



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**Trabajo Fin de Grado**

**CURSO 2020/21**

---

*DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN LA PROVINCIA DE LA CORUÑA: DETERMINACIÓN DE LA UBICACIÓN, POTENCIA Y CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS.*

---

**Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales**

**ALUMNA/O**

Andrea Brage López

**TUTORAS/ES**

Manuel Ángel Graña López

Ana Isabel García Diez

**FECHA**

SEPTIEMBRE 2021

# DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN LA PROVINCIA DE LA CORUÑA

En el presente proyecto se llevará a cabo el diseño de un parque eólico en la provincia de La Coruña.

En primer lugar, se introducirán brevemente las energías, haciendo hincapié en las energías renovables y especialmente a la energía eólica, comentando a su vez su desarrollo e importancia en los últimos años.

En segundo lugar, se realizará la caracterización del recurso eólico, se analizará la localización del parque eólico y un estudio del viento para posteriormente poder elegir el tipo de aerogenerador para la zona.

Después, se llevará a cabo un estudio de la instalación eléctrica del parque eólico, desde cada turbina hasta la subestación y se elegirán los conductores y transformadores más adecuados a los resultados obtenidos.

Finalmente se realizará un presupuesto de la instalación completa.

# DESEÑO DUN PARQUE EÓLICO NA PROVINCIA DE A CORUÑA

No presente proxecto levarase a cabo o deseño dun parque eólico na provincia de A Coruña.

En primeiro lugar, falarase das enerxías facendo fincapè nas enerxías renovables e especialmente á enerxía eólica, comentando a sua vez o seu desenvolvemento e importancia nos últimos anos.

En segundo lugar, realizarase a caracterización do recurso eólico, analizarase a localización do parque eólico e do vento para posteriormente facer un estudo de mercado e elixir qué tipo de aerogenerador é viable para a zona.

Por último, levarase a cabo un estudo da instalación eléctrica do parque eólico, partindo dende a turbina hata a subestación. Se elixirán os condutores e transformadores máis adecuados aos resultados obtidos.

Finalmente, realizarase un presuposto da instalación completa.

## WIND FARM DESIGN IN A CORUÑA AREA

In this project, the design of a wind farm in the province of La Coruña will be carried out.

Firstly, energies will be briefly introduced emphasizing renewable ones, especially the wind power, commenting on its development and relevance in recent years.

Secondly, the characterization of the wind resource will be carried out, the location of the wind farm will be analysed and a study of the wind will be carried out in order to be able to choose the type of wind turbine for the specific area.

Afterwards, a study of the electrical installation will be carried out, analysing from each turbine to the substation. Furthermore, the most appropriate conductors and transformers will be chosen according to the obtained results.

Finally, an estimate of the complete installation will be developed.

**ÍNDICE GENERAL**

**DOCUMENTO I - Memoria..... 6**  
**ANEXO I - Estudio recurso eólico..... 1**  
**ANEXO II - Aerogeneradores..... 1**  
**ANEXO III – Cálculos eléctricos..... 1**  
**ANEXO IV – Viabilidad económica..... 1**  
**DOCUMENTO II - Planos..... 1**  
**DOCUMENTO III - Presupuesto..... 5**



Escola Politécnica Superior

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**CURSO 2020/21**

---

*Diseño de un parque eólico en la provincia de La Coruña:  
determinación de la ubicación, potencia y cálculo de las  
instalaciones eléctricas.*

---

**Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales**

**DOCUMENTO I**

**MEMORIA**

## ÍNDICE DE MEMORIA

1 OBJETO .....	5
2 ALCANCE .....	6
3 ANTECEDENTES .....	7
3.1 Cambio climático .....	7
3.2 Energías renovables .....	10
3.3 Energía eólica .....	13
3.4 Emplazamiento de parques eólicos .....	18
4 NORMAS Y REFERENCIAS .....	21
4.1 Normativa .....	21
4.2 Bibliografía .....	23
5 DEFINICIONES Y ABREVIATURAS .....	25
6 REQUISITOS DE DISEÑO .....	26
6.1 Situación geográfica .....	26
7 ANÁLISIS DE SOLUCIONES .....	29
7.1 Recurso eólico .....	29
7.2 Aerogeneradores .....	29
7.2.1 Partes de un aerogenerador .....	33
8 RESULTADOS FINALES .....	36
8.1 Elección de turbina .....	36
8.1.1 Conclusiones .....	37
8.2 Instalación eléctrica .....	37
8.2.1 Materiales del conductor .....	37
8.2.2 Aislamiento .....	37
8.2.3 Dimensionamiento del cable .....	38
8.2.4 Transformador .....	38
8.3 Estudio de la Viabilidad Económica .....	39
8.3.1 Vida útil .....	39
8.3.2 Ingresos .....	39
8.3.3 Costes .....	39
8.3.4 Financiación .....	40
8.3.5 Análisis financiera .....	40

8.3.6 Resumen de resultados .....42



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Efecto Invernadero. Fuente: [2] .....	7
Figura 2: Previsión de aumento de temperatura para los próximos 90 años. Fuente: [2]	8
Figura 3: Evolución de emisiones de gases de efecto invernadero en España. ....	9
Figura 4 : Evolución de las energías renovables frente a los combustibles fósiles. Fuente:[9].....	11
Figura 5: Producción nacional renovable y no renovable desde el 2011 hasta el 2020. Fuente:[8].....	12
Figura 6: Cobertura de la demanda eléctrica peninsular en el año 2020. Fuente:[9] .....	13
Figura 7: Esquema explicativo de formación de los vientos debido a las diferencias de presión. Fuente: [11] .....	14
Figura 8: Ranking de países por potencia eólica terrestre acumulada. Fuente:[12].....	15
Figura 9: Producción de las diferentes energías renovables en España en el año 2020. Fuente:[14].....	16
Figura 10: Fuentes de generación de energía eléctrica en Galicia. Fuente:[13] .....	18
Figura 11: Mapa con los distintos parques eólicos instalados en España. Fuente:[14]...	19
Figura 12: Mapa con los distintos parques eólicos instalados en Galicia. Fuente: [14]...	19
Figura 13: Mapa municipio de Ferrol. Fuente: [15] .....	26
Figura 14: Plan Sectorial Eólico de Galicia. Fuente [18].....	27
Figura 15: Aerogenerador de eje vertical. Fuente: [34].....	30
Figura 16: Aerogenerador de eje horizontal. Fuente: [34] .....	31
Figura 17: Aerogenerador a barlovento. Fuente: Elaboración propia.....	31
Figura 18:Aerogenerador a sotavento. Fuente: Elaboración propia.....	32
Figura 19: Aerogenerador de 1 2 y 3 palas. Fuente: [26] .....	33
Figura 20: Aerogenerador multipala. Fuente: [28] .....	33
Figura 21: Partes de un aerogenerador. Fuente: [29].....	34

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Generación de energía en las distintas comunidades de España. Fuente:[12].	17
Tabla 2: Coordenadas aerogeneradores.....	28
Tabla 3: Resultados obtenidos del análisis del recurso eólico. Fuente: elaboración propia .....	29
Tabla 4: Resumen dimensionamiento conductor de baja tensión. Fuente: Elaboración propia.....	38
Tabla 5: Resumen dimensionamiento conductor de media tensión. Fuente: Elaboración propia.....	38
Tabla 6: Criterio de Viabilidad de un proyecto en función del VAN.....	41
Tabla 7: Criterio de Viabilidad de un proyecto en función del TIR. ....	42

## **1 OBJETO**

El objeto de este proyecto es el diseño de un parque eólico situado en la provincia de La Coruña junto con la determinación geográfica del sitio de emplazamiento, el estudio del viento en dicha localización y el cálculo de la instalación eléctrica.

## 2 ALCANCE

El alcance de este proyecto será:

- Estudio del recurso eólico en la zona de emplazamiento del parque eólico.
- Ubicación de las turbinas dentro del parque y estudio del viento en esa localización.
- Estudio del tipo de aerogenerador a escoger para instalar en la zona acordada.
- Cálculo de la instalación eléctrica de los aerogeneradores, así como el cableado hasta la subestación.
- Cálculo de la viabilidad económica y presupuesto asociado al proyecto.

## 3 ANTECEDENTES

### 3.1 Cambio climático

A lo largo de la historia, el clima de la Tierra ha sufrido grandes cambios enfriándose y calentándose debido a causas naturales, estos ciclos eran lentos y ocurrían a lo largo de miles de años como fue el último periodo glacial, que comenzó hace 110.000 años y que finalizó en el 10.000 a.C, donde el clima terrestre era más frío que el actual y los glaciares ocupaban una mayor extensión de la superficie terrestre.

Hoy en día se está volviendo a producir un cambio climático ocasionado principalmente por el aumento de los gases de efecto invernadero.

Los Gases de Efecto Invernadero (GEI) son los componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes. Los GEI causan lo que se conoce como calentamiento global. Un aumento de estos gases provoca una mayor retención de rayos infrarrojos y por consiguiente, un aumento de temperatura (Figura 1).

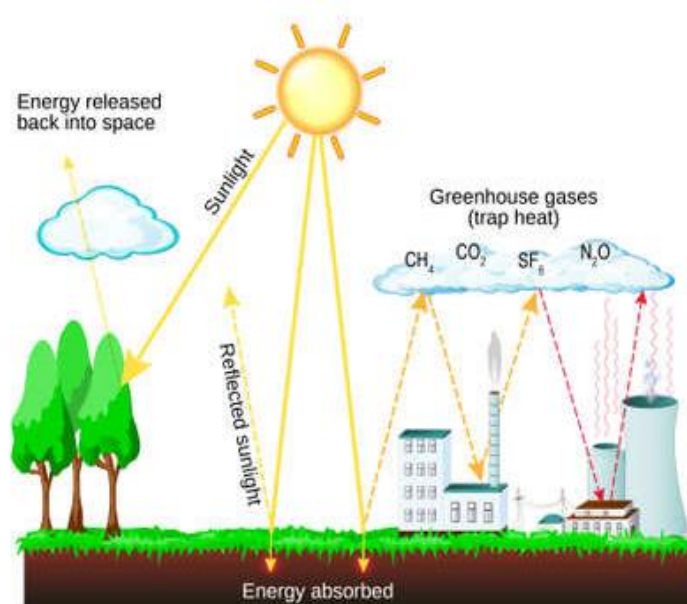
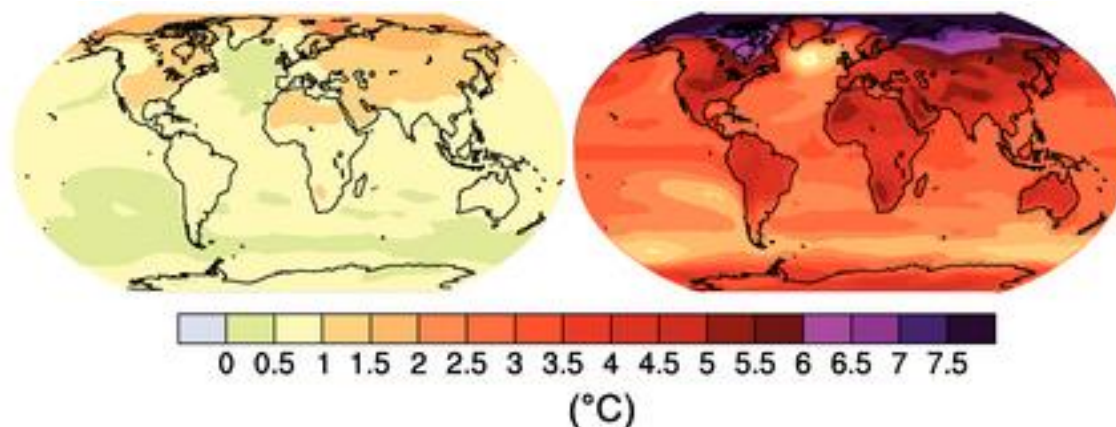


Figura 1: Efecto Invernadero. Fuente: [2]

El clima debe de algún modo ajustarse a los incrementos en las concentraciones de los GEI, este ajuste generará un cambio climático que se manifestará en un aumento de la temperatura global (referido como calentamiento global, Figura 2, que generará un aumento del nivel del mar, cambios en los regímenes de precipitación y en la frecuencia e intensidad de los eventos climáticos extremos (tales como tormentas, huracanes...), y se presentará una variedad de impactos sobre diferentes componentes, como la agricultura, los recursos hídricos, los ecosistemas y la salud humana.



**Figura 2: Previsión de aumento de temperatura para los próximos 90 años. Fuente: [2]**

Los expertos coinciden que fue la Revolución Industrial el punto de inflexión en donde las emisiones de los gases de efecto invernadero se dispararon. La industrialización, la deforestación y la agricultura a gran escala ocasionaron un aumento de estos gases a niveles nunca vistos en tres millones de años.

Junto con esto, cabe mencionar el crecimiento de población (800 millones de habitantes en 1750 frente a los 7.500 millones de la actualidad), a mayor población, mayor número de recursos que se necesitan, lo que aumenta las emisiones de gases de efecto invernadero en los procesos de producción.

La destrucción de ecosistemas y la deforestación también contribuyen a este cambio climático, ya que los bosques absorben CO<sub>2</sub> y devuelven oxígeno a la atmósfera, pero en los últimos 10 años se destruyeron más de 13 millones de hectáreas, lo mismo ocurre con los océanos, que absorben hasta un 50 % del CO<sub>2</sub> que se genera, pero su contaminación y su destrucción provoca que su agua se acidifique y produzca el fin de la flora y fauna marina.

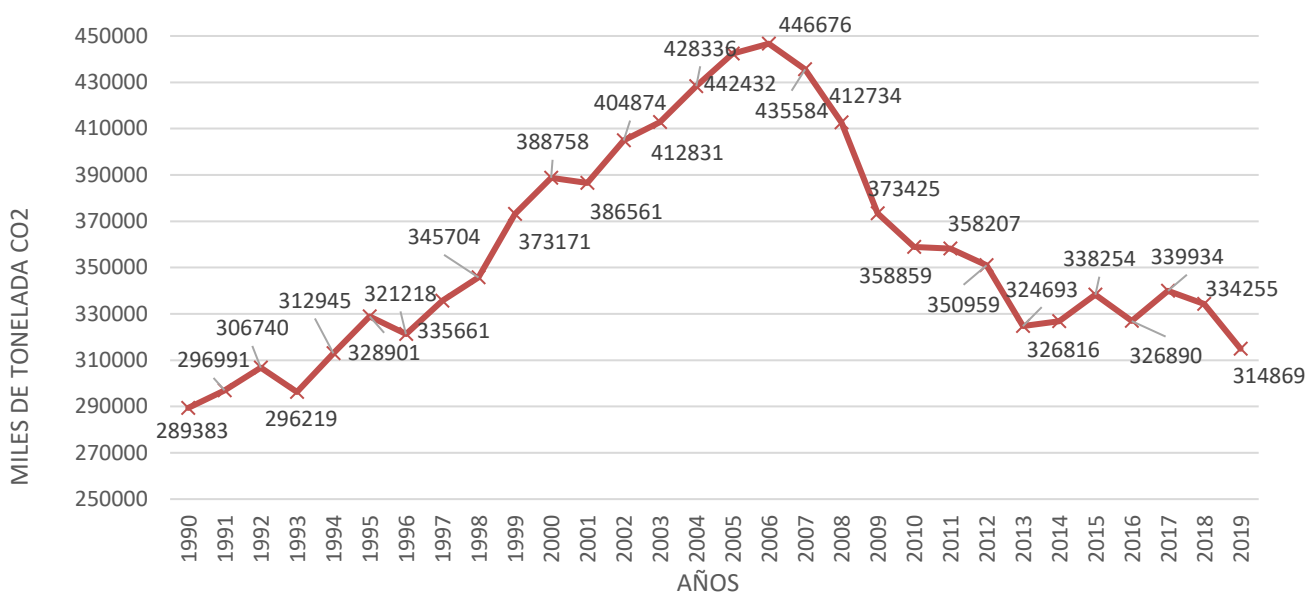
El Centro Euro-Mediterráneo sobre el Cambio Climático (CMCC), reconoce la existencia del problema del cambio climático, y establece un objetivo último: lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera con el fin de impedir interferencias antropogénicas (causadas por el ser humano) peligrosas en el sistema climático.

En el año 1979, la Organización Meteorológica Mundial convocó la primera Conferencia Global del Clima en Ginebra. En esta conferencia se reconoció que el cambio climático era un problema serio que había que abordar e investigar.

En el año 1987 se negoció el llamado Protocolo de Montreal, el primer éxito de acción climática de la ONU, poco después del descubrimiento del primer agujero de la capa de ozono en el Antártico. Este protocolo fijaba un calendario de eliminación de las sustancias que destruyen la capa de ozono, como los clorofluorocarbonos, gases utilizados en aerosoles y refrigeración.

En el año 1997 nació el Protocolo de Kioto donde la Comunidad Europea y otros 37 países industrializados se comprometieron en reducir sus emisiones tomando como referencia los niveles de 1990.

En España también se adquirió el compromiso de limitar y reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero, Figura 3, tanto en el ámbito de las Naciones Unidas como en el de la Unión Europea.



**Figura 3: Evolución de emisiones de gases de efecto invernadero en España. Fuente: [5]**

Para el periodo comprendido entre el año 2008 y el 2012, primer periodo de compromiso del Protocolo de Kioto, España debía limitar el incremento de sus emisiones de gases de efecto invernadero de manera que la media de emisiones netas no superase el 15% del nivel de emisiones del año base (1990/1995).

Entre 2013 - 2020, segundo periodo de compromiso del Protocolo de Kioto, la Unión Europea se comprometió a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% con respecto al año 1990.

En el año 2014 se aprobó el Marco de Políticas de Energía y Cambio Climático 2021-2030 ("Marco 2030"), que recoge los objetivos de reducción de emisiones para el año 2030.

El Consejo Europeo, incrementó la ambición climática de este Marco 2030, que recoge los siguientes objetivos principales a conseguir:

- Un 55% menos de emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con 1990.
- Un 32% de energías renovables en el consumo de energía.
- Un 32,5% de mejora de la eficiencia energética.

En el 2015 entra en vigor el Acuerdo de París, donde los países se comprometen a participar en las reducciones globales de gases de efecto invernadero. Este acuerdo tiene

como objetivo evitar que el incremento de la temperatura media global del planeta supere los 2°C respecto a los niveles preindustriales y busca, además, promover esfuerzos adicionales que hagan posible que el calentamiento global no supere los 1,5°C.

Cada 5 años, todos los países deben comunicar y mantener sus objetivos nacionales de reducción de emisiones (sus planes de desarrollo para la reducción de emisiones), además de poner en marcha políticas y medidas nacionales para alcanzar dichos objetivos. [6]

Para conseguir estos objetivos y a su vez satisfacer la demanda energética, tenemos que optar por fuentes limpias perpetuamente disponibles y viables, como lo son ya las energías renovables (solar, eólica, biomasa, mareomotriz, geotérmica, micro hidráulica, etc).

Las energías renovables han recibido un importante respaldo de la comunidad internacional con el Acuerdo de París.

## 3.2 Energías renovables

Las energías renovables son fuentes de energía limpias e inagotables, a diferencia de las fuentes tradicionales de energía como el carbón, el gas, el petróleo o la energía nuclear, cuyas reservas son finitas. Las energías renovables o energías limpias cuentan con la misma disponibilidad que el sol y se adaptan a los ciclos naturales, por eso se denominan renovables.

Se diferencian de los combustibles fósiles principalmente en su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, pero sobre todo en que no producen gases de efecto invernadero ni emisiones contaminantes. Por ello son un elemento esencial de un sistema energético sostenible que permita el desarrollo presente sin poner en riesgo el de las futuras generaciones.

Debido a todo lo mencionado se muestran como una solución limpia y más viable frente a la degradación medioambiental.

Entre las energías renovables encontramos:

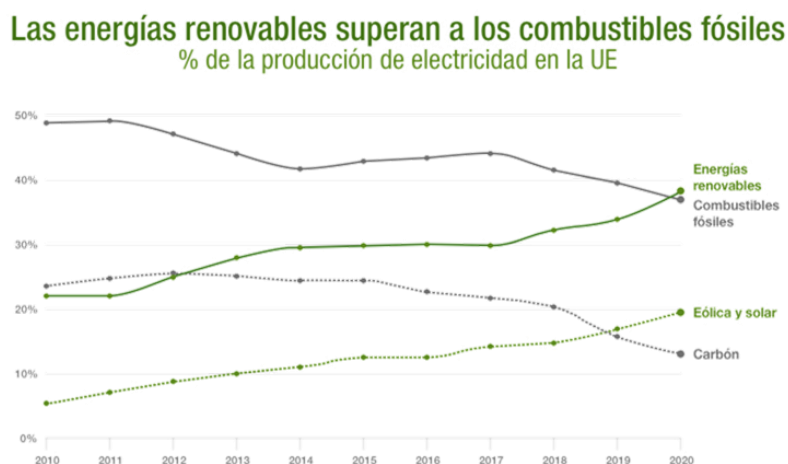
- Energía eólica: la energía que se obtiene del viento
- Energía solar: la energía que se obtiene del sol. Las principales tecnologías son la solar fotovoltaica (aprovecha la luz del sol) y la solar térmica (aprovecha el calor del sol)
- Energía hidráulica o hidroeléctrica: la energía que se obtiene de los ríos y corrientes de agua dulce
- Biomasa y biogás: la energía que se extrae de materia orgánica
- Energía geotérmica: la energía calorífica contenida en el interior de la Tierra
- Energía mareomotriz: la energía que se obtiene de las mareas.
- Energía undimotriz u ola motriz: la energía que se obtiene de las olas



- Bioetanol: combustible orgánico apto para la automoción que se logra mediante procesos de fermentación de productos vegetales
- Biodiésel: combustible orgánico para automoción, entre otras aplicaciones, que se obtiene a partir de aceites vegetales

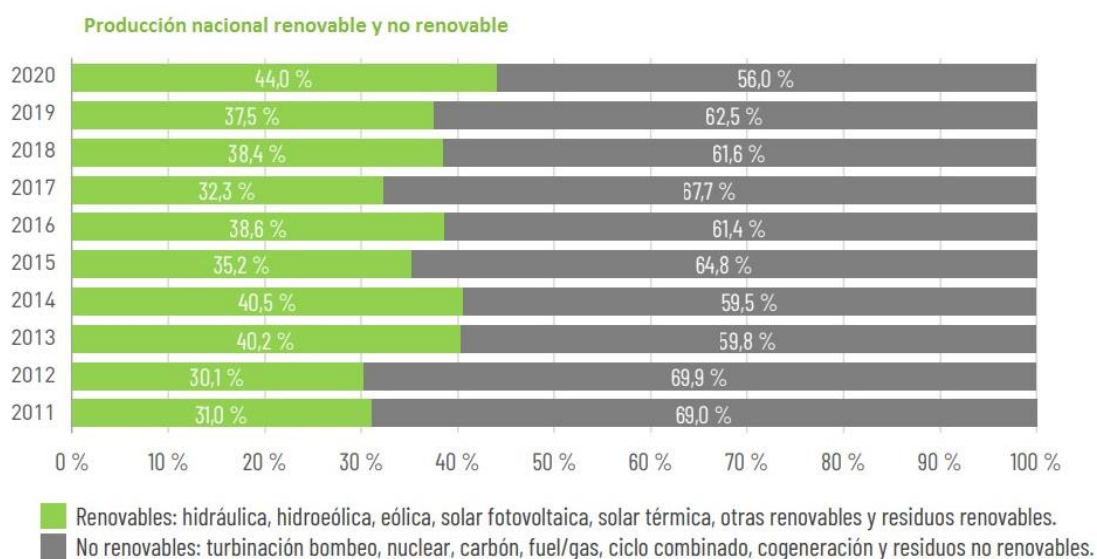
En el año 2020 las energías renovables se convirtieron en la principal fuente de electricidad del continente, superando por primera vez a los combustibles fósiles. Así lo afirma un informe elaborado por Ember y Agora Energiewende. Esto significa que la electricidad de Europa es un 29 % más limpia que en el año 2015, lo que encamina a la región hacia la reducción del 55 % de los gases de efecto invernadero en 2030 y hacia la neutralidad climática en 2050, es decir, a no liberar más gases de efecto invernadero de los que se pueden absorber.

En la Figura 4 podemos observar el potente crecimiento desde el año 2010 hasta el 2020 de las energías renovables, que poco a poco fueron ganándole terreno a los combustibles fósiles. También se ve como la energía eólica y la solar, principales impulsoras de energías renovables en Europa, desbancan la producción de carbón en los últimos dos años.



**Figura 4 : Evolución de las energías renovables frente a los combustibles fósiles. Fuente:[8]**

En España desde el año 2011 hasta el 2020, se puede observar una notable mejoría, Figura 5, en lo referido a la producción de energía mediante recursos renovables. En 10 años se ha pasado de un 30 % a un 44% de la producción total nacional.



**Figura 5: Producción nacional renovable y no renovable desde el 2011 hasta el 2020.**  
**Fuente:[8]**

En el siguiente gráfico, Figura 6, se recoge la cobertura de la demanda eléctrica peninsular en el año 2020, en donde cabe destacar la producción récord alcanzada por la energía eólica, que fue responsable de más de una quinta parte de toda la generación anual, lo que representa un 22.2 % del total. La energía solar fotovoltaica también registró una cifra récord, ya que se produjo un aumento del 65% respecto a los valores de 2019, a pesar de que sigue representando una parte baja de la generación de energía, un 6.1 %, es un dato importante a tener en cuenta.

También es importante mencionar que la producción del carbón se redujo un 60,4% con respecto al año anterior, significando solo el 2% de la producción nacional.

Con todo, las emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2020 fueron un 27,8% inferiores a las registradas en 2019.

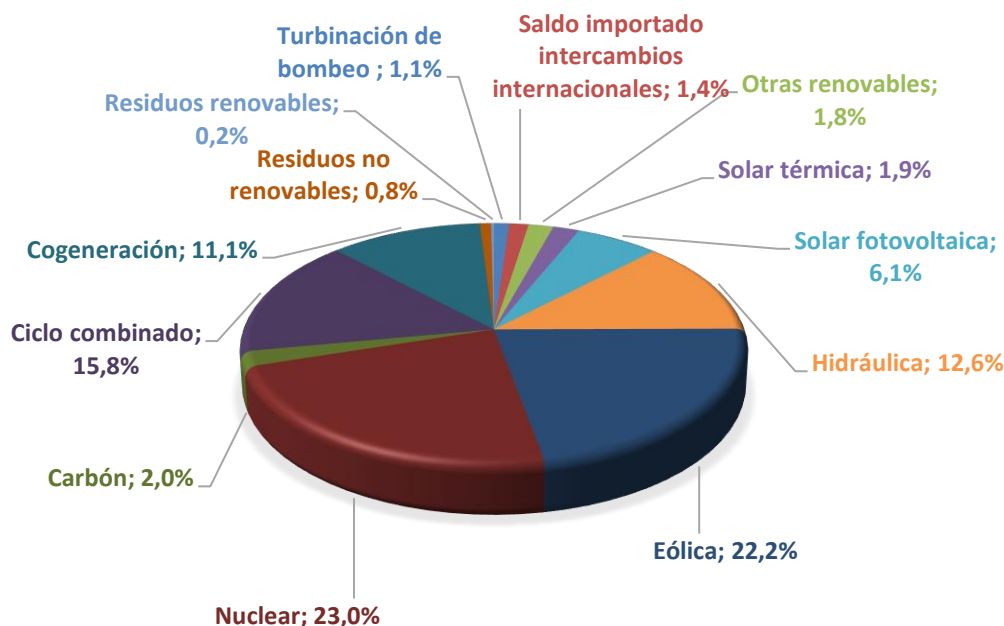


Figura 6: Cobertura de la demanda eléctrica peninsular en el año 2020. Fuente:[8]

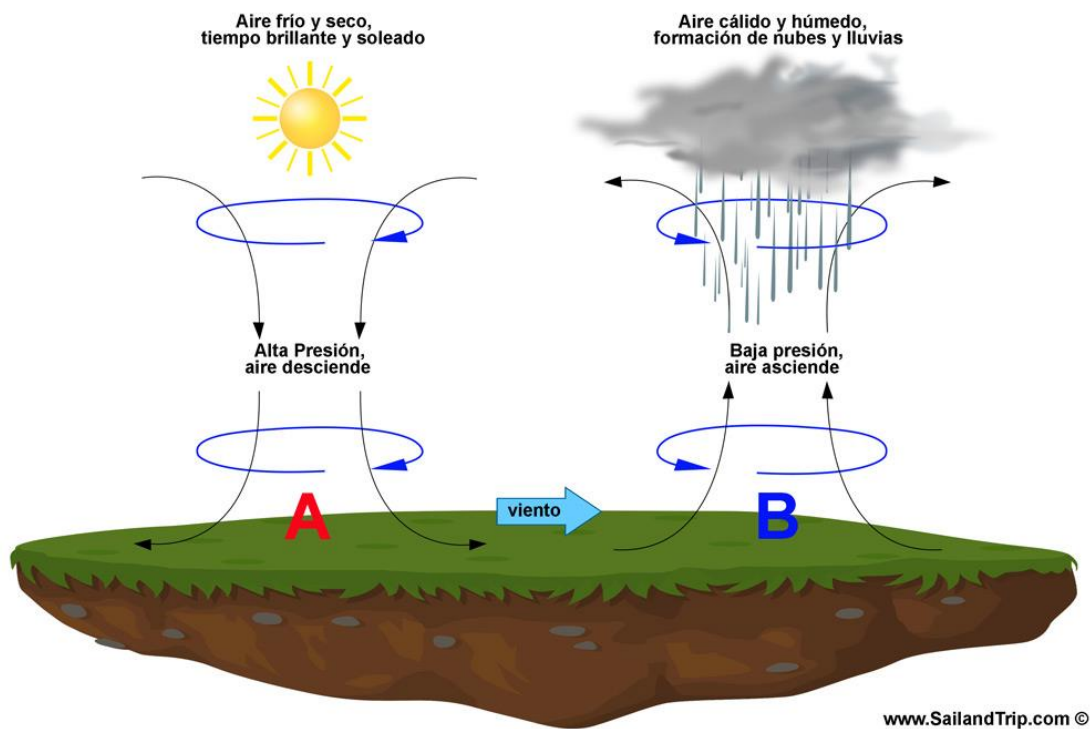
### 3.3 Energía eólica

La energía eólica es aquella que transforma en electricidad la fuerza del viento, siendo este un recurso inagotable. Es uno de los recursos energéticos más antiguos explotados por el ser humano y es hoy en día de la energía más eficiente de todas las energías renovables.

El aprovechamiento del viento requiere de la instalación de parques eólicos, ya sea en tierra o mar y están formados por varios aerogeneradores con una altura desde los 80 metros hasta algo más de los 200 metros, los cuales están unidos entre sí por cables subterráneos que llevan la energía eléctrica a una subestación transformadora, de ahí es transportada a donde proceda (hogares, fábricas, escuelas...) a través de las redes de distribución de las distintas compañías eléctricas del lugar del emplazamiento de dicho parque eólico.

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor.

Los vientos se originan como consecuencia de las diferencias en la presión atmosférica, estas diferencias vienen dadas ya que la radiación del sol no incide por igual en toda la superficie de la Tierra, hay zonas que se calientan más que otras. Dónde el aire está más frío, este desciende y pesa más creando zonas de altas presiones, en cambio en las zonas más calientes, el aire pesa menos y tiende a ascender generando las zonas de bajas presiones, esta diferencia de presiones origina el movimiento del aire, Figura 7

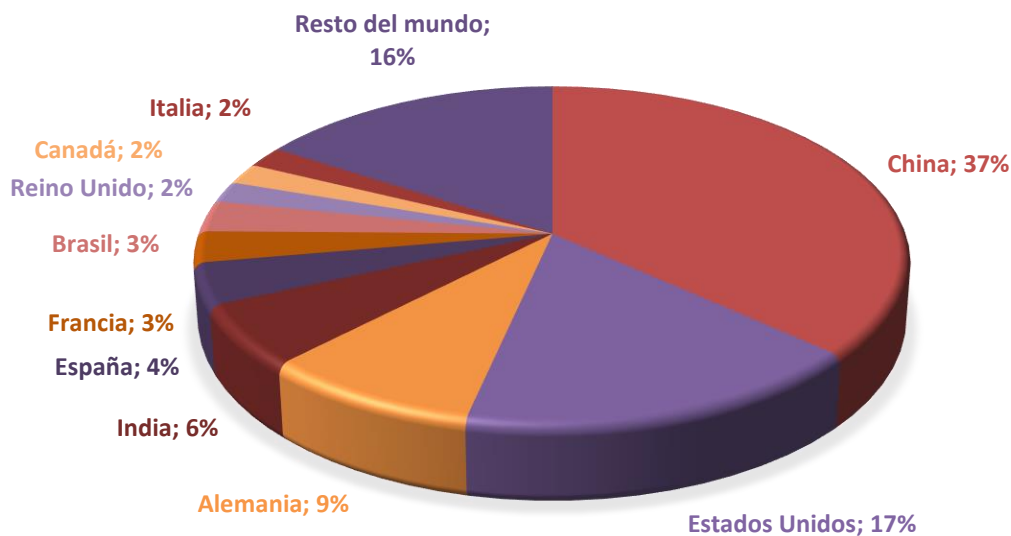


**Figura 7: Esquema explicativo de formación de los vientos debido a las diferencias de presión. Fuente: [9]**

Para que estos vientos puedan ser aprovechables por el aerogenerador deben de ser estables, continuos y tener una cierta velocidad.

La energía eólica es una de las energías menos contaminantes que hay y frena el agotamiento de combustibles fósiles, contribuyendo a frenar a su vez el cambio climático, es también una tecnología líder en evitar emisiones de CO<sub>2</sub>. En 2019 evitó la importación de 10,5 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP) y la emisión de 29 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

La energía eólica instalada en el mundo creció un 10% en 2019, hasta situarse en 651 GW, según datos del Global Wind Energy Council (GWEC). China, Estados Unidos, Alemania, India y España son los primeros productores mundiales, Figura 8.

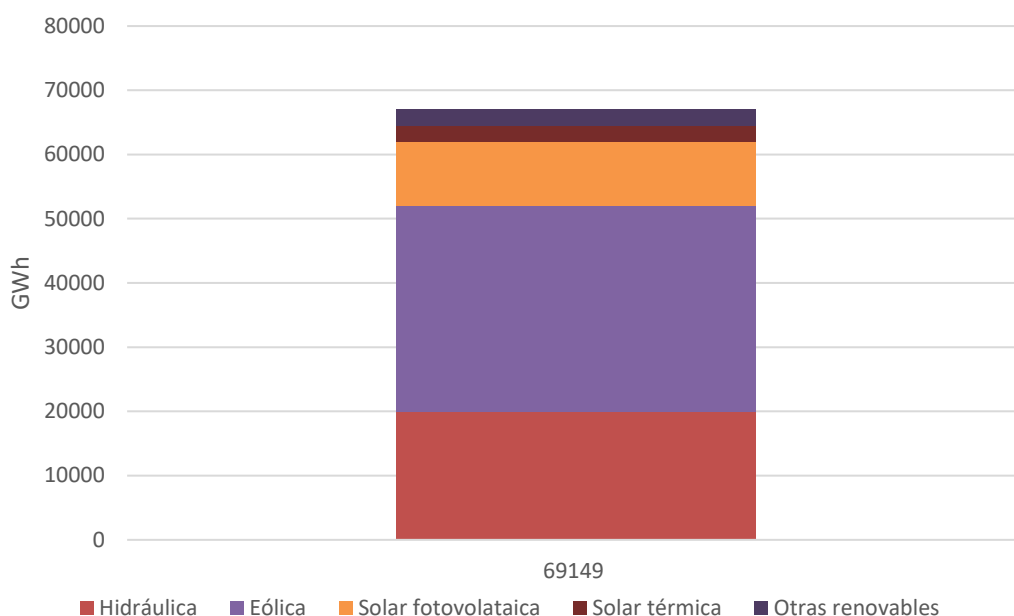


**Figura 8: Ranking de países por potencia eólica terrestre acumulada. Fuente:[10]**

Cabe destacar además que, dentro de la UE, España es el país que más potencia eólica terrestre ha instalado a lo largo de 2019.

Dentro de la península, la energía eólica ha sido la segunda fuente de generación eléctrica. En el año 2020 se incrementó la potencia eólica en 1.720 MW, en el año 2019 fueron instalados 2.243 MW y en el año 2018 fueron 393 MW, sumando así un total de 27.446 MW eólicos instalados según los datos recopilados por la Asociación Empresarial Eólica (AEE). Actualmente hay instalados en España 1.267 parques eólicos en más de 800 municipios.

Según datos de Red Eléctrica Española (REE), en 2020 las energías renovables han producido 69 TWh. De estos 69 TWh, la eólica es la que más ha producido con unos 32 TWh, seguido de la hidráulica con más de 20 TWh, Figura 9.



**Figura 9: Producción de las diferentes energías renovables en España en el año 2020.**  
Fuente:[12]

La generación con fuentes renovables en nuestro país no para de crecer. En 7 comunidades autónomas se ha generado más electricidad con energías renovables que con energías no renovables en 2020 frente a 2019.

En términos de cobertura de la demanda autonómica, hay ya 5 autonomías que generan más del 100% de su demanda con recursos renovables. La electricidad renovable sobrante en estas autonomías se transfiere a autonomías limítrofes o más lejanas que son deficitarias en generación de electricidad mediante la red eléctrica

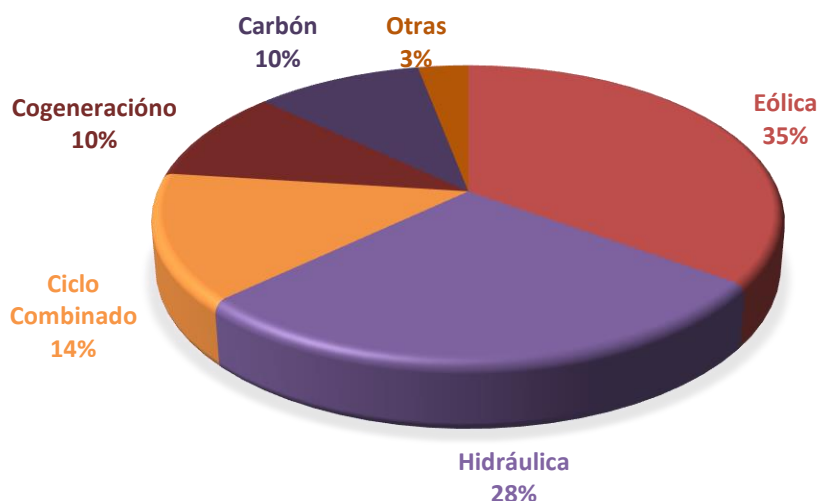
En 2020, la comunidad autónoma de Castilla y León ha sido la que más electricidad ha generado con el viento, seguida de Galicia y Aragón.

En la Tabla 1, podemos observar lo comentado anteriormente y además destacar que no sólo se genera energía mayoritariamente con tecnologías renovables, sino que, en Castilla y León, Galicia, Aragón, Navarra y La Rioja, la principal tecnología que se emplea para la generación de electricidad es la energía eólica.

**Tabla 1: Generación de energía en las distintas comunidades de España. Fuente:[10]**

	Generación eólica en 2020 (MWh)	Principal tecnología de generación en 2020	Tecnología mayoritaria de generación 2020
CASTILLA Y LEON	12.572.567	Eólica	Renovables
GALICIA	9.992.311	Eólica	Renovables
ARAGON	7.307.176	Eólica	Renovables
CASTILLA LA MANCHA	7.159.555	Nuclear	Renovables
ANDALUCIA	6.723.373	Ciclo combinado	Renovables
CATALUÑA	2.555.699	Nuclear	No Renovables
NAVARRA	2.377.904	Eólica	Renovables
COMUNIDAD VALENCIANA	2.197.822	Nuclear	No Renovables
ASTURIAS	1.153.038	Carbón	No Renovables
CANARIAS	1.100.295	Ciclo combinado	No Renovables
LA RIOJA	790.324	Eólica	Renovables
MURCIA	428.031	Ciclo combinado	No Renovables
PAÍS VASCO	326.151	Ciclo combinado	No Renovables
EXTREMADURA	116.652	Nuclear	No Renovables
CANTABRIA	74.181	Cogeneración	No Renovables
BALEARES	3.640	Motores diésel	No Renovables
MADRID	0	Cogeneración	No Renovables

En el caso concreto de Galicia, en el año 2020 la energía eólica fue la principal fuente de generación de energía eléctrica, generando el 35% del total, Figura 10, siendo la segunda mejor comunidad por energía generada, un 16% de toda España.



**Figura 10: Fuentes de generación de energía eléctrica en Galicia. Fuente:[11]**

El uso de la energía eólica en conjunto con el resto de las energías renovables ayuda a cumplir los objetivos medioambientales, por lo que su desarrollo e implementación son necesarios para un futuro sostenible.

Según datos de EGA (Asociación Gallega Eólica) tomados a principios de 2020, Galicia cuenta con una potencia eólica instalada de 3.788 MW y 180 parques eólicos.

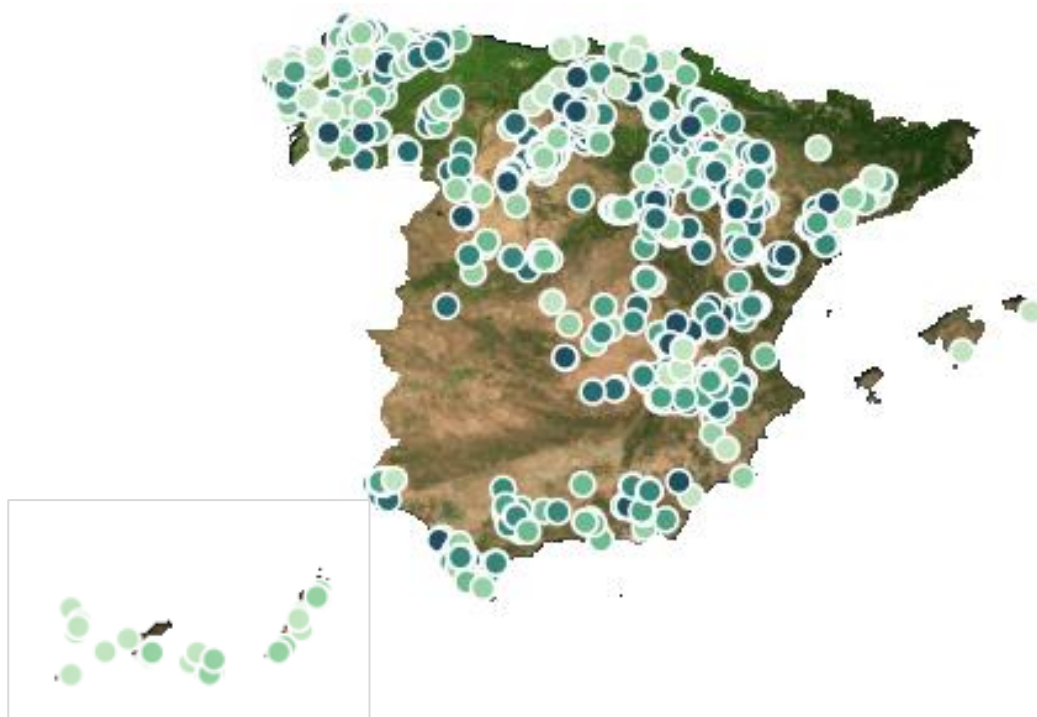
### 3.4 Emplazamiento de parques eólicos

El emplazamiento de los parques eólicos es un tema importante y por ello es preciso realizar un estudio de la zona donde se instalará dicho parque. En este proyecto se va a estudiar la variación del viento, su dirección y la velocidad que tiene dependiendo de la altura.

Después de realizar el estudio previo sobre viento es relevante tener consideración sobre el entorno y sus aspectos. Se ha confirmado que, debido a las corrientes de temperatura entre la tierra y el mar, las mejores zonas son las zonas costeras, pero también son óptimas las llanuras continentales y las zonas de montaña.

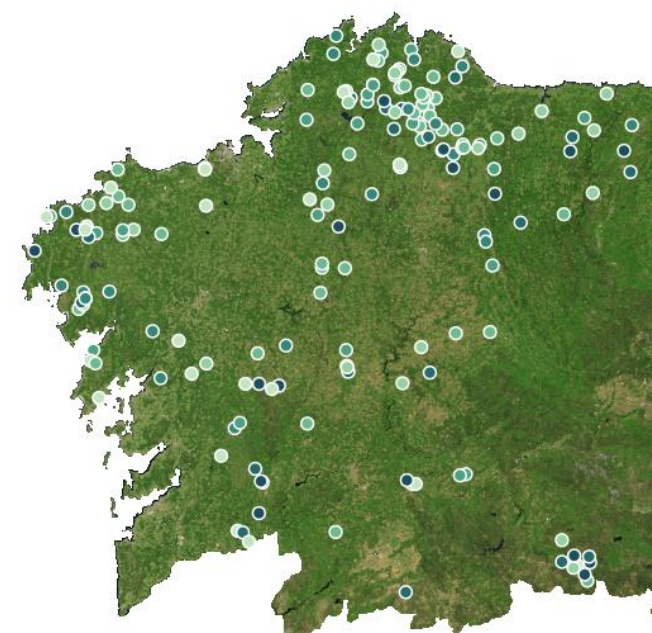
Según el Anuario AEE 2020, que presentó la Asociación Empresarial Eólica, en España hay 20.940 aerogeneradores instalados; 1.267 parques eólicos distribuidos por más de 800 municipios, Figura 11. El sector eólico nacional emplea directamente a más de 13.000 personas (24.000, si sumamos empleo indirecto).





**Figura 11: Mapa con los distintos parques eólicos instalados en España. Fuente:[14]**

Podemos observar cómo en Galicia hay un gran número de instalaciones eólicas, Figura 12.



**Figura 12: Mapa con los distintos parques eólicos instalados en Galicia. Fuente: [14]**

La Asociación Eólica de Galicia estima en 5.000 millones de euros la inversión que se materializará en el periodo 2020 y 2030 por la construcción de los nuevos parques eólicos previstos.

El objetivo para el decenio 2020-2030 apunta a la construcción de 4.500 MW nuevos, lo que duplicará la potencia actualmente instalada. Ello supondrá la generación de más de 5.800 empleos anuales directos, consolidando la industria eólica gallega.

La energía eólica se ha desarrollado ampliamente en las últimas décadas en el territorio gallego. Este proceso tuvo lugar gracias a la existencia de recurso eólico en muchas áreas de Galicia, pero también la gran implantación fue debido al diseño y aprobación de un marco regulador que favoreció la puesta en marcha de las centrales eólicas. Así, desde 1995 se produjo la implantación de parques eólicos, aerogeneradores e infraestructuras asociadas a lo largo de muchos montes de Galicia. En este período de desarrollo eólico en Galicia se instalaron más de 3.300 MW, de los que la mayor parte se pusieron en marcha durante el período que va desde 1997 hasta el año 2008.

## 4 NORMAS Y REFERENCIAS

### 4.1 Normativa nacional

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Real Decreto 2019/1997, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos.

Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.

Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia

Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.

Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productos de energía eléctrica.

Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de energía eléctrica.

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico.

Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa y eólica.

Decreto-ley 16/2019, de 26 de noviembre, de medidas urgentes para la emergencia climática y el impulso a las energías renovables.

Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.

Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

## **4.2 Normativa autonómica**

Ley 8/2009, de 22 de diciembre, por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y se crean el canon eólico y el Fondo de Compensación Ambiental.

Ley 3/1999, de 11 de marzo, de Creación del Instituto Energético de Galicia.

Orden de 29 de marzo de 2010 para la asignación de 2325MW de potencia en la modalidad de nuevos parques eólicos en Galicia.

### 4.3 Bibliografía

- [1] Ríos Hernández, María José 2015. Estudio de viabilidad y diseño de un parque eólico (Cartagena).
- [2] Esquema efecto invernadero y calentamiento global ( <https://es.123rf.com>)
- [3] Grupo Acciona (<https://www.acciona.com>)
- [4] Gobierno España, protocolos de Kioto y Paris (<http://www.interior.gob.es>)
- [5] Observatorio de Sostenibilidad (<https://www.observatoriosostenibilidad.com/>)
- [6] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico- <https://www.miteco.gob.es>
- [7] Tipos energías renovables <https://www.energias-renovables.com>
- [8] Grupo Iberdrola, evolución de las energías renovables <https://www.iberdrola.com>
- [9] Formación de los vientos ([www.SailandTrip.com](http://www.SailandTrip.com))
- [10] Asociación eólica española (<https://www.aeeolica.org>)
- [11] Asociación eólica gallega (<https://www.ega-asociacioneolicagalicia.es>)
- [12] Producción energías renovables España (<https://www.energias-renovables.com>.)
- [13] Red Eléctrica Española (<https://www.esios.ree.es/ica>)
- [14] Mapas en diferentes formatos. (<http://mapas.xunta.gal/portada>)
- [15] Página Red Natura 2000 ( <https://natura2000.eea.europa.eu/>)
- [16] Página web fabricante Vestas (<https://www.vestas.com/> )
- [17] Registro eólico de Galicia (<https://www.arcgis.com/>)
- [18] Instituto Enerxético de Galicia, “Anexo do Plan Sectorial Eólico de Galicia.
- [19] Tipos de aerogeneradores. (<https://www.sciencedirect.com/>)
- [20] Mapas en diferentes formatos. (<https://www.ign.es/> ).
- [21] Navarro Martínez, Jose Alberto 2010, Diseño preliminar de un Aerogenerador de 3MW (Madrid)
- [ 22] Página web fabricante Vestas (<https://www.vestas.com/> ).
- [23] OMIE., 2019. Informe de precios 2019.
- [24] Organización de empresas - Análisis de inversiones, asignatura Organización de Empresas del grado.
- [25] Ly Liu, María Lucía 2016, Diseño de ls instalaciones eléctricas de alta tensión de un parque eólico. (Madrid)
- [26] Programa cálculo potencia (<https://www.thewindpower.net/>)

- [27] Rosa de los vientos (<http://www.PublicacionesDidacticas.com> )
- [28] Librería grupo ABB (<https://library.e.abb.com>)
- [29] Cátedra Endesa Red -ULPGC-(<http://www.catedraendesared.ulpgc.es>)
- [30] Guía técnica Prysmian. (<https://es.prysmiangroup.com/>).
- [31] Proyecto tipo líneas eléctricas subterráneas hasta 20 kV - Unión Fenosa
- [32] Instituto para la diversificación y ahorro de energía (<https://www.idae.es>)
- [33] Atlas costero de Galicia (<https://www.meteogalicia.gal>)

## 5 DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

A: amperios

AEE: asociación empresarial eólica

AT: Alta tensión

BT: baja tensión

CMCC: Centro Euro-Mediterráneo sobre el Cambio Climático

DWIA: Danish Wind Industry Association

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GWEC: global wind energy council

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía

LIC: Lugares de Importancia Comunitaria

m: metros

MT: Media tensión

MWh: Megavatio hora

REE: Red Eléctrica Española

rpm: revoluciones por minuto

OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía

PSEGA: Plan Sectorial Eólico Gallego

TEP: tonelada equivalente de petróleo

TIR: Tasa Interna de Retorno

TWh: teravatio hora

UE: unión europea

V: voltios

VAN: Valor Actual Neto

W: vatios

WRF: Weather Research and Forecasting model

ZEPA: Zonas Especiales de Protección para las Aves

ZEC: Zonas Especiales de Conservación



## 6 REQUISITOS DE DISEÑO

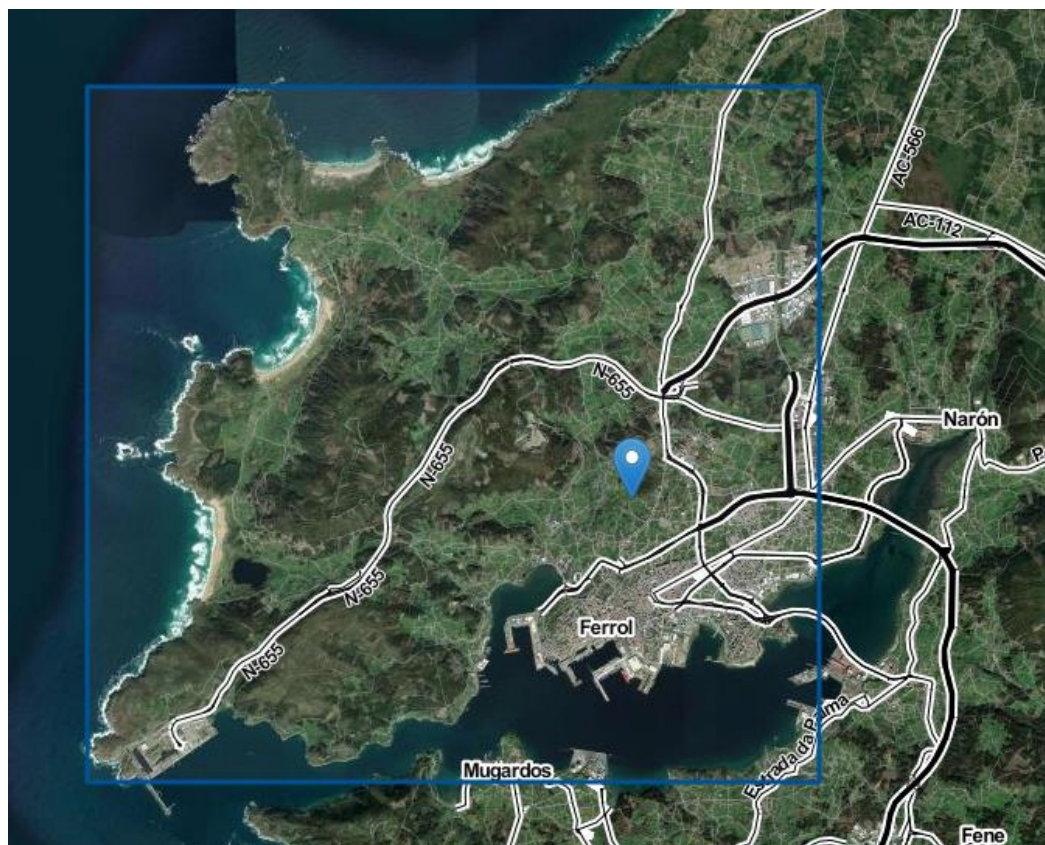
### 6.1 Situación geográfica

Ferrol es una ciudad y municipio español situado en el norte de la provincia de la Coruña en Galicia. Parte del municipio se encuentra en el interior de la ría de Ferrol y otra gran parte abierta al océano Atlántico,

Gracias a su situación, Ferrol tiene un clima típicamente atlántico con temperaturas suaves durante todo el año y precipitaciones abundantes.

Cuenta con una superficie de 82.65 km<sup>2</sup> y una población de 65.560 habitantes según el INE en el año 2020.

En total Ferrol está conformado por 12 parroquias, Brión, Cobas, Doniños, Esmelle, La Cabana, La Graña, La Mariña, Leija, Mandiá, Marmancón, Serantes y Trasancos.

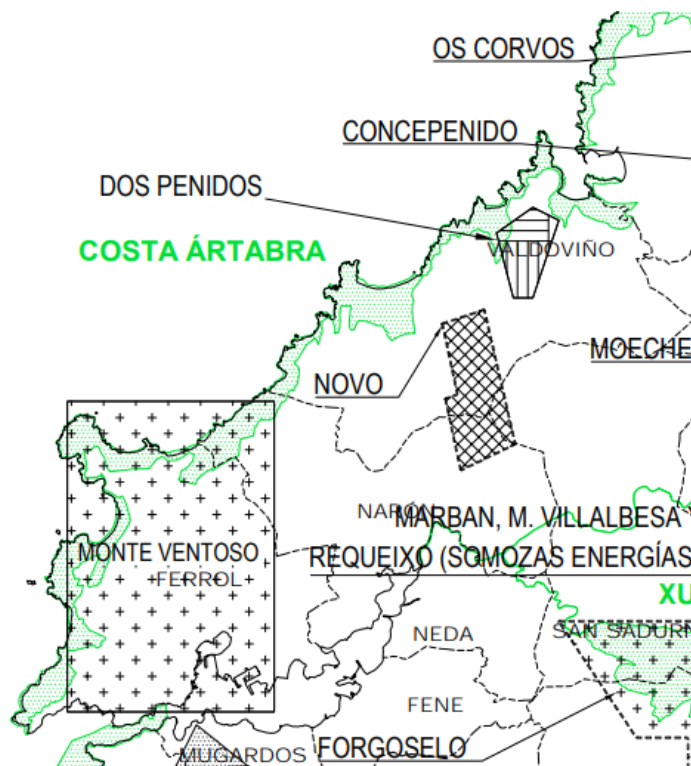


**Figura 13: Mapa municipio de Ferrol. Fuente: [14]**

El Plan Sectorial Eólico de Galicia (PSEGA) establece una serie de áreas dónde el recurso eólico es aprovechable, Figura 14, y puede ser posible el emplazamiento de un parque eólico.

En la zona de Ferrol se cuenta con una gran área de potencial eólico.





**Figura 14: Plan Sectorial Eólico de Galicia. Fuente [18]**

En el Registro Eólico de Galicia aparece que la zona del PSEGA llamada MONTE VENTOSO cuenta con una solicitud para colocar aerogeneradores con su respectiva subestación

En total la zona elegida que abarcan los aerogeneradores cuenta con una superficie total de 1.798.126'6 m<sup>2</sup> y las coordenadas de cada una de las máquinas son las que aparecen reflejadas en la Tabla 2.

**Tabla 2: Coordenadas aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.**

<b>Aerogenerador</b>	<b>Latitud</b>	<b>Longitud</b>
<i>1</i>	<i>43.480560</i>	<i>-8.301324</i>
<i>2</i>	<i>43.475742</i>	<i>-8.300198</i>
<i>3</i>	<i>43.472113</i>	<i>-8.297759</i>
<i>4</i>	<i>43.486086</i>	<i>-8.289562</i>
<i>5</i>	<i>43.48331</i>	<i>-8.285932</i>
<i>6</i>	<i>43.474475</i>	<i>-8.276349</i>

## 7 ANÁLISIS DE SOLUCIONES

### 7.1 Recurso eólico

Las medidas de viento que se han tomado fueron a través de varias fuentes, para que posteriormente se pudiese evaluar de una forma más precisa y calcular con más exactitud las características del viento en la zona.

Desde MeteoGalicia se han recogido medidas cada diez minutos de la dirección y velocidad del viento desde el año 2016 hasta el año 2020 incluido, estos datos fueron recogidos en una tabla de Excel para posteriormente usarlos con el programa de Matlab para elaborar una serie de gráficas que permitirán analizar el recurso eólico y saber hacia qué dirección es mejor posicionar los aerogeneradores que se van a instalar.

Además, se consultó al Atlas de viento costero de alta resolución de Galicia, el cual combina el software WAsP y salidas del modelo WRF (Weather Research and Forecasting model) de MeteoGalicia.

Después de todo el análisis y cálculos de datos los resultados obtenidos se reflejan en la Tabla 3.

**Tabla 3: Resultados obtenidos del análisis del recurso eólico. Fuente: elaboración propia**

<b>Dirección mayoritaria del viento</b>	SE
<b>Velocidad media anual a la altura del buje (80m)</b>	10.5 m/s
<b>Velocidad de referencia</b>	52.50 m/s
<b>Clase aerogenerador</b>	Clase A Tipo I

### 7.2 Aerogeneradores

Un aerogenerador o turbina eólica es aquella máquina que se emplea para transformar la fuerza del viento en electricidad. La energía cinética del viento proporciona energía mecánica a un rotor hélice que, mediante una transmisión mecánica, hace girar el rotor de un generador que convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

Lo más común es encontrar los aerogeneradores agrupados en parques eólicos. Están separados entre ellos una distancia que depende de las condiciones del lugar.

Los aerogeneradores se diseñan a diferentes alturas dependiendo del régimen de viento del emplazamiento en el que están situados, de la potencia de la turbina, del diámetro de barrido de las palas, etc.

Los aerogeneradores se pueden clasificar según varios criterios, estos son los más habituales:

Por el tipo de eje:

- Eje vertical

Son aquellos donde su eje principal de rotación se encuentra perpendicular al suelo. No requieren ni torre ni mecanismo de orientación al viento, lo que origina que su instalación y mantenimiento sean menos costosos, a pesar de eso este tipo de aerogenerador prácticamente no se construyen debido a su baja eficiencia, velocidad reducida y que se encuentran muy cerca del suelo. Consta de dos palas curvadas que van desde la parte inferior del eje hasta su parte superior, estas giran y producen electricidad. Figura 15.



**Figura 15: Aerogenerador de eje vertical. Fuente: [19]**

- Eje horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal el eje de rotación se encuentra paralelo al suelo. A diferencia de los anteriores, aprovechan más el viento debido que el eje que mueve el generador se puede situar a alturas mucho mayores. Por esta razón, este tipo de turbinas eólicas son las más utilizadas en la actualidad, siendo más eficientes y fiables. Figura 16.

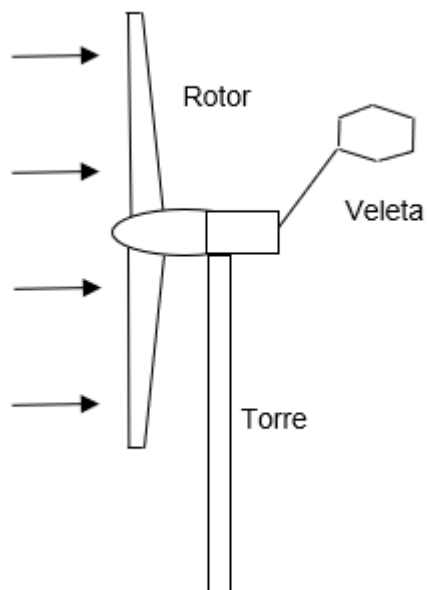


**Figura 16: Aerogenerador de eje horizontal. Fuente: [19]**

Por la orientación respecto al viento:

- A barlovento

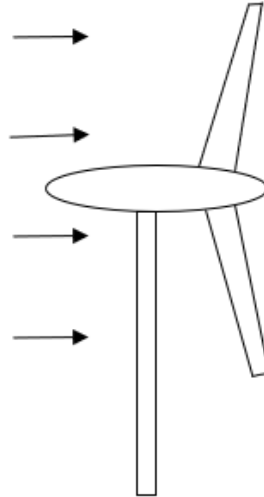
Son los más comunes. Su principal característica es la de situar el rotor de cara al viento, minimizando así la influencia de la sombra de la torre sobre el rotor. Necesitan de un sistema de orientación según la dirección del viento. Figura 17.



**Figura 17: Aerogenerador a barlovento. Fuente: Elaboración propia.**

- A sotavento

El rotor se ubica detrás de la torre, el viento incide primero en la torre y finalmente llega a las palas. Su mayor ventaja es que no necesita mecanismos de orientación, pero la torre genera una turbulencia que provoca cargas adicionales en el rotor. Figura 18.



**Figura 18: Aerogenerador a sotavento. Fuente: Elaboración propia.**

Por el número de palas, Figura 19:

- Unipala

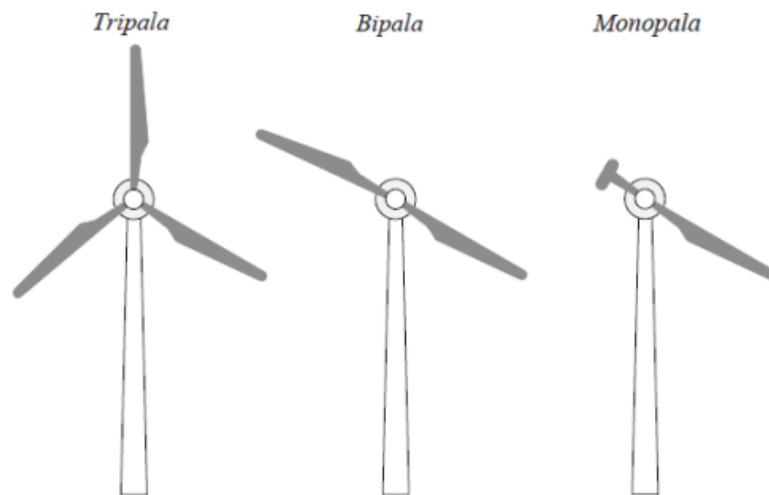
Constituidos por una sola pala y un contrapeso. Presentan velocidades de giro elevadas, tienen poca estabilidad y presentan fatiga. Son poco usadas.

- Bipala

Aunque son muy ligeros, necesitan una velocidad de viento mayor para producir la misma energía que un aerogenerador de tres palas, presentan algunos problemas similares a los de una pala, pero en menor medida.

- Tripala

Los más habituales ya que un mayor número de palas permite obtener un sistema más equilibrado y estable. Desde el punto de vista dinámico es más eficiente que un monopala o bipala, y más económico que los multipala.



**Figura 19: Aerogenerador de 1 2 y 3 palas. Fuente: [19]**

- Multipala

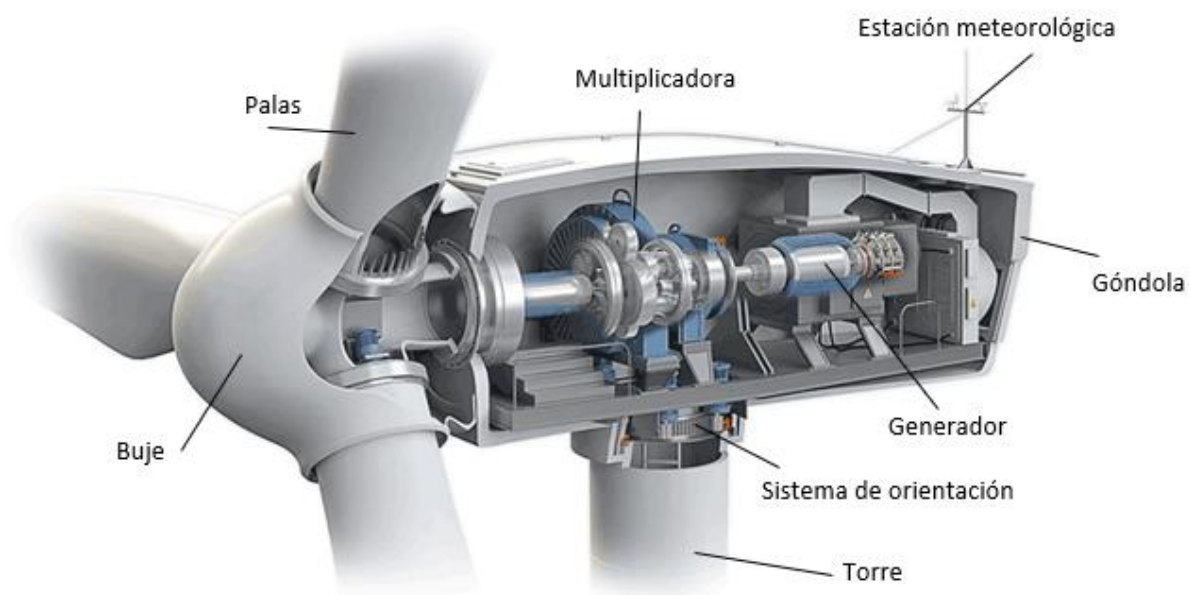
Presentan gran número de palas y se usan normalmente para la extracción y bombeo de agua. Figura 20.



**Figura 20: Aerogenerador multipala. Fuente: [21]**

### 7.2.1 Partes de un aerogenerador

A continuación, Figura 21, vamos a explicar brevemente las partes más importantes que nos vamos a encontrar en la turbina.



**Figura 21: Partes de un aerogenerador. Fuente: [ 22]**

- Rotor: formado por las palas y el buje, que unidos hacen girar el eje lento que está conectado a una multiplicadora.
- Palas del rotor: Una de las partes más importantes de una turbina eólica, capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje. Han de tener una alta resistencia, ser económicas y a la vez de ser lo más aerodinámicas posibles, ya que son las palas las que marcan la conversión de la energía cinética del viento a la energía mecánica, la mayoría de las turbinas que se instalan son de eje horizontal y de 3 palas.

Las palas pueden medir desde 1 metro hasta 100 metros, elaboradas principalmente por materiales compuestos como es el poliéster con refuerzo de fibras de vidrio o carbono para mayor resistencia.

- Buje: elemento que une todas las palas del aerogenerador, se instala sobre el eje de baja velocidad y se encarga de transmitir la fuerza del viento al interior de la góndola. Fabricado normalmente con acero fundido o hierro.
- Multiplicadora: corresponde a una caja de engranajes que convierte la velocidad de giro baja a una velocidad de giro adecuada para que funcione el motor. Mientras que el eje de baja velocidad gira a una velocidad entre 19 y 30 revoluciones por minuto, el eje rápido lo hace hasta 1500 rpm.



- **Generador:** es la pieza que convierte la energía mecánica que aporta la rotación del rotor en energía eléctrica. En aerogeneradores grandes, la tensión que se genera suele ser de 690 V.
- **Góndola:** caja que contiene los componentes principales de la turbina, está fijada al rotor. Está hecha de fibra de vidrio y su objetivo principal es proteger los componentes de su interior del medio ambiente.
- **Estación meteorológica:** mide la velocidad y la dirección del viento.
- **Sistema de orientación:** mediante los datos recogidos por la estación meteorológica, el sistema de orientación coloca el rotor perpendicular al viento.
- **Torre:** elemento estructural que soporta la góndola y el rotor. Está hecha de acero, hormigón armado o una mezcla de ambos. Por su interior circulan los cables que unen la góndola con el transformador que se suele situar a los pies de la torre. Además, su interior también se usa como acceso para el personal hacia la góndola.

## 8 RESULTADOS FINALES

### 8.1 Elección de turbina

Para la elección de la turbina eólica se realizó un análisis de mercado reflejado en el Anexo II, como resultado se obtuvo que la marca de los aerogeneradores de este proyecto será de Vestas, concretamente el modelo V90-2MW. A continuación, se muestran las principales especificaciones técnicas de la turbina escogida:

### Especificaciones técnicas

<b>DATOS OPERACIONALES</b>	
Potencia nominal	2.000 kW / 2.200 kW
Velocidad del viento de corte	4 m/s
Velocidad del viento de corte	25 m/s
Vuelva a cortar la velocidad del viento	23 m/s
Clase de viento	IEC IIA; IEC S
Turbina estándar de rango de temperatura de funcionamiento	-20 °C a 40 °C
Rango de temperatura de funcionamiento turbina de baja temperatura	-30 °C a 40 °C
<b>POTENCIA DE SONIDO</b>	
Máximo	104 dB*
	* Modos de ruido disponibles
<b>ROTOR</b>	
Diámetro del rotor	90 metros
Área barrida	6.362 m <sup>2</sup>
Freno de aire	desvanecimiento de la hoja completa con 3 cilindros de paso
<b>ELÉCTRICO</b>	
Frecuencia	50/60 Hz
Tipo de generador	Generador de doble alimentación de 4 polos (50 Hz) / 6 polos (60 Hz), anillos colectores
<b>CAJA DE CAMBIOS</b>	
Tipo	una etapa planetaria y dos etapas helicoidales
<b>TORRE</b>	
Tipo	torre de acero tubular
Alturas de buje	80 m (IEC IIA)
<b>DIMENSIONES DE NACELLE</b>	
Altura para el transporte	4 m
Altura instalada (incl. CoolerTop®)	5,4 metros
Largo	10,4 metros
Ancho	3,5 m
<b>DIMENSIONES DEL BUJE</b>	
Max. altura de transporte	3,4 m
Max. ancho de transporte	4 m
Max. longitud de transporte	4,2 m
<b>DIMENSIONES DE HOJA</b>	
Largo	44 m
Max. acorde	3,9 m
Max. peso por unidad para transporte	70 toneladas

En el anexo I se analiza el recurso eólico con más detalle.

### ***8.1.1 Conclusiones***

El recurso que dispone el Área de Monte Ventoso permite instalar turbinas de Clase A tipo I, esto quiere decir que estarán diseñadas para soportar altas velocidades y para resistir intensidades de turbulencias elevadas.

Para el número de turbinas que se instalarán se ha tenido en cuenta la propuesta del Plan Sectorial Gallego, en dónde hay colocados seis aerogeneradores y una subestación en el sur del área seleccionada. Una vez se haya estudiado el mercado se procede a elegir el tipo de modelo de turbina eólica que se va a instalar en el parque.

Mediante el programa de Danish Wind Industry Association se puede calcular la potencia de un aerogenerador. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos se llega al resultado de que la energía anual total producida por los seis aerogeneradores es de 51527,52 MWh.

## **8.2 Instalación eléctrica**

Un buen diseño de la instalación eléctrica del parque eólico asegura un buen funcionamiento de los equipos de instalación a la vez que asegura que se produzcan las menos pérdidas de energía posible.

En este proyecto se analizará que dimensiones han de tener los cables que se van a usar para conectar cada turbina hasta la subestación, también se realizará una elección de la estación transformadora BT/MT que se situará en la base de cada turbina eólica.

### ***8.2.1 Materiales del conductor***

Los materiales que se van a utilizar en este proyecto de los conductores serán cobre y el aluminio.

- Cobre: se usará en el tramo de baja tensión, este material es el más común ya que tiene una conductividad excelente.
- Aluminio: se usará para el tramo de media tensión, al ser mayor distancia, se opta por esta opción por ser más ligero y económico.

### ***8.2.2 Aislamiento***

Como material de aislamiento se ha escogido el XLPE o polietileno reticulado, un material termoestable, con unas excelentes propiedades eléctricas que son mejores que las del PVC (material más popular en la aislación de conductores eléctricos).

### 8.2.3 Dimensionamiento del cable

En el anexo III se pueden observar los cálculos que se han realizado en este proyecto para poder así determinar la sección de cable necesario para cada caso.

Para el tramo de baja tensión dentro del aerogenerador, se ha optado por la instalación de 6 conductores por terno ya que la intensidad obtenida en los cálculos es mayor a la que un conductor puede soportar.

**Tabla 4: Resumen dimensionamiento conductor de baja tensión. Fuente: Elaboración propia.**

<b>Intensidad por conductor</b>	348.68 A
<b>Sección del conductor</b>	180 mm <sup>2</sup>
<b>Caída de tensión</b>	5.28 V

En el tramo de media tensión se siguió la guía de Fenosa y sus condiciones para el dimensionamiento del cable.

Cogiendo la intensidad máxima resultante de entre los 6 aerogeneradores para transportar, y aplicando los factores de corrección pertinentes, los resultados obtenidos se reflejan en la Tabla 5.

**Tabla 5: Resumen dimensionamiento conductor de media tensión. Fuente: Elaboración propia.**

<b>Intensidad del conductor</b>	192.09 A
<b>Sección del conductor</b>	95 mm <sup>2</sup>

La caída de tensión se ha calculado para cada tramo, la condición necesaria es que no supere el 5%, tanto en el circuito 1 como en el 2 la caída de la tensión corresponde a un 0.7% y un 0.93 % de la tensión establecida.

### 8.2.4 Transformador

Los transformadores que se instalan en el interior de las turbinas eólicas son de aislamiento seco e ignífugos.

Teniendo en cuenta la potencia suministrada por cada turbina se ha escogido el siguiente transformador, TMC TRANSFORMERS,20/0.69kV,2MW de 50 Hz.

## **8.3 Estudio de la Viabilidad Económica**

A la hora de realizar un proyecto es imprescindible elaborar el estudio de viabilidad económica y así poder determinar el rendimiento, las ganancias y con todo ello si dicho proyecto será viable o no.

Los cálculos realizados para llevar a cabo dicho estudio se adjuntan en el Anexo III: Viabilidad económica.

### ***8.3.1 Vida útil***

Según la Orden TU/315/207, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, la vida útil de un parque eólico será de 25 años.

Además, se tendrá en cuenta un año 0 en que se realizarán todas las obras necesarias.

### ***8.3.2 Ingresos***

Los ingresos generados por el parque eólico vienen de mano de la venta de la energía eléctrica generada durante su vida útil.

De acuerdo con los datos del OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía), se muestran los precios medios de venta de energía en el mercado ibérico a lo largo de lo que va de año.

Para la realización de cálculos se tendrá en cuenta el precio medio de mercado para el año 2021 que equivale a 63.14 €/MWh.

Se considera, primeramente, un incremento anual de precios de un 1 %.

### ***8.3.3 Costes***

Hay que distinguir distintos tipos de costes que se tendrán en cuenta en este proyecto.

#### **8.3.3.1 Costes de explotación**

Son los gastos relacionados con la actividad del proyecto que se dan a lo largo de toda la vida útil.

Para este estudio hemos supuesto los siguientes gastos, considerando un aumento del 2% anual:

- Gastos de operación y mantenimiento

El mantenimiento de la instalación es imprescindible para que la vida útil sea la mayor posible y así evitar fallos en el funcionamiento que la puedan reducir. Su valor es de 6€/MWh.

- Seguros e impuestos

Dentro de los impuestos tenemos que tener en cuenta el Impuesto de Actividad Económica (IAE) y el Impuesto sobre el Valor de la producción de Energía Eléctrica (IVPEE).

- IAE: según el Real Decreto 1175/1990, equivale a un 1.35%.
- IVPEE: según la Ley 15/2012, corresponde un impuesto del 7%.

En cuanto a los seguros, se estima aproximadamente que serán un 1% del coste de la inversión.

- Gastos de gestión

Son costes derivados de la gestión y administración del parque eólico durante su funcionamiento, se estima aproximadamente 1€/mWh.

### **8.3.3.2 Costes de implantación**

Los costes de implantación son aquellos que se asumen en el año anterior a la construcción de la instalación. Aquí se consideran todos aquellos costes que se obtuvieron en el presupuesto.

### ***8.3.4 Financiación***

Por lo general, la financiación en este tipo de proyectos se divide en dos partes, un 20 % a base de fondos propios y un 80 % mediante un préstamo a largo plazo.

El préstamo se financiará a 20 años con un tipo de interés fijo del 4%.

Además de todo lo mencionado hasta el momento, se tiene en cuenta también el impuesto de sociedades del 25 %, Ley 27/2014, del 27 de noviembre.

### ***8.3.5 Análisis financiera***

El análisis de la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Actual Neto (VAN) y el Periodo de Recuperación (PR) son imprescindibles a la hora de analizar la viabilidad económica de un proyecto.

El VAN y el TIR ayudarán a saber si el rendimiento del proyecto es bueno y las ganancias que se conseguirán de forma estimada.

### 8.3.5.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Este método nos permite medir el rendimiento de un proyecto, nos dará el beneficio o la pérdida en tanto por ciento. Relacionándolo con el VAN, hace que este sea igual a 0.

La tasa interna de retorno es aquella que verifica la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FE(t)}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Siendo:

- ◆  $I_0$  = Inversión realizada en el momento inicial
- ◆  $FE(t)$  = Flujo de caja en cada periodo
- ◆  $n$  = años de duración del proyecto

### 8.3.5.2 Valor Actual Neto (VAN)

Se define como el valor presente de los flujos de efectivos netos de una propuesta, es decir, es la diferencia entre la suma de todos los flujos de caja que se dan a lo largo de toda la vida de la inversión y el capital invertido.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FE(t)}{(1 + i)^t}$$

Siendo:

- ◆  $I_0$  = Inversión realizada en el momento inicial
- ◆  $FE(t)$  = Flujo de caja en cada periodo
- ◆  $n$  = años de duración del proyecto
- ◆  $i$  = tasa de descuento exigida en la inversión (4%)

### 8.3.5.3 Análisis de rentabilidad

**Tabla 6: Criterio de Viabilidad de un proyecto en función del VAN.**

VAN>0	La inversión produce beneficios por lo que debe ser aceptado.
VAN=0	La inversión no produce beneficios ni pérdidas, si se acepta o no dependerá de otros factores.
VAN<0	La inversión no produce beneficios por lo tanto no debe ser aceptado.

**Tabla 7: Criterio de Viabilidad de un proyecto en función del TIR.**

TIR>i	El proyecto será aceptado, ya que supera la tasa mínima de rentabilidad exigida y se generan beneficios adicionales por la inversión.
TIR=i	La decisión de aceptar el proyecto dependerá de otros criterios ya que no se generan beneficios, pero se cubre el mínimo de rentabilidad exigido.
TIR<i	No se cubre el mínimo de rentabilidad exigido por lo que no se aceptará la inversión en el proyecto.

#### **8.3.5.4 Periodo de Recuperación (PR)**

El PR es el tiempo que necesita la empresa para recuperar la inversión inicial del proyecto. Cuantos más años se tarde en recuperar lo invertido, más riesgo habrá de que el proyecto fracase, por lo que cuanto menor sea el periodo de recuperación más favorable será, siempre y cuando este periodo sea menor que la vida útil del proyecto.

#### **8.3.6 Resumen de resultados**

Los resultados obtenidos dejan claro que el parque eólico es rentable, cuenta con un periodo de recuperación de 11 años menor que la vida útil del parque, un valor del TIR del 12 % y un valor del VAN positivo de 4.216.713,54 €

Ferrol, Septiembre 2021

Fdo. Andrea Brage López



Escola Politécnica Superior

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**CURSO 2020/21**

---

*Diseño de un parque eólico en la provincia de La Coruña:  
determinación de la ubicación, potencia y cálculo de las  
instalaciones eléctricas.*

---

**Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales**

**ANEXO I**

**ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO**

## ÍNDICE ANEXO I

- 1 REQUISITOS DE DISEÑO ..... 4
  - 1.1 Situación geográfica ..... 4
  - 1.2 Emplazamiento del parque eólico ..... 5
- 2 ANÁLISIS DE SOLUCIONES..... 8
  - 2.1 Estudio del viento ..... 8
    - 2.1.1 Rosa de los Vientos ..... 9
    - 2.1.2 Distribución de Weibull .....10
    - 2.1.3 Cálculo de la velocidad media del viento .....16

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 22: Situación Red Natura 2000 en nuestra zona de interés. Fuente: [15].....	5
Figura 23: Plan Sectorial Eólico de Galicia. Fuente [18].....	5
Figura 24: Registro eólico de Galicia. Fuente: [17].....	6
Figura 25: Mapa topográfico de Ferrol y colocación de la propuesta de aerogeneradores. Fuente: [20].....	6
Figura 26: Perfiles de velocidad en función de la orografía. Fuente: Elaboración propia.	8
Figura 27: Rosa de los vientos en forma gráfica y tubular para el año 2016. ....	11
Figura 28: Distribución de Weibull para Ferrol en el año 2016. ....	11
Figura 29: Rosa de los vientos en forma gráfica y tubular para el año 2017. ....	12
Figura 30: Distribución de Weibull para Ferrol en el año 2017. ....	12
Figura 31: Rosa de los vientos en forma gráfica y tubular para el año 2018. ....	13
Figura 32: Distribución de Weibull para Ferrol en el año 2018. ....	13
Figura 33: Rosa de los vientos en forma gráfica y tubular para el año 2019. ....	14
Figura 34: Distribución de Weibull para Ferrol en el año 2019. ....	14
Figura 35: Rosa de los vientos en forma gráfica y tubular para el año 2020. ....	15
Figura 36: Distribución de Weibull para Ferrol en el año 2020. ....	15
Figura 37: Velocidades medias del viento a 80 m de altura en m/s en el territorio español. Fuente: [32] .....	16
Figura 38: Velocidad media del viento, densidad de potencia y producción anual de las 14 regiones establecidas de Galicia por el Atlas costero. Fuente:[33].....	17
Figura 39: Velocidad media zona de Ferrol a 80 m de altura. Fuente:[33].....	18
Figura 40: Producción media anual de energía en la zona de Ferrol a 80 metros de altura. Fuente:[33].....	18
Figura 41: Ejemplo de prado o herbazal.....	20
Figura 42: Perfil de velocidades obtenido a partir de los datos de la Tabla 12. Fuente: Elaboración propia. ....	22

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 8: Porcentaje de superficie incluida en la Red Natura 2000 en Ferrol. Fuente: [15]4	
Tabla 9: Coordenadas aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia. ....	7
Tabla 10: Direcciones. [27] .....	9
Tabla 11: Longitudes de rugosidad dependiendo del tipo de terreno. Fuente: [32].....	20
Tabla 12: Valores de velocidades obtenidos al aplicar las ecuaciones (1) y (2). Fuente: Elaboración propia. ....	21

# 1 REQUISITOS DE DISEÑO

## 1.1 Situación geográfica

La zona donde se va a implantar el parque eólica se encuentra dentro del municipio de Ferrol cerca de la costa, por ello un factor muy importante que hay que tener en cuenta a la hora de la implantación del parque son los espacios naturales protegidos.

La Directiva 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestre, creó una red ecológica europea denominada Natura 2000 que constituye un instrumento fundamental de la política de la Unión Europea en materia de conservación de la biodiversidad.

La Red Natura 2000 está compuesta por los Lugares de Importancia Comunitaria (LIC), las Zonas de Especial Conservación (ZEC), y por las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA).

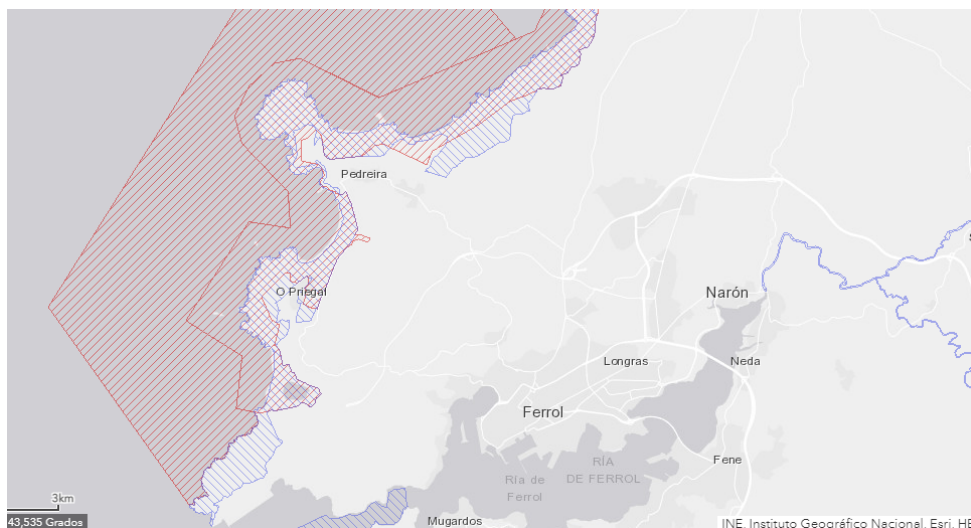
La Red Natura 2000 en Galicia está conformada por 16 zonas de especial protección para las aves (ZEPA) y 59 zonas especiales de conservación (ZEC). Las dieciséis ZEPA abarcan 101.134,9 hectáreas, especialmente en los ecosistemas costeros, áreas de montaña y zonas húmedas del interior. En cuanto a las ZEC, estas suman una superficie total de 374.434,8 hectáreas. En conjunto, la superficie gallega incluida en la Red Natura supone cerca del 12 % del territorio de la Comunidad Autónoma.

Para ser más exactos en nuestra zona de interés, en Ferrol se cuenta con 1.585.5 hectáreas dentro de la Red Natura 2000.

**Tabla 8: Porcentaje de superficie incluida en la Red Natura 2000 en Ferrol. Fuente:[15]**

Provincia	Ayuntamiento	Superficie ayuntamiento (ha)	Sup. Ayuntamiento en Red Natura 2000 (ha)	%Sup. Ayuntamiento en R.Natura2000/Sup. Total ayuntamiento
A Coruña	Ferrol	8.327,80	1.585,50	19,04%

En la Figura 22 podemos observar las zonas ralladas que forman parte de Red Natura 2000 próximas a nuestra zona de interés, que debemos respetar y tener en cuenta a la hora de decidir dónde colocar nuestros aerogeneradores.



**Figura 22: Situación Red Natura 2000 en nuestra zona de interés. Fuente: [15]**

## 1.2 Emplazamiento del parque eólico

El Plan Sectorial Eólico de Galicia (PSEGA) establece una serie de áreas dónde el recurso eólico es aprovechable, Figura 23, y puede ser posible el emplazamiento de un parque eólico.

En la zona de Ferrol como podemos observar en la figura siguiente, cuenta con una gran área de potencial eólico. A su vez, la zona verde que se muestra corresponde a la antes mencionada Red Natura 2000.



**Figura 23: Plan Sectorial Eólico de Galicia. Fuente [18]**

En el Registro Eólico de Galicia aparece que la zona del PSEGA llamada MONTE VENTOSO cuenta con una solicitud para colocar algunos aerogeneradores con su respectiva subestación, Figura 24.

Esta zona es la que se ha elegido y se usará para establecer el parque eólico y en dónde se va a analizar el recurso eólico.

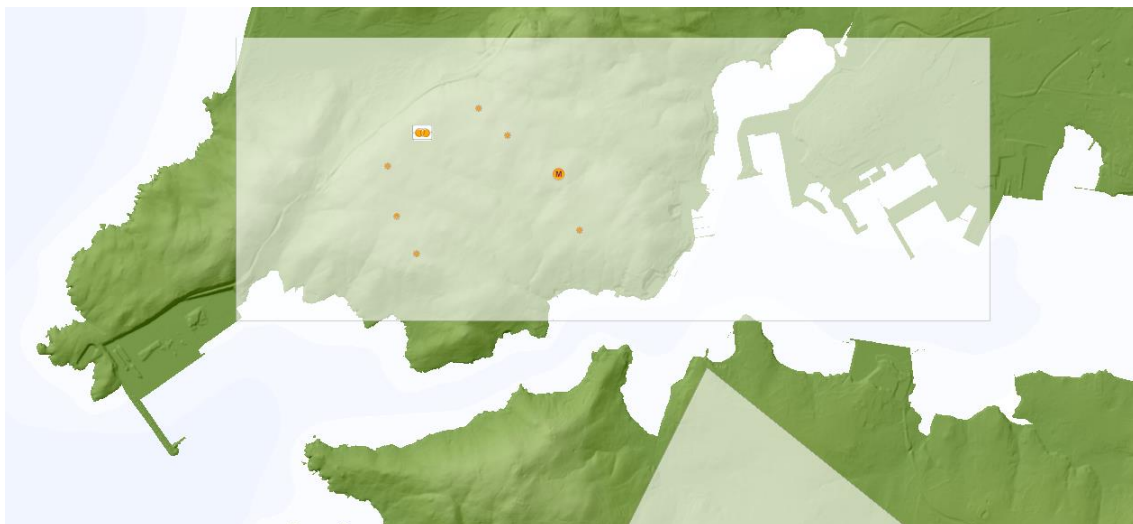


Figura 24: Registro eólico de Galicia. Fuente:[17]

Si se cogen los puntos dónde se propusieron instalar los 6 aerogeneradores más la subestación y los colocamos en un mapa topográfico, los puntos azules que se ven en la Figura 25, se puede ver que coinciden con las zonas más altas de la comarca de Ferrol, a más de 200 metros de altura.



Figura 25: Mapa topográfico de Ferrol y colocación de la propuesta de aerogeneradores. Fuente: [20]

En total la zona elegida que abarcan los aerogeneradores cuenta con una superficie total de 1.798.126'6 m<sup>2</sup> y las coordenadas de cada una de las máquinas son las que aparecen reflejadas en la Tabla 9.

**Tabla 9: Coordenadas aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.**

<b>Aerogenerador</b>	<b>Latitud</b>	<b>Longitud</b>
<b>1</b>	43.480560	-8.301324
<b>2</b>	43.475742	-8.300198
<b>3</b>	43.472113	-8.297759
<b>4</b>	43.486086	-8.289562
<b>5</b>	43.48331	-8.285932
<b>6</b>	43.474475	-8.276349



## 2 ANÁLISIS DE SOLUCIONES

### 2.1 Estudio del viento

Para comenzar el estudio en la localización elegida, analizaremos el viento que hay en la zona. Se necesita saber si es suficiente para ser viable y si generará un buen nivel de potencia eólica para posteriormente elegir el tipo de aerogenerador que se instalará.

El viento se ve influenciado por el suelo debido a los obstáculos que puedan aparecer y el tipo de relieve de la zona. Debido al rozamiento con la superficie terrestre, la velocidad es menor cerca del suelo, y va aumentando a medida que ascendemos, llegando a su máximo cerca de los 1000 m sobre el suelo.

En la Figura 26 se puede observar los distintos perfiles de velocidades que hay dependiendo de la orografía, se llegará a una velocidad alta cuando la altura es mucho más elevada si se está en el núcleo urbano de una ciudad, pero en cambio, en el campo dónde los obstáculos son mucho menores, se alcanza a una menor altura esos niveles de velocidad altos que se necesitan para implantar el parque eólico.

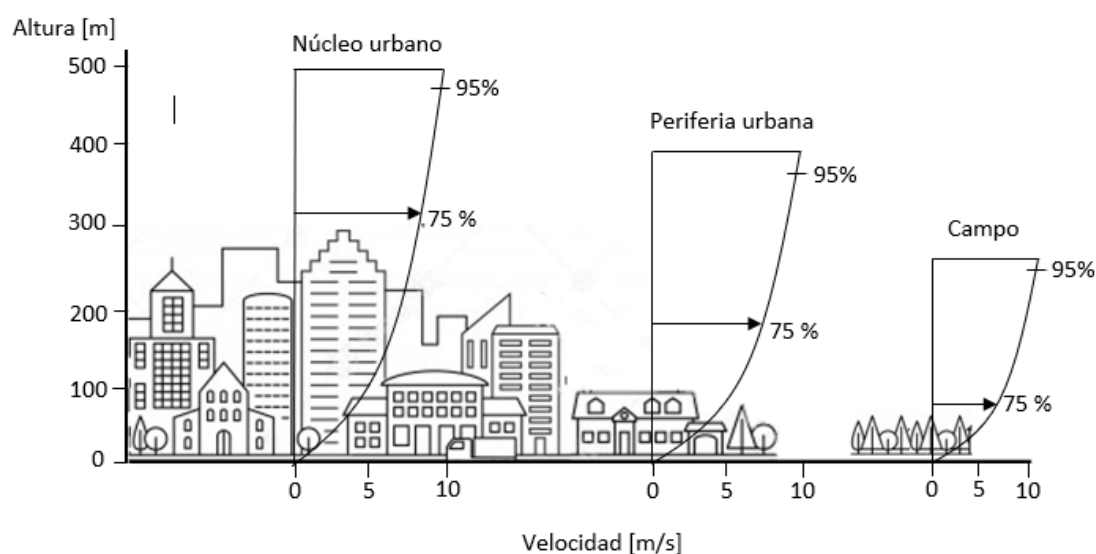


Figura 26: Perfiles de velocidad en función de la orografía. Fuente: Elaboración propia.

En este proyecto para analizar el recurso eólico se ha analizado el viento medio anual en la zona de estudio.

Se realizó una distribución de velocidades y frecuencias a partir de los datos que proporciona la web de MétéoGalicia en dónde se han recogido medidas cada diez minutos de la dirección y velocidad del viento desde el año 2016 hasta el año 2020 incluido. Para la realización de las gráficas hemos usado el programa de Matlab.

Para este análisis se eligió la estación meteorológica de Ferrol, ya que es la más cercana a nuestro punto de interés, la cual se sitúa a 37 metros de altura.

Con los datos obtenidos y con el programa de Matlab se ha elaborado una serie de representaciones estadísticas para el análisis de las velocidades y direcciones de viento.

Por un lado, tenemos la distribución de la dirección del viento o rosa de los vientos, y por otro lado la distribución por frecuencias de las velocidades.

### 2.1.1 Rosa de los Vientos

Cuando se desea instalar aerogeneradores en una zona, es necesario conocer la frecuencia y la velocidad que presenta el viento en cada una de las direcciones, para ello se usa la rosa de los vientos que indica la frecuencia a la que el viento sopla desde las distintas direcciones.

Si una gran parte de la energía del viento viene de una dirección en particular, cuando se coloque la turbina eólica se intentará que en esa dirección haya la menor cantidad de obstáculos posibles, y en aquellas direcciones donde apenas se detecte viento no nos preocuparemos tanto de lo que pueda haber en el terreno.

La rosa de los vientos se basa en un diagrama polar. Los datos se pueden representar en 16 direcciones, 8 de ellas llamadas direcciones primarias y las otras 8 direcciones secundarias, Tabla 10.

En este caso, la dirección del viento está ilustrada en grados en una circunferencia con sus 360° dividido en 12 sectores de 30° cada uno. Correspondiendo cada ángulo a una dirección.

**Tabla 10: Direcciones. [27]**

PRIMARIAS	SECUNDARIAS
N (norte)	NNE (nor noreste)
S (sur)	ENE (este noreste)
E (este)	ESE (este sudeste)
W (oeste)	SSE (sud sudeste)
NE (Nordeste)	SSW (sud sudoeste)
NW (noroeste)	WSW (oeste sudoeste)
SE (sudeste)	WNW (oeste noroeste)
SW (sudoeste)	NNW (nor noroeste)

### *2.1.2 Distribución de Weibull*

Al medir las velocidades del viento a lo largo de un periodo de tiempo como un año, se observa que en la mayoría de las áreas los fuertes vendavales son muy raros, pero los vientos frescos y moderados son bastante comunes.

La distribución de Weibull es la distribución más utilizada para analizar las características de viento y nos permite obtener la frecuencia de cada velocidad del viento registrada.

A continuación, se muestran las gráficas obtenidas a través del programa de Matlab dónde podemos observar tanto la Rosa de los Vientos como la distribución de Weibull en cada año.

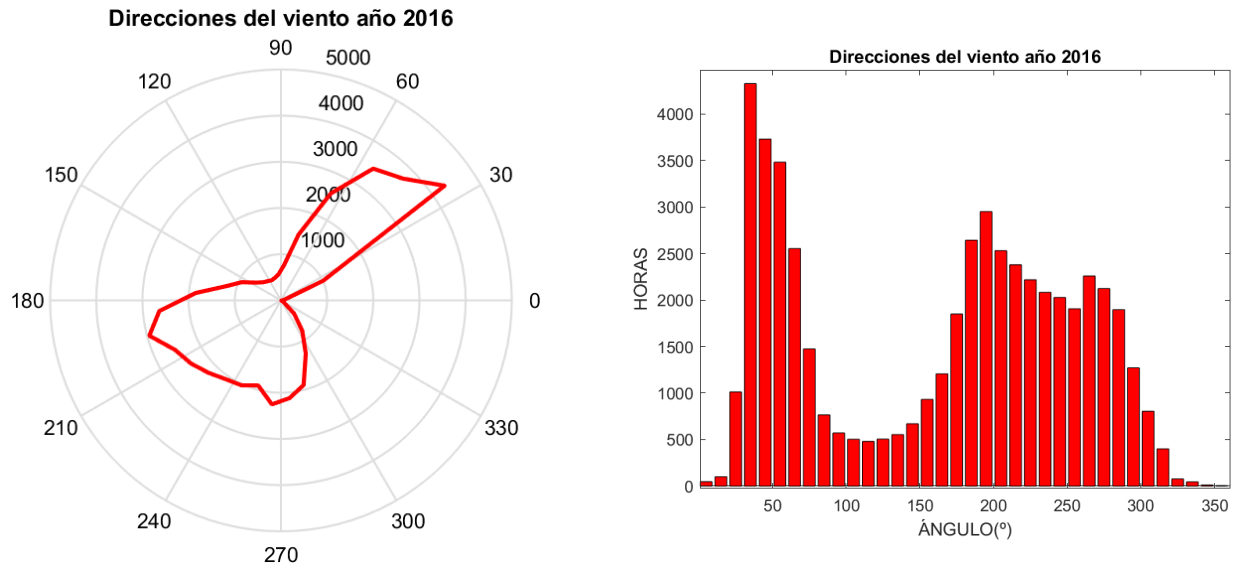


Figura 27: Rosa de los vientos en forma gráfica y tubular para el año 2016.

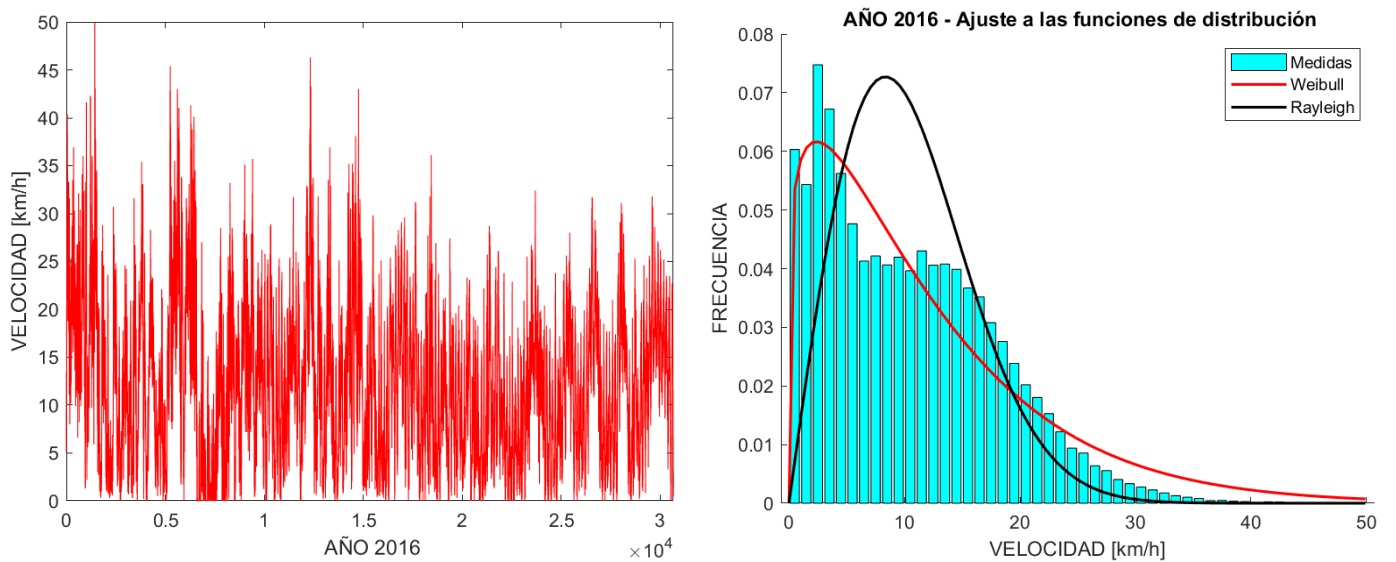


Figura 28: Distribución de Weibull para Ferrol en el año 2016.

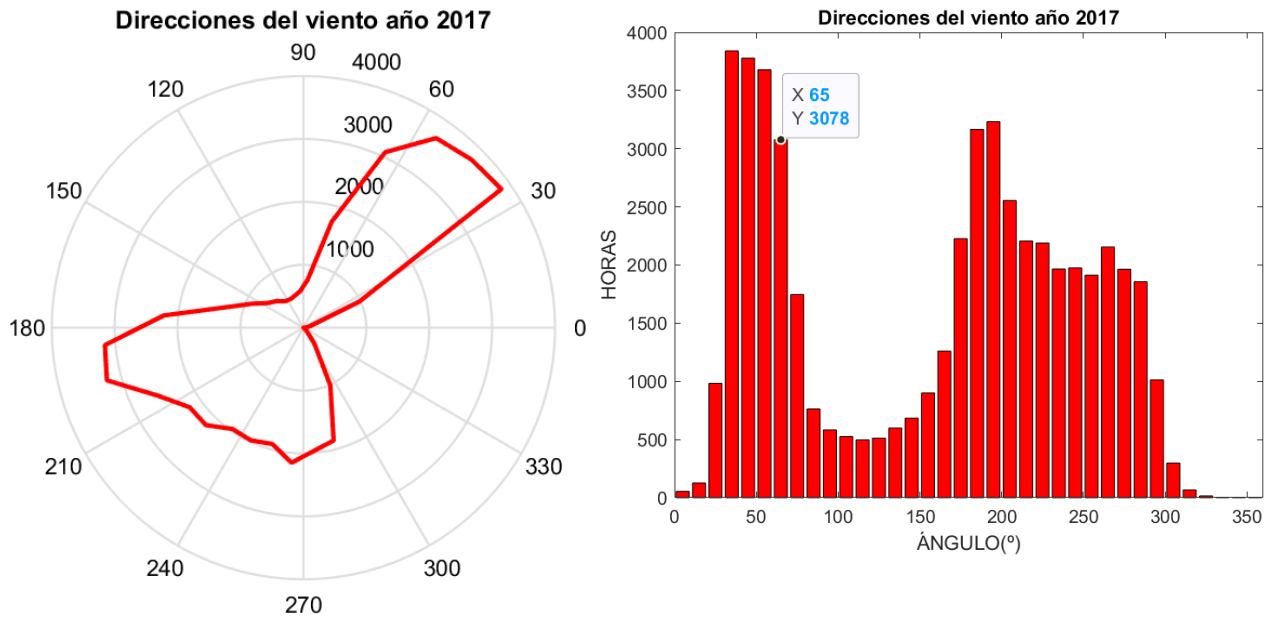


Figura 29: Rosa de los vientos en forma gráfica y tubular para el año 2017.

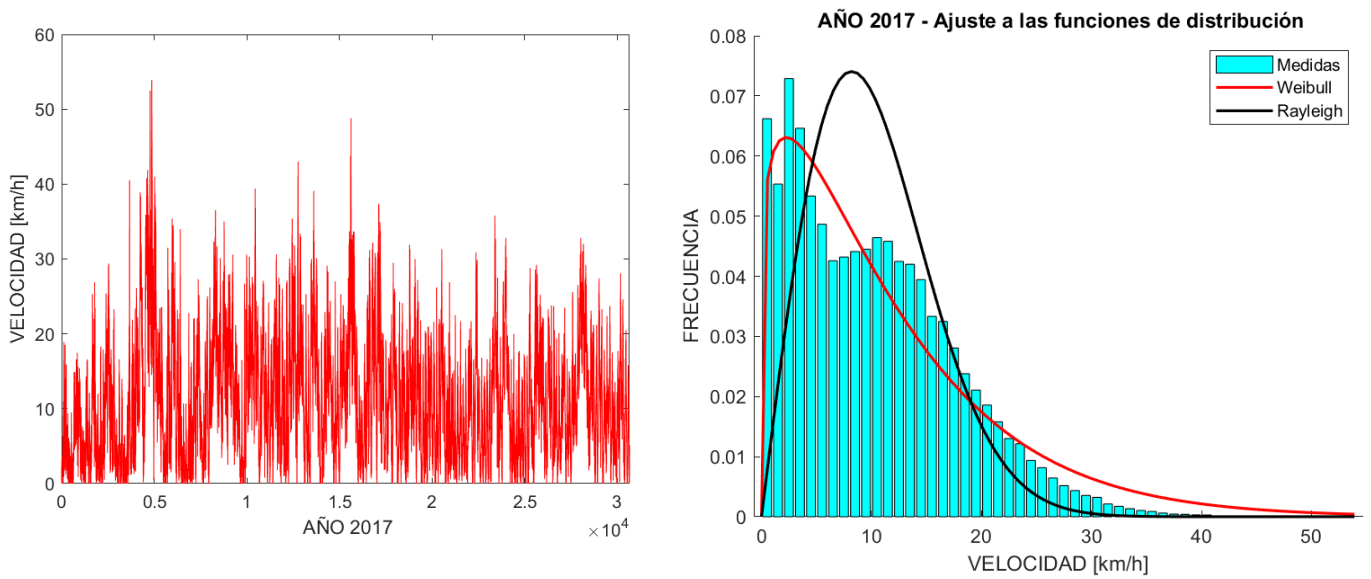


Figura 30: Distribución de Weibull para Ferrol en el año 2017.

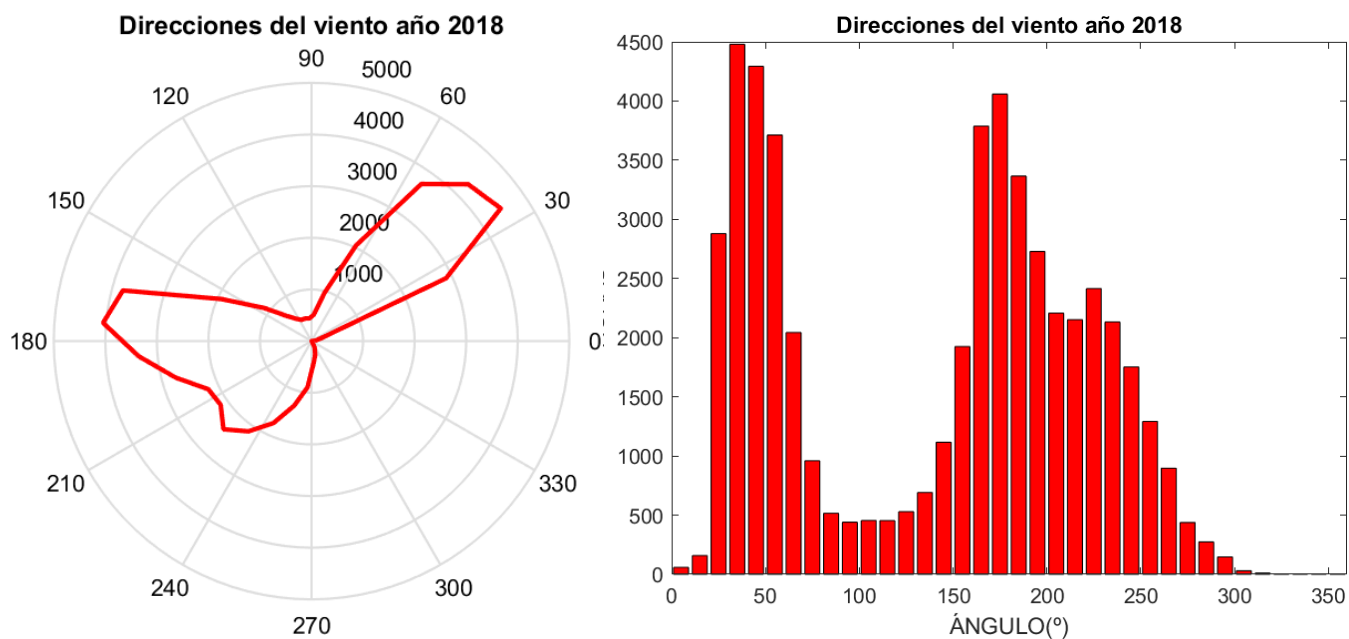


Figura 31: Rosa de los vientos en forma gráfica y tubular para el año 2018.

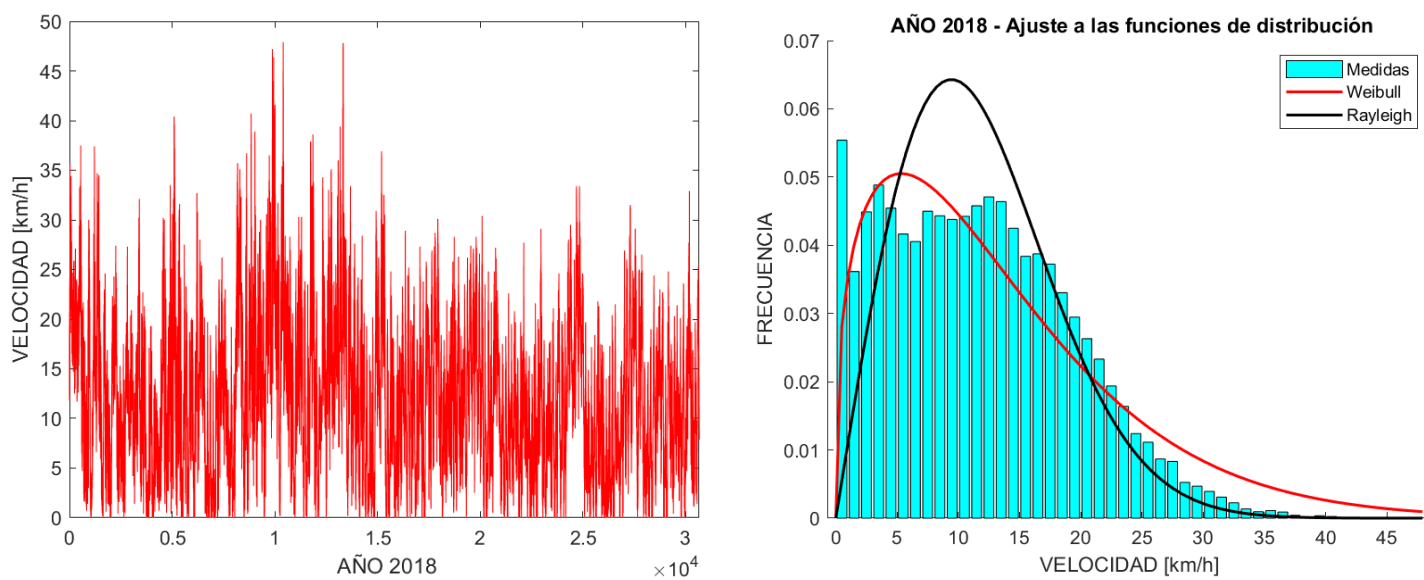


Figura 32: Distribución de Weibull para Ferrol en el año 2018.

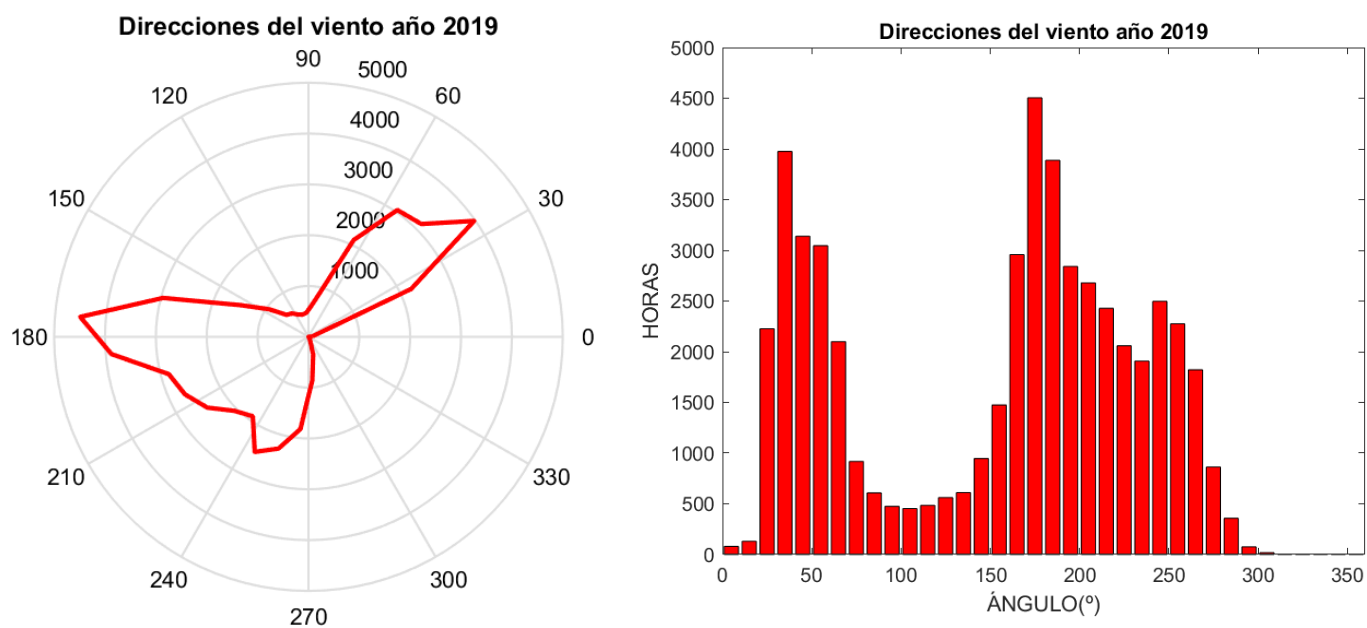


Figura 33: Rosa de los vientos en forma gráfica y tubular para el año 2019.

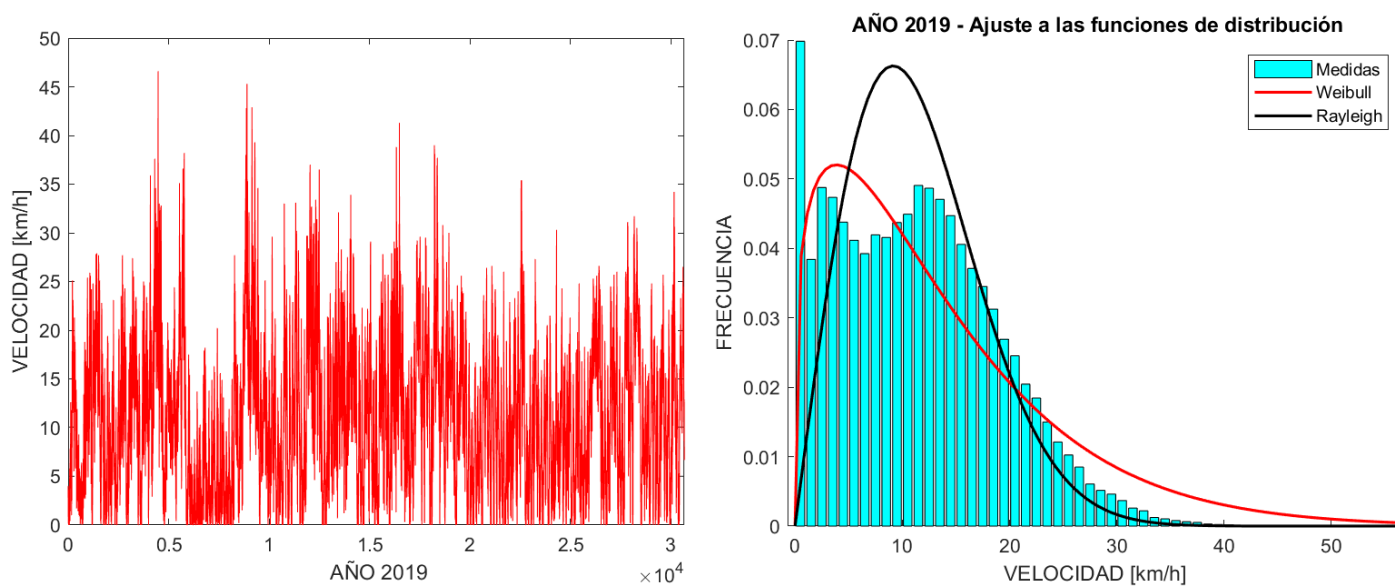


Figura 34: Distribución de Weibull para Ferrol en el año 2019.

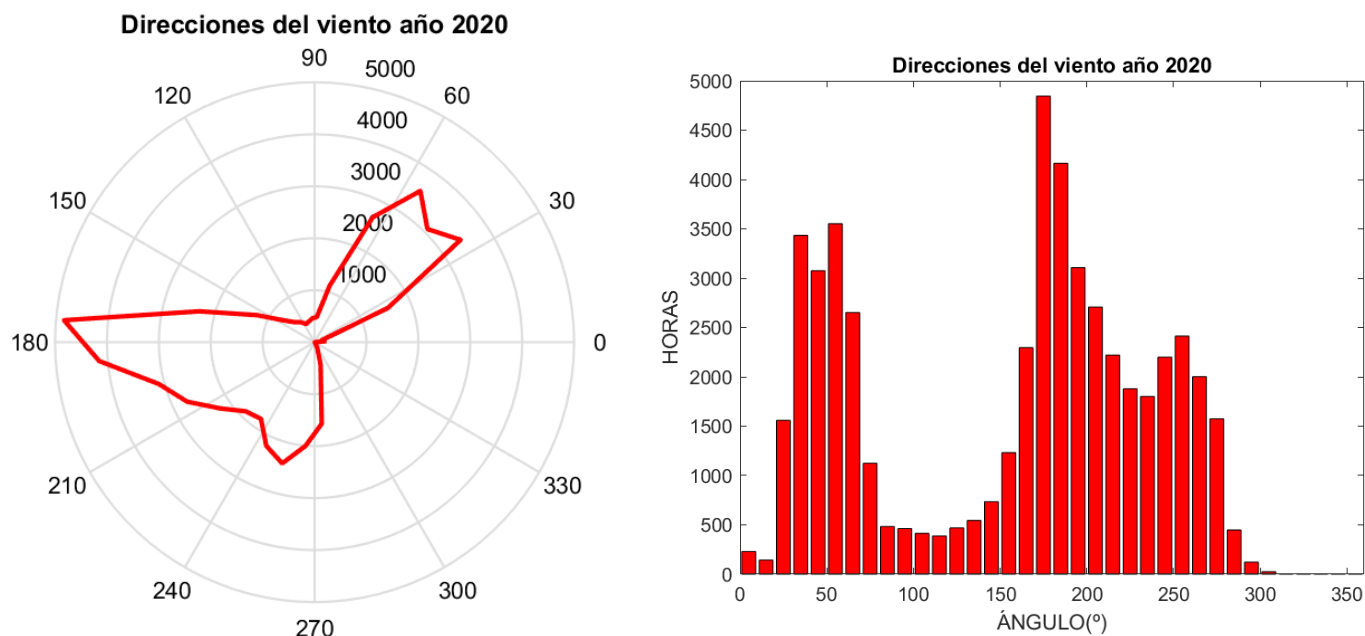


Figura 35: Rosa de los vientos en forma gráfica y tubular para el año 2020.

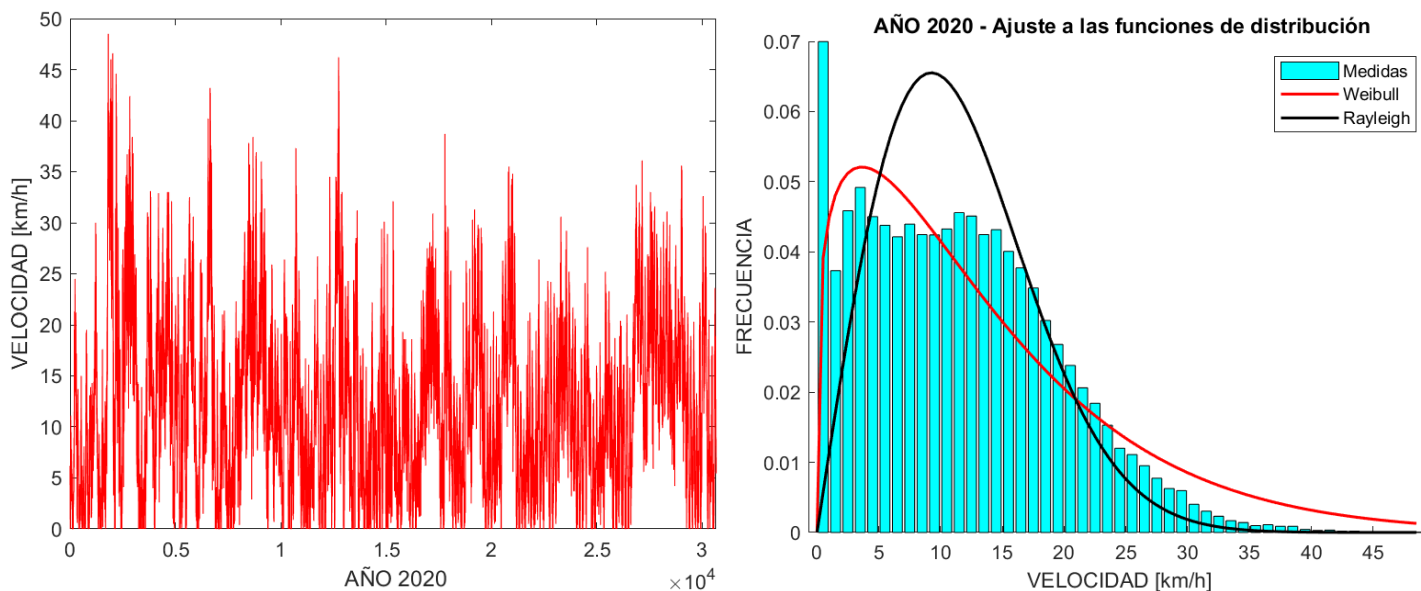


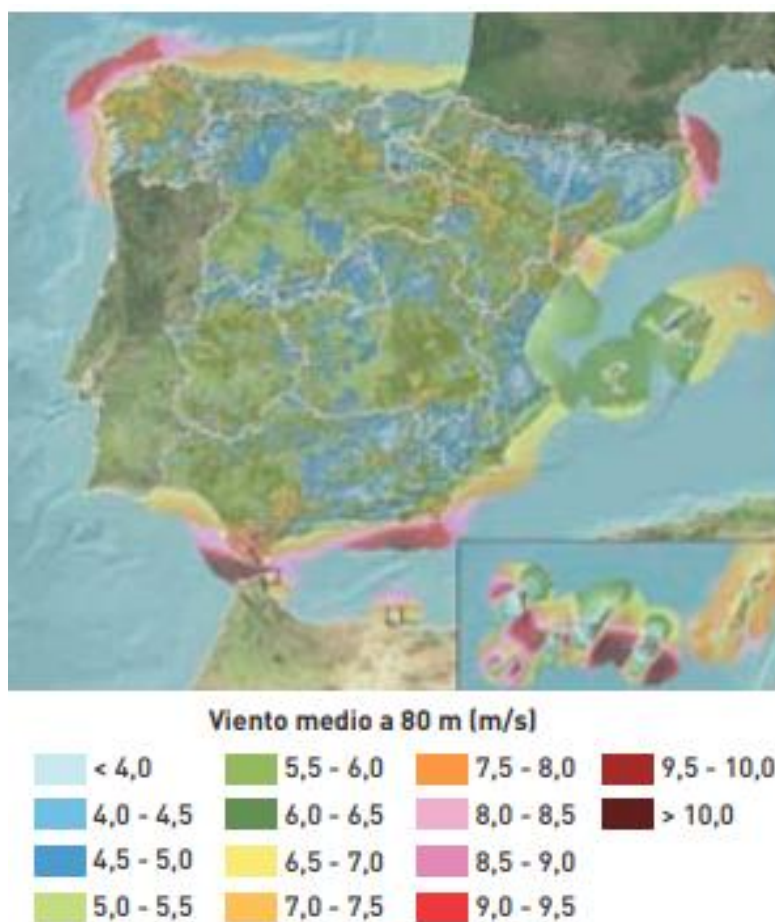
Figura 36: Distribución de Weibull para Ferrol en el año 2020.

En base a estas gráficas, se puede establecer que la mayor parte de la energía eólica proviene de la dirección SE.



### 2.1.3 Cálculo de la velocidad media del viento

El Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) estudió también la velocidad media del viento anual a 80 metros de altura en todo el territorio español, Figura 37. Las zonas costeras son aquellas dónde la velocidad del viento es mayor, mientras que en el interior las velocidades se mantienen por debajo de los 6.5 m/s en la mayoría del territorio.



**Figura 37: Velocidades medias del viento a 80 m de altura en m/s en el territorio español.**  
Fuente:[31]

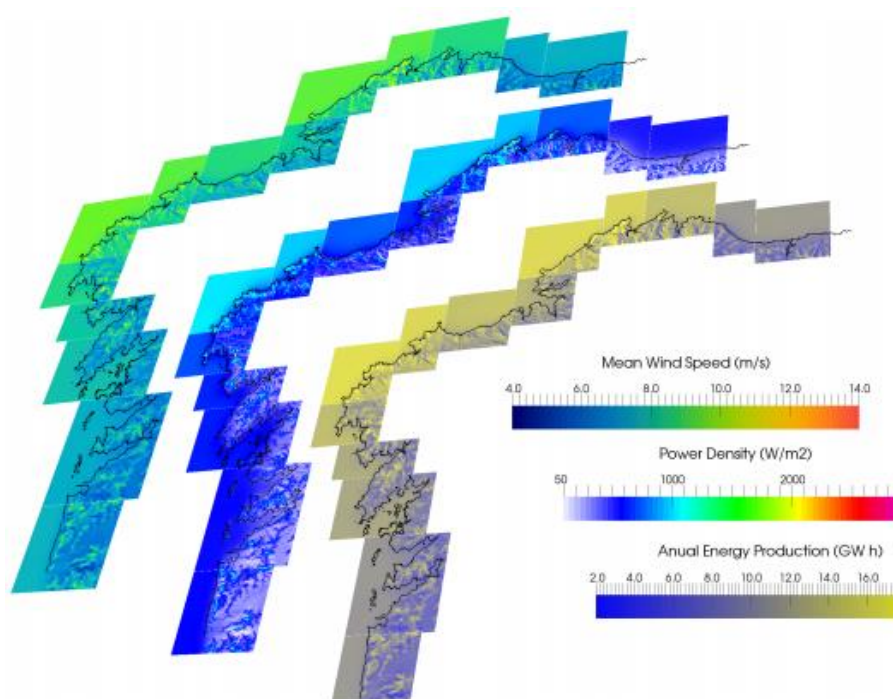
Además, en el Atlas de viento costero de Galicia de MeteoGalicia se evaluó también la velocidad media del viento, la densidad de potencia y la producción anual de Energía a lo largo de toda la costa gallega. Estos datos se clasificaron por zonas y fueron tomados a distintas alturas, desde los 10 metros hasta los 120 metros de altura.

Para la creación del Atlas de viento costero de alta resolución para Galicia se combinó WASP y salidas del modelo WRF (Weather Research and Forecasting model de Meteo Galicia).

Se ha basado en el uso de 6 años completos de datos generados por el modelo WRF en MeteoGalicia.

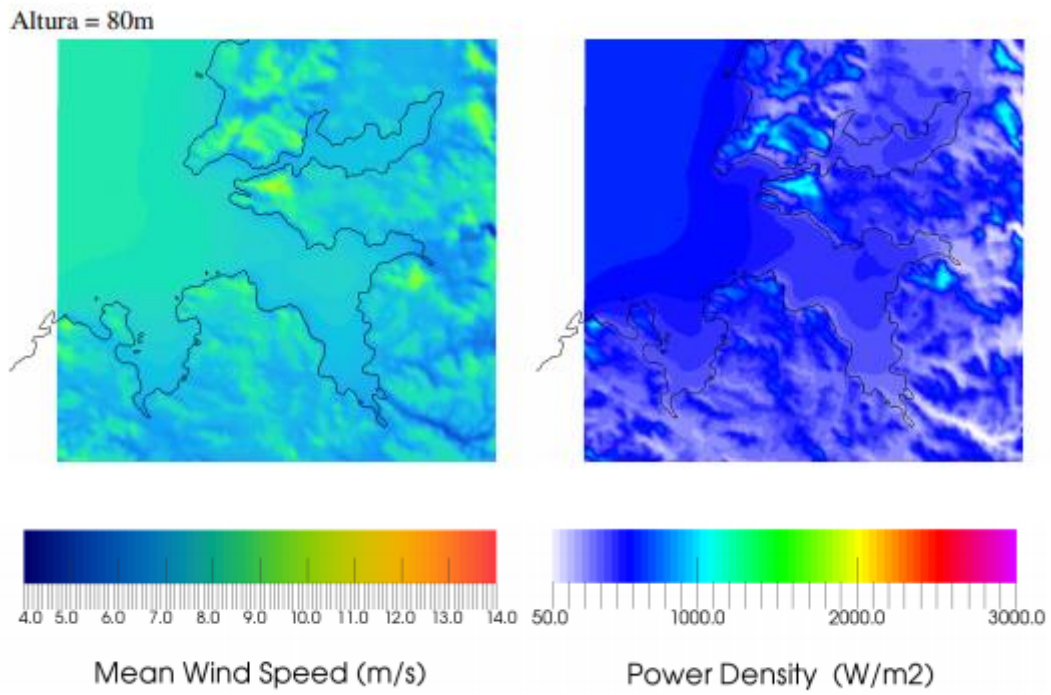
A continuación, estos datos son procesados por la herramienta de software WASP, que es la más utilizada en el sector energético para caracterizar el viento climático.

Se definieron 14 regiones Figura 38, cada una de las regiones se corresponde con una climatología del viento similar.

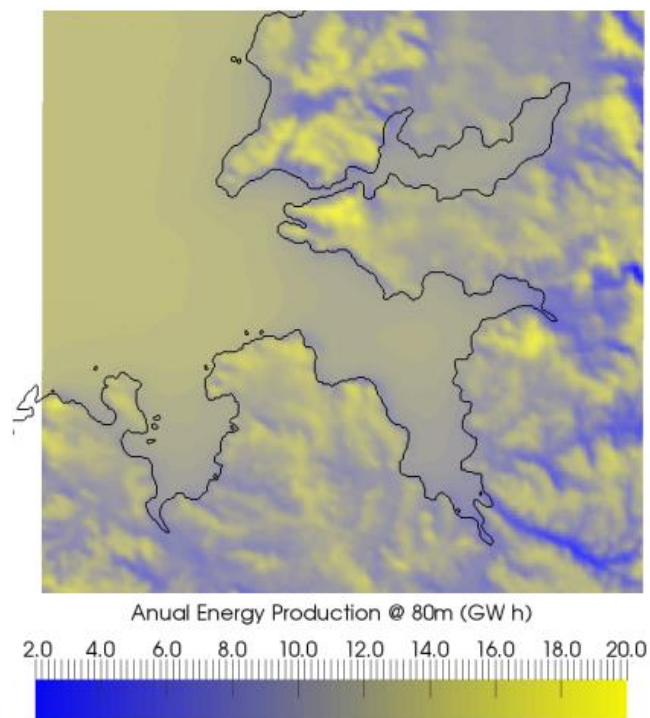


**Figura 38: Velocidad media del viento, densidad de potencia y producción anual de las 14 regiones establecidas de Galicia por el Atlas costero. Fuente:[33]**

Concretamente en la zona de Ferrol y a 80 m de altura se observa que la velocidad media, Figura 39, en las zonas del emplazamiento está entre los 10 y 10.5 m/s y la potencia eólica aproximada de 1200 W/m<sup>2</sup>. También se registra una producción anual de energía, Figura 40, de aproximadamente 16 GW·h.



**Figura 39:Velocidad media zona de Ferrol a 80 m de altura. Fuente:[33]**



**Figura 40:Producción media anual de energía en la zona de Ferrol a 80 metros de altura. Fuente:[33]**

Los datos recogidos hasta ahora nos hablan de velocidades medias de viento a 37 m (estación meteorológica de Ferrol) y a 80 m (Atlas costero de Galicia).

La velocidad del viento varía con la altura como ya se ha mencionado con anterioridad, sobre todo en lugares con perturbaciones, ya sean obstáculos o formas del relieve de la zona.

A mayor altura, la velocidad del viento es mayor. Dato que se debe tener en cuenta a la hora también de elegir la altura del aerogenerador, ya que a mayor velocidad mayor potencia generada, pero a la vez si para adquirir esa mayor velocidad se necesita una torre más alta, esto ocasionará una subida del coste del aerogenerador, por lo que hay que llegar a un punto óptimo entre potencia y economía.

Se va a realizar un estudio de las distintas velocidades medias a diferentes alturas con los datos obtenidos hasta el momento. Se calcularán aquellas velocidades entre los 10 y los 200 metros de altura.

Para el cálculo de una nueva velocidad media para una rugosidad del terreno determinada se tiene que:

$$v_z(z_2) = v_1(z_1) \cdot \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)}$$

- ◆ V2: Nuevo dato de velocidad que queremos obtener a una altura deseada [m/s]
- ◆ V1: Velocidad del viento conocida a una altura de referencia [m/s]
- ◆ Z1: Altura de referencia [m]
- ◆ Z2: Altura a la que se desea calcular la nueva velocidad del viento [m]
- ◆ Z<sub>0</sub>: Longitud de rugosidad en la dirección del viento [m]

La velocidad del viento conocida será aquella a 80 metros proporcionada por el Atlas costero de Galicia de MeteoGalicia, la cual es 10.5 m/s.

El valor z<sub>0</sub> será a la altura sobre el nivel del suelo en dónde la velocidad media del viento es igual a cero. Este valor está relacionado con el tipo de terreno. Según la página del IDEA, recoge una tabla con diferentes longitudes de rugosidad, Tabla 11.

**Tabla 11: Longitudes de rugosidad dependiendo del tipo de terreno. Fuente:[32]**

Descripción	Rugosidad (m)
Glaciares y nieves perpetuas	0,003
Cultivos	0,03
Prados y herbazales	0,05
Terrenos con arbustos	0,07
Bosques caducifolios	0,60
Bosques perennifolios y mixtos	0,75
Zonas urbanas	0,75

En la ubicación de este proyecto, el parámetro de rugosidad que más se corresponde es la de 0.05 m de prados y herbazales, Figura 41: Ejemplo de prado o herbazal.



**Figura 41: Ejemplo de prado o herbazal.**

Otro dato de viento importante que debemos calcular es la velocidad de referencia, la cual nos será útil posteriormente para saber que turbina eólica elegir. Ya que la clase de turbina viene proporcionada por la norma IEC 61400-1 en función de esa velocidad de referencia.

$$v_{ref} = \frac{v_{media\ anual}}{0.2}$$

Los resultados obtenidos se recogen en la siguiente Tabla 12.

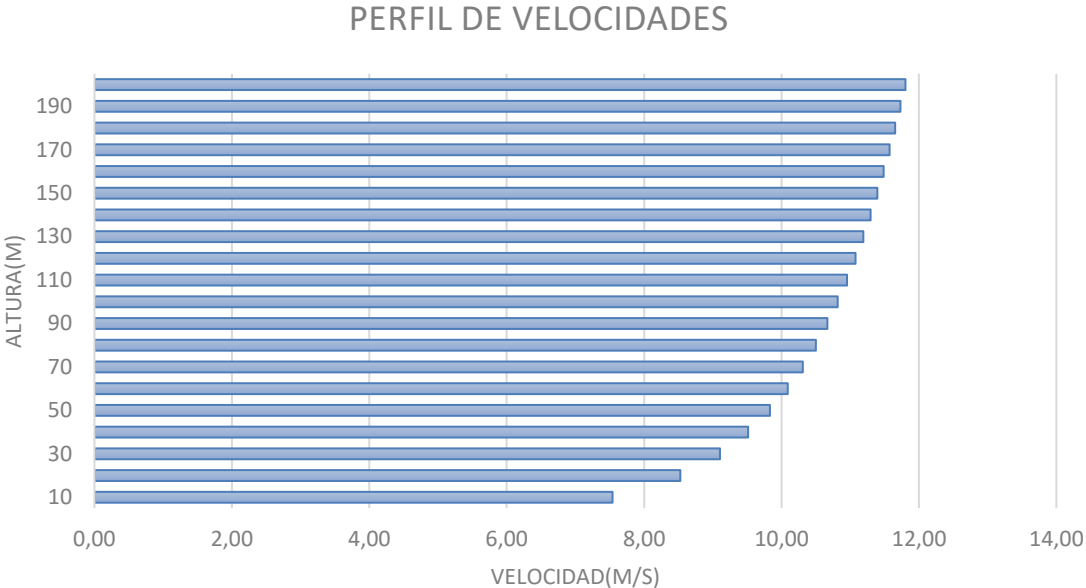
**Tabla 12: Valores de velocidades obtenidos al aplicar las ecuaciones (1) y (2). Fuente: Elaboración propia.**

z0	0,05
z1 [m]	80
V1 [m/s]	10,5

z2 [m]	V2 [m/s]	Vref [m/s]
10	7,54	37,70
20	8,53	42,64
30	9,10	45,52
40	9,51	47,57
50	9,83	49,16
60	10,09	50,45
70	10,31	51,55
80	10,50	52,50
90	10,67	53,34
100	10,82	54,09
110	10,95	54,77
120	11,08	55,39
130	11,19	55,95
140	11,30	56,48
150	11,39	56,97
160	11,49	57,43
170	11,57	57,86
180	11,65	58,27
190	11,73	58,66
200	11,80	59,02

Con los datos recogidos se ha formado un perfil de velocidades, Figura 42, dónde se puede ver claramente lo que se comentaba anteriormente de que cuanto más altura, mayor es la velocidad del viento.



**Figura 42: Perfil de velocidades obtenido a partir de los datos de la Tabla 12. Fuente: Elaboración propia.**

Una vez obtenidos estos datos se puede empezar con la elección de la turbina eólica.

Escola Politécnica Superior

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**CURSO 2020/21**

---

*Diseño de un parque eólico en la provincia de La Coruña:  
determinación de la ubicación, potencia y cálculo de las  
instalaciones eléctricas.*

---

**Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales**

**ANEXO II**

**AEROGENERADORES**



## ÍNDICE ANEXO II

1 ELECCIÓN DE LA TURBINA EÓLICA.....	5
1.1 Estudio de mercado.....	5
2 DISPOSICIÓN .....	9
3 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS EN UN PARQUE EÓLICO.....	11

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 43: Principales fabricantes de turbinas eólicas en el mundo en el año 2019. Fuente: [7]..... 6

Figura 44: Curva de potencia del aerogenerador. Fuente: Elaboración propia. .... 8

Figura 45: Distancias mínimas entre aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia..... 9

Figura 46:Distancias entre aerogeneradores en nuestro parque eólico. Fuente: Elaboración propia. ....10

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 13: Parámetros para la elección de clase de turbina eólica según la norma UNE 61400-1. Fuente:[30].....	5
Tabla 14: Especificaciones técnicas principales en el aerogenerador de Vestas V90-2.0MW. Fuente: Elaboración propia. ....	7
Tabla 15: Datos de potencia y energía del aerogenerador. Fuente: ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.].....	8
Tabla 16: Pérdidas de potencia en la turbina eólica. Fuente: Elaboración propia.....	11
Tabla 17: Energía total anual real tras haber considerado las pérdidas de potencia en todas las turbinas. Fuente: Elaboración propia.....	12

# 1 ELECCIÓN DE LA TURBINA EÓLICA

## 1.1 Estudio de mercado

El primer paso para seguir a la hora de elegir qué tipo de aerogenerador se va a colocar, es calcular qué tipo de turbina necesarias según la velocidad del viento en el lugar de emplazamiento y la potencia que se quiera llegar a conseguir. La normativa UNE-EN 61400-1 hace una clasificación para saber qué clase de turbina elegir. Esta clasificación se basa en la velocidad de referencia del viento en donde tendremos 3 clases distintas y la intensidad de las turbulencias que será A B o C.

**Tabla 13: Parámetros para la elección de clase de turbina eólica según la norma UNE 61400-1. Fuente:[30]**

Clases	I	II	II	S
$V_{ref}(m/s)$	50	42.5	37.5	Valores especificados por el diseñador
A $I_{ref} (-)$	0.16			
B $I_{ref} (-)$	0.14			
C $I_{ref} (-)$	0.12			

- ◆  $V_{ref}$ : promedio de la velocidad del viento durante 10 minutos.
- ◆  $I_{ref}$ : valor esperado de intensidad de turbulencia a la altura del buje con una media de velocidad del viento de 15m/s durante 10 minutos
- ◆ A: grupo para máquinas sometidas a turbulencia alta.
- ◆ B: grupo para máquinas sometidas a turbulencia media.
- ◆ C: grupo para máquinas sometidas a turbulencia baja.
- ◆ S: máquinas especiales diseñadas para condiciones concretas como en el caso de tormentas tropicales y para su uso en eólica offshore.

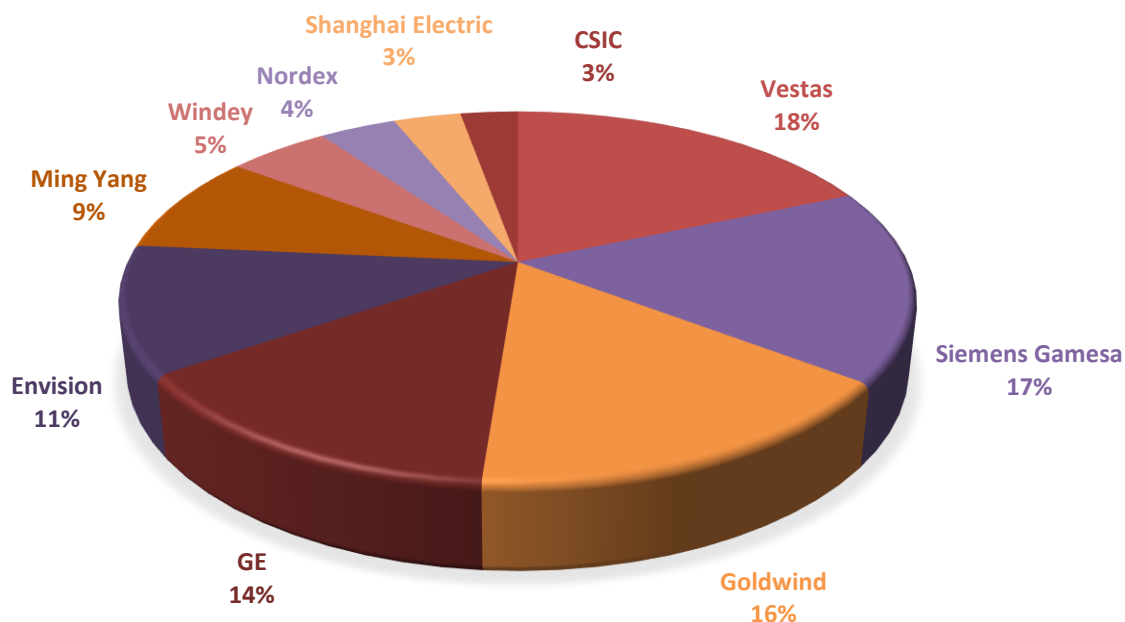
Tal y como se calculó anteriormente, la  $V_{REF}$  a una altura de 80m que es donde se situaría el buje será de 52.5 m/s, por lo que se puede decir que el aerogenerador que necesitamos será de Clase I.

En cuanto a la turbulencia, se escogerá la categoría A, que alberga el peor de los casos.

El Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC, por sus siglas en inglés) ha publicado su segunda edición de su informe anual Supply Side Analysis 2019 sobre el mercado eólico. Según el informe, en 2019 se instalaron 22.893 aerogeneradores en todo el mundo producidos a partir de 33 proveedores y con más de 63 GW de capacidad, un récord de suministro en términos de capacidad para la industria.

Los cuatro mayores fabricantes representaron más de la mitad del mercado, Figura 43, o el 55%, de las máquinas desplegadas, y por orden fueron: la danesa Vestas, la española

Siemens Gamesa, la china Goldwind y la estadounidense General Electric, las cuales comentaremos brevemente a continuación.



**Figura 43: Principales fabricantes de turbinas eólicas en el mundo en el año 2019. Fuente: [7]**

- Vestas: es una compañía Danesa que se encarga de la fabricación, venta, instalación y mantenimiento de aerogeneradores. Posee plantas situadas en Dinamarca, Alemania, India, Italia, Rumanía, Estados Unidos, Reino Unido, Suecia, Noruega, Australia, China y España con más de 100 GW de turbinas eólicas instaladas y supone un 18 % del total de aerogeneradores del planeta.
- Siemens Gamesa: es una fusión de una empresa alemana (Siemens Wind Power) y el fabricante español Gamesa, entre GW instalados y en construcción, suman más de 100 GW y cerca de 30.000 turbinas por todo el mundo. Supone un 17 % de la potencia total instalada en el mundo.
- Gold Wind tiene más de 50GW instalados por todo el mundo, principalmente se dedica a la investigación, desarrollo, fabricación y comercialización de grupos electrógenos de aerogeneradores de gran tamaño y la construcción de plantas de energía eólica de tamaño medio. Representa un 16 % del total de aerogeneradores instalados en el mundo.

- GE Renewable Energy es una empresa estadounidense, abarca tecnologías hidroeléctricas, eólicas en tierra y mar y sistemas solares. Tiene instaladas más de 40.000 turbinas eólicas en tierra en más de 35 países y representa el 14 % del total mundial.

Teniendo en cuenta que la empresa de Vestas es la que lidera el ranking y la cercanía de sus oficinas al emplazamiento de este proyecto, será esta en donde se elegirá modelo de turbina, como ventaja añadida para este proyecto es la disponibilidad de una aplicación para calcular la energía a la salida de la turbina. De entre todo el catálogo de aerogeneradores, hemos elegido el V90-2.0MW, que según Vestas, es adecuado para sitios con fuertes vientos con restricciones de tamaño de rotor. En la Tabla 14 se muestran las especificaciones técnicas de este modelo.

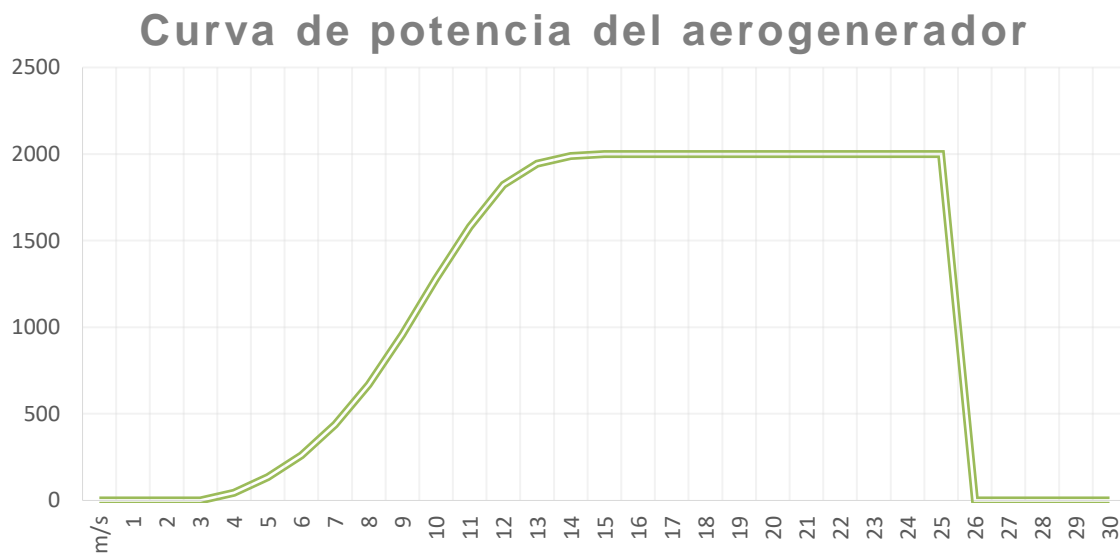
**Tabla 14: Especificaciones técnicas principales en el aerogenerador de Vestas V90-2.0MW.  
Fuente: Elaboración propia.**

<b>Potencia nominal de generador</b>	2.0 MW
<b>Altura del buje</b>	80 m
<b>Velocidad de arranque de la turbina</b>	4m/s
<b>Velocidad de corte de la turbina</b>	25 m/s
<b>Diámetro del rotor</b>	90 m
<b>Área de barrido</b>	6.362 m <sup>2</sup>

Junto estos datos y algunas especificaciones más ya calculadas como la rugosidad y la velocidad media del viento, mediante el programa de Danish Wind Industry Association se calcula la potencia de un aerogenerador. Los datos obtenidos han sido los reflejados en la Tabla 15

**Tabla 15: Datos de potencia y energía del aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.**

<b>Potencia de entrada</b>	1.355	W/m <sup>2</sup>
<b>Potencia de salida</b>	175	W/m <sup>2</sup>
<b>Max potencia de entrada a</b>	16,5	m/s
<b>Energía producida</b>	1.534	kWh/m <sup>2</sup> /año
<b>Velocidad media del viento a la altura del buje</b>	10,5	m/s
<b>Energía producida</b>	9.759.204	kWh/año
<b>Factor de carga</b>	56	%



**Figura 44: Curva de potencia del aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.**

## 2 DISPOSICIÓN

Una vez elegido el modelo que se va a implantar hay que decidir dónde colocar cada turbina, para ello hay que tener en cuenta que se tienen que respetar ciertas distancias entre turbina y turbina y entre población y turbina para que no se produzcan pérdidas de energía y para causar los menos impactos posibles.

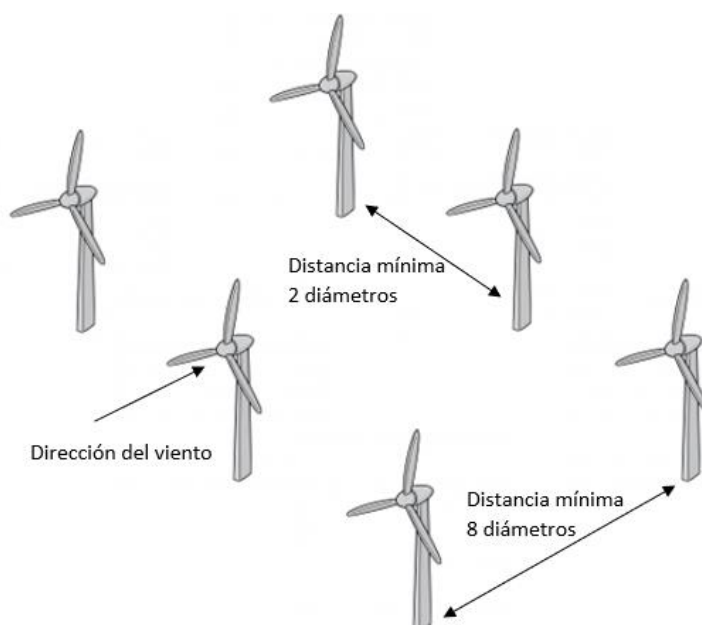
Entre aerogeneradores hay varias fuentes, todas ellas basadas en la experiencia, de cuál es la distancia mínima más adecuada para colocar las turbinas entre sí.

Hay que tener en cuenta que el movimiento de las palas distorsiona el viento y puede afectar a otra turbina si está demasiado cerca, ya que la turbina toma parte de la energía cinética del viento y disminuye su velocidad en la parte posterior de la turbina. Este efecto es denominado efecto sombra.

En el Cuaderno de aplicaciones técnicas N° 12. Plantas eólicas de la empresa ABB indica que la separación óptima se sitúa entre 8 y 12 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento, y entre 2 y 4 veces en la dirección perpendicular al viento.

Como otro ejemplo de información tenemos la Cátedra Endesa Red, donde Óscar Alexis Monzón Alejandro, en su proyecto “Diseño de una Central de Generación Eólica de 20 MW” indica que la distancia entre aerogeneradores de una misma fila no será nunca inferior a dos diámetros de rotor y, entre los aerogeneradores de una fila y la otra, siempre habrá una distancia superior a ocho diámetros.

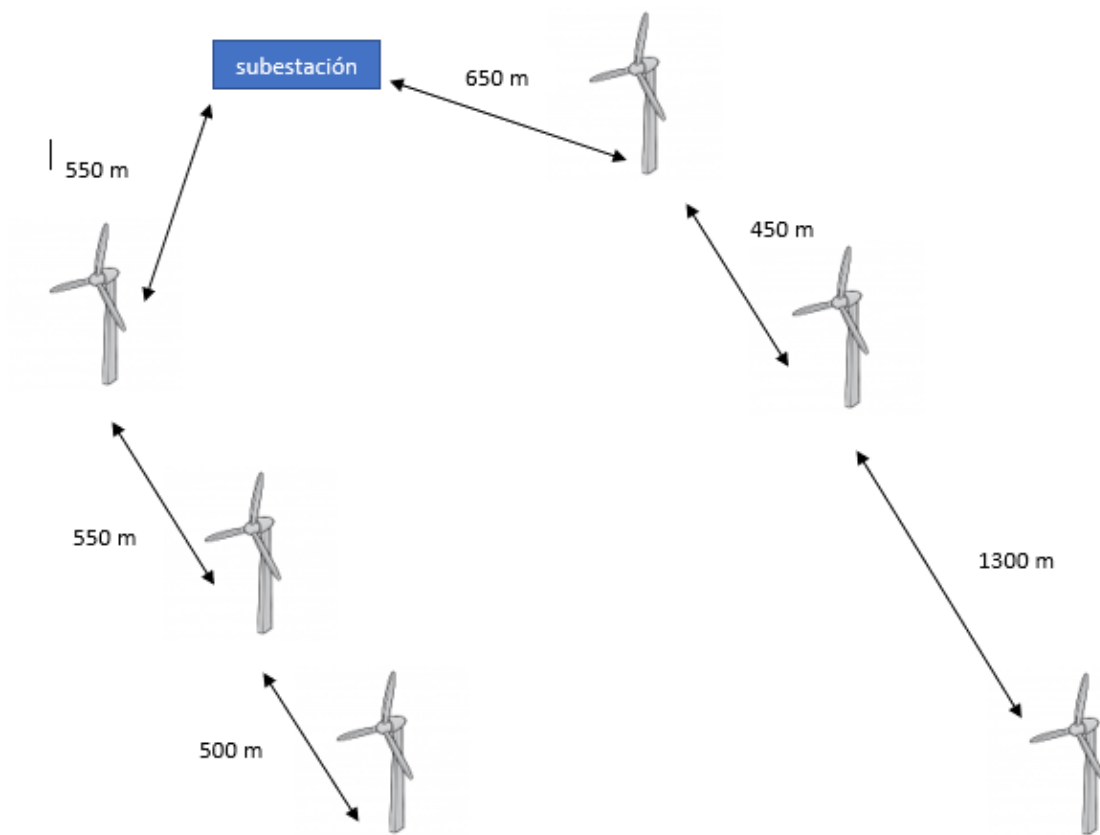
La razón de estas distancias mínimas es la de minimizar el efecto sombra de unos aerogeneradores sobre otros, las pérdidas de potencia y efectos de turbulencia.



**Figura 45: Distancias mínimas entre aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.**



La distancia a la que los aerogeneradores de este proyecto se encuentran entre sí cumple con los criterios nombrados anteriormente.



**Figura 46:Distancias entre aerogeneradores en nuestro parque eólico. Fuente: Elaboración propia.**

El número de turbinas eólicas que se van a colocar serán un total de 6, cada una con una potencia de 2 MW, lo que supone un total de potencia en el parque de 12 MW.

### 3 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS EN UN PARQUE EÓLICO

La energía bruta de un aerogenerador es igual a 9.759 MWh brutos anuales. Esta es la energía teórica sin tener en cuenta una serie de factores derivados de las diferentes pérdidas que se pueden encontrar en la instalación.

- Pérdidas eléctricas.

Desde que se obtiene la energía del viento a través del rotor hasta que cae a la red eléctrica, se dan una serie de pérdidas que se engloban como pérdidas eléctricas debidas al transporte de energía y el efecto Joule. Estas pérdidas suponen un 3%

- Pérdidas por no disponibilidad.

Las turbinas cada cierto tiempo se paran para realizarles un mantenimiento, reparaciones o inspecciones para asegurar que siguen siendo seguros. Esto implica que no están funcionando todo el año, estas paradas que se realizan suponen una pérdida de un 3%.

- Contaminación de las palas.

Las palas de los aerogeneradores están expuestas a la intemperie, y se manchan de polvo, insectos, hielo... de manera que su superficie pierde propiedades aerodinámicas y baja su rendimiento. Esto implica unas pérdidas cercanas al 1%.

- Pérdida de energía debida al efecto del parque.

Conociendo el rotor de la turbina eólica, la rosa de los vientos, la distribución de Weibull y la rugosidad en las diferentes direcciones, los fabricantes o proyectistas pueden calcular la pérdida de energía debida al apantallamiento entre aerogeneradores. La pérdida de energía típica es de alrededor del 5%.

**Tabla 16: Pérdidas de potencia en la turbina eólica. Fuente: Elaboración propia.**

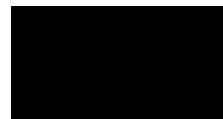
	<b>Energía anual bruta (MWh)</b>	<b>9.759</b>
Pérdidas eléctricas	3%	292,77
Pérdidas de no disponibilidad	3%	292,77
Pérdidas por contaminación de las palas	1%	97,59
Pérdidas debido al efecto parque	5%	487,95
	<b>Energía anual real (MWh)</b>	<b>8.587,92</b>

Se puede observar que, tras restarle las pérdidas nombradas, al final la energía neta esperada en el parque durante un año es de 8.587.92 MWh por cada turbina eólica.

**Tabla 17: Energía total anual real tras haber considerado las pérdidas de potencia en todas las turbinas. Fuente: Elaboración propia.**

<b>Número de turbinas</b>	6
<b>Energía anual real total MWh</b>	51527,52

Ferrol, Septiembre 2021



Fdo. Andrea Brage López

Escola Politécnica Superior

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**CURSO 2020/21**

---

*Diseño de un parque eólico en la provincia de La Coruña:  
determinación de la ubicación, potencia y cálculo de las  
instalaciones eléctricas.*

---

**Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales**

**ANEXO III**

**CÁLCULOS ELÉCTRICOS**

## ÍNDICE ANEXO II

1 OBJETIVO .....	4
2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA .....	5
2.1 Baja tensión .....	6
2.2 Transformador .....	11
2.3 Media tensión .....	13
2.4 Cortocircuitos que soporta el cable .....	21
2.5 Esquemas de cortocircuitos .....	23
2.5.1 Cortocircuito a nivel de 20 kV .....	25
2.5.2 Cortocircuito a nivel de 0.69kV .....	26
2.5.3 Intensidad de choque .....	29
2.6 Elección del automático .....	29

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 49: Tipos de celdas de media tensión. Fuente:[31] .....	12
Figura 50: Esquema de colocación de los distintos tipos de celdas en este proyecto. Fuente: Elaboración propia. ....	13
Figura 51: Tramos y circuitos del parque eólico. Fuente: Elaboración propia. ....	15
Figura 52: Esquema del circuito a calcular sus cortos en los puntos A y B. Fuente: Elaboración propia. ....	23
Figura 53: Cortocircuito a nivel de 20kV. Fuente: Elaboración propia. ....	25
Figura 54: Circuito equivalente. Fuente: Elaboración propia. ....	26
Figura 55: Circuito simplificado. Fuente: Elaboración propia. ....	26
Figura 56: Cortocircuito a nivel de 0.69kV. Fuente: Elaboración propia. ....	27
Figura 57: Circuito equivalente. Fuente: Elaboración propia. ....	28
Figura 58: Circuito simplificado. Fuente: Elaboración propia. ....	28
Figura 59: Interruptor automático SACE Emax E3. Fuente: [28] .....	30

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 18: Intensidades admisibles en amperios al aire (40°C). Fuente:[31] .....	7
Tabla 19:Factor de corrección por temperatura para instalaciones al aire. Fuente:[31]...	7
Tabla 20: Factor corrector por agrupamiento. Fuente:[31] .....	8
Tabla 21: Intesidades máximas admisibles según sección del conductor y tipo de aislamiento. Fuente:[31].....	9
Tabla 22: Principales características de cables. Fuente: [30] .....	14
Tabla 23:Profundidad y anchura de las zanjas. Fuente: [30].....	15
Tabla 24: Resistencia a 20°C y a 90°C de un conductor RHZ1-20L 12/20kV según su sección nominal. Fuente: [30] .....	15
Tabla 25: Intensidades máximas dependiendo de las secciones y materiales de conductores. Fuente: [30] .....	17
Tabla 26: Facto de corrección por temperatura. Fuente: [30].....	17
Tabla 27: Factor de corrección para resistividad térmica. Fuente: [30].....	18
Tabla 28: Factor de corrección porprofundidad. Fuente: [30].....	18
Tabla 29: Reactancia según sección nominal del conductor. Fuente: [30] .....	19
Tabla 30: Coeficiente K en función del tipo de conductor, temperaturas y aislamiento. Fuente:[30].....	22
Tabla 31: Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm <sup>2</sup> , para conductores de aluminio. Fuente: [30] .....	23
Tabla 32: Características interruptor SACE Emax E3. Fuente: [28].....	30

## 1 OBEJTIVO

El objetivo de este documento es realizar un dimensionamiento de los cables que van de la turbina al primer transformador y de este último a la subestación.



## 2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene un objetivo claro, que es transferir la energía eléctrica producida en cada turbina eólica hacia la red eléctrica.

El diseño del sistema eléctrico va a depender de la potencia de instalación, el lugar donde se encuentra el emplazamiento, el número de aerogeneradores instalados y la distancia hasta la red, información que ya tenemos.

Se van a realizar una serie de cálculos eléctricos básicos para determinar los elementos básicos necesarios en nuestra instalación como son los conductores, pero antes de empezar con los cálculos, hay que tener claro cómo va a funcionar el parque y una serie de conceptos.

- Red de baja tensión – BT: se sitúa dentro de la turbina eólica, conecta el generador eléctrico con el centro de transformación con una tensión de 690 V. Esta parte la proporciona el fabricante y comprender todos los sistemas auxiliares de la turbina.
- Centro de transformación: este será el primer nivel de transformación mencionado, se sitúa dentro de la turbina eólica. Aquí se eleva la tensión de 690 V a 20 KV, considerada media tensión - MT.
- Red de media tensión: tiene como misión enviar la energía generada en los aerogeneradores hasta la subestación transformadora.
- Subestación transformadora: segundo nivel de transformación eleva la tensión interior del parque al nivel de alta tensión de la red de la compañía eléctrica, que en España los valores habituales de la red de alta tensión son de 45 kV, 66 kV, 132 kV o 220 kV.
- Red de alta tensión – AT: es una línea aérea que transporta la energía desde la subestación hasta el punto de conexión con la red.

La fuerza del viento hace girar las palas, las cuales están unidas a la turbina a través del buje. El eje lento gira a la misma velocidad que las palas, entre 7 y 12 vueltas por minuto. A continuación, la multiplicadora eleva la velocidad más de 100 veces y la transfiere al eje rápido el cual llega a más de 1500 revoluciones por minuto y transmite esa velocidad al generador. El generador transforma la energía cinética en electricidad y el convertidor transforma la corriente continua en corriente alterna.

A continuación, nos encontramos con el transformador, que eleva la tensión para poder transportar la corriente por el parque. La energía se transmite mediante cables de media tensión hasta la subestación y allí la energía se convierte en corriente de alto voltaje. La línea de evacuación transfiere la electricidad hasta las instalaciones conectadas a la red de distribución y esta última transporta la electricidad hasta los hogares o empresas.

En los cálculos se van a definir diferentes parámetros necesarios para poder elegir qué tipo de conductores son necesarios en los distintos tramos de la instalación.

Por lo tanto, lo que se va a llevar a cabo en relación con la instalación eléctrica en este proyecto será lo siguiente:

- Dimensionamiento de conductores en baja y media tensión
- Caídas de tensión y pérdidas de potencia
- Elección de transformador
- Elección protecciones en la turbina

## 2.1 Baja tensión

La instalación de baja tensión es la instalación principal en el interior del aerogenerador, los cables que vamos a dimensionar unen el cuadro principal de BT de la cabina de máquina con el transformador 690V/20.000 V colocado en la base de la torre.

Por esta instalación se evacúa la mayor parte de energía generada, que una vez se transforma, pasa de circular de la línea de BT a la de MT y parte de la energía producida se utiliza para servicios auxiliares del propio aerogenerador.

Se va a comenzar con el cálculo y dimensionamiento de los conductores dentro del aerogenerador.

La altura de la torre es de 80 metros, se considera una 15 % más de longitud en el cable a la hora del dimensionamiento, lo que equivaldría a 92 metros, así se cuenta siempre con un margen de seguridad en el cálculo.

La corriente nominal del generador es:

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)} = \frac{2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 690 \cdot 1} = 1673,478A$$

- ♦ V: tensión de salida del aerogenerador, que son 690 V
- ♦ P: potencia del aerogenerador, en este caso es de 2000 MW cada uno.

Para facilitar los cálculos se ha usado  $\cos \phi = 1$ .

Según la ITC-BT-40 (REBT), la intensidad de cálculo en el generador ha de ser 1.25 veces la intensidad nominal y la caída de tensión máxima permitida entre el generador y el transformador (0.69/20kV) será de un 1.5%.

$$I_{\text{cálculo}} = 1,25 \cdot I_n = 1,25 \cdot 1673,478 = 2091,848 A$$

Si la tensión de salida de nuestro generador es de 690V tenemos que:

$$\Delta V = \frac{1,5 \cdot V}{100} = \frac{1,5}{100} \cdot 690 = 10,39 \text{ V}$$

Por lo tanto, la caída máxima de tensión es de 10.39 V.

El método de instalación escogido según la Tabla 18 es el método de instalación F (bandeja perforada) y el aislamiento térmico de XLPE3 que soporta hasta 90°C.

**Tabla 18: Intensidades admisibles en amperios al aire (40°C). Fuente:[31]**

### Intensidades admisibles en amperios al aire (40 °C)

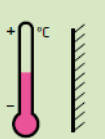
MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2	TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)												
A1			PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)				
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)						
B1				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)	
B2			PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)				
C						PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)		PVC2 (90 °C)
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)
F								PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)	XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)

En este tramo de baja tensión se usará cable de Cobre y aislamiento XLPE como se ha mencionado anteriormente. En la siguiente Tabla 19 se observa que la intensidad máxima admisible para la sección de cobre más grande, 300 mm<sup>2</sup> es de 630 A, estando los cables al aire a una temperatura de 40°.

Cómo estamos en Galicia, en la zona de Ferrol, la temperatura que se toma será de 30°C, por lo que se necesita un factor de corrección por temperatura para instalaciones al aire.

**Tabla 19:Factor de corrección por temperatura para instalaciones al aire. Fuente:[31]**

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (θ <sub>a</sub> ) (°C)											
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57	
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78	



El factor de corrección correspondiente para un aislamiento tipo XLPE y una temperatura de 30°C es de Kt=1.10

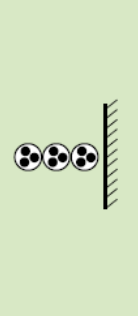
La intensidad que obtenida es bastante más elevada a la que soportan los conductores, por ello se opta por instalar 6 conductores por terno, de esta manera se tiene:

$$I_{\text{terno}} = \frac{2091.848 \text{ A}}{6 \text{ ternos}} = 348.64 \text{ A por terno}$$

Debido a tener varios conductores, hay que tener en cuenta un factor corrector por agrupamiento. Tabla 20.

**Tabla 20: Factor corrector por agrupamiento. Fuente:[31]**

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES										INSTALACIÓN TIPO
		1	2	3	4	6	9	12	16	20		
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente.	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F	
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas.	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C	
3	Capa única fijada al techo.	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60		
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales.	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	E y F	
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, soportes, bridas de amarre, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80		



Este caso se corresponde al punto 4 de tabla anterior, “Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales”, con un número de cables igual a 6, por lo que el factor de corrección correspondiente por agrupación es  $K_a=0.75$

En la siguiente Tabla 21 se observan todas las secciones en  $\text{mm}^2$  de cobre con sus respectivas intensidades máximas admisibles para un aislamiento de tipo XLPE3 y un modo de instalación F.

**Tabla 21: Intesidades máximas admisibles según sección del conductor y tipo de aislamiento. Fuente:[31]**

F	mm <sup>2</sup>	PVC3 (70 °C)										PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)			
		2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Cobre	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
	240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
	300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713

La intensidad por conductor era igual a 348.64 A, por lo que la sección más pequeña que soportaría este valor sería la de 120 mm<sup>2</sup>, que corresponde a una intensidad máxima admisible de 350 A, pero esto es sin tener en cuenta los factores de corrección de temperatura y agrupamiento que tenemos que aplicar a la intensidad.

$$I_{admisible_{S120}} = 350 \cdot Kt \cdot Ka = 350 \cdot 1.1 \cdot 0.75 = 288.75 A$$

Como se puede observar una vez aplicamos los factores de corrección, la intensidad admisible para una cierta sección disminuye, por lo tanto, se va a seguir aplicando a las siguientes secciones las correspondientes correcciones hasta dar con una que nos cumpla y sea válida.

Para una sección de 150 mm<sup>2</sup> y una intensidad admisible de 401 A a 40°C:

$$I_{admisible_{S150}} = 401 \cdot Kt \cdot Ka = 401 \cdot 1.1 \cdot 0.75 = 330.825 A$$

Siendo 330.825 A < 348.68 A por lo que esta sección no valdría.

Para una sección de 180 mm<sup>2</sup> y una intensidad admisible de 460 A a 40°C:

$$I_{admisible_{S180}} = 460 \cdot Kt \cdot Ka = 460 \cdot 1.1 \cdot 0.75 = 379.5 A$$

Siendo 379.5 A > 348.68 A por lo que esta sección si es válida para transportar la intensidad que se tiene.

Una vez calculado el tipo de cable y ver que es válido para la intensidad que tiene que transportar, ahora se procede a validar por la caída de tensión.

Para calcular la resistencia del conductor, se va a tener en cuenta primero su resistividad. A 20 °C la resistividad del Cu tiene un valor de 1/58 en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ . Si la queremos calcular para cualquier temperatura, en este caso 90°C aplicamos:

$$\rho_{90} = \rho_{20}(1 + \alpha (90 - 20)) = \frac{1}{58} \cdot (1 + 0.00393 \cdot 70) = 0.02198$$

- ◆  $\rho_{90}$ : resistividad del conductor a la temperatura de 90°C en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- ◆  $\rho_{20}$ : resistividad del conductor a la temperatura de 20°C en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  (= 1/58 para Cu y 1/35.7 para Al).
- ◆  $\alpha$ : coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor en  $^{\circ}\text{C}^{-1}$  (0.00393 para Cu y 0.00407 para Al).

Por lo tanto, la resistencia por unidad de tiempo seguiría la siguiente expresión:

$$R_{90} = \rho_{90} \cdot \frac{L}{S} = 0.02198 \Omega \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} \cdot \frac{1000 \text{ m}}{1\text{km} \cdot 185 \text{ mm}^2} = 0.1188 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Siendo la longitud de la línea de 92 m, es decir 0.092 km, se tiene que la resistencia en  $\Omega$  es igual a:

$$R = 0,1188 \cdot 0.092 = 0.01093 \Omega$$

La expresión que se utiliza para el cálculo de la caída de tensión que se produce en una línea es la siguiente:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot (RI \cos \varphi) + XI \sin \varphi$$

Como  $\cos \varphi = 1$ , supone que el  $\sin \varphi = 0$ , quedando al final la expresión de la caída de tensión simplificada.

$$I = \frac{1673,478}{6} = 278.913 \text{ A}$$

$$\Delta V = \sqrt{3}RI = \sqrt{3} \cdot 0.01093 \cdot 278.913 = 5.28 \text{ V}$$

La caída máxima de tensión que se permite es un de un 1.5 % de la tensión nominal que son 690V.

$$\Delta V_{max} = \frac{1.5}{100} \cdot 690 = 10.35 \text{ V}$$

Como  $5.28 \text{ V} < 10.35 \text{ V}$ , se cumple también el requisito de caída de tensión con el conductor seleccionado.

## 2.2 Transformador

La tensión suministrada por parte del generador es de 0,69 kV, dicha tensión precisa ser elevada para posteriormente poder transportar la potencia generada hasta la Subestación que se conectará con la Red eléctrica. Para ellos en la base de cada torre se instalará un transformador con la relación de transformación 20 /0.69kV

Para seleccionar la potencia del transformador hay que tener en cuenta la potencia que suministra cada turbina. En este caso cada turbina genera como máximo 2MW, por lo que se necesita un transformador con una potencia equivalente o parecida.

Los transformadores que se instalan dentro de las turbinas eólicas son de aislamiento seco e ignífugos, ya que queremos evitar que se produzcan incendios en el interior de la torre.

El transformador elegido es del fabricante TMC TRANSFORMERS, 20/0,69 kV de 50 Hz y potencia de 2 MVA.



**Figura 47: TMC TRANSFORMERS, 20/0.69 kV, 2MV.**



Figura 48: Características técnicas del transformador.

De todos los datos proporcionados, la placa de características del transformador indica que la tensión de cortocircuito es de 5.73%, que permite determinar la impedancia que presenta el transformador ante un cortocircuito.

En la base del aerogenerador, al lado del transformador se colocan las celdas de media tensión, Figura 49. Estas celdas se encargan de proteger al transformador y a la turbina si hiciese falta y permite el transporte de la energía del aerogenerador a la red de media tensión.

Las celdas elegidas para este caso son del fabricante MESA, las DVCAS. Dependiendo de las entradas y salidas necesarias en cada aerogenerador nos encontramos con diferentes grupos funcionales.

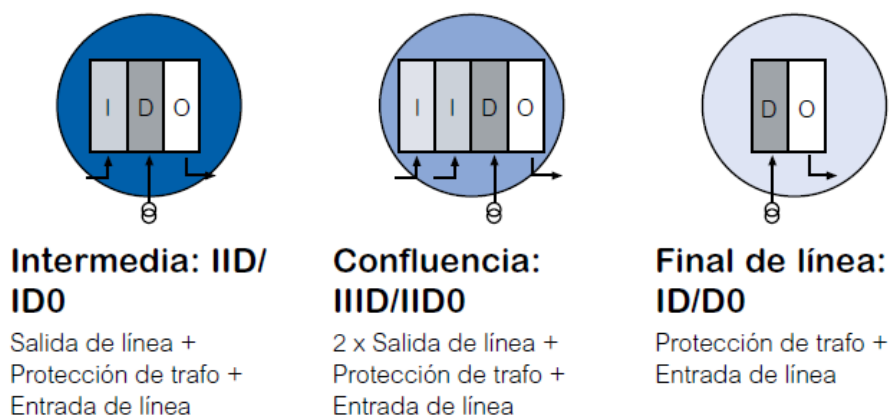
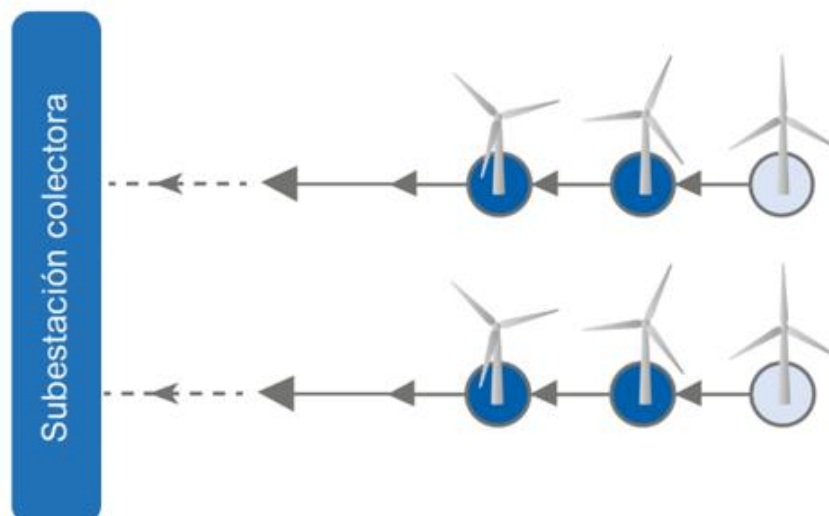


Figura 49: Tipos de celdas de media tensión. Fuente:[31]





**Figura 50: Esquema de colocación de los distintos tipos de celdas en este proyecto.**  
**Fuente: Elaboración propia.**

En la Figura 50 se visualiza de forma esquematizada que celda le correspondería a cada aerogenerador.

## 2.3 Media tensión

La compañía eléctrica en la zona de Ferrol es principalmente Fenosa, por lo que nos guiaremos por sus condiciones a la hora de establecer los conductores y características que tienen que cumplir en media tensión.

Nos encontramos en el tramo entre el transformador y la subestación. En este caso el cableado no será de cobre sino de aluminio e irá enterrado una profundidad de 0.8 metros.

En el proyecto de líneas eléctricas de Fenosa encontramos una tabla con las principales características de los cables, Tabla 22

**Tabla 22: Principales características de cables. Fuente: [30]**

Características	RHZ1 20L 12/20 kV				
Sección conductor aluminio. mm <sup>2</sup>	95	150	240	240(S)	240(AS)
Sección pantalla de cobre. mm <sup>2</sup>	16				
Nº mín. alambres conductor	15		30		
φ conductor mín./máx. mm	11/12	13,7/15	17,6/19,2	17,6/19,2	17,6/19,2
φ conductor y capa semiconductor interna, aprox. mm	12,3	15	19,2	19,2	19,2
Espesor nominal aislamiento. mm	5,5				
φ del aislante, aprox. mm	23,3	26	30,2	30,2	30,2
φ medio pantalla, aprox. mm	25,7	28,5	32,5	32,5	32,5
Espesor nominal cubierta. mm	2,7	3			
φ exterior, aprox. mm	31,5	34,9	39,2	39,2	46
Radio mínimo curvatura (final). mm	473	523	588	588	690
Peso aprox. kg/km	1065	1320	1700	1700	2580
Temp.°C máx. Normal/cc máx.5 seg	90 / 250				
Nivel aislamiento impulsos tipo rayo kV	125				

Como se ha dicho anteriormente, el tipo de cable elegido es aluminio, en donde Fenosa trabaja con diámetros 95, 150 y 240 mm<sup>2</sup>.

Los cables de media tensión hasta 20 kV, como es el caso, se pueden canalizar de las siguientes formas:

- Cables entubados en zanjas
- Cables directamente enterrados en zanja
- Cables al aire, alojados en galerías invisibles

Los cables irán enterrados directamente en zanja, ya que es la opción que se usa prioritariamente en zonas rurales y semiurbanas.

**Tabla 23: Profundidad y anchura de las zanjas. Fuente: [30]**

Profundidad (cm.)	Ancho (cm)	Número de ternas
80	20	1
	60	2

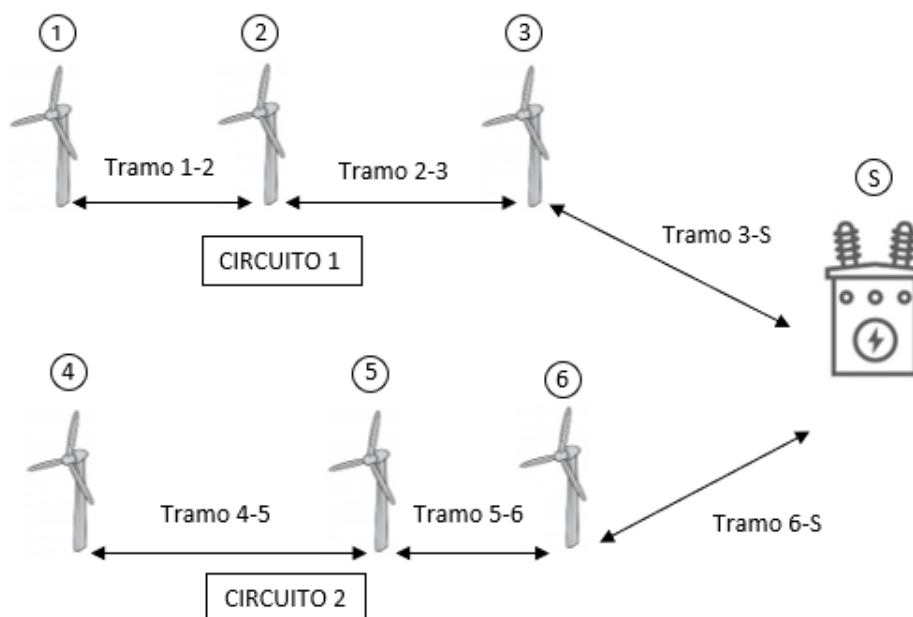
Si el tendido de los cables se realiza por medios mecánicos la anchura de la zanja ha de corresponder a la Tabla 23, pero en cambio sí se realiza manualmente, la anchura de la zanja será la necesaria para permitir el trabajo de un hombre conforme a la normativa de riesgos laborales.

El tipo de conductor que se va a usar es el RHZ1-20L-12/20kV, en la siguiente Tabla 24 se recogen las resistencias máximas dependiendo de la sección del cable a 20°C y a 90°C.

**Tabla 24: Resistencia a 20°C y a 90°C de un conductor RHZ1-20L 12/20kV según su sección nominal. Fuente: [30]**

Conductor	Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	Resistencia máxima a 20°C (Ω/km)	Resistencia máxima a 90°C (Ω/km)
RHZ1-20L 12/20 kV	95	0,320	0,410
	150	0,206	0,264
	240	0,125	0,160

Para poder elegir que sección de cable usar, primero se calculan las corrientes en cada tramo.



**Figura 51: Tramos y circuitos del parque eólico. Fuente: Elaboración propia.**

La expresión que se utiliza para calcular la intensidad es la siguiente:

$$I_{tramo} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi}$$

Siendo:

- ◆ P= 2 MW
- ◆ V= 20kV
- ◆ Cosφ = 1

$$I_{1-2} = \frac{2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot 1} = 57.735 A = I_{4-5}$$

En la corriente de los siguientes tramos, lo único que varía es la potencia ya que hay que tener en cuenta la potencia de los aerogeneradores anteriores del mismo circuito.

$$I_{2-3} = 2 \cdot I_{1-2} = 115.47 A = I_{5-6}$$

$$I_{3-5} = 3 \cdot I_{1-2} = 173.205 A = I_{6-5}$$

Toda la línea de cada circuito, desde el aerogenerador 1 hasta la subestación y desde el 4 a la subestación, tendrá la misma sección, por lo que la intensidad máxima a transportar será la del último tramo de 173.205 A.

La ITC-LAT-06 de líneas subterráneas con cables aislados, nos proporciona la temperatura máxima asignada al cada tipo de conductor. En este caso, el aislamiento seco elegido es el polietileno reticulado (XLPE).

Para determinar la sección de cable, la ITC-LAT-06 establece una tabla con diferentes secciones y conductores y sus respectivas intensidades máximas, en unas condiciones estándar de 25°C, profundidad de enterramiento de 1 metro y  $k = 1.5 \text{ km/W}$

**Tabla 25: Intensidades máximas dependiendo de las secciones y materiales de conductores. Fuente: [30]**

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

Para un aislante XLPE y un cable de aluminio y para la intensidad máxima de 173,21 A, la sección que más se corresponde es la de 95 mm<sup>2</sup> sin tener en cuenta los factores de corrección correspondientes, el de temperatura, el de resistividad térmica del terreno y el de profundidad.

- Factor de corrección por temperatura

**Tabla 26: Factor de corrección por temperatura. Fuente: [30]**

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

La temperatura de servicio permanente es de 90 °C, y la temperatura del terreno aproximada de 20°C, por lo que el factor de corrección para temperatura distinta de 25°C es de  $K_t = 1.04$

- Factor de corrección para resistividad térmica

**Tabla 27: Factor de corrección para resistividad térmica. Fuente: [30]**

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.

Se considera que la naturaleza del terreno y grado de humedad corresponde a uno “poco húmedo”, lo que equivale a una resistividad térmica de 0.85 K·m/W

- Facto de corrección por profundidad

**Tabla 28: Factor de corrección proprofundidad. Fuente: [30]**

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	≤ 185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>
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

La profundidad elegida a la que se entierran los cables es de 0.8 m y se sabe que la sección será menor de 185 mm<sup>2</sup> para cables enterrados de sección, correspondiendo un factor de corrección para profundidad distinta a 1 metro igual a Kp=1.02

$$I_{correctada} = \frac{I_{máxima}}{K_t \cdot K_r \cdot K_p} = \frac{173.205}{1.04 \cdot 0.85 \cdot 1.02} = 192.091 A$$

Una vez aplicados los factorres de corrección volvemos a la Tabla 25 en dónde se mira la sección más adecuada para la intensidad. Ahora para 192,10 A la sección que más se adecua sigue siendo la de 95 mm<sup>2</sup> ya que para esta sección, la intensidad máxima a soportar es de 205 A, menor que la intensidad máxima que se tenía, por lo que será la que se escogerá.

Si volvemos a la tabla proporcionada por Fenosa en dónde nos indica la resistencia máxima según sección, se puede observar que para una sección de 95 mm<sup>2</sup>, la resistencia máxima a una temperatura de 90°C es de 0.410 Ω/km

**Tabla 29: Reactancia según sección nominal del conductor. Fuente: [30]**

Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	Reactancia lineal(Ω/km)
95	0.126
150	0.118
240	0.109
240(S)	0.109
240(AS)	0.118

Para la reactancia también se proporcionan los datos dependiendo de la sección de conductor que se tenga, Tabla 29. Para nuestro caso, 95 mm<sup>2</sup> la reactancia lineal será de 0.126 Ω/km

Hay que comprobar que con el tipo de cable escogido, se cumple la condición de Fenosa de que la caída de tensión sea menor al 5% y que las pérdidas de potencia sean menor al 2%.

- Caída de tensión

$$\Delta V = \sqrt{3}(RI\cos\varphi + XI\sin\varphi)$$

Ya que se considera el  $\cos\phi = 1$ , el  $\sin\phi$  será 0, por lo que la ecuación se simplifica.

$$\Delta V = \sqrt{3}RI\cos\varphi$$

La resistencia depende de la distancia, por lo que en cada tramo habrá que multiplicarla por la longitud que hay entre aerogeneradores pero mayorada un 10%. Las longitudes mayoradas quedarán de la siguiente forma:

$$L_{1-2} = 500 \cdot 1.1 = 550 \text{ m}$$

$$L_{2-3} = 550 \cdot 1.1 = 605 \text{ m}$$

$$L_{3-5} = 550 \cdot 1.1 = 605 \text{ m}$$

$$L_{4-5} = 1300 \cdot 1.1 = 1430 \text{ m}$$

$$L_{5-6} = 450 \cdot 1.1 = 495 \text{ m}$$

$$L_{6-S} = 650 \cdot 1.1 = 715 \text{ m}$$

Ahora se procede a calcular la caída de tensión en cada tramo.

- Circuito 1

$$\begin{aligned}\Delta V_{1-2} &= \sqrt{3} \cdot 0.410 \cdot 0.55 \cdot 57.735 = 22.549V \\ \Delta V_{2-3} &= \sqrt{3} \cdot 0.410 \cdot 0.605 \cdot 115.45 = 43.601V \\ \Delta V_{3-S} &= \sqrt{3} \cdot 0.410 \cdot 0.605 \cdot 173.205 = 74.414V \\ \Delta V_{total} &= 22.549 + 43.601 + 74.414 = 140.546 V \\ \Delta V_{\%} &= \frac{140.546}{20000} \cdot 100 = 0.70 \%\end{aligned}$$

- Circuito 2

$$\begin{aligned}\Delta V_{4-5} &= \sqrt{3} \cdot 0.410 \cdot 1.43 \cdot 57.735 = 58.629V \\ \Delta V_{5-6} &= \sqrt{3} \cdot 0.410 \cdot 0.495 \cdot 115.57 = 40.583V \\ \Delta V_{6-S} &= \sqrt{3} \cdot 0.410 \cdot 0.715 \cdot 173.205 = 87.944V \\ \Delta V_{total} &= 58.629 + 40.583 + 87.944 = 187.156 V \\ \Delta V_{\%} &= \frac{187.156}{20000} \cdot 100 = 0.93 \%\end{aligned}$$

En ambos circuitos la caída de tensión es menor al 5% establecido como máximo en Fenosa, por lo que es válido para este requisito.

- Pérdidas de potencia

$$\Delta P = 3RI^2$$

- Circuito 1

$$\begin{aligned}\Delta P_{1-2} &= 3 \cdot 0.410 \cdot 0.55 \cdot 57.735^2 = 2254.997 \text{ W} \\ \Delta P_{2-3} &= 3 \cdot 0.410 \cdot 0.605 \cdot 115.45^2 = 9918.554 \text{ W} \\ \Delta P_{3-S} &= 3 \cdot 0.410 \cdot 0.605 \cdot 173.205^2 = 22324.479 \text{ W}\end{aligned}$$



$$\Delta P_{total} = 2254.997 + 9918.554 + 22324.479 = 34498.03 \text{ W}$$

$$\Delta P_{\%} = \frac{34498.03}{6 \cdot 10^6} \cdot 100 = 0.57 \%$$

- Circuito 2

$$\Delta P_{4-5} = 3 \cdot 0.410 \cdot 1.43 \cdot 57.735^2 = 5862.99 \text{ W}$$

$$\Delta P_{5-6} = 3 \cdot 0.410 \cdot 0.495 \cdot 115.57^2 = 8132.059 \text{ W}$$

$$\Delta P_{6-S} = 3 \cdot 0.410 \cdot 0.715 \cdot 173.205^2 = 26383.475 \text{ W}$$

$$\Delta P_{total} = 5862.99 + 8132.059 + 26383.475 = 40378.524 \text{ W}$$

$$\Delta P_{\%} = \frac{40378.524}{6 \cdot 10^6} \cdot 100 = 0.67 \%$$

Tanto las pérdidas de potencia del circuito como las del circuito no llegan al 1% , por lo que se puede concluir que los conductores seleccionados son válidos.

## 2.4 Cortocircuitos que soporta el cable

De acuerdo con la Norma UNE 21192 se va a proceder a calcular las intensidades máximas de cortocircuito admisibles en los conductores.

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}}$$

- ◆ K= coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito.
- ◆ S= sección del conductor, en mm<sup>2</sup>.
- ◆ I= corriente de cortocircuito en Amperios.
- ◆ t<sub>cc</sub>=duración del cortocircuito en segundos.

El coeficiente K es una constante que depende del cable y del aislamiento. Para conductores de aluminio y de XLPE, si se mira la siguiente Tabla 30 en donde los valores están basados en la norma UNE 211003-1, se tiene que k=94.

**Tabla 30: Coeficiente K en función del tipo de conductor, temperaturas y aislamiento.**  
 Fuente: [31]

	Aislamiento de los conductores							
	PVC 70°C ≤300 mm <sup>2</sup>	PVC 70°C >300 mm <sup>2</sup>	PVC 90°C ≤300 mm <sup>2</sup>	PVC 90°C >300 mm <sup>2</sup>	PR/EPR	GOMA 60°C	Mineral	Mineral
							Con PVC	Desnudo
Temperatura inicial °C	70	70	90	90	90	60	70	105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Material del conductor								
Cobre	115	103	100	86	143	141	115	135
Aluminio	76	68	66	57	94	93	-	-
Conexiones soldadas con estaño para conductores de cobre	115	-	-	-	-	-	-	-

Además, las características de funcionamiento de un dispositivo que protege un cable contra las sobrecargas deben de satisfacer dos condiciones:

- $I_b \leq I_n \leq I_z$
- $I_2 \leq 1.45I_z$

Siendo:

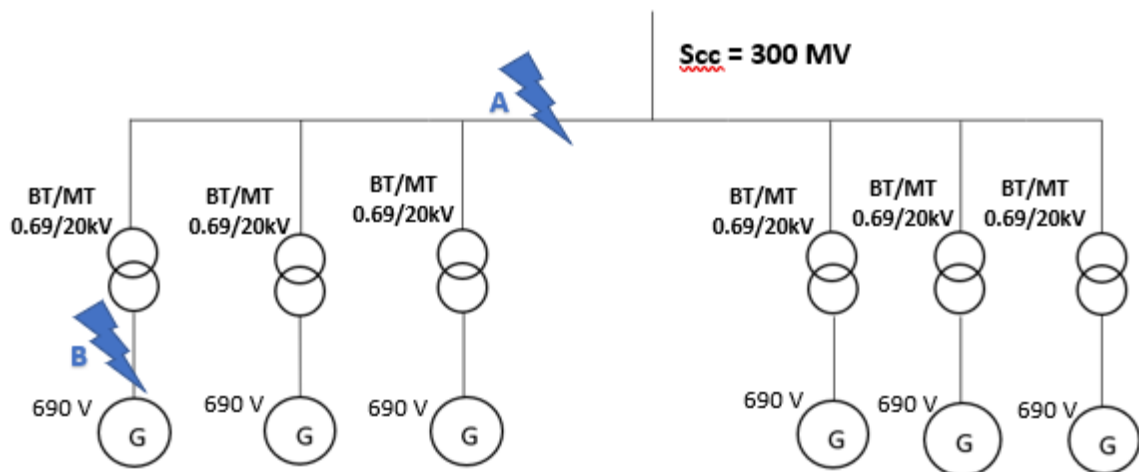
- ♦  $I_b$ : corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas
- ♦  $I_z$ : corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado.
- ♦  $I_n$ : corriente asignada del dispositivo de protección
- ♦  $I_2$ : corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo.

**Tabla 31: Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm<sup>2</sup>, para conductores de aluminio. Fuente: [30]**

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, $t_{cc}$ , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	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 $< 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Según la Tabla 31 el valor de K tiene un valor de 133 y una  $I_{cc}$  de 12.628,92 A.

## 2.5 Esquemas de cortocircuitos



**Figura 52: Esquema del circuito a calcular sus cortos en los puntos A y B. Fuente: Elaboración propia.**

A la hora de estudiar el cortocircuito se tienen en cuenta una serie de consideraciones.

- La tensión de cortocircuito de los transformadores 20/0.69 kV  
 $\epsilon_{cc} = 5.75\%$
- La potencia de cortocircuito de la red a la que se conecta la subestación, valor típico en redes de 20kV:

$$S_{cc} = 300 \text{ MV}$$

- Las impedancias de las líneas de media tensión de 20kV y de las líneas de baja tensión de 0.69kV.

Cálculo de las impedancias:

$$Z_{red20kV} = \frac{V^2}{S_{cc}} = \frac{20000^2}{300 \cdot 10^6} = j1.333\Omega$$

$$Z_{t-20kV} = \frac{\varepsilon_{cc} V^2}{100 \cdot S_T} = \frac{5.73 \cdot 20000^2}{100 \cdot 2 \cdot 10^6} = j11.46 \Omega$$

$$Z_{g-20kV} = X'' \frac{V_g^2}{S_g} = \frac{8 \cdot 690^2}{100 \cdot 2 \cdot 10^6} = j16 \Omega$$

Para hallar el resto de las impedancias se aprovecha la propiedad del transformador como adaptador de impedancias.

$$rt^2 = \left(\frac{20}{0.69}\right)^2 = 840.159$$

$$Z_{red690V} = \frac{Z_{red20kV}}{rt^2} = \frac{1.333 \cdot 10^3}{840.159} = j1.587 m \Omega$$

$$Z_{t-690V} = \frac{Z_{t-20kV}}{rt^2} = \frac{11.46 \cdot 10^3}{840.159} = j13.64 m \Omega$$

$$Z_{g-690V} = \frac{Z_{g-20kV}}{rt^2} = \frac{16 \cdot 10^3}{840.159} = j19.044 m \Omega$$

### 2.5.1 Cortocircuito a nivel de 20 kV

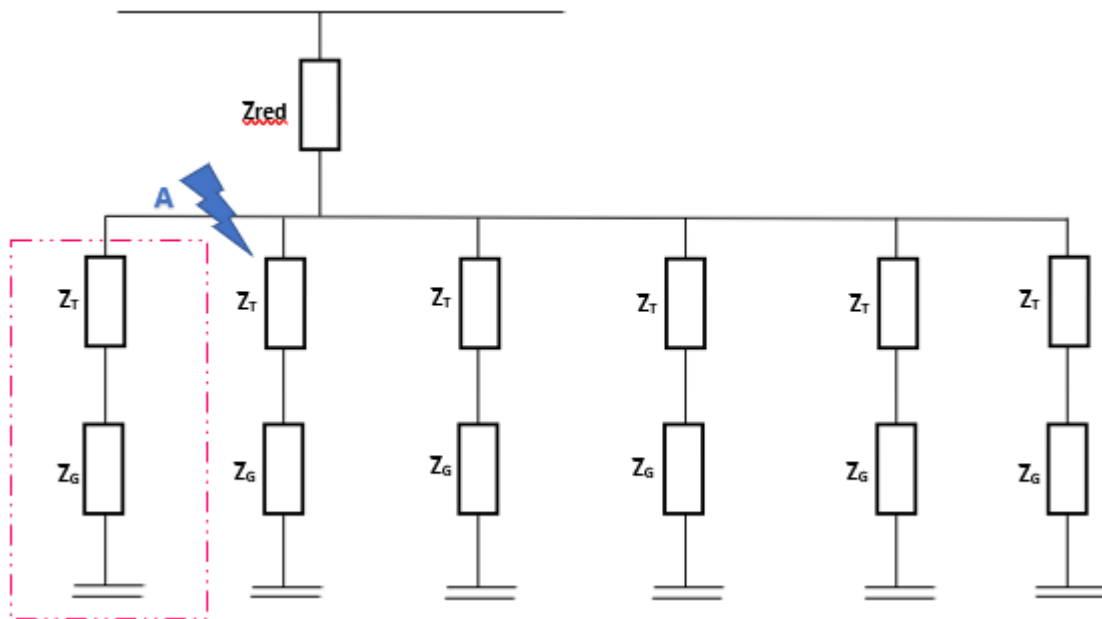


Figura 53: Cortocircuito a nivel de 20kV. Fuente: Elaboración propia.

Se calculará la impedancia equivalente del conjunto de todo el aerogenerador, esta será la misma para cada uno de los 6 aerogeneradores que tenemos.

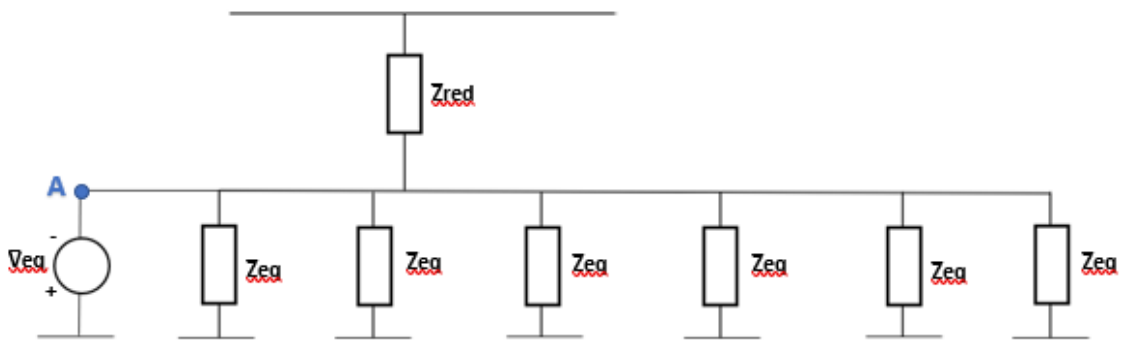
Las impedancias son las calculadas previamente.

$$\bar{z}_{eq} = j11.4377 + j16 = j 27.4377 \Omega$$

En el punto de fallo, según la norma UNE-EN 60909-0:2016, se tiene que colocar una fuente de tensión de valor equivalente. Dónde el factor C de tensión para un nivel de 20kV toma un valor de 1.1:

$$V_{eq} = C \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 1.1 \cdot \frac{20000}{\sqrt{3}} = 12701.705 V$$

El circuito quedaría de la siguiente forma:

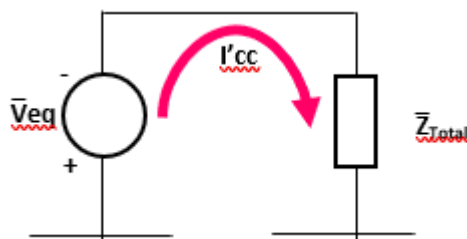


**Figura 54: Circuito equivalente. Fuente: Elaboración propia.**

Ahora se va a calcular la impedancia equivalente total, la cual es el paralelo de todas las impedancias equivalentes de los aerogeneradores y la impedancia de la red.

$$\bar{Z}_{Total} = \frac{1}{\frac{6}{\bar{z}_{eq}} + \frac{1}{\bar{z}_{red}}} = \frac{1}{\frac{6}{j 27.4377} + \frac{1}{j 1.333}} = \frac{1}{j 0.9688} = j 1.032 \Omega$$

El circuito simplificado quedaría de la siguiente forma:



**Figura 55: Circuito simplificado. Fuente: Elaboración propia.**

$$I'_{cc} = \frac{V}{z_T} = \frac{12701.705}{j 1.032} = 12295.939 A \approx 12.3 kA$$

### 2.5.2 Cortocircuito a nivel de 0.69kV

Las impedancias para este caso son las calculadas con anterioridad.

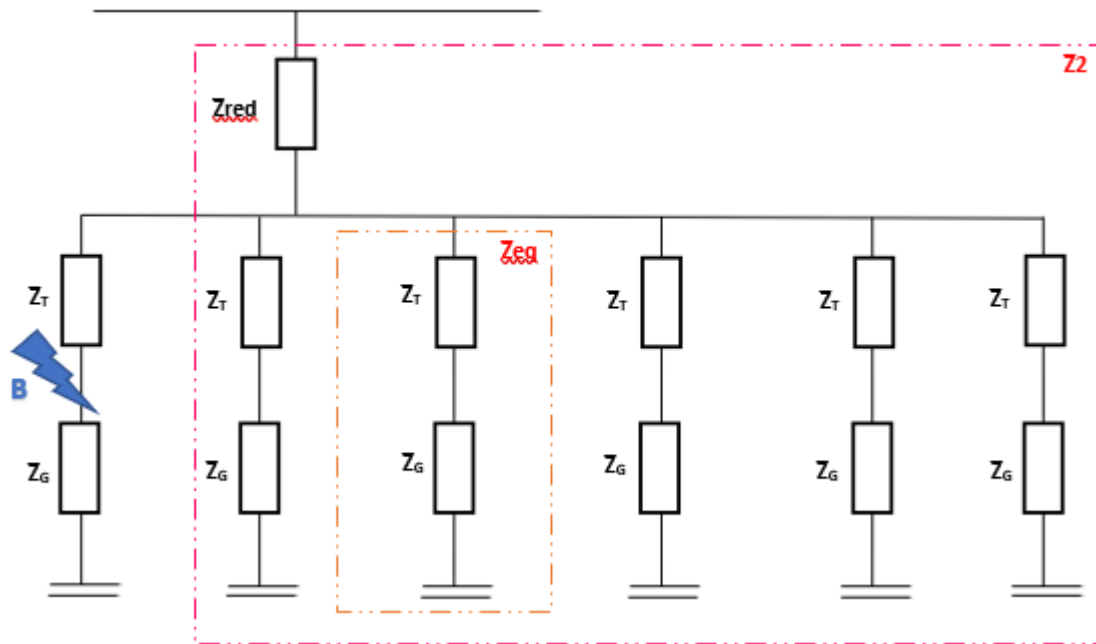


Figura 56: Cortocircuito a nivel de 0.69kV. Fuente: Elaboración propia.

Se procede a calcular la impedancia equivalente del aerogenerador.

$$\bar{z}_{eq} = j13.64 + j19.044 = j 32.684 \text{ m } \Omega$$

Los 5 aerogeneradores se encuentran en paralelo con la impedancia de red por lo que la impedancia equivalente de este conjunto quedará como:

$$\bar{z}_1 = \frac{1}{\frac{5}{\bar{z}_{eq}} + \frac{1}{\bar{z}_{red}}} = \frac{1}{\frac{6}{j 32.684} + \frac{1}{j 1.5809}} = \frac{1}{j 0.7855} = j 1.273 \text{ m } \Omega$$

En el punto de fallo, según la norma, hemos de colocar una fuente de tensión de valor equivalente. Dónde el factor C de tensión para un nivel de 20kV toma un valor de 1.1:

$$V_{eq} = C \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 1 \cdot \frac{690}{\sqrt{3}} = 398.371 \text{ V}$$

De manera que el circuito queda de la siguiente forma:

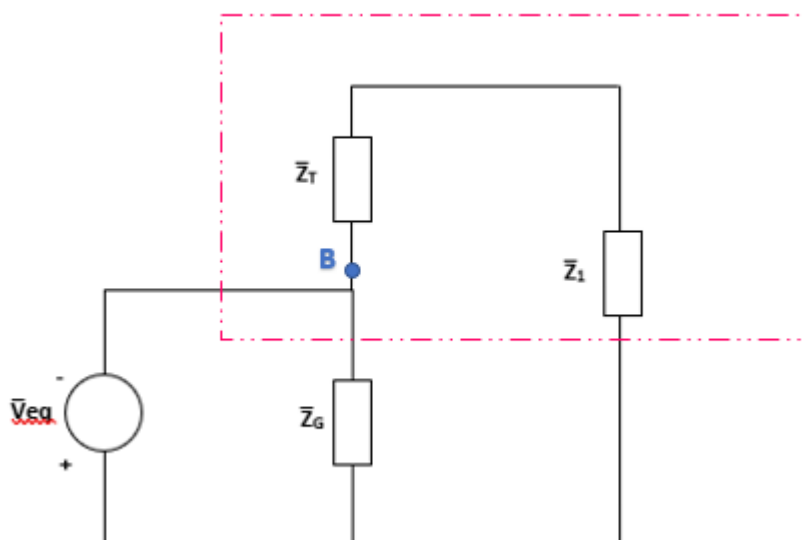


Figura 57: Circuito equivalente. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se procede a simplificar la asociación de impedancias.

$$\bar{z}_{total} = \frac{1}{\frac{1}{\bar{z}_1 + \bar{z}_T} + \frac{1}{\bar{z}_G}} = \frac{1}{\frac{1}{j 1.273 + j 13.64} + \frac{1}{j 19.044}} = \frac{1}{j 0.1195} = j 8.3636 \text{ m}\Omega$$

El circuito simplificado será el siguiente, Figura 58:

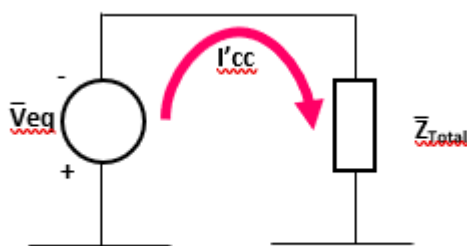


Figura 58: Circuito simplificado. Fuente: Elaboración propia.

$$I'_{cc} = \frac{V}{z_T} = \frac{398.371}{j 8.3636 \cdot 10^{-3}} = 47631.52 \text{ A} \approx 47.6 \text{ kA}$$



### 2.5.3 Intensidad de choque

La intensidad de choque sigue la siguiente expresión:

$$I_{choque} = X \sqrt{2} I'_{cc} \text{ donde } X = 1.02 + 0.98 e^{-\frac{3R}{x}}$$

Al tener sólo parte imaginaria nuestra impedancia,  $R=0$ , por lo que  $X=2$ .

$$I_{choque690V} = 2 \sqrt{2} I'_{cc} = 2 \sqrt{2} \cdot 47.6 = 134.63 \text{ kA}$$

- Criterio de corte

Se debe cumplir la siguiente expresión:

$$(I^2 \cdot t)_{disp} \leq (I^2 \cdot t)_{adm} = K^2 S^2$$

El valor de constante K en este caso es 133, ya que estamos en el tramo de baja tensión y los conductores son de cobre y el aislamiento XLPE, con una sección de 185 m<sup>2</sup>

$$t_{disp} \leq \frac{K^2 S^2}{I^2} = \frac{133^2 \cdot 185^2}{47631.52^2} = 0.308 \text{ s}$$

## 2.6 Elección del automático

Los conductores que van a unir la góndola y el transformador que se sitúa en la base de nuestra turbina eólica, se van a proteger mediante un interruptor automático.

Hay que tener en cuenta varios valores a la hora de elegir la protección que se va a instalar. Estos son:

- La corriente nominal que atraviesa los conductores, en nuestro caso tiene un valor de 1.673 kA
- La tensión entre fases, que será de 0.69 kV
- La corriente de cortocircuito al nivel de los 0.69 kV, que tiene un valor de 47.63 kA

Para este proyecto, se ha escogido como elemento de protección el de la marca SACE Emax, que son interruptores automáticos de bastidor abierto que consta con seis tamaños diferentes: X1, E1, E2, E3, E4, E6 hasta 6.3 kA.

Consultando el catálogo, para una intensidad de corte mayor a 47 kA y una corriente nominal de 1,673 kA, el interruptor que más se aproxima es el E3, cuyos datos principales del fabricante son los siguientes.

**Tabla 32: Características interruptor SACE Emax E3. Fuente: [28]**

<b>SACE Emax E3</b>	
<b>Corriente permanente asignada</b>	2000 A (40°C)
<b>Poder asignado de corte último en cortocircuito</b>	85 kA en 690 V
<b>Poder asignado de corte de servicio en cortocircuito</b>	65 kA en 690 V
<b>Poder asignado de cierre en cortocircuito</b>	187 kA en 690 V
<b>Tiempo de cierre máximo</b>	80 [ms]

El tiempo de disparo es de 0.08 s, valor mucho menor que los 0.308s necesarios para no superar la temperatura máxima admisible en nuestro conductor.



**Figura 59: Interruptor automático SACE Emax E3. Fuente: [28]**

Ferrol, Septiembre 2021

Fdo. Andrea Brage López



Escola Politécnica Superior

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**CURSO 2020/21**

---

*Diseño de un parque eólico en la provincia de La Coruña:  
determinación de la ubicación, potencia y cálculo de las  
instalaciones eléctricas.*

---

**Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales**

**ANEXO IV**

**VIABILIDAD ECONÓMICA**

**ÍNDICE ANEXO IV**

1 OBJETO ..... 3

2 CÁLCULO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA..... 4

    2.1 Datos técnicos ..... 4

    2.2 Costes de inversión inicial..... 4

    2.3 Costes de explotación..... 4

    2.4 Financiación..... 5

    2.5 Préstamo a largo plazo ..... 5

    2.6 Indicadores económicos ..... 6

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 33: Potencia, producción y número de aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.....	4
Tabla 34: Resultados de los costes de explotación. Fuente: Elaboración propia.....	4
Tabla 35: Resumen datos de financiación. Fuente: Elaboración propia. ....	5
Tabla 36: Amortización del préstamo. Fuente: Elaboración propia.....	5
Tabla 37: Resultados de viabilidad económica. Fuente: Elaboración propia. ....	6

## 1 OBJETO

El objeto de este Anexo es estimar si la instalación será o no rentable haciendo un análisis de los distintos costes que hay en todo el proyecto y el cálculo de la amortización del préstamo pedido.

## 2 CÁLCULO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

### 2.1 Datos técnicos

Se presentan a continuación en la Tabla 33 los datos de potencia para los 6 aerogeneradores instalados modelo V90-2MW.

**Tabla 33: Potencia, producción y número de aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.**

<b>Potencia instalada</b>	12 MW
<b>Producción total</b>	51.527 MWh
<b>Número de aerogeneradores</b>	6

### 2.2 Costes de inversión inicial

El coste de inversión inicial es de 21.529.285,40€ según lo expuesto en el presupuesto que se ha calculado en el Documento III.

### 2.3 Costes de explotación

Teniendo en cuenta todos los costes de explotación, se ha calculado en la tabla la suma total de todos ellos.

**Tabla 34: Resultados de los costes de explotación. Fuente: Elaboración propia.**

<b>Operación y mantenimiento</b>	309.162,00€
<b>Seguros e Impuestos</b>	98.511,00€
<b>Gestión de explotación y administración</b>	98,511,00€
<b>TOTAL</b>	<b>506.184,00€</b>

## 2.4 Financiación

Tabla 35: Resumen datos de financiación. Fuente: Elaboración propia.

<b>Inversión final</b>	<b>22.035.469,40 €</b>	
<b>Préstamo</b>	80%	17.628.375,52 €
<b>Fondos propios</b>	20%	4.407.096,88 €
<b>Interés</b>	4%	881.418,77 €
<b>Plazo</b>	20 años	

## 2.5 Préstamo a largo plazo

Tabla 36: Amortización del préstamo. Fuente: Elaboración propia.

	<b>Pendiente</b>	<b>Cuota</b>	<b>Impuesto</b>	<b>Amortización</b>
<b>2021</b>	17.628.375,52 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
<b>2022</b>	16.746.956,74 €	1.586.553,80 €	705.135,02 €	881.418,78 €
<b>2023</b>	15.865.537,97 €	1.551.297,05 €	669.878,27 €	881.418,78 €
<b>2024</b>	14.984.119,19 €	1.516.040,29 €	634.621,52 €	881.418,78 €
<b>2025</b>	14.102.700,42 €	1.480.783,54 €	599.364,77 €	881.418,78 €
<b>2026</b>	13.221.281,64 €	1.445.526,79 €	564.108,02 €	881.418,78 €
<b>2027</b>	12.339.862,86 €	1.410.270,04 €	528.851,27 €	881.418,78 €
<b>2028</b>	11.458.444,09 €	1.375.013,29 €	493.594,51 €	881.418,78 €
<b>2029</b>	10.577.025,31 €	1.339.756,54 €	458.337,76 €	881.418,78 €
<b>2030</b>	9.695.606,54 €	1.304.499,79 €	423.081,01 €	881.418,78 €
<b>2031</b>	8.814.187,76 €	1.269.243,04 €	387.824,26 €	881.418,78 €
<b>2032</b>	7.932.768,98 €	1.233.986,29 €	352.567,51 €	881.418,78 €



<b>2033</b>	7.051.350,21 €	1.198.729,54 €	317.310,76 €	881.418,78 €
<b>2034</b>	6.169.931,43 €	1.163.472,78 €	282.054,01 €	881.418,78 €
<b>2035</b>	5.288.512,66 €	1.128.216,03 €	246.797,26 €	881.418,78 €
<b>2036</b>	4.407.093,88 €	1.092.959,28 €	211.540,51 €	881.418,78 €
<b>2037</b>	3.525.675,10 €	1.057.702,53 €	176.283,76 €	881.418,78 €
<b>2038</b>	2.644.256,33 €	1.022.445,78 €	141.027,00 €	881.418,78 €
<b>2039</b>	1.762.837,55 €	987.189,03 €	105.770,25 €	881.418,78 €
<b>2040</b>	881.418,78 €	951.932,28 €	70.513,50 €	881.418,78 €
<b>2041</b>	0,00 €	916.675,53 €	35.256,75 €	881.418,78 €

## 2.6 indicadores económicos

Como hemos expuesto en el Documento I de este proyecto, se han analizado los siguientes indicadores económicos y se han obtenido los resultados que se reflejan en la Tabla 37.

**Tabla 37: Resultados de viabilidad económica. Fuente: Elaboración propia.**

<b>VAN</b>	<b>4.216.713,54 €</b>
<b>TIR</b>	<b>12 %</b>
<b>PR</b>	<b>11 años</b>

Con estos resultados podemos concluir que el parque eólico es rentable.

Ferrol, Septiembre 2021

Fdo. Andrea Brage López



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

Escola Politécnica Superior



**TRABAJO FIN DE GRADO**

**CURSO 2020/21**

---

*Diseño de un parque eólico en la provincia de La Coruña:  
determinación de la ubicación, potencia y cálculo de las  
instalaciones eléctricas.*

---

**Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales**

**DOCUMENTO II**

**PLANOS**









Aerogenerador	Latitud	Longitud
1	43.480560	-8.301324
2	43.475742	-8.300198
3	43.472113	-8.297759
4	43.486086	-8.289562
5	43.48331	-8.285932
6	43.474475	-8.276349

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN LA PROVINCIA DE LA CORUÑA

TITULAR: ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR (UDC) FERROL

SITUACIÓN: MUNICIPIO DE FERROL

PLANO: SITUACIÓN AEROGENERADORES

AUTORA:  
ANDREA BRAGE LÓPEZ

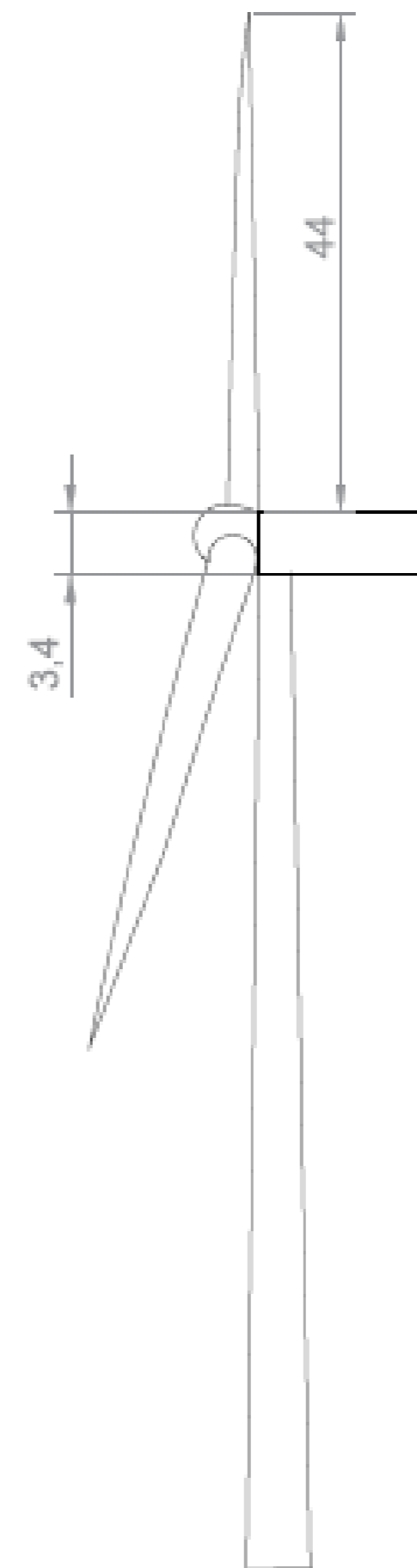
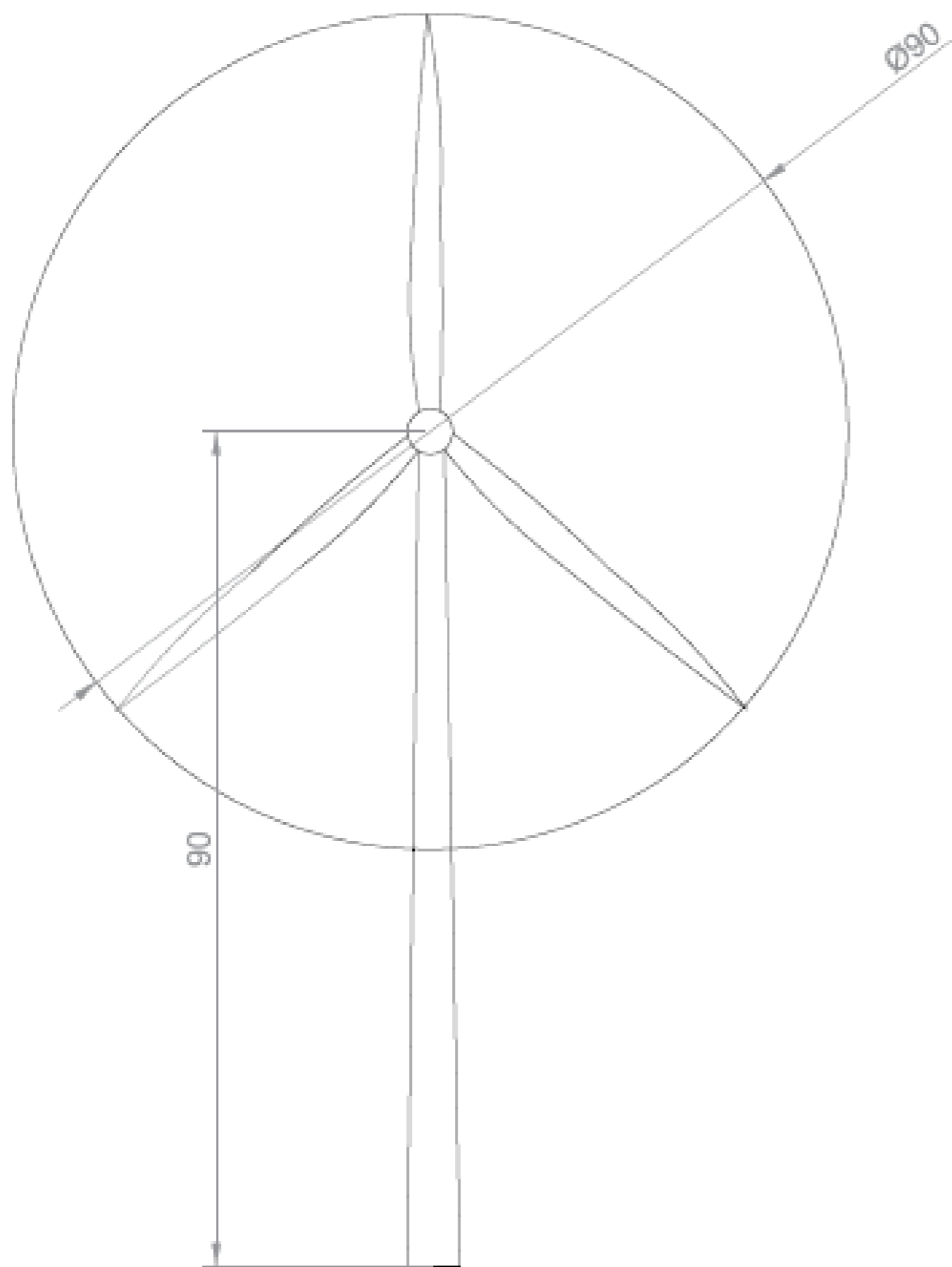
FIRMA:

FECHA:  
11/09/2021

N.º PLANOS:  
4

PLANO N.º:  
2





DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN LA PROVINCIA DE LA CORUÑA

TITULAR: ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR (UDC) FERROL

SITUACIÓN: MUNICIPIO DE FERROL

PLANO: MEDIDAS AEROGENERADOR

AUTORA:

ANDREA BRAGE LÓPEZ

FIRMA:

FECHA:

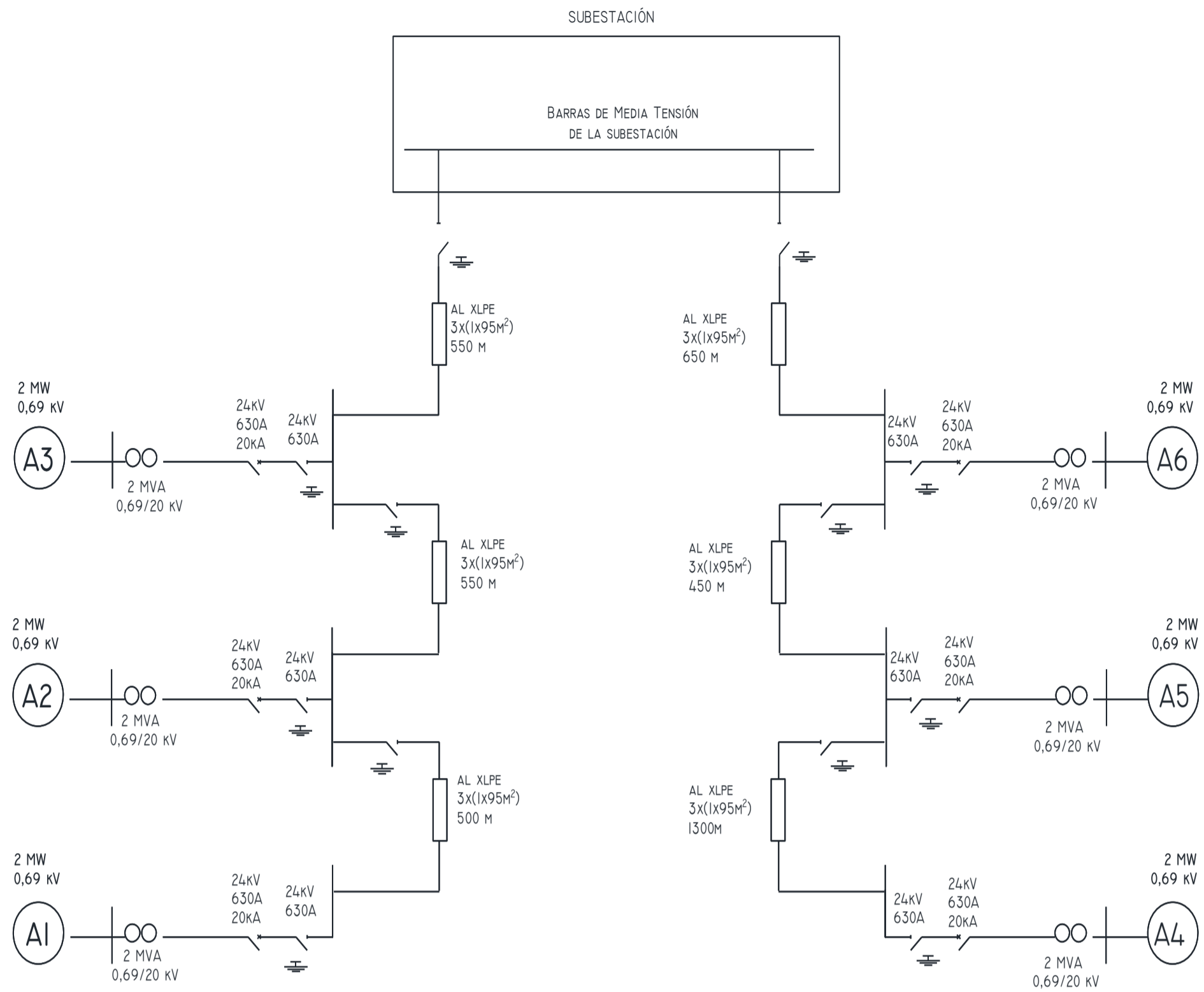
11/09/2021

N.º PLANOS:

4

PLANO N.º:

3



### SIMBOLOGÍA ESQUEMA UNIFILAR

INTERRUPTOR



INTERRUPTOR SECCIONADOR  
CON PUESTA A TIERRA (PAT)



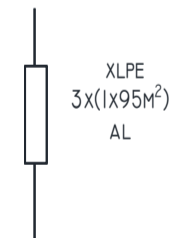
SECCIONADOR DE PUESTA A  
TIERRA (PAT)



AEROGENERADOR



LINEA DE MEDIA TENSIÓN  
(MT)



### DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN LA PROVINCIA DE LA CORUÑA

TITULAR: ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR (UDC) FERROL

SITUACIÓN: MUNICIPIO DE FERROL

PLANO: ESQUEMA UNIFILAR DE MEDIA TENSIÓN

AUTORA:

ANDREA BRAGE LÓPEZ

FIRMA:

FECHA:

11/09/2021

N.º PLANOS:

4

PLANO N.º:

4



Escola Politécnica Superior

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**CURSO 2020/21**

---

*Diseño de un parque eólico en la provincia de La Coruña:  
determinación de la ubicación, potencia y cálculo de las  
instalaciones eléctricas.*

---

**Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales**

**DOCUMENTO III**

**PRESUPUESTO**

## ÍNDICE ANEXO II

- 1 PRESUPUESTO ..... 2
  - 1.1 Capítulo 1: OBRA CIVIL ..... 2
  - 1.2 Capítulo 2: AEROGENERADORES ..... 4
  - 1.3 Capítulo 3: ELEMENTOS ELÉCTRICOS ..... 5
  - 1.4 Capítulo 4: CENTRO DE SECCIONAMIENTO ..... 6
  - 1.5 Capítulo 5: VARIOS ..... 7
- 2 RESUMEN DEL PRESUPUESTO ..... 8



## 1 PRESUPUESTO

### 1.1 Capítulo 1: OBRA CIVIL

Nº	UD.	Descripción	Medición	Precio	Importe
<b>Subcapítulo 1.1: MOVIMIENTOS DE TIERRA</b>					
1.1.1	m <sup>2</sup>	Desbroce del terreno y eliminación de arbustos con medios mecánicos, carga y transporte de los productos a lugar de acopio o vertedero	37.245,70	3,20€	119.186,24€
1.1.2	m <sup>3</sup>	Excavación del terreno a cielo abierto por medios mecánicos, con extracción de tierra en vaciados y zanjas. Incluye carga y transporte a lugar de acopio o vertedero.	19.530,50	10,75€	209.952,88€
1.1.3	m <sup>3</sup>	Relleno de tierras propias en zanjas o material oportuno (arena, grava, etc)	12.650,20	20,50€	25.936,6€
1.1.4	m <sup>2</sup>	Vial de acceso a la subestación, incluye excavación suministro y colocación de capas constituyentes, asfalto.	700	35,00€	24.500€
1.1.5	m <sup>3</sup>	Terraplenado para cimiento de terraplén	31.560,30	9,20€	290.354,76€
<b>Total subcapítulo 1.1 MOVIMIENTO DE TIERRAS</b>					<b>669.930,48€</b>
<b>Subcapítulo 1.2: CIMENTACIONES</b>					
1.2.1	m <sup>3</sup>	Excavación de pozos para cimentaciones, con medios mecánicos y carga a camión. El precio incluye el transporte de materiales excavados.	3.830,43	25,00€	95.760,75€
1.2.2	m <sup>3</sup>	Hormigón HA-20 fabricado en central y vertido desde camión, para nivelado de fondos de cimentación en la excavación realizada.	255	92,00€	23.460,00€
1.2.3	m <sup>3</sup>	Hormigón HA-30 fabricado en central y vertido desde camión para formación de zapatas	2.550	80,50€	205.275,00€

---

1.2.5	Kg	Acero de armar tipo AEH-500N en barras corrugadas, elaborado y colocado.	236.000	1,80 €	424.800,00€
<b>Total subcapítulo 1.2 CIMENTACIONES</b>					<b>749.295,75€</b>
<b>TOTAL CAPITULO 1 OBRA CIVIL</b>					<b>1.419.226,23€</b>

## 1.2 Capítulo 2: AEROGENERADORES

Nº	UD.	Descripción	Medición	Precio	Importe
<b>Subcapítulo 2.1: AEROGENERADORES</b>					
2.1.1	Ud.	Aerogenerador Vestas modelo V 90 de 2MW de potencia, rotor de 90 m de diámetro, torre de 80 m de altura, incluye montaje transporte, conexionado y puesta en marcha.	6	2.150.000,00€	12.900.000,00€
2.1.2	Ud.	Transformador de baja tensión MT TRANSFORMERS 20/0.69kV, tipo seco e ignífugo situado en la base del aerogenerador. Incluye transporte y montaje.	1	27.500€	27.500,00€
2.1.3	Ud.	Interruptor automático modelo SACE EMAX E3	1	4.000€	4.000,00€
<b>Total subcapítulo 2.1 AEROGENERADORES</b>					<b>12.931.500,00€</b>
<b>Subcapítulo 2.2: CELDAS</b>					
2.2.1	Ud.	Celda compacta de aislamiento MESA DVUCAS 24 kV función 1A+0L(protección transformador y remonte) para aerogeneradores a final de línea.	2	17.000,00 €	34.000,00€
2.2.2	Ud.	Celda compacta de aislamiento MESA DVUCAS 24 kV función 1L+1 <sup>a</sup> +0L (entrada de línea, protección de transformador y remonte) para aerogeneradores intermedios.	4	19.000,00€	76.000,00€
<b>Total subcapítulo 2.1 CELDAS</b>					<b>110.000,00€</b>
<b>TOTAL CAPITULO 2 AEROGENERADORES</b>					<b>13.041.500,00€</b>

### 1.3 Capítulo 3: ELEMENTOS ELÉCTRICOS

Nº	UD.	Descripción	Medición	Precio	Importe
<b>Subcapítulo 3.1: CABLEADO</b>					
3.1.1	m	Línea de Baja tensión, cableado de cobre de 6 conductores unidos de 180 mm <sup>2</sup> de sección, de Prysmain Group	92	27,00 €	2.484,00€
3.1.2	m	Línea de Media tensión, cableado de aluminio unipolar de 95 mm <sup>2</sup> de sección, de prysmain group.	4.400	11,30€	49.720,00€
3.1.3	m	Cable de fibra óptica, incluye suministro e instalación.	2.200	5,00€	11.000,00€
<b>Total subcapítulo 3.1 CABLEADO</b>					<b>63.204,00€</b>
<b>TOTAL CAPITULO 3 ELEMENTOS ELÉCTRICOS</b>					<b>63.204,00€</b>

## 1.4 Capítulo 4: CENTRO DE SECCIONAMIENTO

Nº	UD.	Descripción	Medición	Precio	Importe
<b>Subcapítulo 4.1: CENTRO DE SECCIONAMIENTO</b>					
4.1.1	m³	Excavaciones necesarias para la instalación del edificio prefabricado	15	44,00€	660,00€
4.1.2	m³	Hormigón HL-200/b/20 fabricado en central y vertido desde camión, para formación de capa de limpieza y nivelado.	8	83,00€	664,00€
4.1.3	Ud.	Suministro y montaje de edificio prefabricado como centro de seccionamiento	1	6.000€	6.000,00€
4.1.4	Ud.	Transformador de potencia trifásico, para instalación interior y de servicio continuo	1	5.750,00€	5.750,00€
4.1.5	Ud.	Cuadros auxiliares de medida, protección de línea y transformador.	1	30.500,00€	30.500,00€
<b>Total subcapítulo 4.1 CENTRO DE SECCIONAMIENTO</b>					<b>43.574,00€</b>
<b>TOTAL CAPITULO 4 CENTRO DE SECCIONAMIENTO</b>					<b>43.574,00 €</b>

## 1.5 Capítulo 5: VARIOS

Nº	UD.	Descripción	Medición	Precio	Importe
5.1	Ud.	Estudio de seguridad y salud	1	84.500,00€	84.500,00€
5.2	Ud.	Medidas de corrección ambiental	1	80.000,00€	80.000,00€
5.3	Ud.	Control de calidad	1	220.000,00€	220.000,00€
<b>TOTAL CAPITULO 4 CENTRO DE SECCIONAMIENTO</b>					<b>384.500,00€</b>

## 2 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

Capítulo 1: OBRA CIVIL	1.419.226,23€
Capítulo 2: AEROGENERADORES	13.041.500,00€
Capítulo 3: ELEMENTOS ELÉCTRICOS	63.204,00€
Capítulo 4: CENTRO DE SECCIONAMIENTO	43.500,74€
Capítulo 5: VARIOS	384.500,00 €
<hr/>	
<b>IMPORTE DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>14.951.930,97 €</b>
<hr/>	
Gastos generales (13%)	1.943.751,03 €
Beneficio industrial (6%)	897.115,86 €
<hr/>	
<b>IMPORTE DE EJECUCIÓN</b>	<b>17.792.797,86 €</b>
<hr/>	
I.V.A (21%)	3.736.487,55 €
<hr/>	
<b>IMPORTE DE CONTRATA</b>	<b>21.529.285,40 €</b>
<hr/>	

El importe de contrata asciende a **VEINTIÚN MILLONES QUINIENTOS VEITINUEVE MIL DOSCIENTOS OCHENTA Y CINCO EUROS Y CUARENTA CÉNTIMOS.**

Ferrol, Septiembre 2021

Fdo. Andrea Brage López