía generada anualmente por la instalación resulta más que razonable para justificar la instalación de turbinas de 140m, ya que un 2 % anual durante una vida útil de 25 años justifica la diferencia de inversión inicial en la mayoría de los casos. A su vez, también se observa como las pérdidas de energía por efecto estela corresponden al 5.84 % [A.3.29] para la configuración elegida, lo cual resulta un valor elevado para un parque eólico. No obstante, se decide seguir adelante con esta configuración, pues el factor de capacidad neto de la instalación, incluyendo las pérdidas en su totalidad, es del 38.1 %. Teniendo en cuenta que el factor de capacidad de un parque eólico llega en el mejor de los casos hasta el 35/40 %, la estimación de producción energética justifica con un amplio margen la decisión de inversión en el proyecto bajo análisis.

Vientos extremos

Los vientos extremos constituyen un aspecto fundamental de estudio para las instalaciones de generación de energía eólica, ya que se encuentran relacionados con factores de diseño y de seguridad estructural. Por otra parte, el modelo de turbina escogido tiene una velocidad de corte de 30 m/s, por lo que no operará por encima de esa velocidad.

El programa tiene una funcionalidad que permite calcular vientos extremos. Se accede a la pestaña *"Data analysis"* $->$ *"Extreme winds"*. Dentro de ella, se seleccionan los datos del modelo MERRA-2, que es el que se encuentra bajo estudio. A su vez, el programa permite seleccionar un periodo de tiempo para el cual calcular velocidades extremas. Se escoge un periodo de 50 años, lo cual corresponde a un criterio de estudio conservador, teniendo en cuenta que la vida útil de una instalación eólica ronda los 25 años. Siendo aún mas conservadores en el estudio, se decide no utilizar el periodo de referencia escogido para el estudio en este apartado, por lo que se utilizarán todos los datos descargados, para analizar el caso más desfavorable. También cabe destacar que se emplea el método estadístico de máxima verosimilitud para obtener la velocidad más desfavorable. Se obtiene el siguiente gráfico de probabilidad anual de exceder velocidades extremas, así como los mapas de vientos extremos para el emplazamiento [A.3.2.3]:

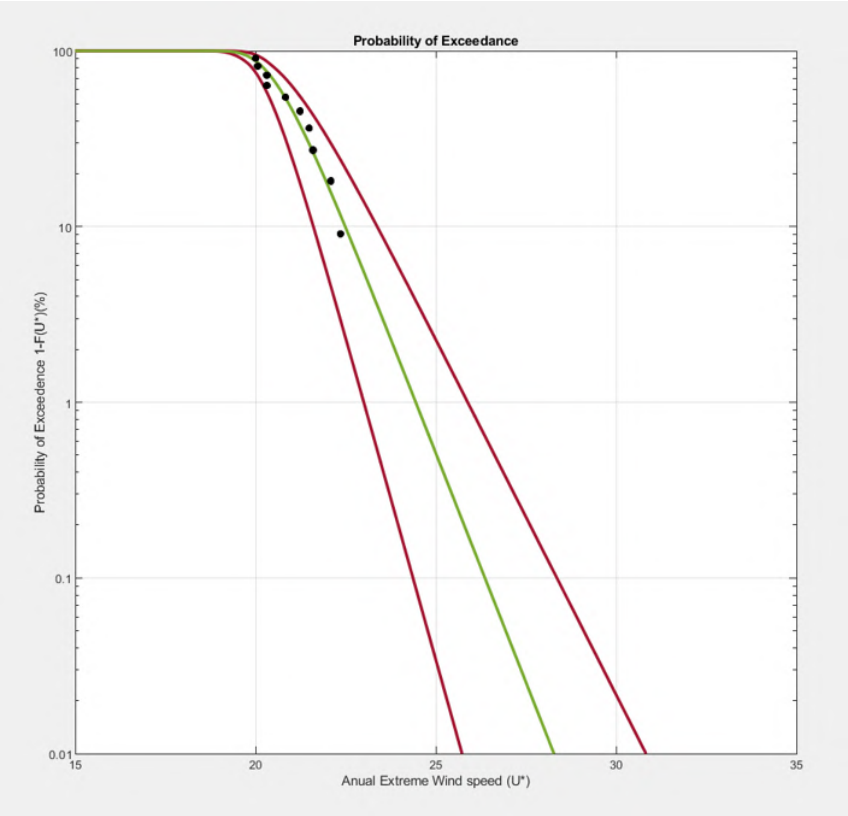


Figura A.3.17: Probabilidad anual de exceder velocidades extremas

Además, se obtiene que, para un periodo de 50 años, hay una probabilidad del 1 % de superar la velocidad de 28.687 m/s, con una desviación típica de 4.1364 m/s. Esto constituye un margen de funcionamiento más que razonable, ya que en este caso ni siquiera se supera la velocidad de corte de la turbina. Además, las turbinas normalmente se encuentran preparadas para aguantar velocidades bastante superiores a las de corte, por lo que se concluye que la instalación no corre peligro de ser dañada por vientos extremos.

A.3.2.1. Mapas de recurso eólico

Se incluyen los mapas de velocidad media del viento para las distintas alturas de góndola bajo estudio, generados con el programa Furow y a partir de los datos del modelo de reanálisis atmosférico MERRA-2, empleando los años 2023 y 2024 como periodo de referencia.

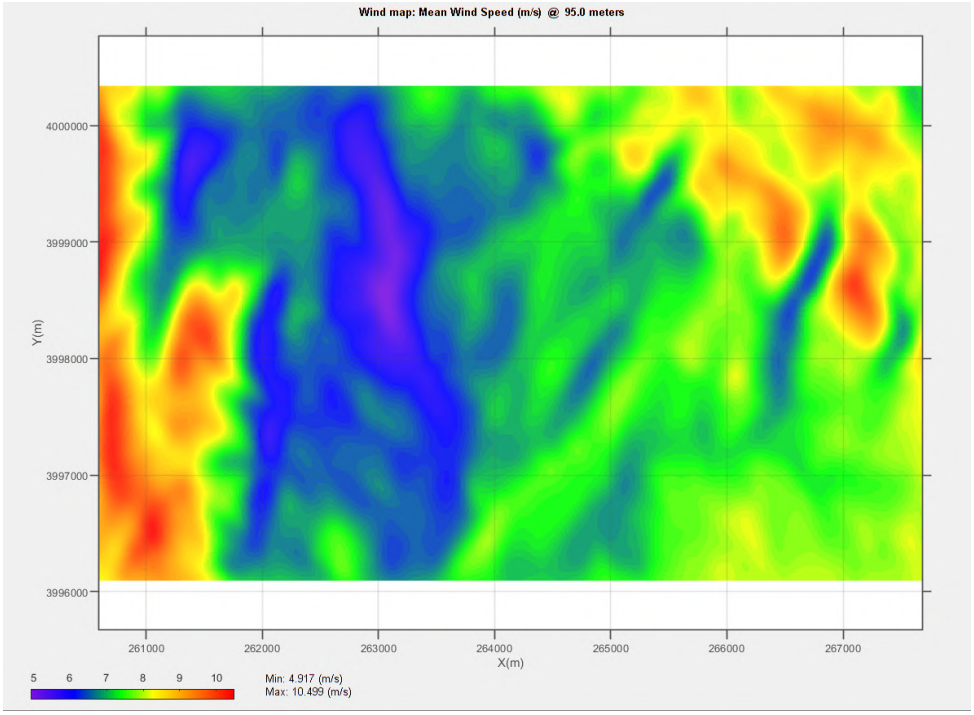


Figura A.3.18: Velocidad media del viento a 95 m

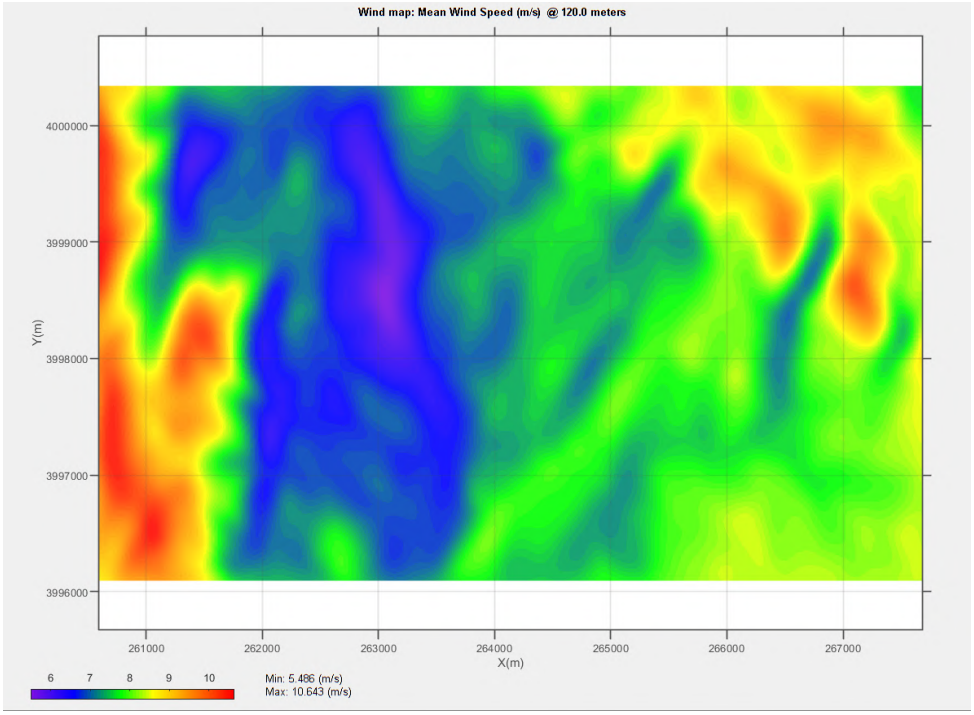


Figura A.3.19: Velocidad media del viento a 120 m

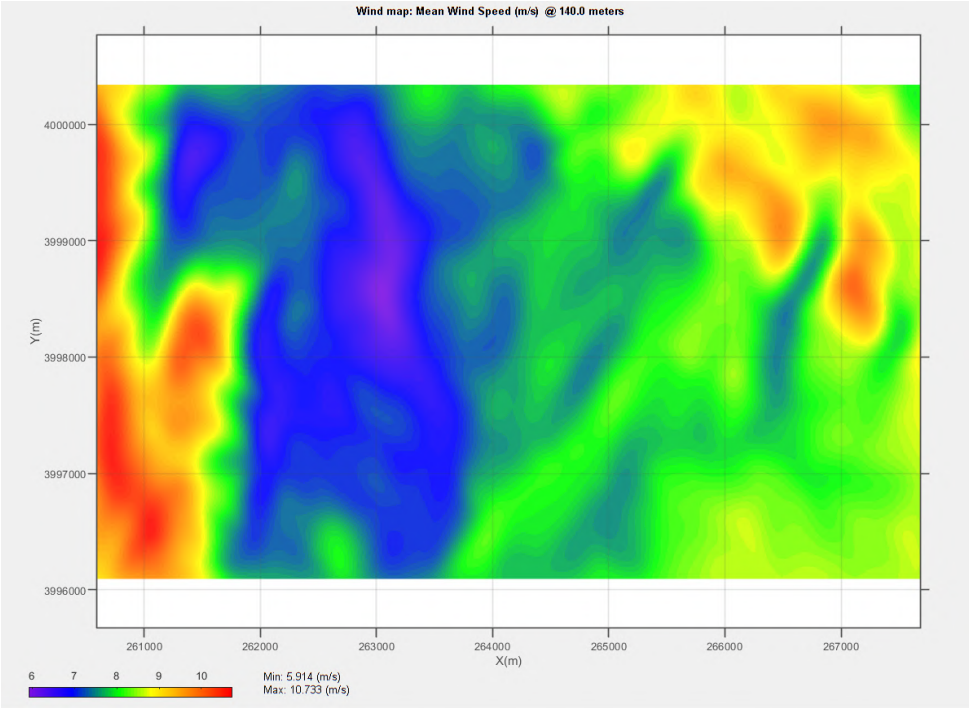


Figura A.3.20: Velocidad media del viento a 140 m

A.3.2.2. Mapas de turbulencia

Se incluyen los mapas de turbulencia media del viento para las distintas alturas de góndola bajo estudio, generados con el programa Furow y a partir de los datos del modelo de reanálisis atmosférico MERRA-2, empleando los años 2023 y 2024 como periodo de referencia.

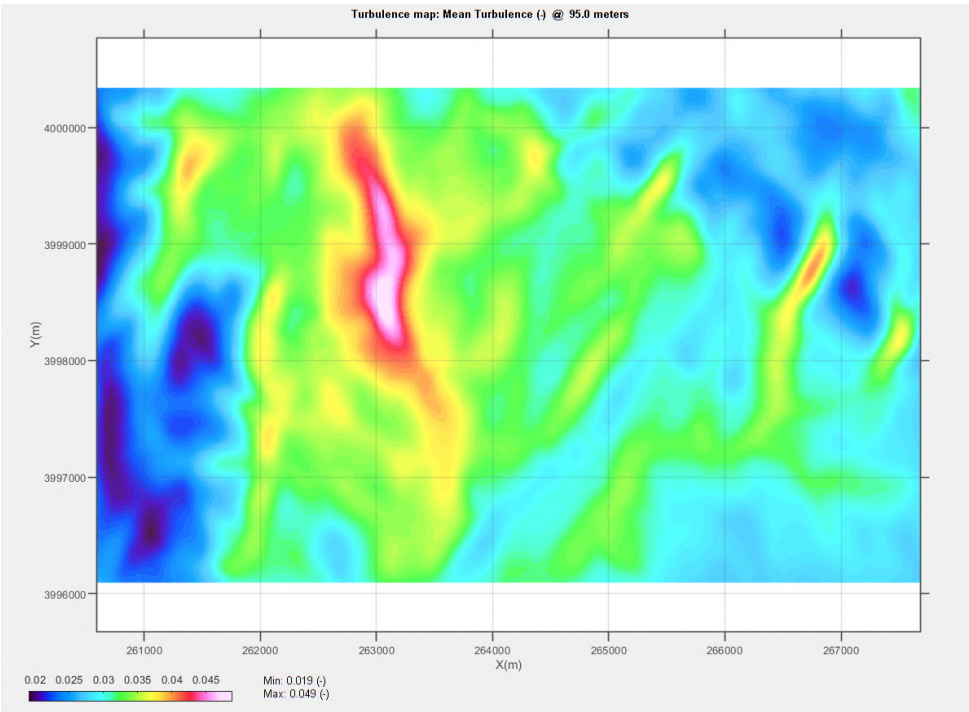


Figura A.3.21: Turbulencia media a 95m

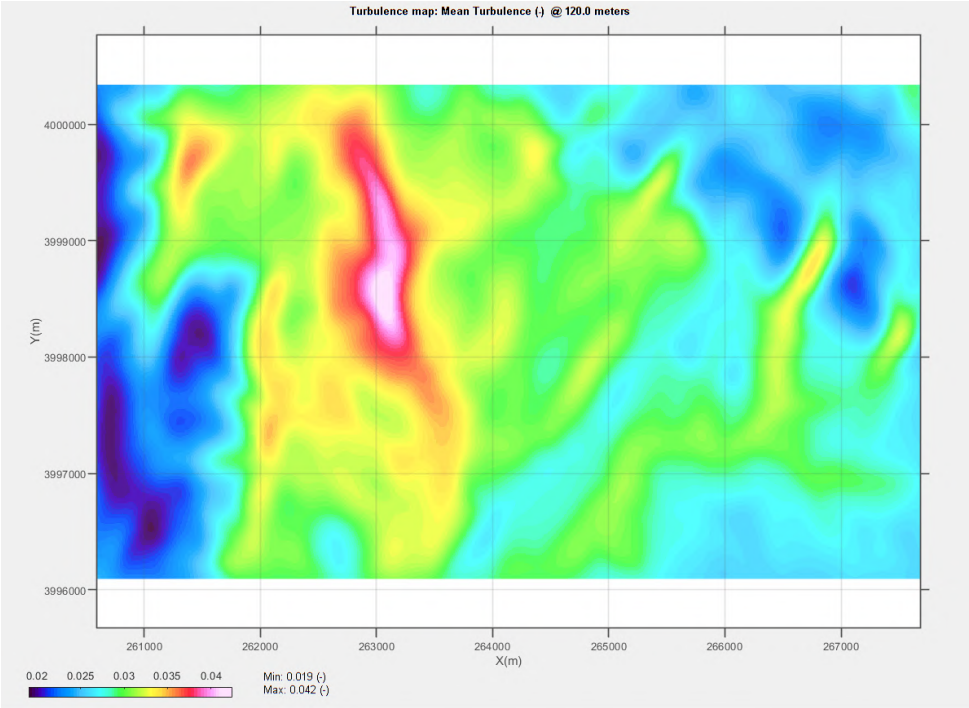


Figura A.3.22: Turbulencia media a 120m

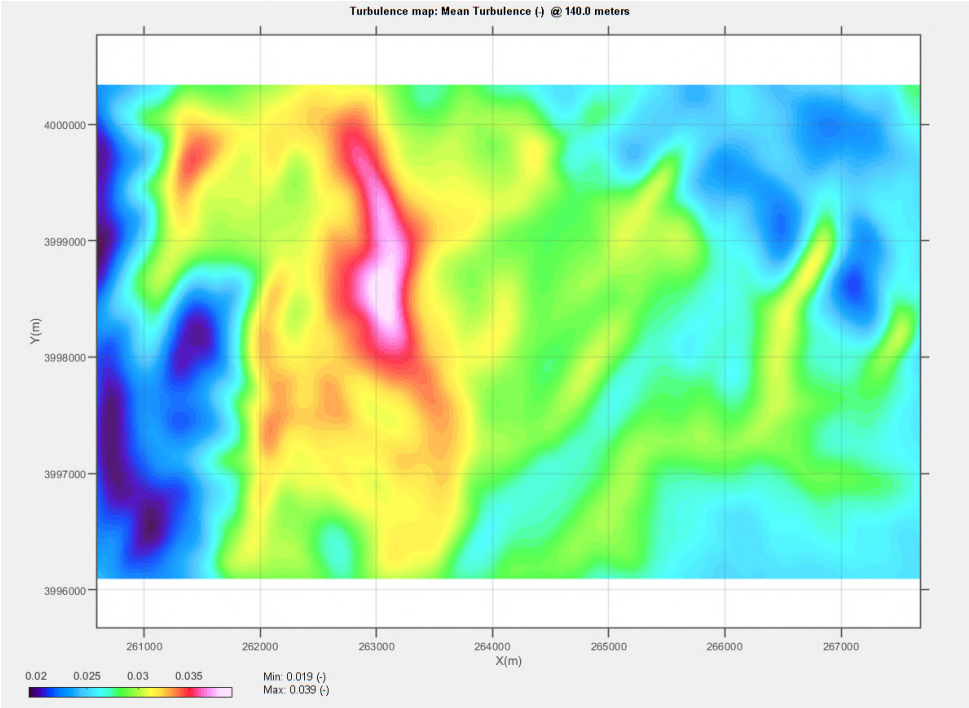


Figura A.3.23: Turbulencia media a 140m

A.3.2.3. Mapas de viento extremo

Se incluyen los mapas de viento extremo para las distintas alturas de góndola bajo estudio, generados con el programa Furow y a partir de los datos del modelo de reanálisis atmosférico MERRA-2, empleando los años 2023 y 2024 como periodo de referencia. Se calculan los vientos extremos para un periodo de 50 años.

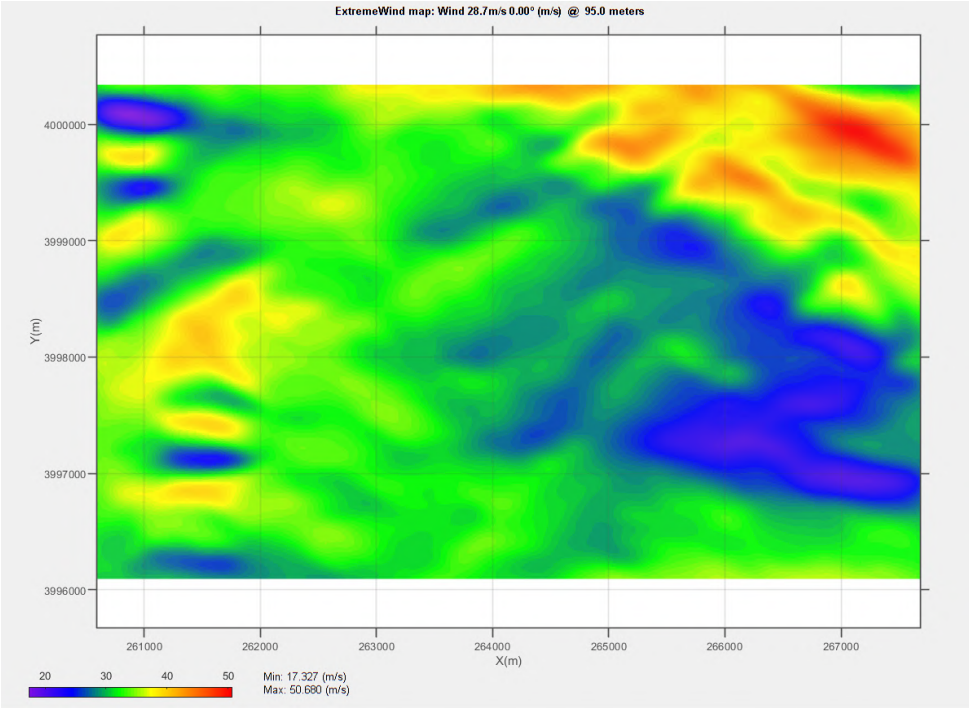


Figura A.3.24: Viento extremo a 95m

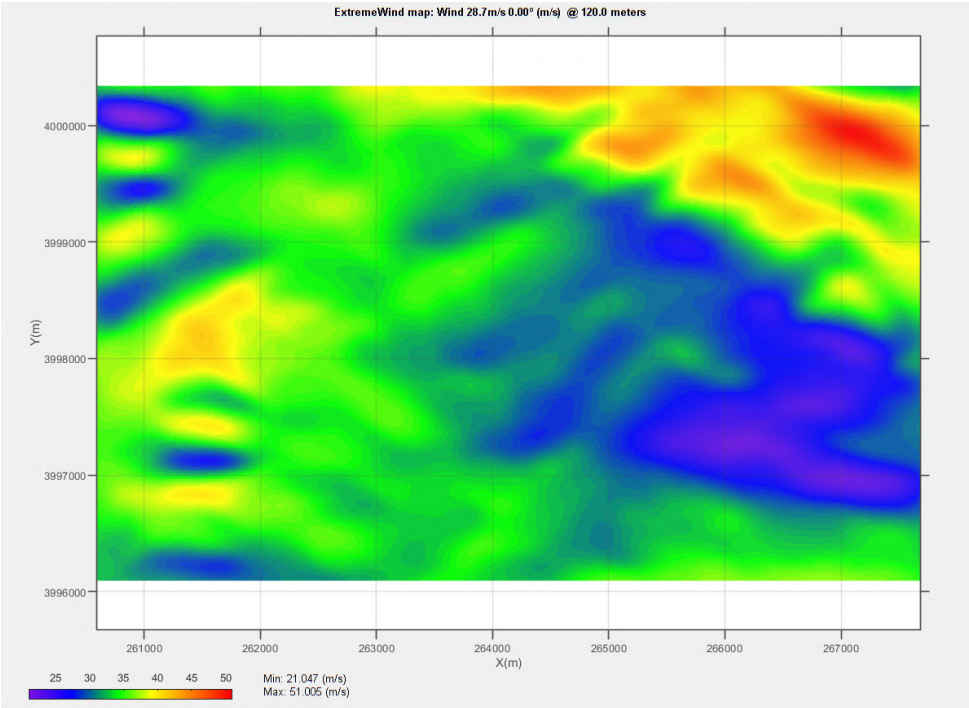


Figura A.3.25: Viento extremo a 120m

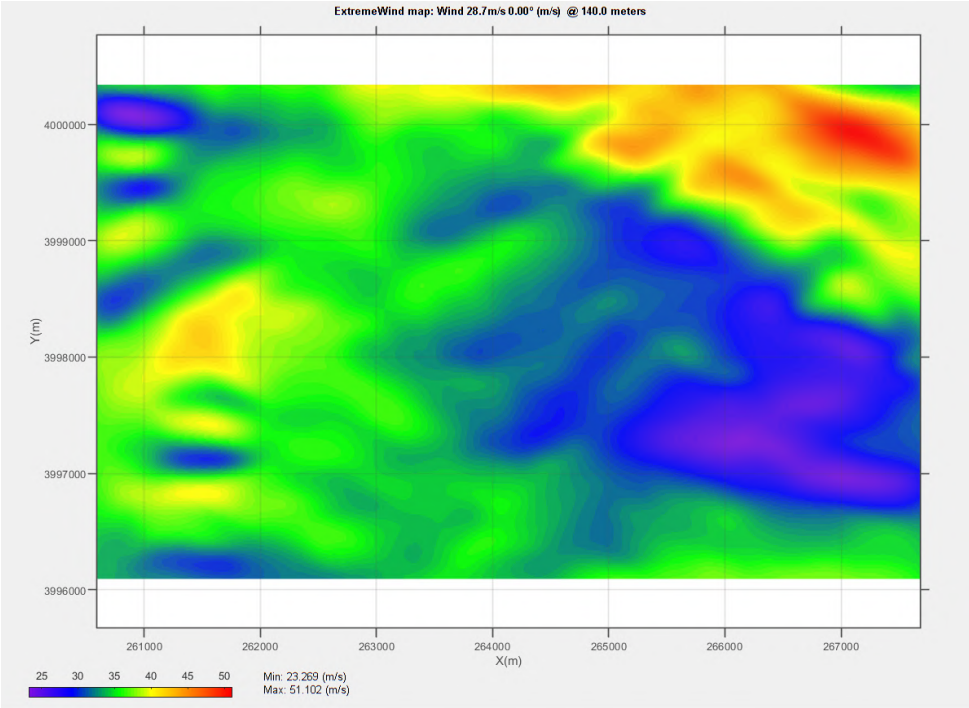


Figura A.3.26: Viento extremo a 140m

A.3.2.4. Informes energéticos

Se incluyen los informes energéticos de los tres parques eólicos optimizados, para las tres alturas de buje que se encuentran bajo análisis.

Turbine ID	Terrain Elevation [m]	Distance to nearest turbine [m]	Net Yield [MWh]	Net Capacity factor [%]
WT1	160	903,9	13732,1	31,35
WT2	248,5	903,9	15228,8	34,77
WT3	249,8	664	16620,4	37,95
WT4	249,8	731,6	16511,2	37,70
WT5	65,9	823,7	15927,1	36,36
WT6	74,2	823,7	14898,5	34,01
WT7	118,9	864,6	15114,6	34,51
WT8	247,6	576,9	16662,9	38,04
WT9	191,3	1369,7	15913	36,33
WT10	193,2	1018,4	15415,4	35,19
WT11	215,4	576,9	16515,7	37,71
WT12	212,7	1359,5	11512,1	34,50
Avg	185,6	884,7	15637,65	**35,70**
Total			**187651,8**	

Tabla A.3.5: Parque con turbinas de 95 m

Turbine ID	Terrain Elevation [m]	Distance to nearest turbine [m]	Net Yield [MWh]	Net Capacity factor [%]
WT1	250,4	2204,1	16210,7	37,01
WT2	122,3	892,2	15488,1	35,36
WT3	212,1	2204,1	16188	36,96
WT4	248	956,8	17241,3	39,36
WT5	65,5	803,5	16627,6	37,96
WT6	74,2	803,5	15685,5	35,81
WT7	219,1	573,7	17020,7	38,86
WT8	239	724,9	16885,6	38,55
WT9	191,2	1117	16840,4	38,45
WT10	177,6	620,6	16076	36,70
WT11	188,4	573,7	15245,4	34,81
WT12	223,1	620,6	16469,4	37,60
Avg	184,2	1007,9	16331,5583	**37,29**
Total			**195978,7**	

Tabla A.3.6: Parque con turbinas de 120m

Turbine ID	Terrain Elevation [m]	Distance to the nearest turbine [m]	Net Yield [MWh]	Net Capacity factor [%]
WT1	159,5	908,6	14811,7	33,82
WT2	249,7	908,6	16812	38,38
WT3	238,2	704,1	17912,1	40,90
WT4	79,1	1270,2	16121,4	36,81
WT5	65,9	1270,2	16501,7	37,68
WT6	109,3	673	16314,2	37,25
WT7	120,2	701,7	16690	39,11
WT8	223,8	704,1	17023,6	38,87
WT9	193,6	673	16863,3	38,50
WT10	249,9	1166,9	17917,5	40,91
WT11	197,4	701,7	16811,5	38,38
WT12	248	1616,8	16369	37,37
Avg	177,9	941,6	16679	**38,08**
Total			**200148**	

Tabla A.3.7: Parque con turbinas de 140m

A.3.2.5. Rosas de las energías

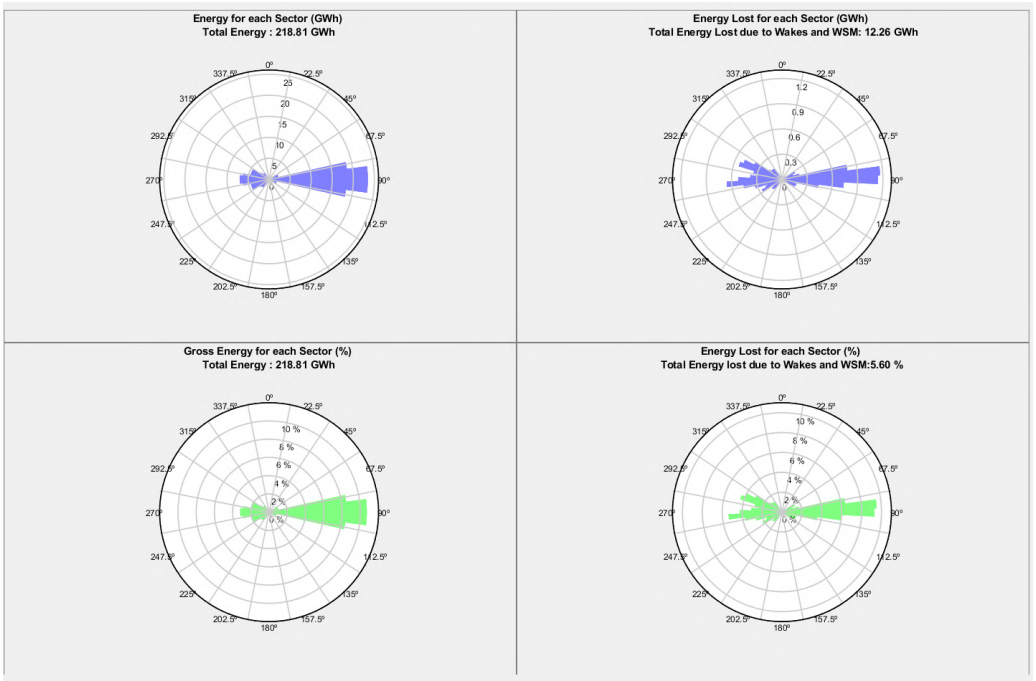


Figura A.3.27: Rosa de las energías a 95m

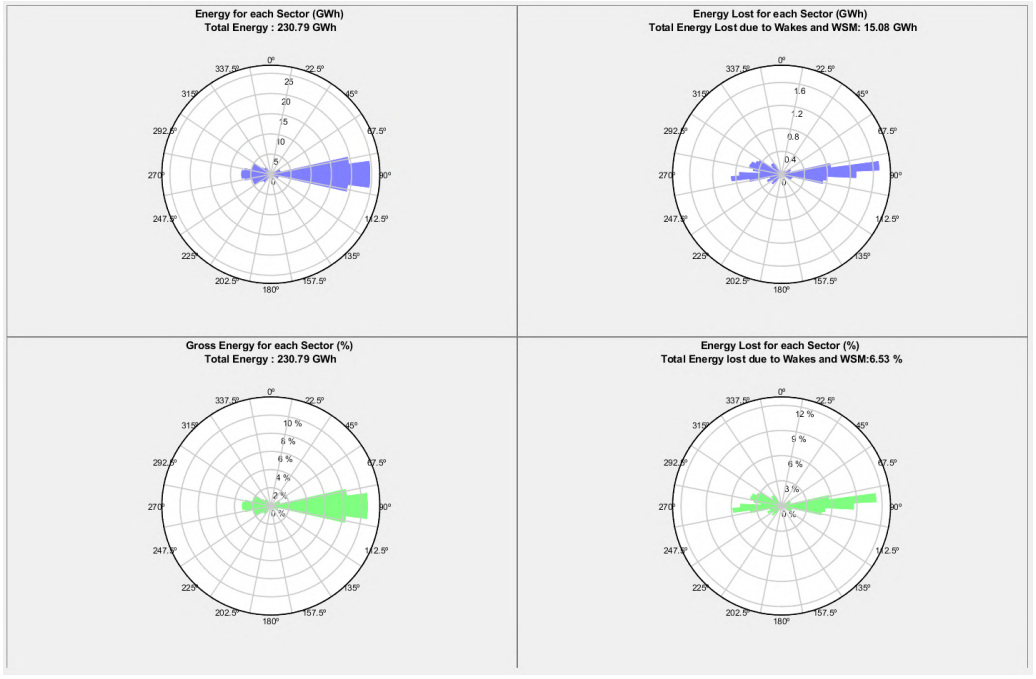


Figura A.3.28: Rosa de las energías a 120m

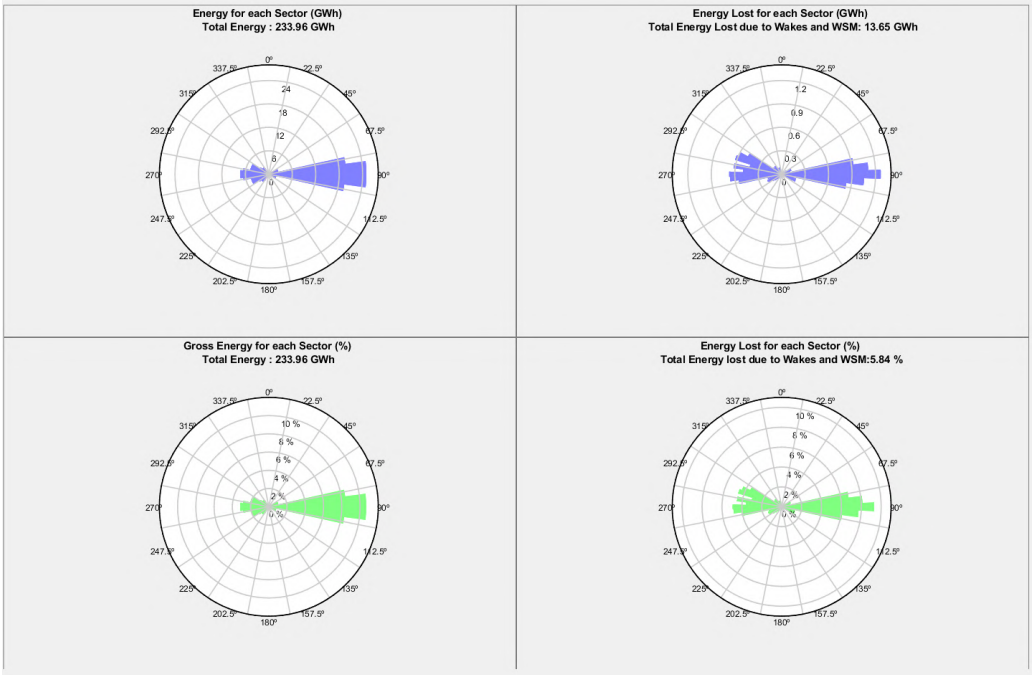


Figura A.3.29: Rosa de las energías a 140m

Anexo 4

Parque Eólico

A.4.1. Dimensionamiento de líneas subterráneas de media tensión

En esta sección se realizará el diseño y cálculo de los cables subterráneos del parque de generación de acuerdo con lo dispuesto en la ITC-LAT-06 (Normativa de Instrucción Técnica Complementaria para líneas subterráneas de alta tensión con cables aislados). Se emplearán los siguientes criterios de diseño: máxima intensidad admisible en régimen permanente, máxima caída de tensión y máxima intensidad de cortocircuito.

Los cables irán enterrados bajo tubo a una profundidad de 0.8 m, ya que este tipo de cables facilitan el mantenimiento y aumentan la resistencia de los conductores a la humedad y al aplastamiento. Esta práctica es la predominante dentro del sector eólico. Además, para cada tramo de cable existirá una única sección. Por último, los cables irán agrupados a tresbolillo, es decir formando un triángulo equilátero dentro del tubo, con el fin de minimizar la reactancia efectiva de la línea.

Categoría de la línea y nivel de aislamiento

El lado de media tensión de todos los transformadores se conectará en triángulo con el neutro conectado a tierra a través de impedancia limitadora. Esta configuración permite funcionar a la instalación en caso de fallos de cortocircuito a tierra, ya que, en caso de cortocircuito, la corriente es muy reducida. Esto permite garantizar la continuidad de servicio de la instalación. Se prevé que el tiempo de funcionamiento de la red en estas condiciones no sea elevado, siendo en todo caso inferior a una hora. Atendiendo a esta característica, se trata de una red de categoría B según los dispuesto en la ITC-LAT-06.

Según la norma UNE 20435-1, el nivel de aislamiento de los cables deberá de adaptarse a una serie de valores normalizados. Se elige 20 kV como tensión nominal de los cables, debido a que se trata de una de las tensiones de uso preferente en redes eléctricas de transporte y distribución. El nivel de aislamiento a impulsos de tipo rayo (125 kV) refleja el criterio estándar para redes de 20 kV. Se obtiene un nivel de aislamiento frente a impulsos de tipo rayo de 125 kV

Requerimientos técnicos de los cables

La instalación se divide en 6 tramos de cable. Cada tramo llevará hasta la subestación colectora la potencia correspondiente a dos aerogeneradores (10 MW en total). El fabricante garantiza un factor de potencia mínimo de 0.9 a la salida de los generadores.

$U_n(kV)$	12/20 (24)
$U_{pl}(kV)$	125
$P_n(MW)$	10
$cos(\varphi_n)$	0,9
S_n **(MVa)**	11,11
$I_n(A)$	320,72

Tabla A.4.1: Requerimientos técnicos de los cables de MT

$$S_n = \frac{P_n}{f.d.p} \qquad I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n}$$

Elección del tipo de aislante

El primer aspecto importante para la elección de los cables subterráneos de la instalación será elegir el material aislante, ya que será el encargado de asegurar que la corriente eléctrica fluye por el conductor hacia los puntos de interés, evitando así cortocircuitos. Los materiales más utilizados dentro de la industria son el PVC, XLPE, EPR y HEPR (siendo este último una versión mejorada del EPR). Existen múltiples factores que influyen a la hora de escoger el tipo de aislante (resistencia a la humedad, estabilidad térmica, propiedades mecánicas...).

En primer lugar, los conductores que emplean PVC (cloruro de polivinilo) como aislante actualmente se han dejado de utilizar, puesto que el PVC se trata de un material termoplástico, es decir, se ablanda con el calor. Esto hace que el PVC tenga una menor temperatura de servicio y pueda transportar menos corriente, por lo que se encuentra en desuso para instalaciones de alta tensión (> 1 kV).

El uso del HEPR (etileno-propileno de alta resistencia) también se descartará debido a su mayor coste. Este material se emplea únicamente en aplicaciones críticas, que requieren de alta resistencia al fuego, humedad o una mayor flexibilidad a la hora de realizar la instalación. Por tanto, la elección del aislante se reduce a dos materiales XLPE y EPR, los cuales tienen propiedades bastante parecidas. Se presenta la siguiente tabla comparativa [7]:

	XLPE	EPR
Resistencia al fuego	Aislante	Aislante
Capacidad de transporte	10–30 % superior	–
Temperatura admisible en caso de cortocircuito	250 °C	250 °C
Manipulación	–	Mayor flexibilidad
Resistencia a la humedad*	Resistente	Resistente
Envejecimiento	–	10 % mejor
Fabricación	Diversos modelos	–
Precio	–	10–15 % más caro

Tabla A.4.2: Propiedades de los aislantes XLPE y EPR

* Normalmente los cables suelen llevar capas exteriores resistentes al agua, aunque ambos resisten en caso de dañarse esta capa.

En definitiva, ambos materiales poseen propiedades muy similares, por lo que ambos serían aptos para la instalación que se pretende diseñar. No obstante, dada la elevada potencia de la instalación (11,1 MVa por cable) y su menor coste, se opta por utilizar cables de XLPE.

Elección del modelo de cable

Se escogerá el modelo más conveniente del catálogo de cables de media tensión del fabricante Prysmian Group, ya que se trata de uno de los fabricantes líderes a nivel internacional para soluciones relacionadas con redes de energía. Prysmian posee los siguientes tres modelo de cables:

-Hersatene class: modelo base, caracterizado por cubierta resistente a la abrasión, libre de alógenos, y pantalla metálica obturada longitudinalmente protectora frente al agua.

-Hersatene-FOC class: modelo caracterizado por no propagación de la llama, para cuando se requiera mejorar la reacción al fuego de la línea.

-Exzhellent class: cable de alta seguridad, reducida emisión de calor, baja corrosividad de gases y humos; para aplicaciones críticas.

En este caso se utilizará el modelo base, ya que es el estándar para líneas de media tensión, y no se presuponen condiciones de elevada exigencia de la línea. Este mismo modelo estándar también ofrece varias versiones; una versión base, una versión caracterizada por doble capa de aislamiento frente al agua (mejor estanqueidad), y una versión con doble capa de aluminio para un mayor apantallamiento. De nuevo, se escoge el modelo estándar, prevaleciendo el criterio económico, ya que será el cable más barato de todos. No obstante, se recalca que el cable cuenta con la certificación AENOR y cumple con todas las exigencias estándar para líneas de media tensión. El modelo de cable escogido es finalmente el **Hersatene Class RHZ1-Ol-Al**, el cual emplea aluminio como conductor y XLPE como aislante. Se destaca que normalmente los cables de media tensión suelen ser de aluminio, a no ser que se quiera transportar una corriente demasiado elevada, en cuyo caso se utiliza cobre, ya que requiere de una menor sección (mayor conductividad).

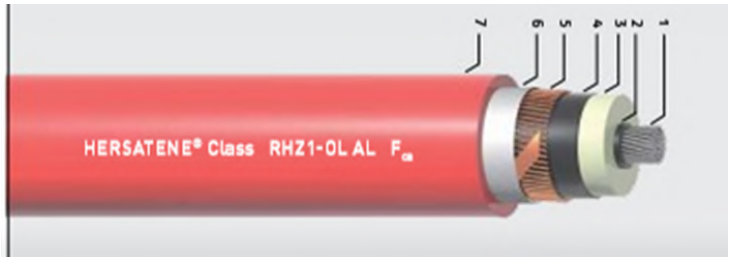


Figura A.4.1: Cable RHZ1-Ol-Al de Prysmian

A.4.1.1. Criterio de máxima Intensidad en Régimen permanente

La máxima intensidad admisible en régimen permanente viene determinada por la máxima intensidad que el aislante, en este caso XLPE, puede soportar sin alterar permanentemente sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. La máxima temperatura de servicio es de 90 ºC, mientras que la máxima temperatura en caso de cortocircuito es de 250 ºC.

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Figura A.4.2: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo, según ITC-LAT-06

Para determinar la intensidad máxima admisible se toman las siguientes como condiciones estándar, según lo dispuesto en el ITC-LAT-06:

Resistividad térmica del terreno (Km/W)	1,5
Temperatura del terreno (ºC)	25
Temperatura ambiente (ºC)	40
Profundidad de la instalación (m)	1

Tabla A.4.3: Condiciones estándar según ITC-LAT-06

Se considerarán los siguientes factores de corrección para la intensidad máxima admisible:

-Corrección por **temperatura del terreno** distinta a 25 ºC. Se asumirá una temperatura del terreno de 40 ºC

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

Figura A.4.3: Factores de corrección para temperatura del terreno distinta de 25 ºC, según ITC-LAT-06

-Corrección por **profundidad de la instalación** distinta a 1 m. En este caso, la profundidad es de 0.8 m.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm²	>185 mm²	≤185 mm²	>185 mm²
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

Figura A.4.4: Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1m, según ITC-LAT-06

-Corrección por **resistividad del terreno** distinta a 1,5 Km/W. Se considera un terreno húmedo debido a la proximidad al mar.

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

Figura A.4.5: Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad

Tipo de instalación	Sección del conductor mm²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	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
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	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

Figura A.4.6: Factores de corrección para resistividad térmica del terreno distinta a 1.5 Km/W, según ITC-LAT-06

Se utilizarán cables de sección de **400** mm^2, ya que los inmediatamente anteriores tienen una sección de 240 mm2, por lo que su intensidad máxima admisible sin corregir de 320 A, superior a la intensidad nominal de los cables. La intensidad máxima admisible sin corregir para cables de 400 mm^2 es de 415 A. Se obtienen los siguientes factores de corrección y valores nominales para conductores de aluminio, obteniéndose un factor de seguridad (I_{max}/I_n) de 1.24:

Concepto	**Valor**
Máxima intensidad admisible (sin corregir)	415 A
Corrección por temperatura del terreno	0,88
Corrección por resistividad del terreno	1,16
Corrección por profundidad de la instalación	1,03
Factor de corrección total	**1,05**
Máxima intensidad admisible (corregida)	436,34 A
Potencia trifásica máxima (corregida)	15,11 MVA

Tabla A.4.4: Máxima intensidad admisible en cables subterráneos de MT

A.4.1.2. Criterio de la Caída de tensión

Los cables escogidos de Prysmian poseen los siguientes parámetros:

$$R_{ca}\ (90°\text{C}) = 0{,}102\ \Omega/\text{km}$$

$$X\ (50\ \text{Hz}) = 0{,}101\ \Omega/\text{km}$$

Se calcula la caída de tensión de la siguiente forma, obteniéndose la correspondiente tabla de valores para las distintas líneas subterráneas:

$$\Delta V = L\ [\text{km}] \cdot I_n\ [\text{A}] \cdot \sqrt{R_{ca}^2 + X^2}$$

Tramo	**Distancia (km)**	P_n **(MW)**	I_n **(A)**	ΔV **(V)**	ΔV **(%)**
1	2.58	10	320.75	118.90	0.59
2	5.67	10	320.75	261.12	**1.31**
3	3.81	10	320.75	175.23	0.88
4	4.97	10	320.75	228.71	1.14
5	2.68	10	320.75	123.19	0.62
6	3.14	10	320.75	144.34	0.72

Tabla A.4.5: Caída de tensión en las líneas subterráneas de MT

La mayor caída de tensión se produce para el tramo número 2, ya que es el más largo de todos. A su vez, se observa como este tiene una caída del 1,31 %, que se encuentra dentro de los márgenes máximos establecidos por la industria de entre el 3 y el 5 %. Se concluye que el efecto de la caída de tensión no resulta significativo para las líneas de media tensión que conformarán el parque.

A.4.1.3. Criterio de la máxima intensidad de cortocircuito

De acuerdo con lo dispuesto en la ITC-LAT-06, las intensidades máximas de cortocircuito se calculan según lo dispuesto con la norma UNE 21192.

Para el cálculo de la máxima corriente de cortocircuito, se considerará un proceso adiabático, es decir, sin transferencia de calor con el entorno, ya que se considera que la duración del cortocircuito es muy reducida (inferior a 5s). Además, se considerará que la temperatura inicial del conductor es su máxima temperatura de servicio, 90ºC en este caso. El ITC-LAT-06 define un valor para la máxima variación de temperatura permisible en el conductor. Para el caso de un cable con aislamiento de XLPE y de tensión nominal inferior a 18/30 kV, esta vale 145 ºC, por lo que la temperatura máxima permitida en caso de cortocircuito será de 235 ºC. A partir de ello, se define un coeficiente (K), que depende del tipo de conductor y de las temperaturas inicial y final del conductor durante el cortocircuito. De esta forma, se define la máxima corriente de cortocircuito permitida como:

$$Icc \leq \frac{K \cdot S}{\sqrt{tcc}}$$

Donde:
S es la superficie del conductor en mm^2
tcc es la duración del cortocircuito en s
K es un coeficiente que se puede definir como la máxima densidad de corriente de cortocircuito admisible, en A/mm^2
Se obtiene la siguiente tabla de valores para diferentes duraciones de cortocircuito:

tcc (s)	**K**	**Icc_max (kA)**
0,1	298	376,94
0,2	211	188,72
0,3	172	125,61
0,5	133	75,24
0,6	122	63,00
1	94	37,60
1,5	77	25,15
2	66	18,67
2,5	59	14,93
3	54	12,47

Tabla A.4.6: Intensidad de cortocircuito máxima en función de la duración

Se comparan los datos de corriente máxima de cortocircuito con los valores obtenidos en la sección [**??**]. Considerando que los aerogeneradores no aportan potencia de cortocircuito al sistema, lo cual es una hipótesis más que razonable, la mayor corriente de cortocircuito en el lado de media tensión de la subestación ocurrirá para el caso de cortocircuito trifásico franco y será de 17,338 kA. En este caso, el tiempo de actuación de las protecciones nunca será inferior a los 2s. En la práctica, las protecciones actúan en rangos de tiempo desde los 20 hata los 500 ms, por lo que se concluye que se cumple con la normativa dispuesta en la ITC-LAT-06. No obstante, se comenta como la corriente de cortocircuito en el parque eólico será mucho más baja en la práctica, pues los generadores dispondrán de las protecciones pertinentes. A su vez, en la sección [**??**] se ha asumido que lo único que limita la corriente en el parque de MT es el transformador de potencia de la subestación, cuando hay muchos otros elementos que ayudan a limitar esta corriente (impedancia de las líneas, otros elementos no ideales de la subestación...).

Tipo de aislamiento	Δθ* (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc}, en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección ≤ 300 mm²	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección > 300 mm²	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR Uo/U≤ 18/30 kV	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Figura A.4.7: Densidad máxima de corriente de cortocircuito [A/mm2] para conductores de aluminio, según ITC-LAT-06

A.4.2. Sistemas de protección de los generadores

En esta sección se incluye el dimensionamiento de dos sistemas de protección empleados comúnmente en la operación de máquinas de inducción doblemente alimentadas, como son las resitencias de Crowbar y el Brake Chopper.

A.4.2.1. Resistencias Crowbar

El principal problema de la tecnología DFIG es que un fallo de tensión en la red produce grandes sobreintensidades en el rotor. Cuando la tensión de alimentación del estátor cae, el campo magnético generado por el mismo cae. Debido al acoplamiento magnético entre estátor y rotor se generan grandes sobreintensidades en el rotor, que tratan de mantener el flujo magnético de la máquina constante. Además de los evidentes riesgos asociados al nivel de aislamiento de la máquina, elevadas corrientes en el rotor pueden dañar, e incluso destruir por completo los convertidores de electrónica de potencia de la máquina.

Para proteger al RSC (en inglés, Rotor Side Converter) de sobretensiones en el bus de CC así como de sobreintensidades, se empleará una protección de tipo crowbar. Este tipo de protección consiste en la conexión de resistencias en paralelo con el rotor de la DFIG, para desviar la corriente del convertidor y disipar el exceso de energía. Asumiendo convertidores diseñados para un 30 % de la potencia nominal de la máquina:

$$I_{r,n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_{r,nom}} = \frac{1{,}5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} = 2{,}165 \text{ kA}$$

Las resistencias Crowbar se diseñan para un valor de intensidad 2 veces la nominal:

$$I_{r,max} = 2I_n = 4{,}330 \text{ kA}$$

Se desea limitar la tensión en el bus de CC a 1200 V. El mayor valor permitido para la resistencia de Crowbar viene dado por:

$$R_{cb}^{max} = \frac{V_{dc}^{max}}{\sqrt{2} \cdot I_{r,max}} = \frac{1200 \text{ V}}{\sqrt{2} \cdot 4{,}33 \text{ kA}} = 0{,}196 \ \Omega$$

A su vez, cuando la resistencia de Crowbar se conecta, la DFIG pasa a comportarse como una máquina de inducción de jaula de ardilla. Esto hace que la máquina consuma potencia reactiva de la red para poder magnetizarse. Una resistencia de Crowbar excesivamente pequeña haría que la máquina consumiese excesiva potencia reactiva.

$$E_{r2,max} = V_s \left(\frac{L_m}{L_s}\right) s_{max} = \frac{690 \text{ V}}{\sqrt{3}} \left(\frac{1{,}464}{1{,}488}\right) \cdot 0{,}3 \cdot \frac{400 \text{ V}}{690 \text{ V}} = 68{,}165 \text{ V}$$

$$R_{cb,min} = \frac{E_{r2,max}}{I_{r,max}} - R_r = \frac{68{,}165 \text{ V}}{4{,}330 \text{ kA}} - 0{,}001024 = 0{,}0147 \ \Omega$$

Se empleará una resistencia Crowbar de 0,1 Ω:

$$R_{cb} = 0{,}1 \ \Omega$$

La potencia disipada en la resistencia Crowbar para el pero de los casos vendrá dada por:

$$P = I_{r,max}^2 \cdot R = 1{,}875 \text{ MW}$$

Asumiendo un tiempo de disparo y extinción del interruptor de turbina de 100 ms, la energía disipada en la resistencia Crowbar será:

$$E = I_{r,max}^2 \cdot R \cdot t \xrightarrow{100\text{ ms}} E = 187,4\text{ kJ}$$

Cabe destacar que estos valores de resistencia y potencia obtenidos son por fase. La potencia trifásica será tres veces la potencia calculada anteriormente, y para formar la protección se conectarán tres resistencias de 0,1 Ω en estrella:

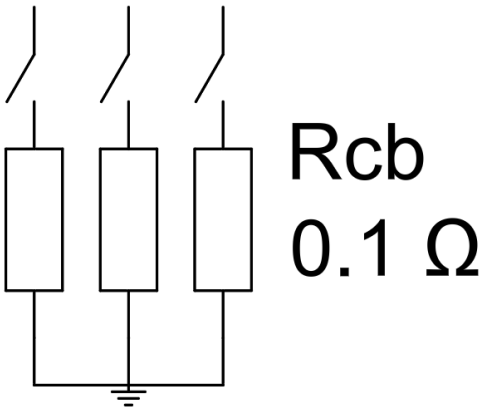


Figura A.4.8: Resistencias Crowbar

La curva de disparo de las resistencias Crowbar (cierre de los interruptores) actuará por disparó instantáneo cuando la intensidad en alguna de las fases del rotor supere 2 veces la intensidad nominal (ANSI 50). Se considera un tiempo de disparo (actuación de los relés + cierre del interruptor) de 20 ms.

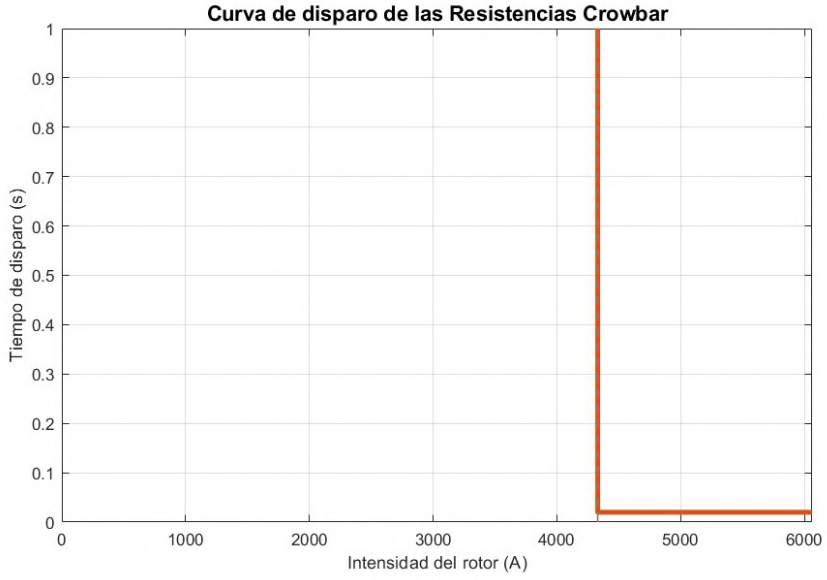


Figura A.4.9: Curva de disparo (cierre) de las Resistencias Crowbar

A.4.2.2. Brake Chopper

Una de las funciones más importantes de protección del convertidor es asegurar que la tensión del bus de CC no sobrepasa los límites. Para ello se incluye un Brake Chopper, que consiste en

una resistencia que se activa cuando la tensión del bus de CC supera un cierto umbral, y disipa el exceso de energía, haciendo que la tensión del bus de CC vuelva a sus valores habituales.

Se calcula la tensión esperada en el bus de CC:

$$V_{dc} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{L-L}^{RMS} = 931{,}83 \text{ V}$$

La resistencia del Brake Chopper se dimensiona para poder disipar toda la potencia del rotor. Si se considera que el convertidor se dimensiona para un 30 % de la potencia nominal de la maquina, el máximo valor de resistencia posible viene dado por:

$$R_{ch}^{max} = \frac{(V_{dc}^{max})^2}{P_n} = \frac{1200^2}{1{,}5 \text{ MVA}} = 0{,}96 \ \Omega \longrightarrow R_{ch} = 0{,}8 \ \Omega$$

Tampoco resulta deseable un valor mucho menor de resistencia, ya que implicaría un aumento de la potencia disipada. Como interesa disipar la mínima potencia posible (menores pérdidas) cuando haya sobretensiones en el bus de CC, se elige una resistencia de 0.8 ω.

Se considera un tiempo de 500 ms para eliminar la sobretensión del bus de CC para el cálculo de la energía disipada por la resistencia del Brake Chopper.

$$P = 1{,}5 \text{ MW} \longrightarrow E = 1{,}5 \text{ MW} \cdot 500 \text{ ms} = 750 \text{ kJ}$$

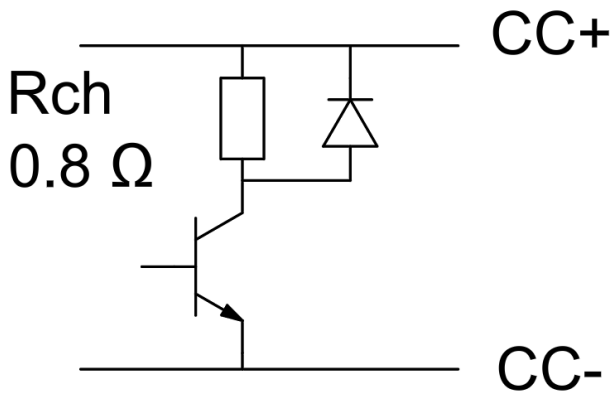


Figura A.4.10: Brake Chopper del bus de CC

El Brake Chopper disparará de forma instantánea cuando la tensión del bus de CC supere un 15 % la tensión esperada (ANSI 59). Se considera un tiempo de disparo (actuación de los reles + apertura del interruptor de 20 ms)

$$V_{dc}^{arr} = 1{,}15 V_{dc} = 1071{,}601 \text{ V}$$

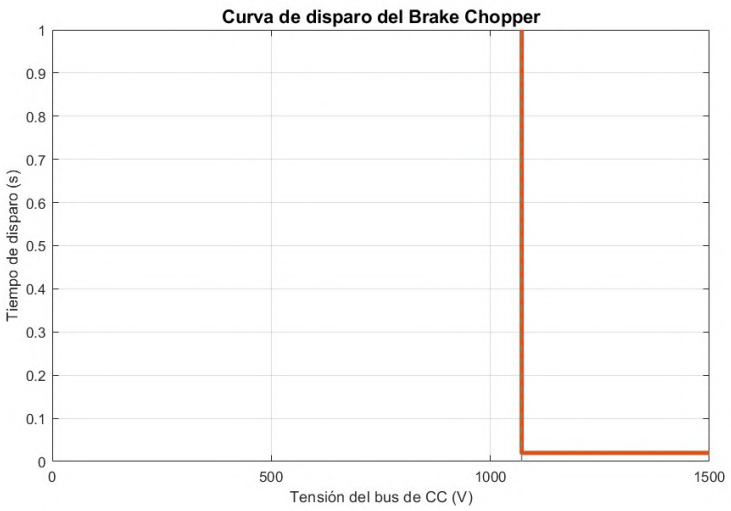


Figura A.4.11: Curva de disparo (activación) del brake chopper

Anexo 5

Subestación de Intemperie. Parque de 20 kV

A.5.1. Selección del Pararrayos

En este apartado se llevará a cabo la selección del pararrayos para el parque de 20 kV, según lo dispuesto en la norma UNE-EN-60099 y tomando como referencia el libro Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión[9].

La tensión de funcionamiento continuo (COV) de un pararrayos se define como el valor máximo admisible de tensión eficaz a frecuencia industrial que puede aplicarse de forma permanente en los bornes de un pararrayos. El pararrayos debe de ser capaz de soportar las tensiones máximas del sistema en condiciones normales de operación. Por tanto, la tensión de funcionamiento continuo (COV) del pararrayos ha de ser superior a la tensión a la tensión máxima del sistema (U_s). Para pararrayos conectados entre fase y neutro:

$$U_c = \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 13{,}856 \text{ kV}$$

$$COV = 19{,}2 \quad kV > U_c = 13{,}856 \quad kV \quad \checkmark$$

La capacidad del pararrayos para soportar sobretensiones temporales (TOV) es el máximo valor eficaz de tensión de frecuencia industrial que el pararrayos es capaz de soportar en sus bornes durante periodos de tiempo reducidos. Se asume que, en caso de falta, las protecciones la despejarán en un tiempo inferior a 1 segundo. Además, resulta habitual considerar que las sobretensiones temporales características en redes de hasta 220 kV son originadas por las faltas a tierra. En este caso, el parque de 20 kV se encuentra conectado a tierra por medio de impedancia limitadora, por lo que el factor de falta a tierra (k) es $\sqrt{3}$. De esta forma, se puede calcular la amplitud equivalente de las sobretensiones originadas por faltas a tierra, para una duración de 10 s:

$$U_t = \frac{k \cdot U_s}{\sqrt{3}} = 24 \text{ kV}$$

$$U_{\text{eq}} = U_t \cdot \left(\frac{T}{10}\right)^m = 22{,}92 \text{ kV}$$

donde:
$\rightarrow T$ es el tiempo de actuación de las protecciones, 1s como máximo
$\rightarrow m = 0{,}2$ es un exponente que describe la característica de sobretensión a frecuencia industrial frente al tiempo del pararrayos
$\rightarrow U_s = 24 \quad kV$ es la tensión máxima de la red en condiciones normales de funcionamiento

La capacidad de sobretensiones temporales del pararrayos ha de ser superior a la tensión equivalente determinada:

$$\text{TOV}(10 \text{ s}) = 26{,}4 \text{ kV}_{\text{RMS}} > U_{\text{eq}} \quad \checkmark$$

La línea de fuga del pararrayos ha de ser, como mínimo, la exigida por el nivel de contaminación de la zona (figura A.5.1). En este caso, la subestación se ubica en una zona muy próxima a la costa, expuesta a la pulverización salina y a fuertes vientos contaminantes procedentes del mar, por lo que el nivel de contaminación es de tipo IV.

$$L_{fuga,min} = 31 \text{ mm/kV} \cdot U_s = 31 mm/kV \cdot 24 kV = 744 \quad mm$$

$$L_{fuga} = 1863 \quad mm > 744 \quad mm \quad \checkmark$$

Nivel de contaminación	Descripción	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV
I Ligero (L)	— Zonas sin industrias y baja densidad de viviendas con calefacción. — Zonas de baja densidad de industrias o viviendas, sometidas a viento o lluvias frecuentes. — Zonas agrícolas (sin quemado de residuos). — Zonas montañosas.	16 mm/kV
II Medio (M)	— Zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante, y/o con densidad media de viviendas con calefacción. — Zonas con elevada densidad de industrias y/o viviendas, sometidas a viento o lluvias frecuentes. — Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (nunca menos de 1 km).	20 mm/kV
III Fuerte (H)	— Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades, con elevada densidad de calefacción generando contaminación. — Zonas cercanas al mar o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar.	25 mm/kV
IV Muy fuerte (V)	— Zonas (extensión moderada) sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos. — Zonas (extensión moderada) muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminantes desde el mar. — Zonas desérticas caracterizadas por no tener lluvia durante largos períodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular.	31 mm/kV

Figura A.5.1: Línea de fuga mínima (mm/kV) requerida en función del nivel de contaminación

A.5.1.1. Clase de descarga y capacidad energética del pararrayos

Se define la clase de descarga de línea como la capacidad del pararrayos de disipar la energía correspondiente a la descarga de una línea precargada. La clase de descarga de un pararrayos determina la corriente nominal de descarga del pararrayos, y suele elegirse en función de la tensión nominal (U_r) del pararrayos.

Tensión nominal del sistema U_n	Tensión máxima del sistema U_s	Clasificación de pararrayos (I_n)					
		5 kA	10 kA			20 kA	
			Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
$U_n \leq 66$ kV	$U_s \leq 72{,}5$ kV	•	•	•			
66 kV < $U_n \leq 220$ kV	72,5 kV < $U_s \leq 245$ kV			•	•		
220 kV < $U_n \leq 380$ kV	245 kV < $U_s \leq 420$ kV				•	•	
$U_n > 380$ kV	$U_s > 420$ kV					•	•

Figura A.5.2: Valores típicos de corrientes nominales de descarga (In) en función de la tensión nominal (Un) del pararrayos

El pararrayos empleado es de la clase de descarga 2 según la norma UNE-EN-60099, por lo que cumple con los estándares requeridos, considerando que su tensión nominal (U_r) es de 24 kV.

La capacidad de disipación de energía del pararrayos se calcula en función de su tensión nominal (U_r):

$$E_{\text{cap}} = 5{,}1 \text{ kJ/kV} \cdot U_r \implies E_{\text{cap}} = 5{,}1 \cdot 24 = 122{,}4 \text{ kJ}$$

A continuación se comprueba la capacidad de absorción de energía del pararrayos bajo diferentes solicitaciones.

Energía absorbida debido a energización y reenganche de líneas

$$W = 2 \cdot U_{\text{ps}} \cdot |U_e - U_{\text{ps}}| \cdot \frac{T}{Z_c} = 2 \cdot 51{,}3 \cdot |2 \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot 24 - 51{,}3| \cdot \frac{18{,}9 \times 10^{-6}}{35{,}23} = 0{,}666 \text{ kJ}$$

$$W = 0{,}666 \text{ kJ} < 122{,}4 \text{ kJ} \quad \checkmark$$

donde:
$\rightarrow U_{ps} = 51{,}3kV$ es el nivel de protección (o tensión residual) del pararrayos a impulsos de tipo maniobra
$\rightarrow U_e$ es la amplitud de la sobretensión de tipo maniobra entre fase y tierra. Se escoge una amplitud de 2 pu [figura A.5.3]
$\rightarrow T = \frac{L}{c} = \frac{5{,}67km}{300000km/s} = 18{,}9 \quad \mu s$ es el tiempo de propagación de la onda de tensión a lo largo de la línea. Se considera la línea más larga de las seis conectadas en el lado MT (caso más desfavorable)
$\rightarrow Z_c = 35{,}23\Omega$ es la impedancia característica de la línea

En este caso el valor de energía absorbida por el pararrayos debido a energización y reenganche de líneas es muy pequeño comparado con su capacidad energética, ya que el nivel de tensión (20 kV) no es elevado y las líneas son cortas. Como se verá en [A.6.1], este efecto resulta más importante en líneas más largas y de mayores niveles de tensión.

Energía absorbida debido a descargas atmosféricas

Pese a que se trata de líneas subterráneas y los rayos no pueden impactar directamente sobre las líneas, se asume como caso más desfavorable una descarga directa en una de las líneas.

$$W = \left(2\,U_{\mathrm{wl}} - N\,U_{\mathrm{pl}} \cdot \left(1 + \ln\left(2\,\frac{U_{\mathrm{wl}}}{U_{\mathrm{pl}}}\right)\right)\right) \cdot \frac{U_{\mathrm{pl}}\,T}{Z_c}$$

$$W = \left(2 \cdot 95 - 1 \cdot 62{,}2\left(1 + \ln\left(2\frac{95}{62{,}2}\right)\right)\right)\frac{95 \cdot 300 \cdot 10^{-6}}{35{,}23} = 30{,}90 \text{ kJ}$$

$$W = 30{,}90 \text{ kJ} < 122{,}4 \text{ kJ} \quad \checkmark$$

donde:
$\rightarrow U_{wl} = 95 \quad kV$ es el nivel de aislamiento (tensión de cebado) de los equipos a impulsos de tipo rayo, [5.2.2]
$\rightarrow U_{pl} = 62{,}2 \quad kV$ es el nivel de protección del pararrayos a impulsos de tipo rayo
$\rightarrow N = 1$ es el numero de líneas conectadas al pararrayos
$\rightarrow T = 300 \quad \mu s$ es la duración equivalente de un arco de rayo que comprende el primer rayo y los arcos subsiguientes
$\rightarrow Z_c = 35{,}23\Omega$ es la impedancia característica de la línea

Distancia crítica de protección y márgenes de protección

La distancia crítica de protección es la distancia máxima de la aparamenta a proteger a la que se debe situar el pararrayos. Bajo normativa IEEE:

$$D_{\mathrm{crit}} = \frac{\frac{U_{wl}}{1{,}15} - U_{pl}}{2 \cdot m} \cdot c = \frac{\frac{95}{1{,}15} - 62{,}2}{2 \cdot 1000 \text{ kV}/\mu\text{s}} \cdot 300 m/\mu s = 3{,}061 \text{ m}$$

donde:
$\rightarrow U_{wl} = 95 \quad kV$ es el nivel de aislamiento (tensión de cebado) de los equipos a impulsos de tipo rayo, [5.2.2]
$\rightarrow U_{pl} = 62{,}2 \quad kV$ es el nivel de protección del pararrayos a impulsos de tipo rayo
$\rightarrow m = 1000 \quad kv/\mu s$ es la pendiente típica de una onda de impulso de tipo rayo
$\rightarrow c = 300 \quad m/\mu s$ es la velocidad de la luz

El valor de distancia crítica obtenido es muy pequeño, por lo que la disposición del pararrayos dentro de la subestación resultará crucial. En caso de no poder cumplir con la distancia crítica de diseño, se podrá emplear un número superior de pararrayos al previsto, para que cada uno proteja a una parte de la aparamenta.

Se calcula el margen de protección del pararrayos para impulsos de tipo rayo. Cabe destacar que interesa un nivel de protección del pararrayos (U_{pl}) lo más alejado posible del nivel de aislamiento (U_{wl}). Esto quiere decir que interesa utilizar pararrayos con el mínimo valor posible de tensión residual, ya que recortan la onda de sobretensión a un valor inferior, lo cual ejerce menos solicitaciones sobre el aislamiento.

$$M.P. = \frac{U_{wl}}{U_{pl}} = 1{,}527$$

Se obtiene un margen del 52.7 %. La norma UNE-EN-60099 recomienda al menos un margen de protección del 20 %, por lo que se cumple con el criterio establecido.

A.5.2. Coordinación de Aislamiento

A.5.2.1. Tensiones Representativas (U_{rp})

Las tensiones representativas son aquellas que producen en el aislamiento un efecto similar a las sobretensiones que aparecen en servicio. Su forma de onda es la normalizada de la clase correspondiente.

En la práctica, el cálculo de tensiones representativas se realiza con métodos numéricos y herramientas de simulación, debido a su elevada complejidad. No obstante, en esta sección se realizará un cálculo aproximado para conocer las tensiones a las que estará sometido el sistema.

Tensiones permanentes

Las tensiones permanentes de operación son las tensiones máximas de funcionamiento en condiciones normales de operación de la red. Se definen por su valor RMS (kV^{RMS}). En primer lugar, la tensión máxima del material (U_m) ha de ser igual o mayor que la tensión más elevada de la red (U_s). Normalmente, ambas resultan iguales.

$$U_{\text{rp-f}} = \frac{U_s}{\sqrt{3}} = \frac{24}{\sqrt{3}} = 13{,}856 \text{ kV}$$

$$U_{\text{rp-l}} = U_s = 24 \text{ kV}$$

$U_{\text{rp-f}} = 13{,}856$ kV	$U_{\text{rp-f}} = 24$ kV

Sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales son sobretensiones de larga duración (desde 20 ms hasta varios s). Su forma de onda normalizada es una onda sinusoidal de 50 Hz y 60 s de duración, definida por su valor RMS (kV^{RMS}).

Únicamente se considerarán sobretensiones debido a faltas a tierra y pérdidas de carga, ya que son las más frecuentes dentro de un sistema. No se considerarán otras sobretensiones debidas a fenómenos como ferroresonancias o sobretensiones longitudinales durante la sincronización. Además, la probabilidad de que ocurran varias causas de sobretensiones temporales de forma simultánea es tan baja que no justifica su consideración en el estudio.

-Faltas a tierra: una de las causas más frecuentes de sobretensiones temporales son las faltas a tierra. Resulta suficiente con tratar el caso de falta monofásica a tierra, ya que es el que produce mayores sobretensiones. Además, no se producen sobretensiones entre fases. El parque de 20 kV se encuentra puesto a tierra a través de impedancia limitadora, por lo que se asume un factor de defecto a tierra (k) de $\sqrt{3}$

$$U_{\text{rp-f}} = k \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} = \sqrt{3} \cdot \frac{24}{\sqrt{3}} = 24 \quad kV$$

-Pérdidas de carga: la desconexión brusca de cargas provoca sobretensiones debido a que las líneas pasan de tener un carácter inductivo aportado por la carga a tener un carácter capacitivo. Este efecto puede ser especialmente importante en el caso de líneas largas con pérdidas de carga en el extremo remoto (efecto Ferranti).

El valor de la sobretensión depende de varios factores, tales como la carga desconectada o la potencia de cortocircuito de los elementos de la red. Para líneas de extensión moderada, una

pérdida de carga total produce sobretensiones fase-tierra normalmente inferiores a 1.2 pu. La amplitud de las sobretensiones fase-fase es igual a la amplitud de las sobretensiones fase tierra.

$$U_{\text{rp-f}} = k \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1{,}2 \cdot \frac{24}{\sqrt{3}} = 16{,}628 \quad kV$$

$$U_{\text{rp-l}} = k \cdot U_s = 1{,}2 \cdot 24 = 28{,}8 \quad kV$$

Las sobretensiones temporales representativas vienen representadas por el mayor valor de ambos casos:

$U_{\text{rp-f}} = 24$ kV	$U_{\text{rp-f}} = 28{,}8$ kV

Sobretensiones de Frente Lento

Las sobretensiones de frente lento se caracterizan por una forma de onda correspondiente al impulso de tipo maniobra normalizado, caracterizado por sus tiempos de pico y de cola (250/2500 us). Las sobretensiones de frente lento se representan por su valor de pico (kV^{PK}). La principal causa de este tipo de sobretensiones es la actuación de interruptores de potencia en subestaciones. La actuación de interruptores se debe normalmente debido a la conexión y reenganche de líneas, o al despeje de faltas. Normalmente, este tipo de sobretensiones tiene mayor importancia en equipos de la gama II (tensión nominal superior a 220 kV).

La distribución estadística de sobretensiones de frente lento se caracteriza por su valor al 2 % (U_{e2}/U_{p2}valor de tensión que aplicado al aislamiento produce una probabilidad de cebado o contorneo del 2 %), su desviación típica (σ) y su valor de truncamiento (U_{et}/U_{pt}). La evaluación estadística de las sobretensiones de frente lento se lleva a cabo a través de dos métodos: el *método fase-cresta* (función de densidad de probabilidad de sobretensiones fase-tierra igual para las tres fases) y el *método caso-cresta* (la función de densidad de probabilidad de sobretensiones fase-tierra se obtiene teniendo en cuenta únicamente la fase que genera mayores sobretensiones en cada maniobra).

-Conexión y reenganche de líneas: la conexión y el reenganche de líneas produce sobretensiones, tanto fase-tierra como entre fases. La amplitud de estas sobretensiones depende de numerosos factores, como el tipo de interruptor automático utilizado (resistencias de preinserción), la naturaleza de la red (compleja/inductiva) o la presencia de elementos de compensación. Estas sobretensiones pueden ser aún más elevadas cuando existe carga atrapada en las líneas.

Sobretensiones fase-tierra

A falta de valores obtenidos mediante simulación, el rango típico de valores al 2 % de sobretensiones fase-tierra para diferentes configuraciones viene representado en la figura A.5.3, según la norma UNE-EN-60071-2. En el caso del parque de 20 kV, se consideran interruptores con resistencias de preinserción y una red de alimentación compleja, ya que el valor de resistencia de las mismas es muy parecido al valor de las reactancias. No se consideran elementos de compensación en paralelo, y se escoge el caso menos favorable entre la conexión y el reenganche trifásico.

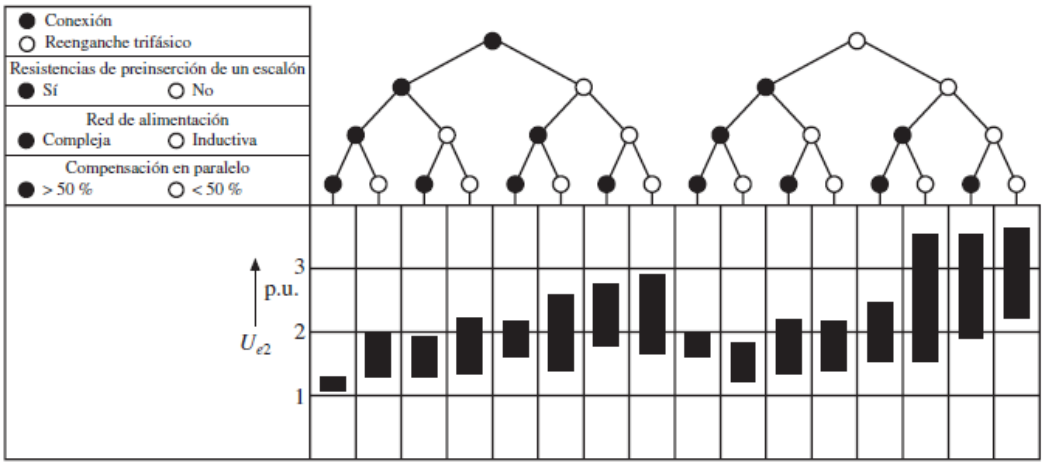


Figura A.5.3: Rango típico de sobretensiones debido a maniobras por energización y reenganche de líneas

$$U_{e2} = 2 \text{ pu}$$

-Método fase-cresta:

$$\sigma_e = 0{,}25(U_{e2} - 1) = 0{,}25 \text{ pu}$$

$$U_{\text{et}} = 1{,}25\, U_{e2} - 0{,}25 = 2{,}25 \text{ pu}$$

-Método caso-cresta:

$$\sigma_e = 0{,}17(U_{e2} - 1) = 0{,}17 \text{ pu}$$

$$U_{\text{et}} = 1{,}13\, U_{e2} - 0{,}13 = 2{,}13 \text{ pu}$$

Sobretensiones entre fases:
La relación entre los valores al 2 % de sobretensiones entre fases y fase-tierra viene determinada por la figura A.5.4. Se considerará el límite superior, que corresponde a maniobras por reenganche trifásico rápido.

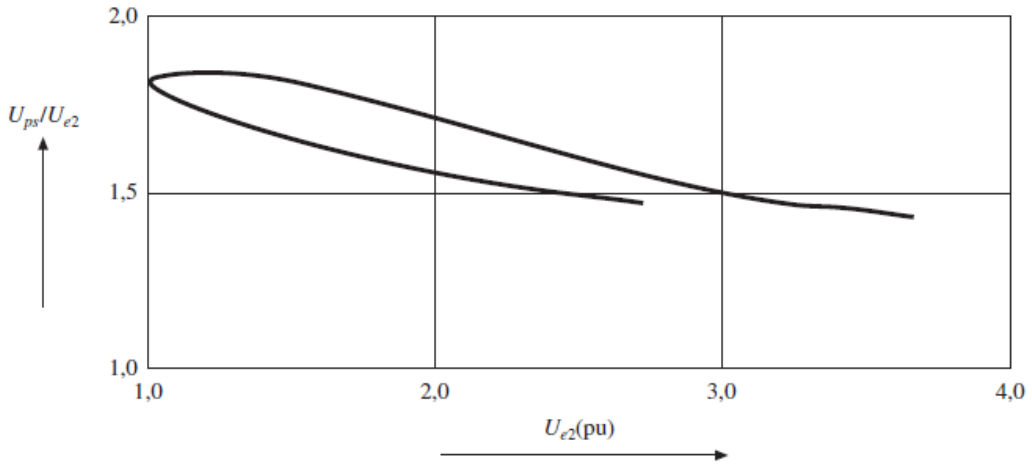


Figura A.5.4: Relación de valores al 2 % de sobretensiones de maniobra entre fases y fase-tierra

$$U_{p2} = 1{,}7 \cdot 2 = 3{,}4 \text{ pu}$$

-Método fase-cresta:

$$\sigma_p = 0{,}25(U_{p2} - 1{,}73) = 0{,}418 \text{ pu}$$

$$U_{\text{pt}} = 1{,}25\, U_{p2} - 0{,}43 = 3{,}82 \text{ pu}$$

-Método caso-cresta:

$$\sigma_e = 0{,}17(U_{p2} - 1{,}73) = 0{,}284 \text{ pu}$$

$$U_{\text{pt}} = 1{,}14\, U_{p2} - 0{,}24 = 3{,}636 \text{ pu}$$

En este caso, el método fase-cresta proporciona un mayor valor de tensiones representativas.

$$U_{et-f} = 2{,}25 \text{ pu} \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_s = 44{,}091 \text{ kV}$$

$$U_{pt-l} = 3{,}82 \text{ pu} \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_s = 74{,}856 \text{ kV}$$

Despeje de faltas

Las presencia de faltas en el sistema, así como su posterior eliminación produce sobretensiones entre fase y tierra. Para sistemas de la gama I (tensión nominal inferior o igual a 220 kV), como es el caso, se considerarán las sobretensiones por faltas a tierra en sistemas con neutro aislado, siendo el factor de defecto a tierra (k) igual a $\sqrt{3}$. Se calcula el valor de las sobretensiones al inicio y final de la falta.

$$U_{et}^{inic} = (2k - 1) \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_s = 48{,}286 \text{ kV}$$

$$U_{et}^{fin} = 2 \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_s = 39{,}192 \text{ kV}$$

Como el parque cuenta con protección frente a sobretensiones mediante pararrayos, el valor de tensiones representativas a impulsos de frente lento vendrá dado por el menor valor entre la tensión de truncamiento (U_{et}) y el nivel de protección a impulsos de tipo maniobra del pararrayos (U_{ps}), en este caso 51.3 kV.

$$\boxed{U_{\text{rp-f}} = min(U_{et}, U_{ps}) = 48{,}286 \text{ kV} \qquad U_{\text{rp-f}} = min(U_{pt}, 2U_{ps}) = 74{,}856 \text{ kV}}$$

Sobretensiones de Frente Rápido

Se tratan de sobretensiones de muy corta duración (hasta 300 us). Su forma de onda normalizada es la del impulso de tipo rayo normalizado, caracterizado por sus tiempos de pico y de cola (1.2/50 us). Las sobretensiones de tipo rayo son originadas por descargas atmosféricas en los conductores de las líneas que llegan a la subestación. En este caso, las líneas que llegan al parque son subterráneas, por lo que no hay probabilidad de impacto directo de rayo. En este caso, la tensión representativa viene determinada directamente por el nivel de protección del pararrayos a impulsos de tipo rayo (U_{pl}), en este caso 62.2 kV.

$$\boxed{U_{rp-f} = 62{,}2 \text{ kV}}$$

A.5.2.2. Tensiones Soportadas de Coordinación (U_{cw})

El comportamiento del aislamiento en un sistema eléctrico se juzga en función del número de fallos durante el servicio. Las tensiones soportadas de coordinación representan niveles de tensión cuya tasa de fallos para el aislamiento resulta aceptable. La tasa de fallos aceptable (R_a) varía en función de los equipos y criterios de diseño. La tasa de fallos aceptable para equipos eléctricos varía entre 0.001 fallos/año y 0.004 fallos/año. En el caso de líneas eléctricas, la tasa de fallos varía entre 0.1 fallos/100km/año (líneas de transporte) hasta 20 fallos/100km/año (líneas de distribución).

Tensiones permanentes

La tensión soportada de coordinación para tensión permanente a frecuencia industrial coincide con la representativa:

$$U_{cw-f} = U_{rp-f} = 13{,}856 \text{ kV} \qquad U_{cw-l} = U_{rp-l} = 24 \text{ kV}$$

Sobretensiones temporales

Siguiendo un criterio determinista, la tensión soportada de coordinación en el caso de sobretensiones temporales se corresponde con la tensión representativa.

$$U_{cw-f} = U_{rp-f} = 24 \text{ kV} \qquad U_{cw-l} = U_{rp-l} = 28{,}8 \text{ kV}$$

Sobretensiones de Frente Lento

Empleando un criterio determinista, la evaluación de las solicitaciones máximas (tensiones) a las que se encuentra sometido un equipo deben de cumplir con las incertidumbres relativas al cálculo de estos valores. Para contar con estas incertidumbres se introduce el factor de coordinación determinista (K_{CD}, ver figura A.5.5), que depende del nivel de protección del pararrayos a impulsos de tipo maniobra (U_{ps}), 51.3 kV en este caso.

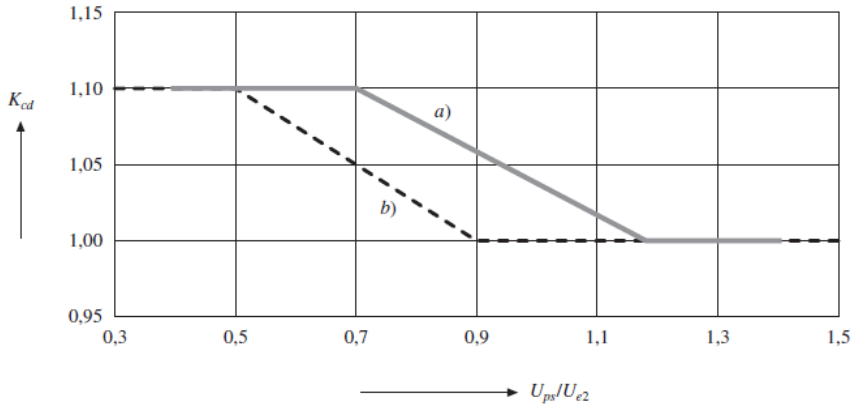


Figura A.5.5: Factor de coordinación (K_{CD}) para sobretensiones entre fases (b, aplicado al doble de U_{pl}) y fase-tierra (a)

Sobretensiones fase tierra:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{51{,}3kV}{2 \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot 24kV} = 1{,}309 \quad \rightarrow \quad K_{CD} = 1$$

$$U_{cw-f} = K_{CD} \cdot U_{rp-f} = 48{,}286 \text{ kV}$$

Sobretensiones entre fases:

$$\frac{2 \cdot U_{ps}}{U_{p2}} = \frac{2 \cdot 51{,}3kV}{3{,}4 \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot 24kV} = 1{,}540 \quad \rightarrow \quad K_{CD} = 1$$

$$U_{cw-l} = K_{CD} \cdot U_{rp-l} = 74{,}856 \text{ kV}$$

$U_{\text{cw-f}} = 48{,}286$ kV $\qquad$ $U_{\text{cw-f}} = 74{,}856$ kV

Sobretensiones de frente Rápido

En el caso de sobretensiones de frente rápido, el criterio determinista asume que la tensión representativa ya incluye la incertidumbre probabilística, por lo que el factor de coordinación a aplicar (K_{CD}) es igual a la unidad.

$U_{\text{cw-f}} = 62{,}2$ kV

A.5.2.3. Tensiones soportadas especificadas (U_{rw})

Las tensiones soportadas especificadas son aquellas que, teniendo en cuenta los diversos factores que pueden afectar al nivel del aislamiento en servicio, mantienen las tensiones soportadas de coordinación en el lugar de instalación del aislamiento. Para ello se aplicará un factor de corrección por condiciones atmosféricas y un factor de seguridad, que tiene en cuenta el envejecimiento y posibles errores de montaje de los equipos. Para el factor de corrección por condiciones atmosféricas solo se tendrá en cuenta el efecto de la altura, suponiéndose que los efectos de la temperatura y de la humedad tienden a anularse mutuamente.

Corrección por condiciones atmosféricas

$$K_a = e^{m \cdot \left(\frac{50}{8150}\right)}$$

donde:
$\rightarrow H = 50m$ es la altitud sobre el nivel donde se ubica la subestación
$\rightarrow m$ es un factor que depende del tipo de tensión soportada especificada así como del estado de los aisladores.

-Para tensiones soportadas de coordinación a frecuencia industrial de corta duración: $m = 1$ para aisladores limpios, $m = 0{,}5$ para aisladores contaminados. En este caso, se supondrán aisladores contaminados, debido al emplazamiento elegido.

-Para tensiones soportadas de coordinación a impulsos de tipo maniobra, el exponente m se calcula de acuerdo con la figura A.5.6

-Para tensiones soportadas de coordinación a impulsos de tipo rayo: $m = 1$

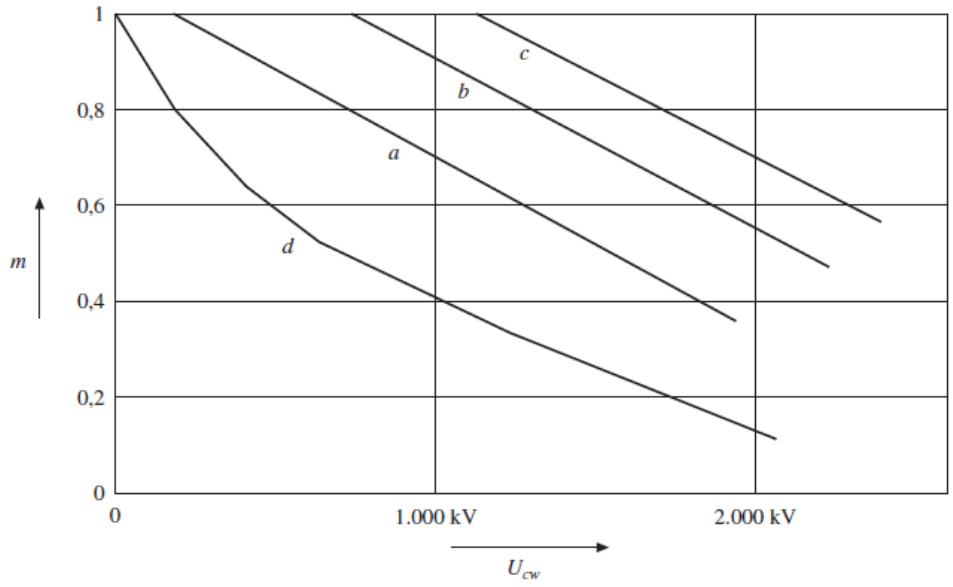


Figura A.5.6: Valores del exponente m en función de la tensión soportada de coordinación a impulsos de tipo maniobra para aislamiento: fase-tierra (a), longitudinal (b), entre fases (c) e intervalos en el aire punta-plano (d)

Factor de seguridad

Se considerará un factor de seguridad (K_s) de 1.15 para el aislamiento interno, y de 1.05 para el aislamiento externo

Se obtienen los siguientes valores de tensiones soportadas especificadas (U_{rw}), multiplicando los valores de las tensiones soportadas de coordinación(U_{cw}) por los correspondientes factores de corrección:

Tipo de Sobretensión		Aislamiento Interno	Aislamiento Externo
Temporales			
	Urw-f	27.68 kV	25.28 kV
	Urw-l	33.22 kV	30.33 kV
De frente lento			
	Urw-f	55.87 kV	51.01 kV
	Urw-l	86.60 kV	79.07 kV
De frente rápido			
	Urw-f	71.96 kV	65.70 kV

Tabla A.5.1: Tensiones soportadas especificadas (U_{rw}) del parque de 20 kV

A.5.2.4. Nivel de Aislamiento de los equipos (U_w)

Factores de corrección de ensayo

Los equipos de la Gama I se caracterizan por su nivel de aislamiento a frecuencia industrial de corta duración y por su nivel de aislamiento a impulsos de tipo rayo. En consecuencia, resulta importante convertir las tensiones soportadas especificadas a impulsos de tipo maniobra (frente lento) en tensiones soportadas a frecuencia industrial y a impulsos de tipo rayo. Para ello se dispone de la figura A.5.7

Aislamiento	Tensión soportada a frecuencia industrial de corta duración[1]	Tensión soportada a impulso tipo rayo
Aislamiento externo:		
• Distancias en el aire y aisladores limpios, en seco:		
— Fase-tierra	0,6 + U_{rw}/8.500	1,05 + U_{rw}/6.000
— Fase-fase	0,6 + U_{rw}/12.700	1,05 + U_{rw}/900
• Aislamientos limpios, bajo lluvia	0,6	1,3
Aislamiento interno:		
• GIS	0,7	1,25
• Aislamiento sumergido en un líquido	0,5	1,10
• Aislamiento sólido	0,5	1,00
Nota: U_{rw} es la tensión soportada a impulso tipo maniobra especificada en kV. [1] Los factores de conversión de ensayos incluyen un factor $1/\sqrt{2}$ para convertir los valores de cresta en valores eficaces.		

Figura A.5.7: Factores de conversión de ensayo para la Gama I

Conversión a tensión soportada a frecuencia industrial

-Aislamiento interno: se considera aislamiento sólido (k=0.5)
-Fase-tierra:

$$U_{rwc-f} = k \cdot U_{rw-f} = 0{,}5 \cdot 55{,}87 = 27{,}94 \text{ kV}$$

-Fase-fase:

$$U_{rwc-l} = k \cdot U_{rw-l} = 0{,}5 \cdot 86{,}60 = 43{,}3 \text{ kV}$$

-Aislamiento externo: se considerarán aisladores limpios y en seco
-Fase-tierra:

$$k = 0{,}6 + \frac{U_{rw-f}}{8500} = 0{,}6 + \frac{51{,}01}{8500} = 0{,}606 \quad \rightarrow \quad U_{rwc-f} = k \cdot U_{rw-f} = 0{,}606 \cdot 51{,}01 = 30{,}91 \text{ kV}$$

-Fase-fase:

$$k = 0{,}6 + \frac{U_{rw-l}}{12700} = 0{,}6 + \frac{79{,}07}{12700} = 0{,}606 \quad \rightarrow \quad U_{rwc-l} = k \cdot U_{rw-l} = 0{,}606 \cdot 79{,}07 = 47{,}93 \text{ kV}$$

Conversión a tensión soportada a impulsos de tipo rayo

-Aislamiento interno: se considera aislamiento sólido (k=1)
-Fase-tierra:

$$U_{rwc-f} = k \cdot U_{rw-f} = 1 \cdot 55{,}87 = 55{,}87 \text{ kV}$$

-Fase-fase:

$$U_{rwc-l} = k \cdot U_{rw-l} = 1 \cdot 86{,}60 = 86{,}60 \text{ kV}$$

-Aislamiento externo: se considerarán aisladores limpios y en seco
-Fase-tierra:

$$k = 1{,}05 + \frac{U_{rw-f}}{6000} = 1{,}05 + \frac{51{,}01}{6000} = 1{,}059 \quad \rightarrow \quad U_{rwc-f} = k \cdot U_{rw-f} = 1{,}059 \cdot 51{,}01 = 53{,}99 \text{ kV}$$

-Fase-fase:

$$k = 1{,}05 + \frac{U_{rw-l}}{9000} = 1{,}05 + \frac{79{,}07}{9000} = 1{,}059 \quad \rightarrow \quad U_{rwc-l} = k \cdot U_{rw-l} = 1{,}059 \cdot 79{,}07 = 83{,}72 \text{ kV}$$

Elección de los niveles de aislamiento

La elección del nivel de aislamiento asignado consiste en escoger el conjunto de tensiones soportadas normalizadas (U_w) del aislamiento más económico que satisface todas las tensiones soportadas especificadas. La tensión más elevada del material (U_m) será igual a la máxima tensión de soportada de coordinación en régimen permanente, 24 kV en este caso. Las sobretensiones de frente lento pueden estar cubiertas por las sobretensiones soportadas a frecuencia industrial o por las soportadas a impulsos de tipo rayo. Se considera el mismo nivel de aislamiento interno y externo. Además, la tensión soportada normalizada entre fases de aislamientos de la Gama I es igual a la tensión soportada entre fase y tierra. Considerando el caso más desfavorable, las tensiones mínimas requeridas por el aislamiento serán:

-$U_w \geq 47{,}93$ kV
-$U_{wl} \geq 86{,}60$ kV

Finalmente se escogen los siguientes niveles de aislamiento normalizados, según la norma UNE-EN-60071-1:

-Tensión más elevada del material (U_m):24 kV
-Tensión soportada normalizada a frecuencia industrial de corta duración (U_w): 50 kV.
-Tensión soportada normalizada a impulsos de tipo rayo (U_{wl}): 95 kV.

A.5.3. Distancias eléctricas de diseño

Una de las finalidades de la coordinación de aislamiento es determinar las distancias mínimas de separación entre conductores. Estas distancias dependen principalmente de la distribución de sobretensiones en la subestación y de la probabilidad de descarga disruptiva de los aislamientos. En este contexto, resulta importante distinguir entre aislamiento autorregenerable y no autorregenerable.

Los aislamientos no autorregenerables tienen una probabilidad del 100 % de no sufrir una descarga disruptiva bajo la tensión correspondiente a los ensayos normalizados, pero esta probabilidad será del 0 % para una tensión igual o superior a la de ensayo. Sin embargo, la subestación será del tipo AIS (Air Insulated Switchgear), lo que quiere decir que utilizará el aire como medio aislante entre los conductores. En otras palabras, los conductores se encontrarán directamente expuestos al ambiente. El aire se trata de un aislamiento autorregenerable, lo que quiere decir que es capaz de recuperar sus propiedades dieléctricas una vez se ha interrumpido el arco eléctrico posterior a una falta.

Los aislamientos autorregenerables caracterizan a partir de su distribución estadística [9]. Se elige una distribución de Weibull modificada para la caracterización de las sobretensiones. El ajuste de los parámetros se realiza según una función Gaussiana para probabilidades de cebado del 50 % y del 16 %. Se obtiene lo siguiente:

$$U_{10} = U_{50} - 1{,}3 \cdot Z$$

donde: -U_{10} es el valor de cresta de la tensión para la que el aislamiento tiene una probabilidad del 10 % de cebado o contorneo. Se eligen iguales a las tensiones soportadas especificadas (U_{rw}) a ensayos normalizados. -U_{50} es el valor de cresta de la tensión para la que el aislamiento tiene una probabilidad del 50 % de cebado o contorneo -Z es la desviación típica de las tensiones de cebado

Para tensiones a frecuencia industrial e impulsos de tipo rayo:

$$Z = 0{,}03 \cdot U_{50}$$

Para impulsos de tipo maniobra:

$$Z = 0{,}06 \cdot U_{50}$$

Los valores a utilizar en cada caso dependen del tipo de solicitación a la que se somete el aislamiento.

A.5.3.1. Comportamiento en el aire ante tensiones de frecuencia industrial

La distancia de separación soportada más baja en el aire frente a tensiones de frecuencia industrial son las llamadas distancias punta-plano. Este modelo representa un electrodo puntiagudo frente a otro electrodo plano. Resulta útil para estudiar el comportamiento y la rigidez dieléctrica de una amnplia gama de aislamientos.

Fase-Tierra: Se calcula la distancia mínima de separación mínima entre conductor y tierra.

$$U_{10} = U_{rw} = 27{,}683 \text{ kV} \cdot \sqrt{2} = 39{,}150 \text{ kV}$$

$$U_{50} = \frac{U_{10}}{0{,}961} = 40{,}738 \text{ kV}$$

Para separaciones entre conductores y tierra inferiores a 3 m, se puede emplear la siguiente fórmula, según la norma UNE-EN 60071-2.

$$d = \left(\frac{e^{\frac{U_{50}}{750 \cdot \sqrt{2} \cdot F}} - 1}{0,55} \right)^{\frac{1}{1,2}} = 0,099 \text{ m}$$

donde F depende del factor de intervalo (K), que es un parámetro dependiente de la geometría y del tipo de equipos empleados. Normalmente se calcula de la siguiente manera (asumiendo un factor de intervalo de 1.25) :

$$F = 1,35K - 0,35K^2 = 1,141$$

Fase-Fase: Se calcula a su vez la separación mínima entre conductores.

$$U_{10} = U_{rw} = 33,219 \text{ kV} \cdot \sqrt{2} = 46,978 \text{ kV}$$

$$U_{50} = \frac{U_{10}}{0,961} = 48,885 \text{ kV}$$

$$F = 1,35K - 0,35K^2 = 1,141 \quad \text{(con un factor de intervalo de } 1,25)$$

$$d = \left(\frac{e^{\frac{U_{50}}{750 \cdot \sqrt{2} \cdot F}} - 1}{0,55} \right)^{\frac{1}{1,2}} = 0,115 \text{ m}$$

A.5.3.2. Comportamiento en el aire ante Sobretensiones de Frente Lento

Para las sobretensiones de tipo maniobra, las distancias mínimas de separación se pueden caracterizar en función de las características geométricas de las separaciones. La distancia de separación que menos soporta en este caso es la separación punta-plano sometida a impulsos de polaridad positiva. El factor de separacion (K) representa la rigidez dieléctrica de los soportes frente a los esfuerzos provocados por las solicitaciones ejercidas sobre el material. Este factor depende de la geometría entre conductores. Se asumirá una geometría de conductores cruzados para el cálculo,

Fase-Tierra: Para las distancias de separación entre conductor y tierra, se suele emplear normalmente un factor de apoyo (K) de 1,45.

$$U_{10} = U_{rw} = 55,868 \text{ kV}$$

$$U_{50} = \frac{U_{10}}{0,922} = 60,594 \text{ kV}$$

Para separaciones punta-plano inferiores a 25 m, las tensiones soportadas se pueden evaluar según la siguiente fórmula, bajo norma UNE-EN-60071-2

$$d = \frac{1}{0,46} \left(e^{\frac{U_{50}}{1080 \cdot K}} - 1 \right) = 0,086 \text{ m}$$

donde $K = 1,45$ (apoyo).

Fase-Fase:

Para la separación entre conductores, el factor de apoyo empleado habitualmente es de 1,6.

$$U_{10} = U_{rw} = 86,60 \text{ kV}$$

$$U_{50} = \frac{U_{10}}{0,922} = 93,926 \text{ kV}$$

$$d = \frac{1}{0,46}\left(e^{\frac{U_{50}}{4480 \cdot K}} - 1\right) = 0,118 \text{ m}$$

Donde $K = 1,65$

A.5.3.3. Comportamiento en el aire ante Sobretensiones de Frente Rápido

Para impulsos de tipo rayo, la distancia que menos soporta se corresponde con la distancia de separación punta-plano de polaridad negativa.
Fase-Tierra: Se calcula la distancia de separación mínima entre conductores y tierra. La siguiente fómrula es válida según norma UNE-EN-60071-2 para distancias de separación punta-plano inferiores a 10 m. La misma distancia también es aplicable a distancias entre fases.

$$U_{10} = U_{rw} = 71,96 \text{ kV}$$

$$U_{50} = \frac{U_{10}}{0,961} = 74,88 \text{ kV}$$

$$d = \frac{U_{50}}{530 \cdot 1,3} = 0,108 \text{ m}$$

A.5.3.4. Distancias normalizadas

Se coge el caso más restrictivo de los tres calculados anteriormente, y se obtienen las distancias mínimas de diseño.

$$d_{min}^{f-t} = 0,108 \text{ m}$$
$$d_{min}^{f-f} = 0,121 \text{ m}$$

No obstante, el ITC-RAT-12 exige una serie de distancias mínimas de aislamiento normalizadas en el aire, que vienen representadas en la figura [A.5.8]. Considerando un nivel de aislamiento a frecuencia industrial de 50 kV y un nivel de aislamiento frente a impulsos de tipo rayo de 95 kV [A.5.2], se obtienen las siguientes distancias eléctricas de diseño:

-Distancia mínima de separación fase-tierra: 160 mm
-Distancia mínima de separación entre fases: 160 mm

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 cresta)		Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)			
				Lista 1		Lista 2	
		Lista 1	Lista 2	Instalación en interior	Instalación en exterior	Instalación en interior	Instalación en exterior
3,6	10	20		60	120		
			40			60	120
7,2	20	40		60	120		
			60			90	120
12	28	60		90	150		
			75			120	150
17,5	38	75		120	160		
			95			160	160
24	50	95		160	160		
			125			220	220
			145			270	270
36	70	145		270	270		
			170			320	320

Figura A.5.8: Niveles de aislamiento nominales para materiales del Grupo A

Anexo 6

Subestación de Intemperie. Parque de 220 kV

A.6.1. Selección del Pararrayos

En este apartado se llevará a cabo la selección del pararrayos para el parque de 220 kV, según lo dispuesto en la norma UNE-EN-60099 y tomando como referencia 9.

La tensión de funcionamiento continuo (COV) de un pararrayos se define como el valor máximo admisible de tensión eficaz a frecuencia industrial que puede aplicarse de forma permanente en los bornes de un pararrayos. El pararrayos debe de ser capaz de soportar las tensiones máximas del sistema en condiciones normales de operación. Por tanto, la tensión de funcionamiento continuo (COV) del pararrayos ha de ser superior a la tensión a la tensión máxima del sistema (U_s). Para pararrayos conectados entre fase y neutro:

$$U_c = \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 141{,}451 \text{ kV}$$

$$COV = 156 \quad kV > U_c = 141{,}451 \quad kV \quad \checkmark$$

La capacidad del pararrayos para soportar sobretensiones temporales (TOV) es el máximo valor eficaz de tensión de frecuencia industrial que el pararrayos es capaz de soportar en sus bornes durante periodos de tiempo reducidos. Se asume que, en caso de falta, las protecciones la despejarán en un tiempo inferior a 1 segundo. Además, resulta habitual considerar que las sobretensiones temporales características en redes de hasta 220 kV son originadas por las faltas a tierra. En este caso, el parque de 220 kV se encuentra conectado rígidamente a tierra, por lo que el factor de falta a tierra (k) nunca será superior a 1.4. De esta forma, se puede calcular la amplitud equivalente de las sobretensiones originadas por faltas a tierra, para una duración de 10 s:

$$U_t = \frac{k \cdot U_s}{\sqrt{3}} = 198{,}031 \text{ kV}$$

$$U_{\text{eq}} = U_t \cdot \left(\frac{T}{10}\right)^m = 189{,}12 \text{ kV}$$

donde:
$\rightarrow T$ es el tiempo de actuación de las protecciones, 1s como máximo
$\rightarrow m = 0{,}2$ es un exponente que describe la característica de sobretensión a frecuencia industrial frente al tiempo del pararrayos
$\rightarrow U_s = 245 \quad kV$ es la tensión máxima de la red en condiciones normales de funcionamiento

La capacidad de sobretensiones temporales del pararrayos ha de ser superior a la tensión equivalente determinada:

$$\text{TOV}(10 \text{ s}) = 231 \text{ kV}_{\text{RMS}} > U_{\text{eq}} \quad \checkmark$$

La línea de fuga del pararrayos ha de ser, como mínimo, la exigida por el nivel de contaminación de la zona (figura A.5.1). En este caso, la subestación se ubica en una zona muy próxima a la costa, expuesta a la pulverización salina y a fuertes vientos contaminantes procedentes del mar, por lo que el nivel de contaminación es de tipo IV.

$$L_{fuga,min} = 31 \text{ mm/kV} \cdot U_s = 31 mm/kV \cdot 245 kV = 7595 \quad mm$$

$$L_{fuga} = 8613 \quad mm > 7595 \quad mm \quad \checkmark$$

A.6.1.1. Clase de descarga y capacidad energética del pararrayos

Se define la clase de descarga de línea como la capacidad del pararrayos de disipar la energía correspondiente a la descarga de una línea precargada. La clase de descarga de un pararrayos determina la corriente nominal de descarga del pararrayos, y suele elegirse en función de la tensión nominal (U_r) del pararrayos (véase figura A.5.2).

El pararrayos empleado es de la clase de descarga 3 según la norma UNE-EN-60099, por lo que cumple con los estándares requeridos, considerando que la tensión máxima del sistema (U_s) es de 245 kV.

La capacidad de disipación de energía del pararrayos se calcula en función de su tensión nominal (U_r):

$$E_{\text{cap}} = 7{,}8 \text{ kJ/kV} \cdot U_r \implies E_{\text{ap}} = 7{,}8 \cdot 210 = 1638 \text{ kJ}$$

A continuación se comprueba la capacidad de absorción de energía del pararrayos bajo diferentes solicitaciones.

Energía absorbida debido a energización y reenganche de líneas

$$W = 2 \cdot U_{\text{ps}} \cdot |U_e - U_{\text{ps}}| \cdot \frac{T}{Z_c} = 2 \cdot 417 \cdot |2{,}2 \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot 245 - 417| \cdot \frac{266{,}66 \times 10^{-6}}{320{,}53} = 16{,}022 \text{ kJ}$$

$$W = 16{,}022 \text{ kJ} < 1638 \text{ kJ} \quad \checkmark$$

donde:
$\rightarrow U_{ps} = 417kV$ es el nivel de protección (o tensión residual) del pararrayos a impulsos de tipo maniobra
$\rightarrow U_e$ es la amplitud de la sobretensión de tipo maniobra entre fase y tierra. Se escoge una amplitud de 2.2 pu, según [A.5.3]
$\rightarrow T = \frac{L}{c} = \frac{80km}{300000km/s} = 266{,}66 \quad \mu s$ es el tiempo de propagación de la onda de tensión a lo largo de la línea. Se considera la línea más larga de las dos conectadas en el lado AT de la subestación, cuya longitud es de 80 km.
$\rightarrow Z_c = 320{,}53\Omega$ es la impedancia característica de la línea

La energía absorbida por el pararrayos debido a energización y reenganche de líneas es mayor cuanto mayor es la tensión de la línea. En este caso, el valor de energía absorbida resulta relativamente bajo, ya que la amplitud de sobretensión considerada (2.2 pu) es bastante grande, por lo que resulta comparable al nivel de protección a impulsos de tipo maniobra (U_{ps}) del pararrayos.

Energía absorbida debido a descargas atmosféricas

Se calcula la energía

$$W = \left(2\,U_{\text{wl}} - N\,U_{\text{pl}} \cdot \left(1 + \ln\left(2\,\frac{U_{\text{wl}}}{U_{\text{pl}}}\right)\right)\right) \cdot \frac{U_{\text{pl}}\,T}{Z_c}$$

$$W = \left(2 \cdot 1050 - 1 \cdot 494\left(1 + \ln\left(2\frac{1050}{494}\right)\right)\right) \frac{494 \cdot 300 \cdot 10^{-6}}{320{,}53} = 412{,}01 \text{ kJ}$$

$$W = 412{,}01 \text{ kJ} < 1638 \text{ kJ} \quad \checkmark$$

donde:
$\rightarrow U_{wl} = 1050 \quad kV$ es el nivel de aislamiento (tensión de cebado) de los equipos a impulsos de tipo rayo, determinado en [5.3.2]
$\rightarrow U_{pl} = 494 \quad kV$ es el nivel de protección del pararrayos a impulsos de tipo rayo
$\rightarrow N = 1$ es el número de líneas conectadas al pararrayos
$\rightarrow T = 300 \quad \mu s$ es la duración equivalente de un arco de rayo que comprende el primer rayo y los arcos subsiguientes
$\rightarrow Z_c = 320{,}53\Omega$ es la impedancia característica de la línea

Distancia crítica de protección y márgenes de protección

La distancia crítica de protección es la distancia máxima de la aparamenta a proteger a la que se debe situar el pararrayos. Bajo normativa IEEE:

$$D_{\text{crit}} = \frac{\frac{U_{wl}}{1{,}15} - U_{pl}}{2 \cdot m} \cdot c = \frac{\frac{1050}{1{,}15} - 494}{2 \cdot 1000 \text{ kV}/\mu\text{s}} \cdot 300 m/\mu s = 62{,}85 \text{ m}$$

donde:
$\rightarrow U_{wl} = 1050 \quad kV$ es el nivel de aislamiento (tensión de cebado) de los equipos a impulsos de tipo rayo, determinado en [5.3.2]
$\rightarrow U_{pl} = 494 \quad kV$ es el nivel de protección del pararrayos a impulsos de tipo rayo
$\rightarrow m = 1000 \quad kv/\mu s$ es la pendiente típica de una onda de impulso de tipo rayo
$\rightarrow c = 300 \quad m/\mu s$ es la velocidad de la luz

Se calcula el margen de protección del pararrayos para impulsos de tipo rayo. Cabe destacar que interesa un nivel de protección del pararrayos (U_{pl}) lo más alejado posible del nivel de aislamiento (U_{wl}). Esto quiere decir que interesa utilizar pararrayos con el mínimo valor posible de tensión residual, ya que recortan la onda de sobretensión a un valor inferior, lo cual ejerce menos solicitaciones sobre el aislamiento.

$$M.P. = \frac{U_{wl}}{U_{pl}} = 2{,}125$$

Se obtiene un margen del 112.5 %. La norma UNE-EN-60099 recomienda al menos un margen de protección del 20 %, por lo que se cumple con el criterio establecido.

A.6.2. Coordinación de Aislamiento

A.6.2.1. Tensiones Representativas (U_{rp})

Las tensiones representativas son aquellas que producen en el aislamiento un efecto similar a las sobretensiones que aparecen en servicio. Su forma de onda es la normalizada de la clase correspondiente.

En la práctica, el cálculo de tensiones representativas se realiza con métodos numéricos y herramientas de simulación, debido a su elevada complejidad. No obstante, en esta sección se realizará un cálculo aproximado para conocer las tensiones a las que estará sometido el sistema.

Tensiones permanentes

Las tensiones permanentes de operación son las tensiones máximas de funcionamiento en condiciones normales de operación de la red. Se definen por su valor RMS (kV^{RMS}). En primer lugar, la tensión máxima del material (U_m) ha de ser igual o mayor que la tensión más elevada de la red (U_s). Normalmente, ambas resultan iguales.

$$U_{\text{rp-f}} = \frac{U_s}{\sqrt{3}} = \frac{245}{\sqrt{3}} = 141{,}451 \text{ kV}$$

$$U_{\text{rp-l}} = U_s = 245 \text{ kV}$$

$\boxed{U_{\text{rp-f}} = 141{,}451 \text{ kV} \qquad U_{\text{rp-f}} = 245 \text{ kV}}$

Sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales son sobretensiones de larga duración (desde 20 ms hasta varios s). Su forma de onda normalizada es una onda sinusoidal de 50 Hz y 60 s de duración, definida por su valor RMS (kV^{RMS}).

Únicamente se considerarán sobretensiones debido a faltas a tierra y pérdidas de carga, ya que son las más frecuentes dentro de un sistema. No se considerarán otras sobretensiones debidas a fenómenos como ferroresonancias o sobretensiones longitudinales durante la sincronización. Además, la probabilidad de que ocurran varias causas de sobretensiones temporales de forma simultánea es tan baja que no justifica su consideración en el estudio.

-Faltas a tierra: una de las causas más frecuentes de sobretensiones temporales son las faltas a tierra. Resulta suficiente con tratar el caso de falta monofásica a tierra, ya que es el que produce mayores sobretensiones. Además, no se producen sobretensiones entre fases. El parque de 220 kV se encuentra puesto rígidamente a tierra, por lo que se asume que el factor de defecto a tierra (k) no será superior a 1.4.

$$U_{\text{rp-f}} = k \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1{,}4 \cdot \frac{245}{\sqrt{3}} = 198{,}031 \quad kV$$

-Pérdidas de carga: la desconexión brusca de cargas provoca sobretensiones debido a que las líneas pasan de tener un carácter inductivo aportado por la carga a tener un carácter capacitivo. Este efecto puede ser especialmente importante en el caso de líneas largas con pérdidas de carga en el extremo remoto (efecto Ferranti).

El valor de la sobretensión depende de varios factores, tales como la carga desconectada o la potencia de cortocircuito de los elementos de la red. Para líneas largas de alta tensión, como las

que llegan a la subestación en el lado de AT, la amplitud de las sobretensiones puede alcanzar hasta 1.5 pu, con una duración de hasta varios segundos. La amplitud de las sobretensiones fase-fase es igual a la amplitud de las sobretensiones fase tierra.

$$U_{\text{rp-f}} = k \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1{,}5 \cdot \frac{245}{\sqrt{3}} = 212{,}176 \quad kV$$

$$U_{\text{rp-l}} = k \cdot U_s = 1{,}2 \cdot 245 = 367{,}5 \quad kV$$

Las sobretensiones temporales representativas vienen representadas por el mayor valor de ambos casos:

$U_{\text{rp-f}} = 212{,}176$ kV	$U_{\text{rp-f}} = 367{,}5$ kV

Sobretensiones de Frente Lento

Las sobretensiones de frente lento se caracterizan por una forma de onda correspondiente al impulso de tipo maniobra normalizado, caracterizado por sus tiempos de pico y de cola (250/2500 us). Las sobretensiones de frente lento se representan por su valor de pico (kV^{PK}). La principal causa de este tipo de sobretensiones es la actuación de interruptores de potencia en subestaciones. La actuación de interruptores se debe normalmente debido a la conexión y reenganche de líneas, o al despeje de faltas. Normalmente, este tipo de sobretensiones tiene mayor importancia en equipos de la gama II (tensión nominal superior a 220 kV).

La distribución estadística de sobretensiones de frente lento se caracteriza por su valor al 2 % (U_{e2}/U_{p2}, valor de tensión que aplicado al aislamiento produce una probabilidad de cebado o contorneo del 2 %), su desviación típica (σ) y su valor de truncamiento (U_{et}/U_{pt}). La evaluación estadística de las sobretensiones de frente lento se lleva a cabo a través de dos métodos: el *método fase-cresta* (función de densidad de probabilidad de sobretensiones fase-tierra igual para las tres fases) y el *método caso-cresta* (la función de densidad de probabilidad de sobretensiones fase-tierra se obtiene teniendo en cuenta únicamente la fase que genera mayores sobretensiones en cada maniobra).

-Conexión y reenganche de líneas la conexión y el reenganche de líneas produce sobretensiones, tanto fase-tierra como entre fases. La amplitud de estas sobretensiones depende de numerosos factores, como el tipo de interruptor automático utilizado (resistencias de preinserción), la naturaleza de la red (compleja/inductiva) o la presencia de elementos de compensación. Estas sobretensiones pueden ser aún más elevadas cuando existe carga atrapada en las líneas.

Sobretensiones fase-tierra
A falta de valores obtenidos mediante simulación, el rango típico de valores al 2 % de sobretensiones fase-tierra para diferentes configuraciones viene representado en la figura A.5.3, según la norma UNE-EN-60071-2. En el caso del parque de 220 kV, se consideran interruptores con resistencias de preinserción y una red de alimentación inductiva, ya que el factor X/R en el punto de acometida de la subestación equivale a 30.6 (véase 11). No se consideran elementos de compensación en paralelo, y se escoge el caso menos favorable entre la conexión y el reenganche trifásico.

$$U_{e2} = 2,2 \text{ pu}$$

-Método fase-cresta:

$$\sigma_e = 0{,}25(U_{e2} - 1) = 0{,}3 \text{ pu}$$

$$U_{\text{et}} = 1{,}25\,U_{e2} - 0{,}25 = 2{,}5 \text{ pu}$$

-Método caso-cresta:

$$\sigma_e = 0{,}17(U_{e2} - 1) = 0{,}204 \text{ pu}$$

$$U_{\text{et}} = 1{,}13\,U_{e2} - 0{,}13 = 2{,}356 \text{ pu}$$

Sobretensiones entre fases:
La relación entre los valores al 2 % de sobretensiones entre fases y fase-tierra viene determinada por la figura A.5.4. Se considerará el límite superior, que corresponde a maniobras por reenganche trifásico rápido.

$$U_{p2} = 1{,}7 \cdot 2{,}2 = 3{,}74 \text{ pu}$$

-Método fase-cresta:

$$\sigma_p = 0{,}25(U_{p2} - 1{,}73) = 0{,}503 \text{ pu}$$

$$U_{\text{pt}} = 1{,}25\,U_{p2} - 0{,}43 = 4{,}245 \text{ pu}$$

-Método caso-cresta:

$$\sigma_e = 0{,}17(U_{p2} - 1{,}73) = 0{,}342 \text{ pu}$$

$$U_{\text{pt}} = 1{,}14\,U_{p2} - 0{,}24 = 4{,}136 \text{ pu}$$

En este caso, el método fase-cresta proporciona un mayor valor de tensiones representativas.

$$U_{et-f} = 2{,}5 \text{ pu} \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_s = 500{,}104 \text{ kV}$$

$$U_{pt-l} = 4{,}245 \text{ pu} \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_s = 849{,}177 \text{ kV}$$

Despeje de faltas
Las presencia de faltas en el sistema, así como su posterior eliminación produce sobretensiones entre fase y tierra. Para sistemas de la gama I (tensión nominal inferior o igual a 220 kV), como es el caso, se considerarán las sobretensiones por faltas a tierra. Se calcula el valor de las sobretensiones al inicio y final de la falta.

$$U_{et}^{inic} = (2k - 1) \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_s = 360{,}075 \text{ kV}$$

$$U_{et}^{fin} = 2 \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_s = 400{,}083 \text{ kV}$$

Como el parque cuenta con protección frente a sobretensiones mediante pararrayos, el valor de tensiones representativas a impulsos de frente lento vendrá dado por el menor valor entre la tensión de truncamiento (U_{et}) y el nivel de protección a impulsos de tipo maniobra del pararrayos (U_{ps}), en este caso 417 kV.

$$\boxed{U_{\text{rp-f}} = min(U_{et}, U_{ps}) = 417 \text{ kV} \qquad U_{\text{rp-f}} = min(U_{pt}, 2U_{ps}) = 834 \text{ kV}}$$

Sobretensiones de Frente Rápido

Se tratan de sobretensiones de muy corta duración (hasta 300 us). Su forma de onda normalizada es la del impulso de tipo rayo normalizado, caracterizado por sus tiempos de pico y de cola (1.2/50 us). La amplitud de la tensión representativa en presencia de pararrayos depende de muchos factores; tales como la característica de protección del pararrayos, el régimen de puesta a tierra o la distancia entre el pararrayos y los equipos a proteger. No obstante, se puede estimar mediante la siguiente fórmula:

$$U_{rp} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_t}$$

donde:

$$L_t = \frac{R_t}{R_{km}} = \frac{0{,}0025}{0{,}001} \cdot 1000 = 2500m$$

A = 7000 kV es un factor que representa el comportamiento frente al rayo de la línea aérea conectada a la subestación. Para líneas aéreas de dos conductores, este factor vale 7000.
U_{pl} = 494kV es el nivel de protección del pararrayos a impulsos de tipo rayo
n = 1 es el número mínimo de líneas conectadas a la subestación
L_{sp} = 300 m es la longitud del vano de la línea
L = es la separación (en m) entre el pararrayos y los equipos que se pretende proteger. Se considerará una separación de 25 m para es aislamiento externo, y de 10 m para el aislamiento interno.
L_t: la porción de la línea aérea que tiene una tasa de defectos igual a la tasa de retorno establecida (m)
R_t = 0,0025 fallos/año es la tasa de fallos aceptable en los equipos que se quiere proteger
R_{km} = 0,001 fallos/km/año es la tasa de fallos anuales del primer kilómetro de línea aérea a partir de la subestación. Se considera una tasa de fallos de la línea aérea del 0.1 fallos/100km/año

-Aislamiento interno: $U_{rp-f} = 519$ kV	-Aislamiento externo: $U_{rp-f} = 556{,}5$ kV

A.6.2.2. Tensiones Soportadas de Coordinación ($U_{\mathbf{cw}}$)

El comportamiento del aislamiento en un sistema eléctrico se juzga en función del número de fallos durante el servicio. Las tensiones soportadas de coordinación representan niveles de tensión cuya tasa de fallos para el aislamiento resulta aceptable. La tasa de fallos aceptable (R_a) varía en función de los equipos y criterios de diseño. La tasa de fallos aceptable para equipos eléctricos varía entre 0.001 fallos/año y 0.004 fallos/año. En el caso de líneas eléctricas, la tasa de fallos varía entre 0.1 fallos/100km/año (líneas de transporte) hasta 20 fallos/100km/año (líneas de distribución).

Tensiones permanentes

La tensión soportada de coordinación para tensión permanente a frecuencia industrial coincide con la representativa:

$U_{cw-f} = U_{rp-f} = 141{,}451$ kV	$U_{cw-l} = U_{rp-l} = 245$ kV

Sobretensiones temporales

Siguiendo un criterio determinista, la tensión soportada de coordinación en el caso de sobretensiones temporales se corresponde con la tensión representativa.

$U_{cw-f} = U_{rp-f} = 212{,}176$ kV $\qquad U_{cw-l} = U_{rp-l} = 367{,}5$ kV

Sobretensiones de Frente Lento

Empleando un criterio determinista, la evaluación de las solicitaciones máximas (tensiones) a las que se encuentra sometido un equipo deben de cumplir con las incertidumbres relativas al cálculo de estos valores. Para contar con estas incertidumbres se introduce el factor de coordinación determinista (K_{CD}, ver figura A.5.5), que depende del nivel de protección del pararrayos a impulsos de tipo maniobra (U_{ps}), 417 kV en este caso.
Sobretensiones fase tierra:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{417kV}{2{,}2 \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot 245kV} = 0{,}9475 \quad \rightarrow \quad K_{CD} = 1{,}05$$

$$U_{cw-f} = K_{CD} \cdot U_{rp-f} = 437{,}85 \text{ kV}$$

Sobretensiones entre fases:

$$\frac{2 \cdot U_{ps}}{U_{p2}} = \frac{2 \cdot 417kV}{3{,}74 \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot 245kV} = 1{,}115 \quad \rightarrow \quad K_{CD} = 1$$

$$U_{cw-l} = K_{CD} \cdot U_{rp-l} = 834 \text{ kV}$$

$U_{\text{cw-f}} = 437{,}85$ kV $\qquad U_{\text{cw-l}} = 834$ kV

Sobretensiones de frente Rápido

En el caso de sobretensiones de frente rápido, el criterio determinista asume que la tensión representativa ya incluye la incertidumbre probabilística, por lo que el factor de coordinación a aplicar (K_{CD}) es igual a la unidad.

-Aislamiento interno: $U_{cw-f} = 519$ kV $\qquad$ -Aislamiento externo: $U_{cw-f} = 556{,}5$ kV

A.6.2.3. Tensiones soportadas especificadas (U_{rw})

Las tensiones soportadas especificadas son aquellas que, teniendo en cuenta los diversos factores que pueden afectar al nivel del aislamiento en servicio, mantienen las tensiones soportadas de coordinación en el lugar de instalación del aislamiento. Para ello se aplicará un factor de corrección por condiciones atmosféricas y un factor de seguridad, que tiene en cuenta el envejecimiento y posibles errores de montaje de los equipos. Para el factor de corrección por condiciones atmosféricas solo se tendrá en cuenta el efecto de la altura, suponiéndose que los efectos de la temperatura y de la humedad tienden a anularse mutuamente.

Corrección por condiciones atmosféricas

$$K_a = e^{m \cdot \left(\frac{50}{8150}\right)}$$

donde:
$\rightarrow H = 50m$ es la altitud sobre el nivel donde se ubica la subestación
$\rightarrow m$ es un factor que depende del tipo de tensión soportada especificada así como del estado de los aisladores.

-Para tensiones soportadas de coordinación a frecuencia industrial de corta duración: $m = 1$ para aisladores limpios, $m = 0{,}5$ para aisladores contaminados. En este caso, se supondrán aisladores contaminados, debido al emplazamiento elegido.

-Para tensiones soportadas de coordinación a impulsos de tipo maniobra, el exponente m se calcula de acuerdo con la figura [A.5.6]

-Para tensiones soportadas de coordinación a impulsos de tipo rayo: $m = 1$

Factor de seguridad

Se considerará un factor de seguridad (K_s) de 1.15 para el aislamiento interno, y de 1.05 para el aislamiento externo

Se obtienen los siguientes valores de tensiones soportadas especificadas (U_{rw}), multiplicando los valores de las tensiones soportadas de coordinación(U_{cw}) por los correspondientes factores de corrección:

Tipo de Sobretensión		Aislamiento Interno	Aislamiento Externo
Temporales			
	Urw-f	244.73 kV	223.45 kV
	Urw-l	423.89 kV	387.03 kV
De frente lento			
	Urw-f	506.29 kV	462.27 kV
	Urw-l	964.95 kV	881.04 kV
De frente rápido			
	Urw-f	600.49 kV	587.89 kV

Tabla A.6.1: Tensiones soportadas especificadas (U_{cw}) del parque de 220 kV

A.6.2.4. Nivel de Aislamiento de los equipos (U_w)

Factores de corrección de ensayo

Los equipos de la Gama I se caracterizan por su nivel de aislamiento a frecuencia industrial de corta duración y por su nivel de aislamiento a impulsos de tipo rayo. En consecuencia, resulta importante convertir las tensiones soportadas especificadas a impulsos de tipo maniobra (frente lento) en tensiones soportadas a frecuencia industrial y a impulsos de tipo rayo. Para ello se dispone de la figura [A.5.7].

Conversión a tensión soportada a frecuencia industrial

-Aislamiento interno: se considera aislamiento sólido (k=0.5)
-Fase-tierra:

$$U_{rwc-f} = k \cdot U_{rw-f} = 0{,}5 \cdot 506{,}29 = 253{,}14 \text{ kV}$$

-Fase-fase:

$$U_{rwc-l} = k \cdot U_{rw-l} = 0{,}5 \cdot 964{,}95 = 482{,}47 \text{ kV}$$

-Aislamiento externo: se considerarán aisladores limpios y en seco

-Fase-tierra:

$$k = 0{,}6 + \frac{U_{rw-f}}{8500} = 0{,}6 + \frac{462{,}27}{8500} = 0{,}654 \quad \rightarrow \quad U_{rwc-f} = k \cdot U_{rw-f} = 0{,}654 \cdot 462{,}27 = 302{,}50 \text{ kV}$$

-Fase-fase:

$$k = 0{,}6 + \frac{U_{rw-l}}{12700} = 0{,}6 + \frac{881{,}04}{12700} = 0{,}669 \quad \rightarrow \quad U_{rwc-l} = k \cdot U_{rw-l} = 0{,}669 \cdot 881{,}04 = 589{,}74 \text{ kV}$$

Conversión a tensión soportada a impulsos de tipo rayo

-Aislamiento interno: se considera aislamiento sólido (k=1)
-Fase-tierra:

$$U_{rwc-f} = k \cdot U_{rw-f} = 1 \cdot 506{,}29 = 506{,}29 \text{ kV}$$

-Fase-fase:

$$U_{rwc-l} = k \cdot U_{rw-l} = 1 \cdot 964{,}95 = 964{,}95 \text{ kV}$$

-Aislamiento externo: se considerarán aisladores limpios y en seco
-Fase-tierra:

$$k = 1{,}05 + \frac{U_{rw-f}}{6000} = 1{,}05 + \frac{462{,}27}{6000} = 1{,}127 \quad \rightarrow \quad U_{rwc-f} = k \cdot U_{rw-f} = 1{,}127 \cdot 462{,}27 = 520{,}99 \text{ kV}$$

-Fase-fase:

$$k = 1{,}05 + \frac{U_{rw-l}}{9000} = 1{,}05 + \frac{881{,}04}{9000} = 1{,}148 \quad \rightarrow \quad U_{rwc-l} = k \cdot U_{rw-l} = 1{,}148 \cdot 881{,}04 = 1011{,}34 \text{ kV}$$

Elección de los niveles de aislamiento

La elección del nivel de aislamiento asignado consiste en escoger el conjunto de tensiones soportadas normalizadas (U_w) del aislamiento más económico que satisface todas las tensiones soportadas especificadas. La tensión máxima del material se escoge igual a la máxima tensión soportada de coordinación en régimen permanente, 245 kV en este caso. Las sobretensiones de tipo maniobra tendrán que estar cubiertas por el nivel de aislamiento a impulsos de tipo rayo, ya que si se quisieran cubrir con el nivel de aislamiento a frecuencia industrial este tendría que ser como mínimo de 589 kV, y el máximo valor normalizado para redes de 245 kV de tensión máxima del material es de 460 kV. Por tanto, se tendría que diseñar un aislamiento específico que cumpliera con estas características o comprar un aislamiento normalizado con mayor tensión máxima para el material. Ambas opciones resultarían mucho más caras. También cabe destacar que esto sucede porque se ha utilizado un criterio muy conservador a la hora de determinar la sobretensión representativa de frente lento (2.2 pu). Para llevar a cabo la elección de los valores normalizados se considerará el mismo nivel para el aislamiento interno y externo. Además, la tensión soportada normalizada entre fases de aislamientos de la Gama I es igual a la tensión soportada entre fase y tierra. Considerando el caso más desfavorable, las tensiones mínimas requeridas por el aislamiento serán:

-$U_w \geq$ 423,89 kV
-$U_{wl} \geq$ 1011,34 kV

Finalmente se escogen los siguientes niveles de aislamiento normalizados, según la norma UNE-EN-60071-1:

-Tensión más elevada para el material (U_m):245 kV.
-Tensión soportada normalizada a frecuencia industrial de corta duración (U_w): 460 kV.
-Tensión soportada normalizada a impulsos de tipo rayo (U_{wl}): 1050 kV.

A.6.3. Distancias eléctricas de diseño

Una de las finalidades de la coordinación de aislamiento es determinar las distancias mínimas de separación entre conductores. Estas distancias dependen principalmente de la distribución de sobretensiones en la subestación y de la probabilidad de descarga disruptiva de los aislamientos. En este contexto, resulta importante distinguir entre aislamiento autorregenerable y no autorregenerable.

Los aislamientos no autorregenerables tienen una probabilidad del 100 % de no sufrir una descarga disruptiva bajo la tensión correspondiente a los ensayos normalizados, pero esta probabilidad será del 0 % para una tensión igual o superior a la de ensayo. Sin embargo, la subestación será del tipo AIS (Air Insulated Switchgear), lo que quiere decir que utilizará el aire como medio aislante entre los conductores. En otras palabras, los conductores se encontrarán directamente expuestos al ambiente. El aire se trata de un aislamiento autorregenerable, lo que quiere decir que es capaz de recuperar sus propiedades dieléctricas una vez se ha interrumpido el arco eléctrico posterior a una falta.

Los aislamientos autorregenerables caracterizan a partir de su distribución estadística [9]. Se elige una distribución de Weibull modificada para la caracterización de las sobretensiones. El ajuste de los parámetros se realiza según una función Gaussiana para probabilidades de cebado del 50 % y del 16 %. Se obtiene lo siguiente:

$$U_{10} = U_{50} - 1{,}3 \cdot Z$$

donde: -U_{10} es el valor de cresta de la tensión para la que el aislamiento tiene una probabilidad del 10 % de cebado o contorneo. Se eligen iguales a las tensiones soportadas especificadas (U_{rw}) a ensayos normalizados. -U_{50} es el valor de cresta de la tensión para la que el aislamiento tiene una probabilidad del 50 % de cebado o contorneo -Z es la desviación típica de las tensiones de cebado

Para tensiones a frecuencia industrial e impulsos de tipo rayo:

$$Z = 0{,}03 \cdot U_{50}$$

Para impulsos de tipo maniobra:

$$Z = 0{,}06 \cdot U_{50}$$

Los valores a utilizar en cada caso dependen del tipo de solicitación a la que se somete el aislamiento.

A.6.3.1. Comportamiento en el aire ante tensiones de frecuencia industrial

La distancia de separación soportada más baja en el aire frente a tensiones de frecuencia industrial son las llamadas distancias punta-plano. Este modelo representa un electrodo puntiagudo frente a otro electrodo plano. Resulta útil para estudiar el comportamiento y la rigidez dieléctrica de una amnplia gama de aislamientos.

Fase-Tierra: Se calcula la distancia mínima de separación mínima entre conductor y tierra.

$$U_{10} = U_{rw} = 244{,}73 \text{ kV} \cdot \sqrt{2} = 346{,}1 \text{ kV}$$

$$U_{50} = \frac{U_{10}}{0{,}961} = 360{,}146 \text{ kV}$$

Para separaciones entre conductores y tierra inferiores a 3 m, se puede emplear la siguiente fórmula, según la norma UNE-EN 60071-2.

$$d = \left(\frac{e^{\frac{U_{50}}{750 \cdot \sqrt{2} \cdot F}} - 1}{0,55} \right)^{\frac{1}{1,2}} = 0,681 \text{ m}$$

donde F depende del factor de intervalo (K), que es un parámetro dependiente de la geometría y del tipo de equipos empleados. Normalmente se calcula de la siguiente manera (asumiendo un factor de intervalo de 1.25) :

$$F = 1,35K - 0,35K^2 = 1,141$$

Fase-Fase: Se calcula a su vez la separación mínima entre conductores.

$$U_{10} = U_{rw} = 423,89 \text{ kV} \cdot \sqrt{2} = 599,471 \text{ kV}$$

$$U_{50} = \frac{U_{10}}{0,961} = 623,799 \text{ kV}$$

$$F = 1,35K - 0,35K^2 = 1,141 \quad \text{(con un factor de intervalo de } 1,25)$$

$$d = \left(\frac{e^{\frac{U_{50}}{750 \cdot \sqrt{2} \cdot F}} - 1}{0,55} \right)^{\frac{1}{1,2}} = 1,186 \text{ m}$$

A.6.3.2. Comportamiento en el aire ante Sobretensiones de Frente Lento

Para las sobretensiones de tipo maniobra, las distancias mínimas de separación se pueden caracterizar en función de las características geométricas de las separaciones. La distancia de separación que menos soporta en este caso es la separación punta-plano sometida a impulsos de polaridad positiva. El factor de separacion (K) representa la rigidez dieléctrica de los soportes frente a los esfuerzos provocados por las solicitaciones ejercidas sobre el material. Este factor depende de la geometría entre conductores. Se asumirá una geometría de conductores cruzados para el cálculo,

Fase-Tierra: Para las distancias de separación entre conductor y tierra, se suele emplear normalmente un factor de apoyo (K) de 1,45.

$$U_{10} = U_{rw} = 506,29 \text{ kV}$$

$$U_{50} = \frac{U_{10}}{0,922} = 549,121 \text{ kV}$$

Para separaciones punta-plano inferiores a 25 m, las tensiones soportadas se pueden evaluar según la siguiente fórmula, bajo norma UNE-EN-60071-2

$$d = \frac{1}{0,46} \left(e^{\frac{U_{50}}{1080 \cdot K}} - 1 \right) = 0,913 \text{ m}$$

donde $K = 1,45$ (apoyo).

Fase-Fase:
Para la separación entre conductores, el factor de apoyo empleado habitualmente es de 1,6.

$$U_{10} = U_{rw} = 964,95 \text{ kV}$$

$$U_{50} = \frac{U_{10}}{0,922} = 1046,583 \text{ kV}$$

$$d = \frac{1}{0,46}\left(e^{\frac{U_{50}}{1080 \cdot K}} - 1\right) = 1,737 \text{ m}$$

Donde $K = 1,65$

A.6.3.3. Comportamiento en el aire ante Sobretensiones de Frente Rápido

Para impulsos de tipo rayo, la distancia que menos soporta se corresponde con la distancia de separación punta-plano de polaridad negativa.
Fase-Tierra: Se calcula la distancia de separación mínima entre conductores y tierra. La siguiente fórmula es válida según norma UNE-EN-60071-2 para distancias de separación punta-plano inferiores a 10 m. La misma distancia también es aplicable a distancias entre fases.

$$U_{10} = U_{rw} = 600,49 \text{ kV}$$

$$U_{50} = \frac{U_{10}}{0,961} = 624,776 \text{ kV}$$

$$d = \frac{U_{50}}{530 \cdot 1,3} = 0,907 \text{ m}$$

A.6.3.4. Distancias normalizadas

Se coge el caso más restrictivo de los tres calculados anteriormente, y se obtienen las distancias mínimas de diseño.

$$d_{min}^{f-t} = 0,913 \text{ m}$$
$$d_{min}^{f-f} = 1,737 \text{ m}$$

No obstante, el ITC-RAT-12 exige una serie de distancias mínimas de aislamiento normalizadas en el aire, que vienen representadas en la figura [A.6.1]. Considerando un nivel de aislamiento a frecuencia industrial de 460 kV y un nivel de aislamiento frente a impulsos de tipo rayo de 1050 kV [A.6.2], se obtienen las siguientes distancias eléctricas de diseño:

-Distancia mínima de separación fase-tierra: 2100 mm
-Distancia mínima de separación entre fases: 2100 mm

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
170	230	550	1100
	275	650	1300
	325	750	1500
245	325	750	1500
	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

Figura A.6.1: Niveles de aislamiento nominales para materiales del Grupo A

A.6.4. Líneas de AT

Se asumirá que al nudo de acometida de la subestación llegan dos líneas aéreas de doble circuito, hechas del conductor DIN ACSR LA-455, también conocido como Cóndor. Los datos de la las líneas han sido obtenidos de [10]. La longitud de la primera línea es de 20 km (hasta Tarifa), mientras que la longitud de la segunda línea será de 80 km (hasta Cádiz).

Datos del conductor	
Conductor	DIN ACSR LA-455 (Cóndor)
Material del conductor	Aluminio
Tipo de línea	Aérea de doble circuito con cable de guarda
Número de subconductores por fase	1
Temperatura máxima de servicio	90 °C
Sección de aluminio	402.3 mm^2
Sección de acero	52.2 mm^2
Sección total	454.5 mm^2
Número de alambres de aluminio	54
Número de alambres de acero	7
Diámetro del alma	9.24 mm
Diámetro exterior del conductor	27.72 mm
Carga de rotura	121,4 kN
Masa	1.52 kg/m
Resistencia eléctrica DC a 20°C	0.07191 Ω
RMG	11.217 mm
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial	460 kV
Nivel de aislamiento a impulsos de tipo rayo	1050 kV

Tabla A.6.2: Especificaciones Técnicas de las Líneas Aéreas

Para caclular la intensidad máxima admisible de cada circuito, hay que tener en cuenta la máxima densidad de corriente en régimen permanente permitida por la ITC-LAT-07, representada en la figura A.6.2

Sección nominal mm²	Densidad de corriente A/mm²		
	Cobre	Aluminio	Aleación de aluminio
10	8,75		
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

Figura A.6.2: Densidad de corriente máxima en régimen permanente

Se interpola entre los valores más próximos de la tabla para encontrar la máxima intensidad admisible para un conductor de 454,5 mm^2 de sección y hecho de aleación de aluminio. Puesto que la composición del conductor es 54:7, hay que aplicar un factor de corrección de 0,95 según lo dispuesto en la ITC-LAT-07

$$\sigma_A = 1'95 + \frac{454'5 - 400}{500 - 400} \cdot (1'80 - 1'95) = 1,868 \text{ A/mm}^2$$

$$\sigma_n = f \cdot \sigma_A = 1{,}775 \text{ A}$$

$$I_{max} = \sigma_n \cdot 454'5 \text{ mm}^2 = 806'6 \text{ A}$$

$$S_n = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{max} = 307'35 \text{ MVA (por circuito)}$$

$$I_{parque} = \frac{66'67 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 174'95 \text{ A} < I_{max}$$

Se comprueba que la intensidad máxima esperada del parque es menor a la intensidad que puede ser transportada por un circuito de una sola línea. Esto se debe a que por las líneas de transporte circulará intensidad vertida por otras subestaciones de la zona.

A.6.4.1. Resistencia

Se calcula la resistencia por fase de cada línea, teniendo en cuenta que esta resistencia será la mitad en caso de que ambos circuitos se encuentren energizados. Para el calculo de la resistencia se asumirá una temperatura ambiente de 40 ^{o}C y una resistividad térmica del cobre de $\alpha = 0'00403 \text{ K}^{-1}$.

$$R_{DC,90°\text{C}} = R_{DC,20°\text{C}} \cdot [1 + \alpha(T_s - 20)] = 0'092195 \ \Omega/\text{km}$$

Para tener en cuenta el efecto pelicular hay que tener en cuenta la fórmula de Kelvin. El efecto pelicular hace que las partículas cargadas se desplazan hacia la superficie exterior de los conductores, y es tanto mayor según aumenta la frecuencia.

$$X_S^2 = \frac{8\pi f \cdot 10^{-4}}{R_{DC,90°\text{C}}} = 1'36302$$

$$Y_S = \frac{X_S^4}{192 + 0'3 \cdot X_S^4} = 0'00953899$$

$$R_{AC} = (1 + Y_S) \cdot R_{DC,90°\text{C}} = 0'093074 \ \Omega/\text{km}$$

En el caso de que ambos circuitos se encuentren energizados, la resistencia por fase equivale a:

$$R = 0'046537 \ \Omega/\text{km}$$

A.6.4.2. Reactancia

Para calcular la reactancia efectiva de la línea hay que tener en cuenta la distancia media geométrica (DMG) entre ejes de conductores de cada fase. Teniendo en cuenta la cabeza del apoyo de las líneas [5.25], la distancia media geométrica (DMG) se puede calcular de la siguiente manera:

$$DMG = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{AC} \cdot D_{BC}} = 8'007 \text{ m}$$

$$D_{AB} = \sqrt[4]{d_{ab} \cdot d_{ab'} \cdot d_{a'b} \cdot d_{a'b'}} = 6'8777 \text{ m}$$

$$D_{AC} = \sqrt[4]{d_{ac} \cdot d_{ac'} \cdot d_{a'c} \cdot d_{a'c'}} = 10'8524 \text{ m}$$

$$D_{BC} = \sqrt[4]{d_{bc} \cdot d_{bc'} \cdot d_{b'c} \cdot d_{b'c'}} = 6'8777 \text{ m}$$

Teniendo en cuenta la distancia media geométrica (DMG) entre conductores, se puede calcular el radio equivalente de cada conductor:

$$r_{eq} = \sqrt{R_{MG} \cdot d} = \sqrt{0'011217 \cdot 9'5 \text{ m}} = 0'3264 \text{ m}$$

Para calcular la inductancia por fase se tendrá en cuenta el número de subconductores por fase ($n = 1$) y el número de circuitos por fase (m=2). Asímismo, se asumirá una permeabilidad relativa para conductores de aleación de aluminio igual a 1.

$$L = \frac{1}{m} \cdot \left(\frac{\mu}{2n} + 4'605 \cdot \log\left(\frac{DMG}{r_{eq}} \right) \right) \cdot 10^{-4} = 0'76178 \text{ mH/km}$$

$$X = 2\pi f L = 0'2393 \ \Omega/\text{km}$$

A.6.4.3. Capacidad

La capacidad por fase depende únicamente de la distancia media geométrica (DMG) entre conductores y de su radio equivalente.

$$C = \frac{24'2}{\log\left(\frac{DMG}{r_{eq}}\right)} \cdot 10^{-9} = 7'56 \text{ nF/km}$$

$$B = 2\pi f C = 2'37586 \ \mu\text{S/km}$$

A.6.4.4. Conductancia

La conductancia mide las pérdidas de potencia activa debido al efecto corona y a pérdidas en los aisladores. Se considerarán unas pérdidas de 15 W por aislador (valor habitual en ambientes húmedos) y 15 aisladores por cadena (n). La longitud del vano de la línea (a_m)es a su vez de 300 m.

$$G = \frac{P}{(U_r/\sqrt{3})^2} \cdot 10^3 \text{ S/km} = 46'4876 \ \mu\text{S/km}$$

$$P = \frac{1000 \cdot W \cdot n}{a_m} = \frac{1000 \cdot 15 \cdot 15}{300} = 750 \text{ W/km}$$

A.6.4.5. Impedancia característica y Constante de Propagación

La impedancia característica (Z_c) de una línea es la relación entre la tensión y la intensidad absorbida por una línea cuando esta tiene longitud infinita. A su vez, la constante de propagación (λ) describe la atenuación y el desplazamiento de fase que sufre una onda de tensión al viajar por la línea. Ambos parámetros son esenciales para describir el comportamiento de una línea en gran cantidad de situaciones y aplicaciones.
En primer lugar se calcula la impedancia longitudinal y la admitancia transversal de la línea, ambas por unidad de longitud:

$$\bar{z} = 0'046537 + j0'2393 \ \Omega/\text{km}$$

$$\bar{y} = 46'4876 \ \mu\text{S/km}//j2'37586 \ \mu\text{S/km} = 0'1211 + j2'36967 \ \mu\text{S/km}$$

A partir de ahí, se obtiene la impedancia característica y la constante de propagación como:

$$\bar{Z}_c = \sqrt{\bar{z}/\bar{y}} = 320'53\angle -4'03966^\circ\ \Omega$$

$$\bar{\gamma} = \sqrt{\bar{z}\bar{y}} = 0'0007605\angle 83'0347^\circ$$

A.6.4.6. Impedancia por Secuencias

Finalmente, se puede calcular la impedancia por secuencias de la línea, que resulta útil de cara a calcular intensidades de cortocircuitos.

$$\bar{Z}_d = \bar{Z}_i = R + jX = 0'046537 + j0'2393\ \Omega/\text{km}$$

$$R_0 = \frac{R}{n} + 3 \cdot \omega \cdot \frac{\mu_0}{8} = \frac{0'046537}{61} + 3 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot \frac{4\pi \cdot 10^{-4}}{8} = 0'1488\ \Omega/\text{km}$$

$$X_0 = \omega \cdot \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot 3 \cdot \ln\left(\frac{\delta}{\sqrt[3]{r_{eq} \cdot DMG^2}} + \frac{1}{4n}\right)$$

$$\delta = \frac{185}{\sqrt{\frac{\omega \cdot \mu_0}{\rho}}} = 1612'696\ \text{m}$$

$$X_0 = \omega \cdot \frac{4\pi \cdot 10^{-4}}{2\pi} \cdot 3 \cdot \ln\left(\frac{1612'696}{\sqrt[3]{0'3264 \cdot 8'007^2}} + \frac{1}{4 \cdot 1}\right) = 1'20109\ \Omega/\text{km}$$

$$\bar{Z}_0 = R_0 + jX_0 = 0'1488 + j1'20109\ \Omega/\text{km}$$

Anexo 7

Subestación de Intemperie. Puesta a Tierra y Apantallamiento

A.7.1. Puesta a Tierra

Por motivos de seguridad, todas las subestaciones cuentan con una red o malla de puesta a tierra, que cumple la función de limitar las tensiones de paso y de contacto a las que quedan expuestas las personas cuando se producen faltas en el sistema. En este apartado se verificará que la red de puesta a tierra cumple con dos normativas, la ITC-RAT-13 y el IEEE Std. 80 [13]. Cabe destacar que la IEEE Std. 80 es más exigente en términos de tensiones admisibles de paso y de contacto.

La malla de puesta a tierra de la subestación (ver plano [5.26]) tendrá una retícula de 5 m, y estará formada por conductores directamente enterrados a una profundidad de 0,8 m. El terreno de la subestación se tratará químicamente a efectos de reducir su resistividad. Se utilizará una capa de grava en la superficie de la sbuestación, así como una capa de asfalto en los viales. Como electrodos de puesta a tierra se emplearán 14 picas de 2,5 m de longitud distribuidas a lo largo del perímetro de la subestación.

Resistividad natural del terreno (arena arcillosa)	350 Ωm
Resistividad del terreno tratado	75 Ωm
Espesor de la capa de grava (subestación)	15 cm
Resistividad de la grava	3000 Ωm
Espesor de la capa de asfalto (Viales)	10 cm
Resistividad del asfalto	5000 Ωm
Profundidad de la malla	0,8 m
Dimensiones de la malla	75x120 m
Retícula	5 m
Número de picas	14
Longitud de las picas	2,5 m

Tabla A.7.1: Datos para la puesta a tierra de la subestación

A.7.1.1. Elección del conductor

Para las instalaciones de puesta a tierra se suelen utilizar cables de cobre. Para el cálculo de la corriente de falta se considerará el caso de cortocircuito monofásico a tierra, ya que es el que dirige corrientes a tierra. A partir de la potencia de cortocircuito monofásico en el punto de acometida de la subestación [12] se puede calcular la intensidad de cortocircuito. Cabe destacar también que el cortocircuito se considerará en el lado de AT, ya que la red de MT se encontrará conectada a tierra por medio de impedancia limitadora, por lo que las corrientes de cortocircuito monofásico a tierra estarán debidamente limitadas.

$$S_{cc} = 3346 \text{ MVA} \qquad I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot 220 \text{ kV}} = 8{,}781 \text{ kA}$$

Para calcular la corriente que será desviada por la malla de puesta a tierra hay que tener en cuenta el factor de división de corriente, que toma habitualmente valores de entre 0.5 y 0.75 [13]. En este caso, se empleará un factor de división de corriente de 0,7.

$$I_g = 0{,}7 \cdot I_{cc} = 6{,}147 \text{ kA}$$

Se considerará un tiempo de actuación de las protecciones de 0, 5 s.

$$\Delta t = 0{,}5 \text{ s}$$

Los conductores se diseñarán en función del criterio térmico en condiciones de cortocircuito. Se asumirá una temperatura final del conductor de 200 ºC. De esta forma, el factor K es igual a 196.

$$I_{cc}^2 \cdot \Delta t \leq K^2 \cdot S^2 \Rightarrow S_{min} = \sqrt{\frac{I_g^2 \cdot \Delta t}{K^2}}$$

$$S_{min} = \sqrt{\frac{(5{,}7076 \text{ kA})^2 \cdot 0{,}5 \text{ s}}{196^2}} = 20{,}591 \text{ mm}^2 \Rightarrow S = 107{,}22 \text{ mm}^2$$

Finalmente, se emplearán conductores de cobre de sección tipo **4/0 AWG** (107,22 mm^2). Estos conductores exhiben un buen comportamiento frente a la corrosión. Este conductor cumple con la sección mínima de 25 mm^2 exigida por la ITC-RAT-13 para conductores empleados en líneas de puesta a tierra.

A.7.1.2. Resistencia del Electrodo

Se calcula la resistencia del electrodo de puesta a tierra. Para el calculo de la resistencia del electrodo no se tendrá en cuenta la resisitividad del terreno tratado químicamente. A su vez, los electrodos de puesta a tierra estarán formados por picas verticales de 2.5 m de longitud. Se calcula la resistencia del electrodo según lo dispuesto en el artículo 4.2 de la ITC-RAT-13, teniendo en cuenta que estará formado por 22 picas.

$$R_{picas} = \frac{\rho}{L} = \frac{350 \ \Omega \cdot \text{m}}{2{,}5 \text{ m}} = 140 \ \Omega$$

$$R_{p.a.t} = \frac{R_{picas}}{22} = 6{,}364 \ \Omega$$

A.7.1.3. Resistividades Superficiales aparentes

Se calculan las resistividades superficiales aparentes de las tres superficies distintaas de la subestación. Para ello hay que tener en cuenta reductor de resistividad de la capa superficial.

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

donde:
$\rightarrow h_s$ es el espesor de la capa superficial en m
$\rightarrow \rho$ es la resistividad del terreno de la subestación, tratado químicamente
$\rightarrow \rho_s$ es la resistividad de la capa superficial

$$\rho_{\text{aparente, grava}} = 3000 \cdot \left[1 - 0{,}106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{75}{3000}}{2 \cdot 0{,}15 + 0{,}106} \right) \right] = 2236{,}33 \ \Omega \cdot \text{m}$$

$$\rho_{\text{aparente, asfalto}} = 5000 \cdot \left[1 - 0{,}106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{75}{5000}}{2 \cdot 0{,}1 + 0{,}106} \right) \right] = 3293{,}95 \ \Omega \cdot \text{m}$$

$$\rho_{\text{aparente, perímetro}} = 350 \ \Omega \cdot \text{m}$$

A.7.1.4. Tensiones de Paso y Contacto Admisibles

Para el cálculo de las tensiones de paso y de contacto admisibles se utilizarán dos métodos, con el objetivo de poder compararlos y ver cual produce resultados más exigentes.

Bajo norma ITC-RAT-13

En primer lugar se determinan las tensiones de paso y de contacto aplicables, para un tiempo de actuación de las protecciones de 0,5 s. Estas vienen determinadas en la figura [A.7.1]

$$t_F = 0{,}5 \text{ s} \rightarrow U_{ca} = 204 \text{ V}$$

$$U_{pa} = 10 \cdot U_{ca} = 2040 \text{ V}$$

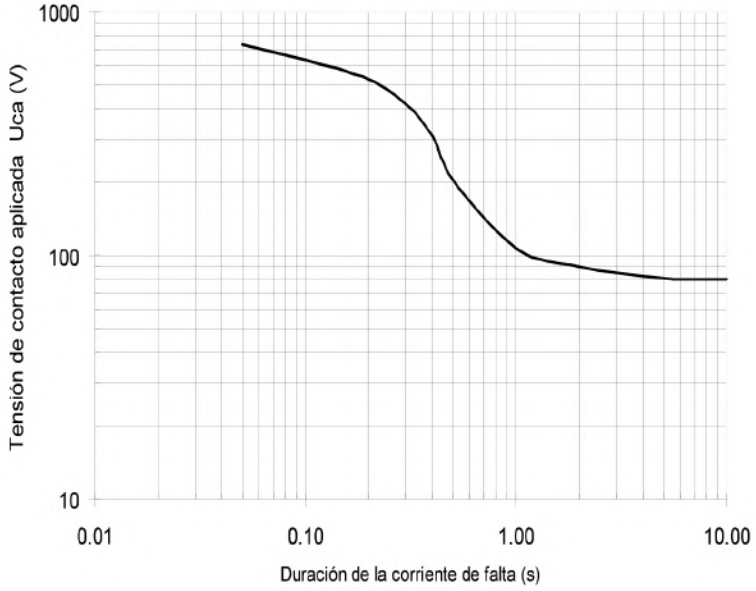


Figura A.7.1: Tensión de contacto en función del tiempo de actuación de las protecciones, según ITC-RAT-13

La ITC-RAT-13 realiza el cálculo de las tensiones admisibles asumiendo una resistencia del cuerpo humano de 1000 Ω. Se asimila cada pie a un electrodo de 200 cm^2, que ejerce sobre el suelo una fuerza mínima de 250 N, correspondiente a la fuerza ejercida por el pie de una persona de 50 kg de peso. La resistividad de contacto sobre el suelo será el triple de la resistividad aparente evaluada para el terreno. De esta forma, se obtienen las tensiones de paso y de contacto admisibles de la siguiente forma:

$$U_c = U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2Z_b}\right) = U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{1000 + 1{,}5\rho_s}{4000}\right)$$

$$U_p = U_{pa} \cdot \left(1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_b}\right) = U_{pa} \cdot \left(1 + \frac{4000 + 6\rho_s}{1000}\right)$$

donde:
$\rightarrow Z_b = 1000\ \Omega$ es la resistencia del cuerpo humano
$\rightarrow R_{a1} = 2000\ \Omega$ es la resistencia del calzado
$\rightarrow R_{a2} = 3 \cdot \rho_s$ es la resistencia a tierra del punto de contacto de un pie con el terreno

Se obtienen los siguientes valores de tensiones máximas admisibles de paso y de contacto en las diferentes superficies de la subestación:

Zona	U_c (V)	U_p (V)
Subestación (Grava)	1092.32	37572.68
Viales (Asfalto)	1415.95	50518.01
Perímetro exterior	515.10	14484.00

Tabla A.7.2: Tensiones máximas admisibles según la ITC-RAT-12

Bajo norma IEEE Std. 80-2013

La normativa IEEE Std. 80 calcula las tensiones máximas admisibles de paso y de contacto a partir del umbral de fibrilación de una persona humana de 50 kg. Para calcular el límite de corriente admisible se emplea la fórmula de Dalziel:

$$I_{adm} = \frac{0{,}116}{\sqrt{t_F}} = \frac{0{,}116}{\sqrt{0{,}5}} = 0{,}164 \text{ A}$$

$$U_c = I_{adm} \cdot (R_b + 1{,}5\rho_s)$$

$$U_p = I_{adm} \cdot (R_b + 6\rho_s)$$

donde:
$\rightarrow R_b = 1000\ \Omega$ es la resistencia del cuerpo humano
$\rightarrow \rho_s$ es la resistividad aparente del terreno

Se obtienen los siguientes valores de tensiones máximas admisibles de paso y de contacto en las diferentes superficies de la subestación:

Zona	U_c (V)	U_p (V)
Subestación	714.35	2365.27
Viales	974.61	3406.29
Perímetro exterior	250.18	508.56

Tabla A.7.3: Temsiones máximas admisibles según IEEE Std 80.

A.7.1.5. Resistencia de la Malla

Se calcula la resistencia de la malla de puesta a tierra, teniendo en cuenta la profundidad de la malla así como de la longitud total de picas y de cable enterrado.

$$R = \rho \cdot \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] = 0{,}366\ \Omega$$

donde:
$\rightarrow A = 120 \cdot 75 = 9000\ \text{m}^2$ es el área de la superficie cubierta por la malla
$\rightarrow L = 25 \cdot 75 + 120 \cdot 16 + 2{,}5 \cdot 22 = 3850$ m es la longitud total de picas y de cable enterrado
$\rightarrow \rho$ es la resistividad del terreno de la subestación, tratado químicamente

A.7.1.6. Factores de corrección

Para el cálculo de las tensiones de paso y de contacto hay que tener en cuenta una serie de factores de corrección

Número de Conductores en paralelo

$$n = \frac{2L_c}{L_p} \cdot \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} = 19{,}729$$

donde:
$\rightarrow L_c = 3795$ m es la longitud total de conductores enterrados, sin tener en cuenta picas
$\rightarrow L_p = 2 \cdot 75 + 2 \cdot 120 = 390$ m es la longitud perimetral de la malla
$\rightarrow k_h = \sqrt{1+h} = 1{,}342$
$\rightarrow k_{ii} = 1$ para mallas con picas a lo largo del perímetro

Factor geométrico de espaciado de conductores para tensiones de contacto

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \cdot \left[\ln\left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D+2h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{k_{ii}}{k_h} \cdot \ln\left(\frac{8}{\pi \cdot (2n-1)} \right) \right] = 0{,}550$$

donde:
$\rightarrow D = 5$ m es la separación media entre conductores de tierra
$\rightarrow d = \sqrt{\frac{S \cdot 4}{\pi}} = 0,0117$ m es el diámetro de los conductores de la red de tierra
$\rightarrow h = 0,8$ m es la profundidad de la malla

Factor de corrección por mayor densidad de corriente en los extremos de malla

$$k_i = 0{,}644 + 0{,}148 \cdot n = 3{,}563$$

Factor geométrico de espaciado de conductores para tensiones de paso

$$k_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0{,}5^{n-2}) \right] = 0{,}318$$

donde:
$\rightarrow D = 5$ m es la separación media entre conductores de tierra
$\rightarrow h = 0,8$ m es la profundidad de la malla

Longitud efectiva de la red de conductores para tensiones de contacto

$$L_m = L_c + \left[1{,}55 + 1{,}22 \cdot \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] \cdot L_R = 3865{,}72 \text{ m}$$

donde:
$\rightarrow L_x = 120$ m, $L_y = 75$ m, $L_r = 2{,}5$ m son dimensiones de la malla y la longitud de las picas, respectivamente
$\rightarrow L_R = 22 \cdot 2{,}5 = 55$ m es la longitud total de picas
$\rightarrow L_c = 3795$ m es la longitud total de los conductores de tierra, excluyendo picas

Longitud efectiva de la red de conductores para tensiones de paso

$$L_s = 0{,}75 \cdot L_c + 0{,}85 \cdot L_R = 2884{,}5 \text{ m}$$

Tensiones de Paso y de Contacto

Finalmente, se determinan las tensiones de paso y de contacto que aparecerán en la instalación. Como ambas son inferiores a los valores máximos admisibles detallados en las tablas [A.7.2] y [A.7.3], se concluye que la red de puesta a tierra cumplirá tanto con lo dispuesto en la ITC-RAT-13 como con el IEEE Std. 80. A su vez, se observa que el IEEE Std. 80 es una normativa más exigente, pues las tensiones máximas admisibles en este caso son inferiores a las permitidas por la ITC-RAT-13.

$$U_c' = \frac{\rho \cdot k_m \cdot k_i \cdot I_g}{L_m} = \frac{75 \cdot 0{,}549918 \cdot 3{,}56398 \cdot 6146{,}679}{3865{,}72} = 233{,}72 \text{ V}$$

$$U_p' = \frac{\rho \cdot k_s \cdot k_i \cdot I_g}{L_s} = \frac{75 \cdot 0{,}3175 \cdot 3{,}56398 \cdot 6146{,}679}{2884{,}5} = 180{,}84 \text{ V}$$

A.7.2. Apantallamiento

El impacto de manera directa de una descarga atmosférica en una subestación resulta peligroso para la aparamenta de la subestación. Además, la realización de reparaciones suele ser cara y de larga duración. Por este motivo se protegen las subestaciones contra descargas atmosféricas a través del apantallamiento. Existen dos principales formas de hacerlo, mediante cables de cuarda o mediante puntas de Franklin. Mientras que el apantallamiento de líneas eléctricas se realiza aceptando una determinada tasa admisible de cebados, el apantallamiento de subestaciones trata de reducir al máximo dicha tasa. Además, cabe destacar que los sistemas de apantallamiento son más eficaces cuanto mayor es la intensidad de la descarga atmosférica, por lo que garantizan que solo se produzca cebado para intensidades de descarga pequeñas.
Existen diferentes métodos y ecuaciones para determinar las distancias críticas. En este apartado se utilizarán las ecuaciones descritas por la norma IEEE Std. 998-1996. De esta forma se definen las siguientes distancias críticas:

- Distancia crítica del cable de guarda

$$r_s = \gamma_s \cdot r_g$$

- Distancia crítica del conductor de fase

$$r_c = \gamma_c \cdot r_g$$

Para el apantallamiento se utilizarán puntas de Franklin de 15 m de altura. Para alturas inferiores a 18 m, los coeficientes γ_s y γ_c son iguales a 1. De esta forma, las distancias críticas al cable de guarda y a los conductores de fase seran iguales entre ellas e iguales a la distancia crítica a tierra.

$$r_s = r_c = r_g$$

Se dispondrán puntas de Franklin dispuestas en forma rectangular a lo largo de la superficie de la subestación, separadas por distancias de 15 y 25 m respectivamente, según lo dispuesto en la figura A.7.2. De esta forma, el punto con mayor probabilidad de impacto de rayo se encontrará en el punto ubicado en el centro geométrico de los rectángulos definidos por las puntas de Franklin.

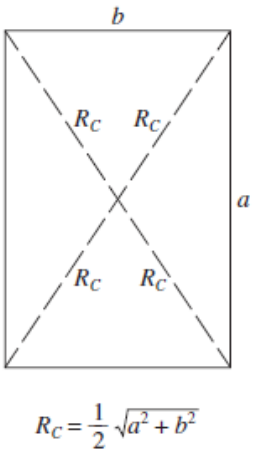


Figura A.7.2: Disposición de las puntas de Franklin

$$R_C = \frac{1}{2}\sqrt{a^2 + b^2} = \frac{1}{2}\sqrt{25^2 + 30^2} = 14,577 \text{ m}$$

La distancia crítica a tierra se define como la distancia máxima a cualquier objeto conectado a tierra para la cual el rayo será desviado hacia dicho objeto. De esta forma, se asume que el rayo desciende de forma ciega, desviando su trayectoria si en algún punto de este descenso se encuentra de cualquier objeto conectado a tierra a una distancia inferior a la distancia crítica. De esta forma, las puntas de Franklin se comportarán como esferas imaginarias que atraerán las descargas atmosféricas. Se puede calcular la distancia crítica a tierra de la siguiente forma [9]:

$$r_g = \frac{R_C^2 + (h-y)^2}{2 \cdot (h-y)}$$

Según la norma ITC-RAT-15 para instalaciones de exterior, los conductores dentro de zonas transitables se dispondrán a una altura mínima correspondiente de 2.5 m más la distancia eléctrica de diseño [A.6.3]. En este caso, se asumirá una altura mínima de 5 m para los conductores, valor típico en subestaciones de 220 kV. Se comparará con el caso opuesto, para el que se asumirá una altura de conductores de 11,5 m. Cabe destacar que este último nivel corresponde al segundo nivel de conductores, típico de instalaciones en las que se usan seccionadores de maniobra vertical. Pese a no ser este el caso, se utilizará este nivel de altura con propósito ilustrativo.

A.7.2.1. Conductores a una altura de 5 m

$$r_g = \frac{R_C^2 + (h-y)^2}{2 \cdot (h-y)} = \frac{19,525^2 + (15-5)^2}{2 \cdot (15-5)} = 15,625m$$

A partir de ahí se puede calcular la corriente de descarga de rayo máxima para la cual el impacto de rayo se produce en conductores de fases. Se calcula mediante las ecuaciones propuestas en el IEEE Std. 998-1996.

$$I_m = (\frac{r_g}{8})^{\frac{1}{0,65}} = 2,8 \text{ kA}$$

Se calcula a su vez la probabilidad de impacto de un rayo en conductores de fase, teniendo en cuenta la distribución estadística de los impactos de rayo y los parámetros (n = 50 e I_{50} = 31 kA) recomendados por la norma IEEE Std. 998-2012. Cabe destacar que I_{50} es el valor medio de la corriente de descarga en caso de descarga atmosférica. La norma también asume una desviación típica de la corriente de descarga de 0,65 kA para cada impacto.

$$P_{\text{Impacto,conductores}} = 1 - \frac{1}{1 + \left(\frac{I_m}{I_{50}}\right)^n} = 1 - \frac{1}{1 + (\frac{5,44}{31})^{2,6}} = 0,0019$$

La probabilidad de impacto de rayo en las puntas de Franklin es la complementaria. Por tanto:

$$P_{Impacto,puntas} = 1 - 0,0107 = 0,9981$$

A.7.2.2. Conductores a una altura de 11,5 m

Se calcula la distancia crítica a tierra para la altura de 11,5 m, así como sus respectivas probabilidades de impacto.

$$r_g = \frac{R_C^2 + (h-y)^2}{2 \cdot (h-y)} = \frac{19,525^2 + (15-5)^2}{2 \cdot (15-5)} = 32,106 \text{ m}$$

$$I_m = (\frac{r_g}{8})^{\frac{1}{0,65}} = 8,481 \text{ kA}$$

$$P_{\text{Impacto,conductores}} = 1 - \frac{1}{1 + \left(\frac{I_m}{I_{50}}\right)^n} = 1 - \frac{1}{1 + (\frac{5,44}{31})^{2,6}} = 0,0332$$

$$P_{Impacto,puntas} = 1 - 0,0107 = 0,9667$$

Se concluye que la probabilidad de impacto de rayo en los conductores de fase es muy reducida, por lo cual el apantallamiento de la subestación será efectivo de cara a la protección frente a descargas atmosféricas.

Anexo 8

Estudio de cortocircuitos

A.8.1. Cálculos teóricos

A.8.1.1. Estimación de las corrientes de Cortocircuito en el lado de MT

El cálculo de las corrientes de cortocircuito en subestaciones u otras instalaciones trifásicas se realiza por medio de simulaciones. Para obtener una estimación inicial de la corriente de cortocircuito en el lado de MT, se realiza un cálculo estimado en función de la potencia de cortocircuito en el nudo de acometida de la subestación. Además, se asumirá que los aerogeneradores no aportan potencia de cortocircuito. Esta hipótesis no es del todo exacta, ya que los generadores de inducción doblemente alimentados suelen aportar una corriente de falta de entre 0.5 y 1.2 pu. No obstante, dado que la potencia que aporta normalmente una máquina de inducción de jaula de ardilla es mucho mayor (en torno a 8 pu), esta hipótesis resulta bastante habitual en el modelado de parques eólicos.

A partir de los datos de potencia de cortocircuito en el nudo de acometida [11], se calcula la impedancia de secuencia directa de la red para el caso de cortocircuito trifásico franco. Además, cabe destacar que el caso estudiado será el de cortocircuito trifásico franco, por ser el que típicamente proporciona mayores valores de corriente de cortocircuito. Esto se debe a que en el caso de cortocircuito trifásico franco, las impedancias de secuencia inversa y homopolar no intervienen para limitar la corriente de cortocircuito.

$$S_{cc} = 4246 \text{ MVA} \Rightarrow I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 11{,}14286 \text{ kA}$$

$$|z_d| = \frac{|E_d|}{|I_d|} = \frac{220 \text{ kV}/\sqrt{3}}{11{,}14286 \text{ kA}} = 11{,}39896 \ \Omega$$

$$\text{X/R} = 30{,}6 \Rightarrow \theta_z = 88{,}1282^\circ$$

Se considerará que el único elemento que limitará la corriente de cortocircuito en el lado de MT será el transformador de potencia de la subestación. Se realiza el cálculo en magnitudes unitarias tomando como bases las propias de los transformadores en el lado de alta tensión.

$$S_b = 35 \text{ MVA}, \quad V_b = 220 \text{ kV} \quad I_b = 91{,}8511 \text{ A}, \quad Z_b = 1382{,}57 \ \Omega$$

La subestación emplea un esquema de simple barra partida con dos transformadores en paralelo, por lo que hay que multiplicar el valor de la impedancia original de cada transformador por $\frac{1}{2}$

$$z_{cc}^T = (0{,}0025 + j0{,}0999 \text{ pu}) \cdot \frac{1}{2} = 0{,}00125 + j0{,}04995 \text{ pu}$$

$$\bar{z}_d = 11{,}39896 \angle 88{,}1282^\circ = 0{,}0002692 + j0{,}00823865 \text{ pu}$$

De esta forma, las únicas impedancias que limitarán la corriente de falta en el lado de MT será la impedancia de la red y la impedancia de los transformadores.

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}_d}{\bar{z}_d + z_{cc}^T} = \frac{1 \angle 0^\circ}{\bar{z}_d + z_{cc}^T} = 17{,}16636 \angle -85{,}5056^\circ \text{ pu}$$

Para obtener el valor real de la corriente de cortocircuito en el lado de MT hay que convertir el valor en magnitudes unitarias teniendo en cuenta la relación de transformación de los transformadores de potencia.

$$|I_{cc}| = 17{,}166 \text{ pu} \cdot 91{,}8511 \text{ A} \cdot \frac{220}{20} = 17{,}338 \text{ kA} \longrightarrow \text{en el lado de MT}$$

Como se verá en el próximo apartado, esta estimación no es perfectamente válida, por lo que se requiere de un modelo más complejo para calcular las corrientes de cortocircuito de la instalación.

A.8.1.2. Cálculo de la Impedancia limitadora

Con el fin de limitar las intensidades de cortocircuito en caso de faltas monofásicas a tierra, la red de MT se conectará a tierra mediante una impedancia limitadora. La impedancia limitadora irá conectada al neutro de un transformador de aislamiento seco conectado en Zig-Zag. La corriente de falta monofásica a tierra se limitará a un valor de 10 A, típico en subestaciones de estas características.

Teniendo en cuenta la teoría de secuencias para la descomposición de una red trifásica en secuencia directa, inversa y homopolar, se tiene que, en caso de falta monofásica, la corriente de falta será tres veces la corriente de secuencia homopolar.

$$I_{lim} = 10 \text{ A} = 3I_0 \Rightarrow I_0 = \frac{10}{3} = 3{,}33 \text{ A}$$

Se asumirá que la falta tiene lugar cuando la tensión es la tensión máxima de la red.

$$I_0 = \frac{V}{3Z_0} \Rightarrow Z_0 = \frac{24 \text{ kV}/\sqrt{3}}{3I_0} = 1385{,}64 \ \Omega$$

Para calcular la impedancia limitadora a conectar hay que tener en cuenta la impedancia homopolar del transformador en Zig-Zag. De esta forma:

$$Z_T = 0{,}03 \text{ pu} \cdot \frac{20^2}{2} = 6 \ \Omega$$

$$Z_N = Z_0 - Z_T = 1379{,}64 \ \Omega$$

Dado que la impedancia limitadora será una reactancia, se calcula su valor en Henrios:

$$L = \frac{Z_N}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 4{,}392 \text{ H}$$

En este caso, también hay que tener en cuenta que se utilizarán dos transformadores en Zig-Zag en el lado de MT de la subestación, por lo que habrá que conectar a cada uno el doble de la reactancia calculada (8.784 H).

A.8.2. Modelo de la Instalación en Simulínk

Para obtener unas estimaciones más exactas acerca de las corrientes de cortocircuito que pueden presentarse en la instalación se realizará un modelo en Simulink de la instalación.

A.8.2.1. Modelado de Aerogeneradores

Para simulación de transitorios de cortocircuito, las máquinas de inducción se modelan como fuentes de corriente, ya que su flujo magnético es debido a la corriente y no a la tensión de alimentación. Por tanto, durante un cortocircuito, las máquinas tratan de mantener su corriente constante, en un intento de evitar la desmagnetización de su núcleo magnético.

Sin embargo, las fuentes de corriente controladas no funcionan bien en Simulink, debido a la rigidez matemática (stiffness) que crean en el sistema ante rápidos cambios de corriente. Esto hace que el Solver del programa experimente dificultades a la hora de resolver las ecuaciones diferenciales del circuito. Por este motivo se modelarán los aerogeneradores como una fuente de tensión programable con una impedancia interna. Esto no es más que su equivalente de Thévenin, por lo que a efectos de modelado de variables externas al generador, los resultados serán proximos a los obtenidos si se modelase el aerogenerador de otra forma más exacta. El valor de la impedancia interna de la fuente será igual a la impedancia transitoria del aerogenerador.

Como impedancia transitoria se utilizará un valor de 0.2 pu, típico en aerogeneradores de 5 MW.

$$X' = 0{,}2 \text{ pu} \cdot \frac{690^2 \text{ V}}{5 \text{ MW}} = 0{,}019 \quad \Omega$$

A su vez, el modelo también incluirá los transformadores de media tensión que conectan los generadores a la red, así como los respectivos interruptores que alimentan a los generadores. Estos elementos cuentan con bloques dedicados de Simulink. Por último, se modelarán las líneas subterráneas como ramas de impedancia en serie, con los mismos valores por unidad de longitud que las especificaciones de los cables de MT de Prysmian. Las resistencias situadas entre el neutro de los transformadores y generadores y tierra representan la resistencia de la malla de puesta a tierra (típicamente 2Ω).

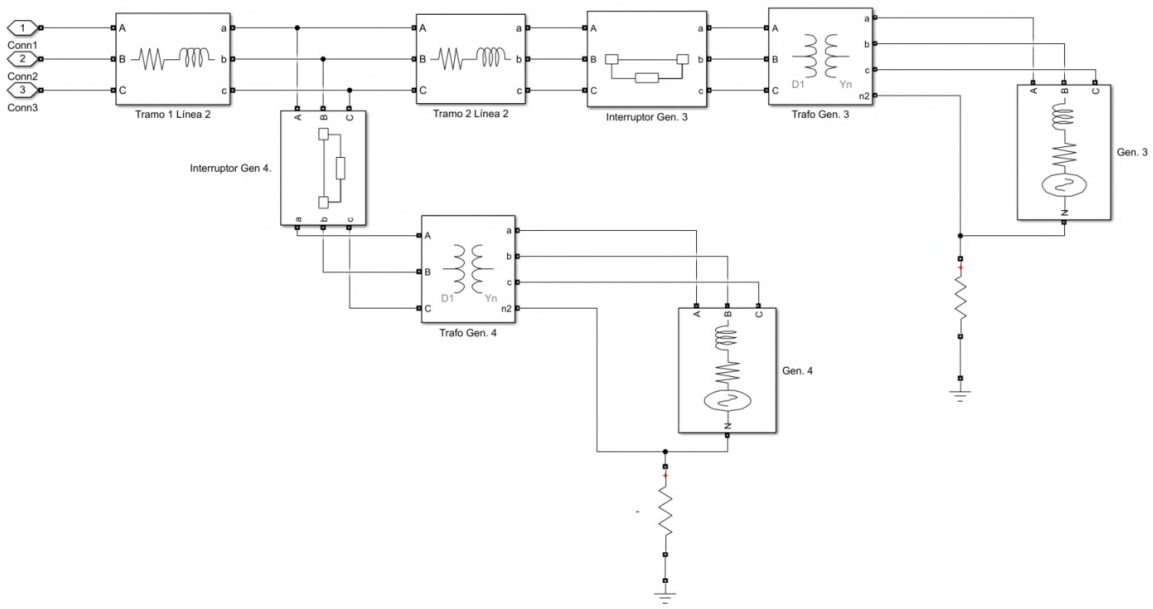


Figura A.8.1: Modelo de Líneas Subterráneas de MT y Aerogeneradores en Simulink

EL diagrama representado en la figura A.8.1 se agrupará dentro de un Subsystem en Simulink. Se utilizarán 6 Subsystems idénticos, aunque cada uno con diferentes parámetros; que representan las seis líneas de MT que llegan a la subestación.

A.8.2.2. Modelado de la Subestación

Para modelar la subestación se replicará en Simulink el esquema unifilar de la figura [5.19], utilizando los correspondientes bloques de interruptor y transformador. Para modelar los puntos de acometida a la red se utilizará una fuente de tensión programable, definiendo sus parámetros de cortocircuito iguales a los datos del punto de acometida [12]. También se incluye la resistencia de la malla de puesta a tierra para conectar el neutro de los transformadores a tierra, así como las reactancias limitadoras correspondientes en el lado de media tensión. Por último, los subsistemas de la derecha representan, como ya se ha mencionado antes, las líneas de MT que llegan de los aerogeneradores.

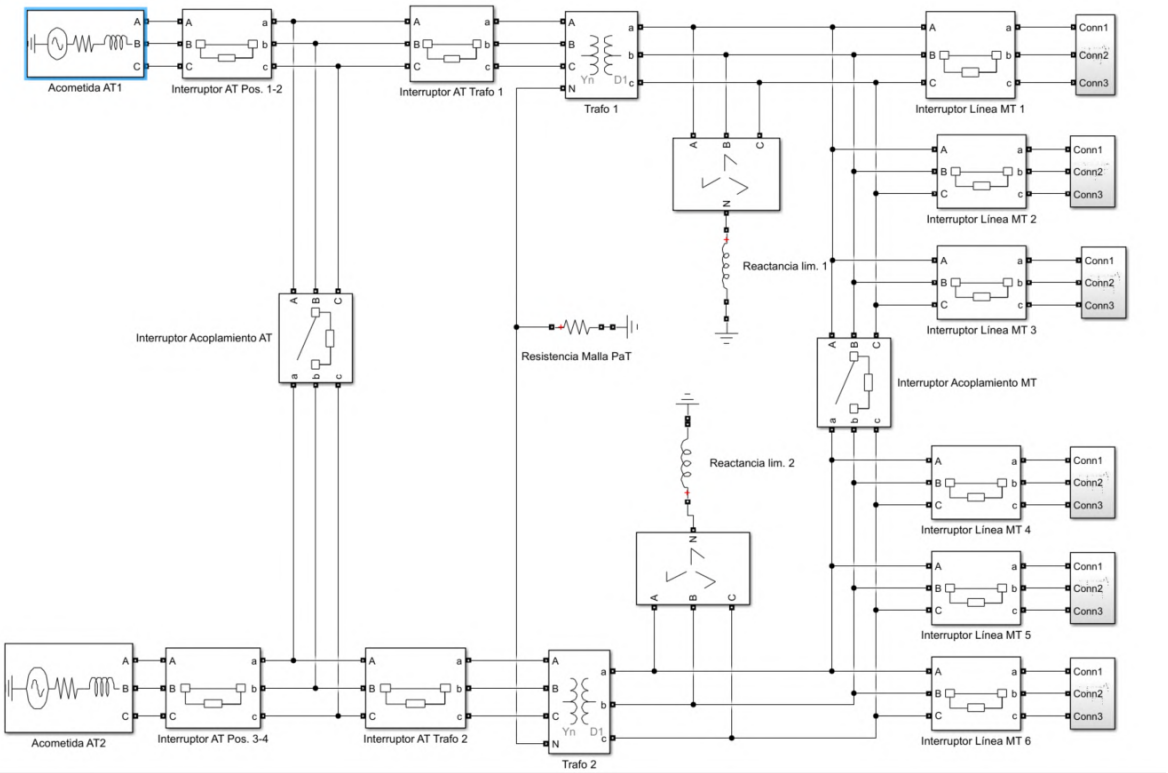


Figura A.8.2: Modelo de la Subestación en Simulink

A.8.2.3. Modelo de cortocircuitos

Para la simulación de cortocircuitos se utilizará el bloque Fault de la biblioteca Specialized Power Systems de Simulink. Este bloque se conectará al punto donde se desea simular la falta, con un bloque de medida entre medias, para poder observar las corrientes de cortocircuito. El bloque permite elegir el tipo de falta que se desea: cortocircuito trifásico, cortocircuito bifásico, cortocircuito bifásico a tierra, cortocircuito monofásico a tierra... Para medir el valor eficaz de la corriente de falta, que es el que define el poder de corte mínimo de los interruptores se utilizará el bloque RMS.

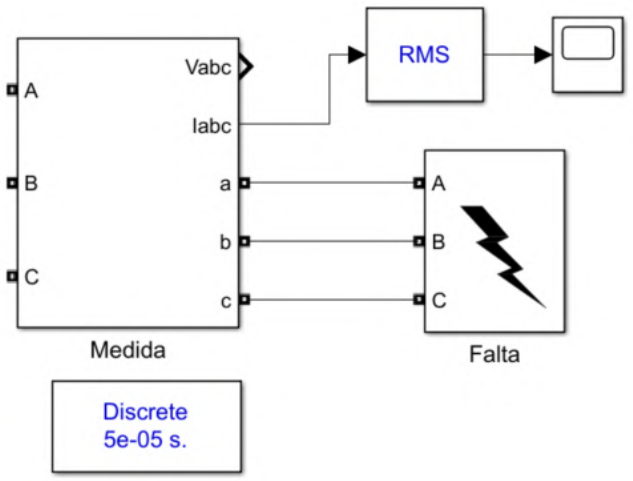


Figura A.8.3: Bloque para la simulación de cortocircuitos en Simulink

Otro aspecto importante a destacar es que para simular un cortocircuito se inicializará el sistema a su punto de operación en régimen permanente. Para ello se utilizará el bloque situado en la parte inferior izquierda (Powergui) y se simulará un Load-Flow, especificando las potencias activa (P) y reactiva (Q) de los aerogeneradores. Esta elección resulta realista, pues lo que diferencia a la tecnología DFIG utilizada es que mediante el uso de electrónica de potencia se pueden ajustar las dos variables, para adaptarse a las condiciones del sistema en ese momento. Por último, cabe destacar que la simulación se realizará en tiempo discreto, con un periodo de muestreo de 50 microsegundos.

A.8.3. Resultados

Para simular las corrientes de cortocircuito se ha supuesto que todos los generadores trabajan a la misma potencia, ya que se asume que el viento disponible en el momento de simulación en todas las ubicaciones particulares (micrositting) de las turbinas es el mismo. Otra hipótesis importante que se ha considerado es que, conforme a la norma IEC 60909, todos los cortocircuitos tendrán lugar cuando la tensión en el punto de acometida a la red es igual a la tensión máxima de la red. Por último, se han supuesto tres escenarios para los generadores: funcionamiento en vacío, funcionamiento a mitad de su potencia nominal (fdps: 1, 0.9 ind y 0.9 cap) y funcionamiento a potencia nominal (fdps: 1, 0.9 ind y 0.9 cap). A continuación se muestran los resultados obtenidos para las diferentes zonas del sistema. No se considerará actuación de las protecciones.

A.8.3.1. Cortocircuitos en el Parque de AT

Para cortocircuitos en la zona de AT de la subestación, se observa como la corriente de cortocircuito no varía significativamente en función de las condiciones de operación de la subestación (estado de los interruptores). También se observa como tampoco varía apenas en función del estado de los generadores (potencia, factor de potencia). Esto se debe a que la impedancia de la red en la zona de AT es dominante frente al sistema equivalente del parque visto en el lado de AT. A su vez, por tratarse de una red con neutro unido rígidamente a tierra, la impedancia homopolar es prácticamente igual a la impedancia de secuencia directa.

La intensidad de cortocircuito en el lado de AT será la misma tanto para cortocuitos en barras como en bornas de transformadores de potencia, pues el modelo de Simulink considera elemtos ideales (interruptores). A continuación se incluyen los resultados de corriente de cortocircuito en la zona de AT para una tensión igual a la máxima del sistema en el momento de la falta.

Tabla A.8.1: Resultados de las corrientes de cortocircuito simuladas.

Tipo	**Corriente**
Cortocircuito trifásico	20.64 kA
Cortocircuito bifásico	16.40 kA
Cortocircuito bifásico a tierra	20.83 kA
Cortocircuito monofásico a tierra	20.96 kA

Tabla A.8.2: Corrientes de cortocircuito en el lado de AT

A continuación se incluyen gráficas del valor eficaz (RMS) de la corriente de cortocircuito en el lado de AT en los instantes posteriores a una falta. No se ha considerado actuación de las protecciones.

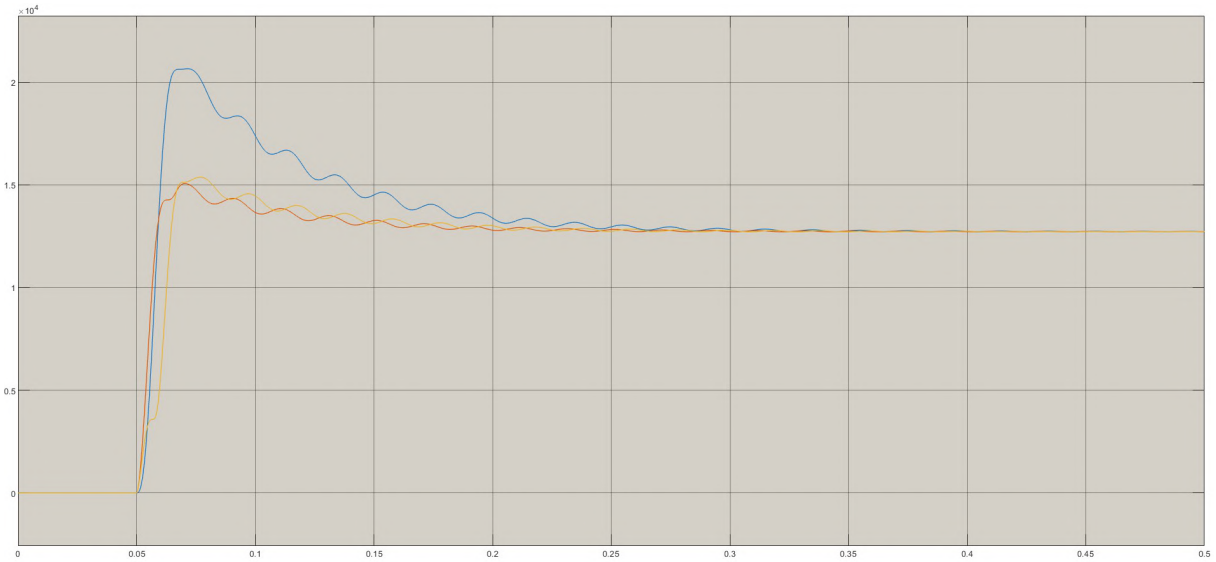


Figura A.8.4: Valor eficaz de la intensidad de cortocircuito trifásico en el lado de AT (5 kA/div)

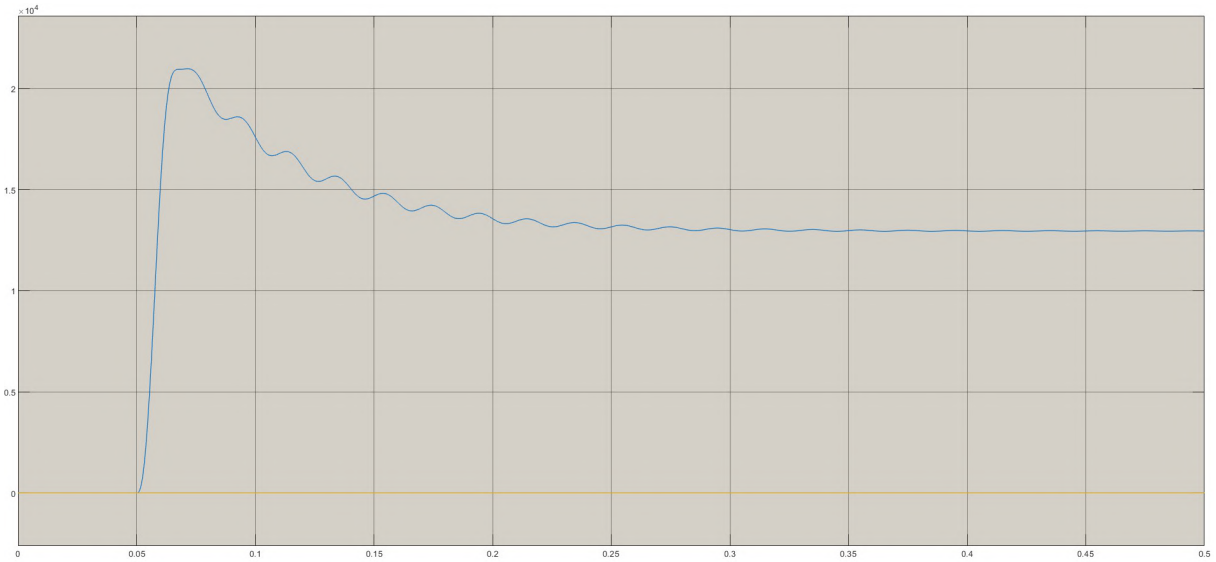


Figura A.8.5: Valor eficaz de la intensidad de cortocircuito monofásico a tierra en el lado de AT (5 kA/div)

Como se observa en las gráficas, así como en la tabla [A.8.2]; el valor eficaz máximo de la corriente de cortocircuito esperado es de 20.96 kA. El interruptor de potencia LTB 245E1 empleado en el parque de alta tensión tiene un poder de corte de 50 kA, superior a la intensidad máxima de cortocircuito esperada. Esta caracterítica constituye un requerimiento técnico fundamental en interruptores de potencia.

Por otra parte, el tipo de cortocircuito con mayor pico de intensidad es el cortocircuito bifásico a tierra, con 34.48 kA de valor pico. Dado que la máxima corriente admisible de los equipos del parque de AT, tanto interruptores como seccionadores, es superior (125 kA), se concluye que su uso será adecuado en la subestación.

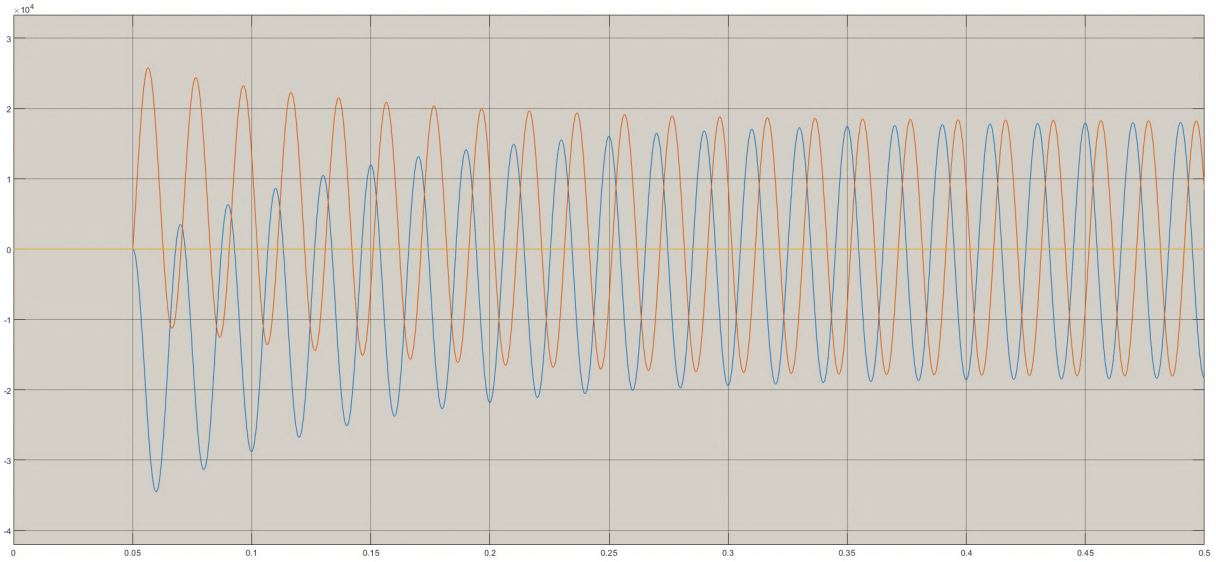


Figura A.8.6: Forma de onda de la corriente de cortocircuito bifásico a tierra en el lado de AT (10 kA/div)

A.8.3.2. Cortocircuitos en el Parque de MT

En el parque de MT, se observa como los casos más críticos (mayores intensidades de cortocircuito) se obtienen para el caso con potencia nominal y menor factor de potencia capacitivo. En este caso, el fabricante garantiza un factor de potencia mínimo de 0.9. Cabe destacar que, en caso de que los interruptores de las posiciones de transformador se encuentren cerrados, el cortocircuito en barras y en bornes de transformador son equivalentes, pues el interruptor se modela como un conductor ideal en Simulink, y elementos de medida (transformadores de intensidad, transformadores de tensión) o seccionadores han quedado excluidos del modelo.

Ajuste de la impedancia limitadora

Para ajustar el valor de la impedancia limitadora calculada en el apartado [A.8.1.2], se llevan a cabo sucesivas simulaciones de cortocircuito en bornas de los transformadores de MT de la subestación. Se observa que el caso más crítico (mayores intensidades de cortocircuito) ocurre para potencia nominal y factor de potencia 0.9 capacitivo. En este caso, para limitar intensidad de cortocircuito monofásico a 10 A hay que utilizar una inductancia de 13 H en el neutro de cada transformador en Zig-Zag.

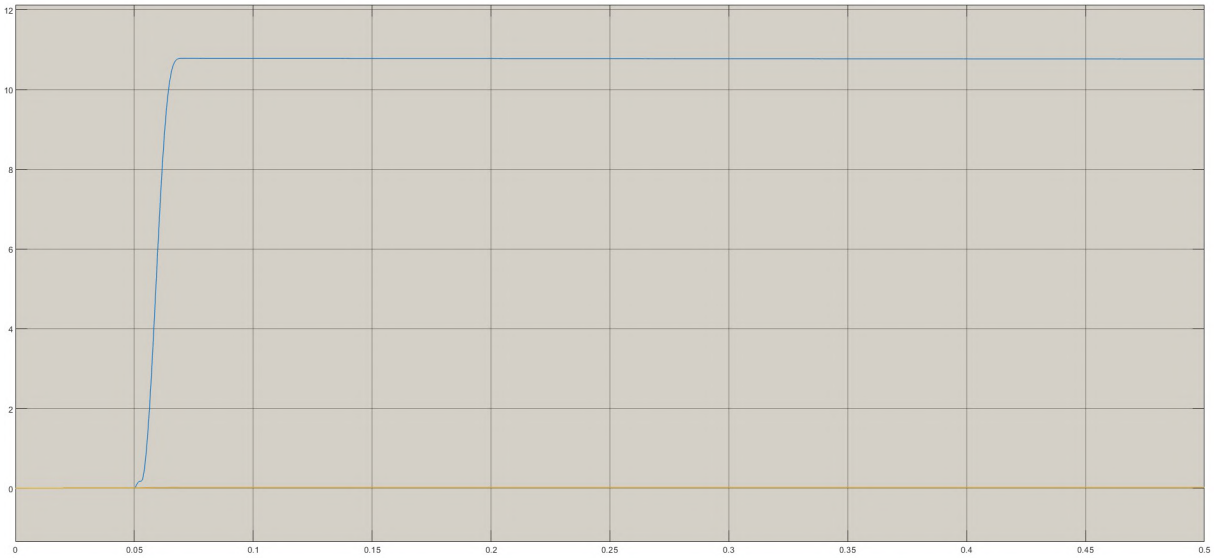


Figura A.8.7: Valor eficaz de la intensidad de cortocircuito monofásico en red de MT (10 kA/div)

Finalmente, se observa como la intensidad de falta a tierra monofásica quedará limitada a un valor eficaz de 10.78 A en la red de MT mediante el uso de inductancias ee 13 H conectadas en el neutro de los transformadores en Zig-Zag. También se observa como la corriente de falta monofásica se distribuye de igual forma por ambas impedancias. De esta forma, la corriente de cortocircuito monofásico a tierra queda realmente limitada a 21.56 A.

Resultados

A continuación se incluyen los resultados para diferentes tipos de cortocircuito en el parque de MT.

En primer lugar, si el parque opera a potencia nominal, los dos transformadores de potencia tendrán que estar operativos. En esta situación, operar con los interruptores de acoplamiento abiertos resultará beneficioso, pues aumenta la impedancia equivalente de la subestación en el punto de cortocircuito. Al operar con los dos transformadores en paralelo, la impedancia de cortocircuito se reduce a la mitad (mayor corriente de falta). Al aislar los circuitos se elimina el camino en paralelo, lo que aumenta la impedancia equivalente vista desde el punto de falta. En conclusión, operar con los interruptores de acoplamiento abiertos reduce la corriente de falta.

	fdp = 1	**fdp = 0.9 ind**	**fdp = 0.9 cap**
Interruptor de acoplamiento AT y MT cerrados			
Cortocircuito trifásico	23.43 kA	24.44 kA	24.95 kA
Cortocircuito bifásico	21.03 kA	21.99 kA	22.44 kA
Cortocircuito bifásico a tierra	21.03 kA	21.99 kA	22.44 kA
Cortocircuito monofásico a tierra	10.12 A	10.56 A	10.78 A
Interruptores de acoplamiento AT y MT abiertos			
Cortocircuito trifásico	12.23 kA	11.19 kA	13.02 kA
Cortocircuito bifásico	10.98 kA	9.99 kA	11.73 kA
Cortocircuito bifásico a tierra	10.98 kA	9.99 kA	11.73 kA
Cortocircuito monofásico a tierra	5.07 A	4.63 A	5.392 A

Tabla A.8.3: Intensidades de cortocircuito en lado de MT para potencia nominal (valor eficaz)

En segundo lugar, cuando el parque opera a mitad de su potencia nominal, se han considerado dos casos. En el primer caso el parque opera con un único transformador operativo, suficiente para evacuar toda la potencia. Por el contrario, en el segundo caso ambos transformadores se encuentran operativos, con sus respectivos interruptores de seccionamiento cerrados.

	50 % PN fdp=1	**50 % PN fdp=0.9 ind**	**50 % PN fdp=0.9 cap**
Un transformador operativo			
Cortocircuito trifásico	16.13 kA	14.85 kA	17.13 kA
Cortocircuito bifásico	14.41 kA	13.21 kA	15.39 kA
Cortocircuito bifásico a tierra	14.41 kA	13.21 kA	15.39 kA
Cortocircuito monofásico a tierra	10.15 A	9.35 A	10.79 A
Ambos transformadores operativos			
Cortocircuito trifásico	23.36 kA	22.54 kA	24.12 kA
Cortocircuito bifásico	21.33 kA	20.61 kA	22.13 kA
Cortocircuito bifásico a tierra	21.33 kA	20.61 kA	22.13 kA
Cortocircuito monofásico a tierra	10.08 A	9.72 A	10.41 A

Tabla A.8.4: Intensidades de cortocircuito en lado de MT para 50 % de potencia nominal (valor eficaz).

En este caso, se vuelve a apreciar como operar con un único transformador de potencia reduce la corriente de cortocircuito. De nuevo, si se opera con un único transformador, la impedancia equivalente en el punto de falta es mayor, por lo que la intensidad de falta se reduce.

Por último, también se ha estudiado el caso en que ambos aerogeneradores se encuentran parados. De nuevo, operar con los interruptores de acoplamiento abiertos reduce la intensidad de falta.

Tipo de Cortocircuito	**Acoplamientos abiertos**	**Acoplamientos cerrados**
Cortocircuito trifásico	15.74 kA	22.96 kA
Cortocircuito bifásico	14.76 kA	21.52 kA
Cortocircuito bifásico a tierra	14.76 kA	21.52 kA
Cortocircuito monofásico a tierra	9.86 A	9.89 A

Tabla A.8.5: Intensidades de cortocircuito en lado de MT en vacío (valor eficaz).

El poder de corte de los interruptores utilizados en el parque de MT así como en los aerogeneradores es de 25 kA, el estándar industrial en equipos de 20 kV. En este caso se observa como la máxima intensidad de cortocircuito esperada es de 24.95 kA. Pese a que el margen operativo es muy ajustado, se escogen interruptores de 25 kA por razones de disponibilidad comercial.

Caso crítico

Se observa como el caso con mayor corriente de falta en la red de MT se produce para un cortocircuito trifásico franco en bornas del transformador, con los aerogeneradores funcionando en condiciones de potencia nominal y factor de potencia 0.9 capacitivo. A continuación se incluyen gráficas de los valores pico y eficaces de las corrientes, obtenidas mediante simulación.

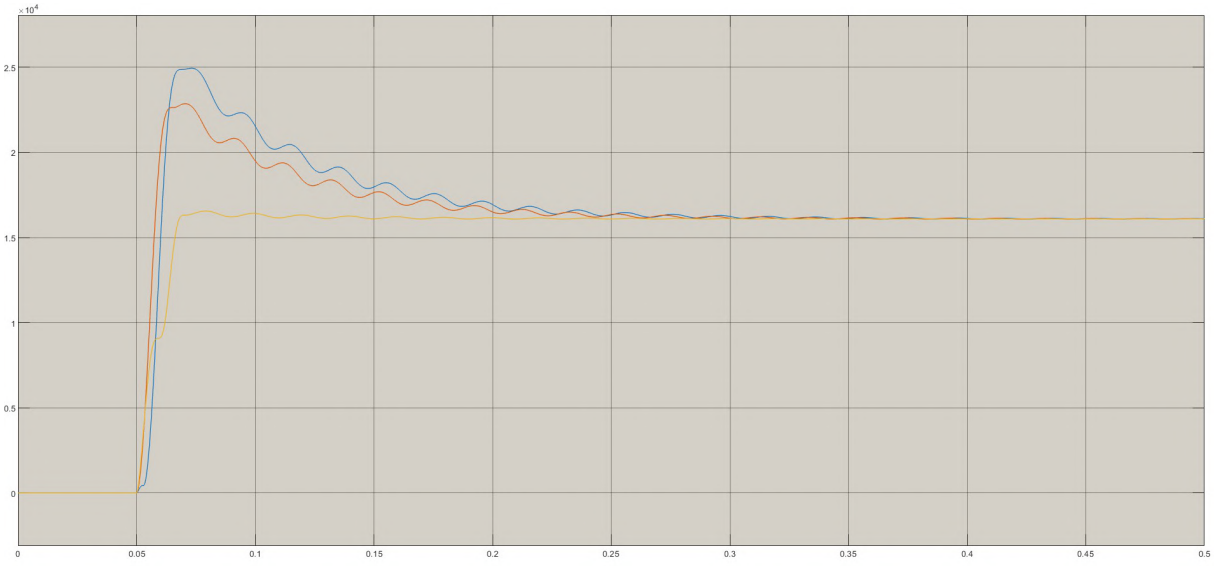


Figura A.8.8: Valor eficaz de la intensidad de cortocircuito trifásico en el lado de MT

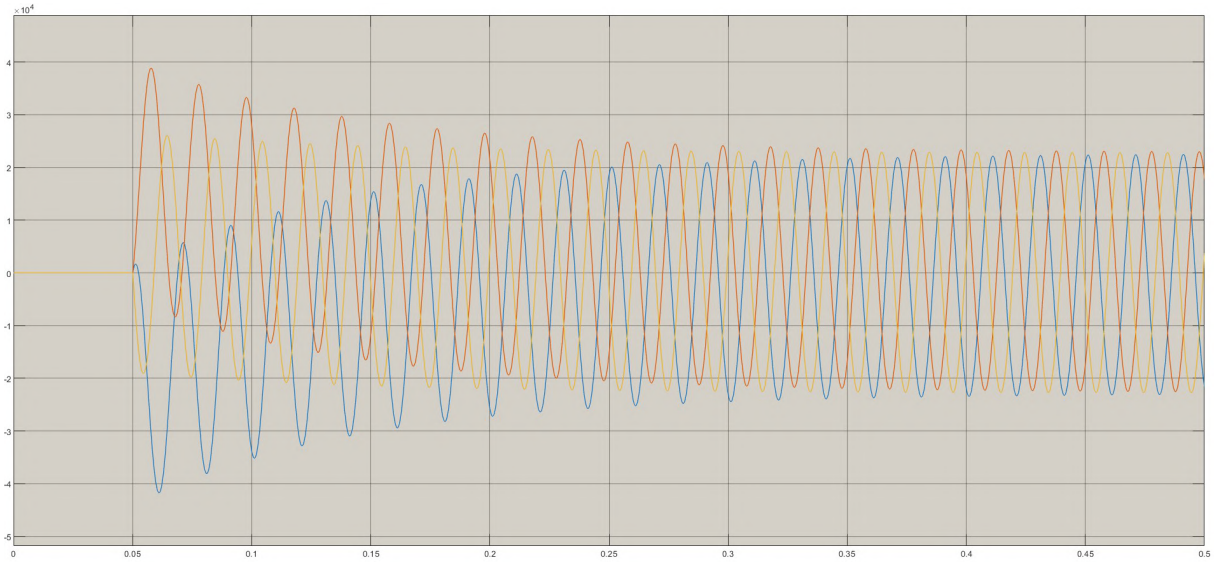


Figura A.8.9: Valor pico de la intensidad de cortocircuito trifásico en el lado de MT

El valor eficaz de la máxima intensidad de cortocircuito corresponde a 24.95 kA, mientras que el valor pico a 41.4 kA. Los interruptores del parque de MT soportan 25 y 63 kA, respectivamente. De esta forma, se concluye que su uso la esta instalación resulta apropiado.

A.8.3.3. Cortocircuitos en Aerogeneradores

Por último se comprueba la intensidad esperada de cortocircuito para cortocircuitos en bornas de los aerogeneradores o en sus respectivas celdas de MT. Se contemplará únicamente la corriente de cortocircuito en las barras de MT de los generadores, pues se asume que la corriente consumida/aportada por los generadores en caso de falta estará debidamente limitada por el convertidor de potencia que integran la máquina doblemente alimentada (DFIG). Cabe destacar que si se modelase la corriente de falta específica de los generadores el modelo empleado no sería válido, y se requeriría un modelo electromagnético de mayor complejidad.

Para cortocircuitos en barras, se observa como las corrientes de falta son bastante similares para todos los distintos tipos de cortocircuito contemplados. Se observa a su vez como la corriente de falta es muy reducida para cortocircuitos en bornas del generador, ya que el modelo de reactancia transitoria empleado limita debidamente el valor de la corriente.

	fdp=1	**fdp=0.9 ind**	**fdp=0.9 cap**
Cortocircuito en bornas del generador			
Cortocircuito Trifásico	1.66 kA	1.74 kA	1.80 kA
Cortocircuito Bifásico	1.53 kA	1.57 kA	1.61 kA
Cortocircuito Bifásico a tierra	1.53 kA	1.57 kA	1.61 kA
Cortocircuito Monofásico a tierra	129.02 A	142.1 A	127.08 A
Cortocircuito en barras de MT			
Cortocircuito Trifásico	15.50 kA	15.21 kA	16.52 kA
Cortocircuito Bifásico	13.66 kA	13.51 kA	14.61 kA
Cortocircuito Bifásico a tierra	13.66 kA	13.51 kA	14.61 kA
Cortocircuito Monofásico a tierra	10.12 A	9.78 A	10.84 A

Tabla A.8.6: Corrientes de cortocircuito en barras de MT del generador para 100 % de potencia nominal (valor eficaz)

Para el caso con el 50 % de la potencia nominal, las corrientes simuladas de cortocirucito no difieren significativamente del caso para potencia nominal.

	fdp=1	**fdp=0.9 ind**	**fdp=0.9 cap**
Cortocircuito en bornas del generador			
Cortocircuito trifásico	1.67 kA	1.59 kA	1.731 kA
Cortocircuito bifásico	1.59 kA	1.52 kA	1.65 kA
Cortocircuito bifásico a tierra	1.59 kA	1.52 kA	1.65 kA
Cortocircuito monofásico a tierra	62.2 A	74.6 A	64.34 A
Cortocircuito en barras de MT			
Cortocircuito trifásico	15.53 kA	15.01 kA	16.12 kA
Cortocircuito bifásico	13.86 kA	13.36 kA	14.16 kA
Cortocircuito bifásico a tierra	13.86 kA	13.36 kA	14.16 kA
Cortocircuito monofásico a tierra	10.1 A	9.73 A	10.42 A

Tabla A.8.7: Corrientes de cortocircuito en barras de MT del generador para 50 % de la potencia nominal

Las corrientes en el caso de vacío tampoco difieren significativamente de los dos casos anteriores. No obstante, cabe destacar como en todos los casos se observa una corriente de falta monofásica, pese a que haya sido limitada por impedancia en la red de MT. Esto se debe a que, cuando el cortocircuito se produce en el lado del generador (neutro unido rígidamente a tierra), la corriente homopolar sí que tiene un camino de baja impedancia. En este caso, la corriente homopolar recircula en los devanados del transformador en triángulo. No obstante, pese a que la corriente homopolar no puede salir del transformador, si que se observa una corriente en la fase en falta.

Cortocircuito en bornas de generador	
Cortocircuito trifásico	1.65 kA
Cortocircuito bifásico	1.67 kA
Cortocircuito bifásico a tierra	1.67 kA
Cortocircuito monofásico a tierra	444.7 A
Cortocircuito en barras de MT	
Cortocircuito trifásico	15.44 kA
Cortocircuito bifásico	13.91 kA
Cortocircuito bifásico a tierra	13.91 kA
Cortocircuito monofásico a tierra	9.89 A

Tabla A.8.8: Corrientes de cortocircuito en barras de MT del generador en vacío

Finalmente, el caso crítico (mayores corrientes) para cortocircuitos en el parque eólico corresponde con una falta trifásica en barras de MT de los generadores. A continuación se adjuntan las gráficas correspondientes.

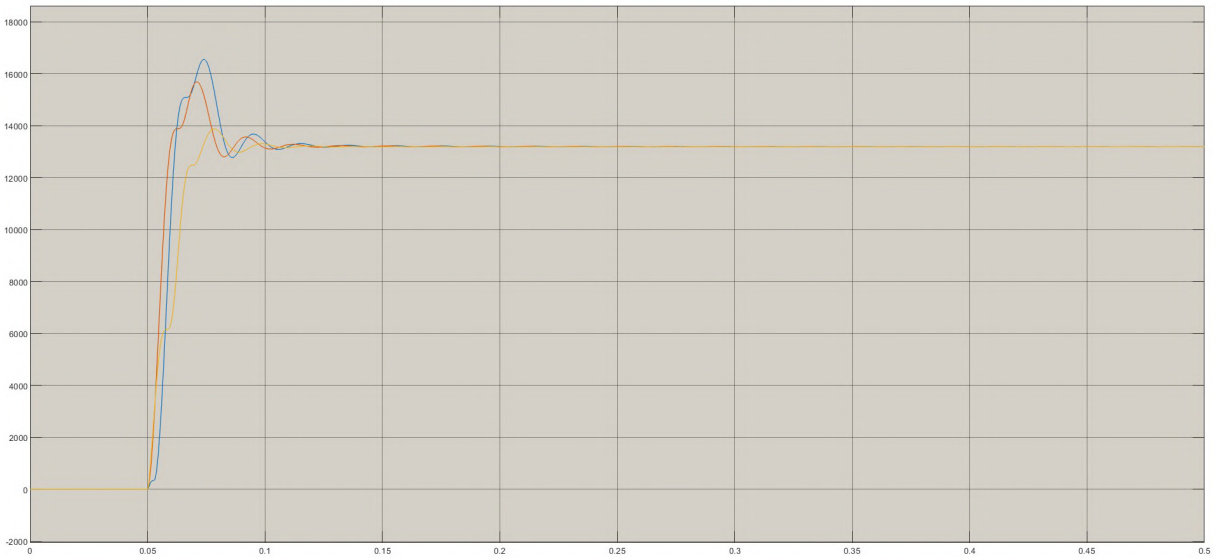


Figura A.8.10: Valor eficaz de intensidad de cortocircuito trifásico en barras de MT de generador (2 kA(/div)

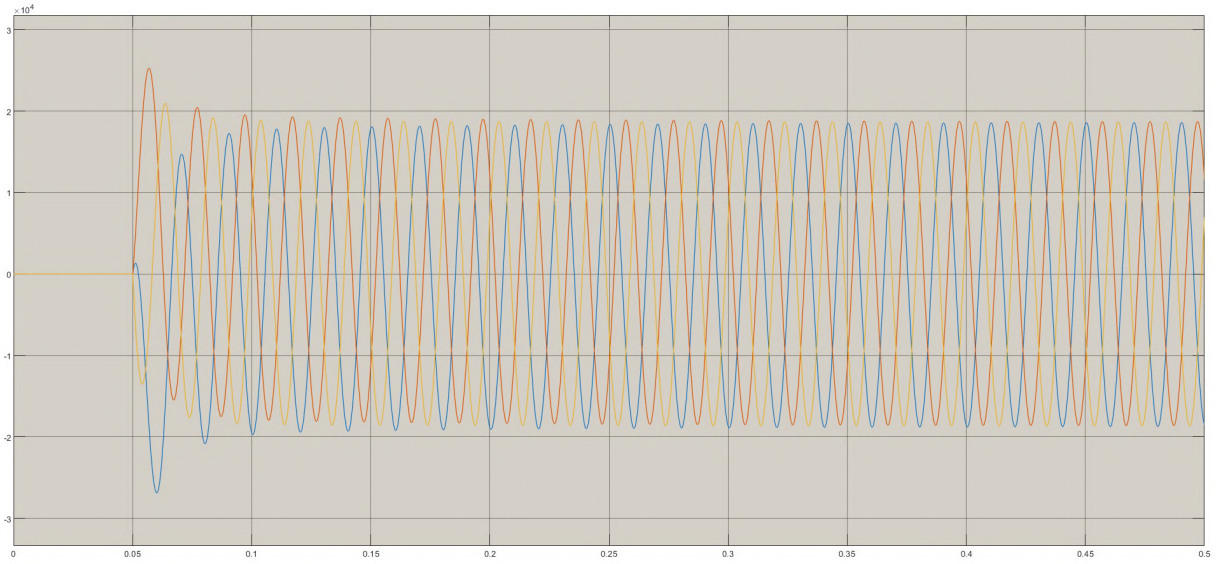


Figura A.8.11: Forma de onda de intensidad de cortocircuito trifásico en barras de MT de generador (10 kA/div)

La intensidad máxima de cortocircuito (valor eficaz) es de 16.52 kA, mientras que su valor pico es de 26.79 kA. Por tanto, las celdas SM6-24 empleadas en barras de MT de los generadores serán de uso apropiado, pues tienen un poder de corte de 25 kA y una intensidad máxima admisible (valor pico) de 50 kA.

Anexo 9

Objetivos de Desarrollo Sostenible

El presente proyecto de parque eólico se ajusta de manera integral a Los objetivos de desarrollo sostenible (ODS), que constituyen un conjunto de 17 objetivos adoptados por la ONU (Organización de las Naciones Unidas) en 2015, con el objetivo de poner fin a la pobreza, proteger al planeta y garantizar un futuro sostenible en todos los ámbitos. A continuación, se detallan los ODS que mejor se alinean con el proyecto.

7-Energía asequible y no contaminante

La energía eólica constituye una fuente de energía limpia, pues no emite gases de efecto invernadero (metano, óxido nitroso, dióxido de carbono...). El empleo de energía eólica sustituye energías basadas en combustibles fósiles, aumentando la proporción de renovables en el mix energético. Además, también se trata de una energía asequible, pues su LCOE ronda los 34 $/MWh para instalaciones onshore, según la IRENA (Internacional Renewable Energy Agency). Este coste resulta comparable, e incluso inferior, a precios típicos de otros tipos de energías, como la nuclear (45 $/MWh) o las centrales de ciclos combinados y de gas (96 $/MWh).

8-Trabajo decente y crecimiento económico

Durante la fase de construcción del parque eólico se generarán miles de empleos directos e indirectos de personal cualificado. A su vez, la ejecución del proyecto impulsará la economía regional, fomentando la prosperidad económica de los territorios en los que se instala.

9-Industria, innovación e infraestructura

El mundo actual necesita industrias resilientes a conflictos geo y sociopolíticos. Para lograrlo, resulta crucial fomentar una industrialización innovadora y sostenible. La energía eólica no depende de conflictos geopolíticos y, una vez instalada, los aerogeneradores pueden funcionar durante años sin depender de recursos energéticos del exterior. Otras formas de energía, como el petróleo o el gas natural, son muy sensibles a conflictos internacionales, y su precio se dispara típicamente en situaciones de crisis y conflictos internacionales. A su vez, la construcción de un parque eólico requiere la adopción de tecnologías vanguardistas, lo cual contribuye al desarrollo industrial.

11-Ciudades y comunidades sostenibles

La energía eólica se instala por regla general en zonas rurales o remotas. La ejecución del proyecto contribuye de forma notable al desarrollo de infraestructura en estas zonaas (carreteras, caminos...) que benefician de manera indirecta a la población local. A su vez, también constituye un paso hacia la autonomía energética de ciertas comunidades.

13-Acción por el clima

La energía eólica constituye una forma de energía limpia, por lo que contribuye de forma directa a la lucha contra el cambio climático. El uso de energía eólica evita la emisión de grandes cantidades de gases de efecto invernadero, ayudando a cumplir con los objetivos globales de decarbonización.



Figura A.9.1: Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)