



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN
PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO IRLANDÉS DE
GALWAY**

Autor: Borja Serra Le Monnier

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Julio 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico en el condado irlandés de Galway
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/22 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.
El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Borja Serra

Fecha: 08/ 07/ 2022



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Ignacio Martín

Fecha: 08/ 07/ 2022

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN EL CONDADO IRLANDÉS DE GALWAY

Autor: Serra Le Monnier, Borja.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

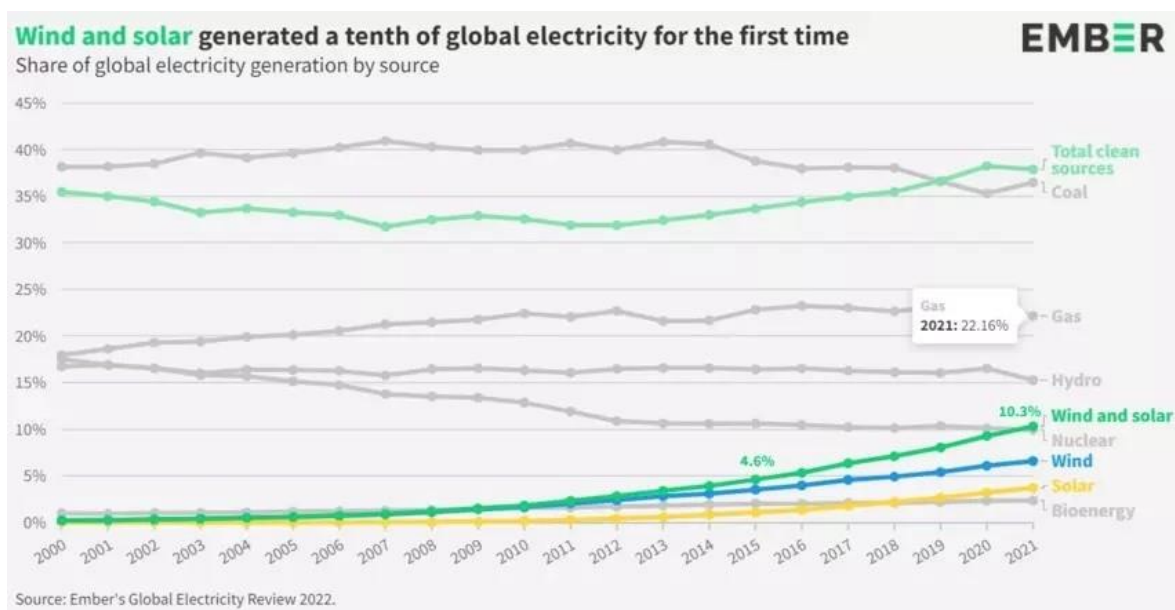
Introducción:

La energía eólica es una fuente de energía renovable, sin contaminación, inagotable y que reduce el uso de combustibles fósiles que causan el calentamiento global debido al efecto invernadero. Los parques eólicos construidos en tierra ya toman un papel importante en la producción de electricidad, constituyendo una fuente de energía cada vez más barata y competitiva. El viento se trata de un valor al alza. En 2020, la generación de energías renovables creció a un ritmo acelerado, +12% en el caso de la energía eólica, mientras que la generación de energía térmica y nuclear se vio disminuida.

El último informe de Bloomberg New Energy Finance (BNEF) ofrece una visión a largo plazo de la evolución de los mercados de energía en el mundo. Según este informe, 7,8 billones de dólares serán invertidos en energías renovables a lo largo de los próximos 25 años. Esto permitirá que para el año 2040, alrededor del 60% de la capacidad de generación de energía del mundo provendrá de fuentes de energía no contaminantes. Así, las energías solar y eólica constituirán los métodos más baratos de producir electricidad en la mayor parte del mundo, ya que se prevé que el coste de estos caiga entre un 40 y un 60%.

El diseño de este parque eólico y el estudio de su viabilidad económica es una pequeña contribución al estudio de la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera, además de poder tomarse como ejemplo de la gran arma que es desde el punto de vista de la autonomía energética. Esto es debido a que los recursos fósiles y las tecnologías que otros medios de producción energética requieren para generar energía están concentrados y distribuidos de forma desigual en el mundo, lo que lleva a que haya países altamente dependientes de otros para el suministro de estas materias y para su uso.

La apuesta por este tipo de tecnologías que permiten generar electricidad sin emitir gases de efecto invernadero supone la base de la transición energética, que permite también una innovación continua que hacen estos procesos más eficientes y competitivos. Los avances y las políticas impulsoras de energías renovables conllevan no sólo una mayor productividad, sino también una disminución en los costes de su explotación. Entre 2010 y 2019 bajó un 39%, y el resultado es un crecimiento en la capacidad total de los parques eólicos, que subió de 178 GW en 2010 a 594 GW en 2019. Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, por primera vez durante el año 2021, la energía eólica y solar generaron más del 10% de la electricidad mundial.



Generación eólica y solar en el mundo (es.weforum.org - Ember's Global Electricity Review 2022)

Dadas las buenas condiciones de viento y las numerosas ubicaciones adecuadas para el desarrollo de proyectos de energías renovables, especialmente eólicos, Irlanda es un buen lugar para desarrollar este proyecto. Desde principios de 2020, a través del sistema RESS (Renewable Electricity Support Scheme), el gobierno adjudica y otorga numerosas ayudas y remuneraciones a este tipo de proyectos. Para 2050, SEAI (Sustainable Energy Authority of Ireland) calcula que la capacidad de generación eólica en el país será de 46 GW, de los cuales 16 GW provendrán de parques eólicos terrestres como el diseñado en este proyecto, y los 30 GW restantes de parques eólicos marinos.

Objetivo principal:

El diseño de un parque eólico en Irlanda se realiza en este trabajo con el objetivo principal de reducir el consumo de combustibles fósiles, es decir, una reducción de la huella de carbono del ser humano en el ecosistema. Además, con la ejecución de este proyecto, se busca el desarrollo económico y social del entorno en el que se encuentra, creando empleo y ofreciendo autonomía energética a la población irlandesa.

Resultados y conclusión:

Tras unos años de incertidumbre y cambios en los mercados internacionales, como el de materias primas, y después de la pandemia mundial del Covid-19 o el conflicto entre Rusia y Ucrania, la energía fotovoltaica y la energía eólica suponen las fuentes de energía más baratas de nueva generación eléctrica a gran escala en países que representan más de dos tercios de la población mundial. En este proyecto, se ha llevado a cabo el diseño completo de un parque eólico en la costa oeste de Irlanda, en el condado de Galway. Irlanda cuenta con el objetivo de proporcionar energía a través de parques eólicos a 3,75 millones de hogares para 2030, y este proyecto es una pequeña aportación a dicho objetivo. Esto supone una capacidad de generación de 5 GW de energía eólica, lo que supondría alcanzar un 80% de energías renovables como generación de energía del país, cifra contenida en los objetivos del plan de acción del gobierno irlandés.

Para la realización de este proyecto, una vez analizado el mercado de las energías renovables en el país, se ha llevado a cabo un estudio del emplazamiento en el que se ha escogido ejecutar la instalación. Una vez observado que era posible construir el parque en la zona elegida, se ha realizado un estudio del recurso eólico del lugar. Esto es necesario para poder conocer la altura a la que colocar el aerogenerador, diseñar la distribución de los aerogeneradores en el emplazamiento teniendo en cuenta aspectos como la orografía, la dirección del viento o el efecto estela, y poder realizar una estimación de la producción anual de las turbinas. A continuación, y teniendo en cuenta estos aspectos, se han comparado dos modelos turbinas líderes en el mercado del sector eólico, para ver cuál se adaptaba mejor a las características de la instalación, y poder encontrar un equilibrio entre su coste y la generación de energía, los dos aspectos más importantes de la viabilidad del proyecto.

Una vez planteado todo esto, se ha realizado un estudio de la infraestructura eléctrica del parque, especialmente del cableado de Media Tensión, y un estudio de la obra civil necesaria para la instalación y funcionamiento de los aerogeneradores. Además, como ya se ha comentado anteriormente, se ha efectuado una estimación de la producción de la energía

de los aerogeneradores, teniendo en cuenta la distribución del viento a lo largo del año y la potencia generada por el aerogenerador en función del recurso eólico. En este apartado se ha obtenido un factor de capacidad del 30,68%, que indica las horas eólicas equivalentes de la instalación, y que suma un total de 2.687, superior al límite inferior de 2.000 horas.

En la siguiente tabla se puede observar un resumen de las características generales del parque eólico:

Turbina empleada	Siemens Gamesa SG 5.0-145
Número de turbinas	8
Altura de la góndola	130 m
Velocidad media del viento	9,815 m/s
Producción anual por turbina	22.044 MW
Producción anual total	176.358 MW
Inversión inicial	54.667.025,00 €

Tabla 1: Resumen parque eólico

Finalmente, y tras considerar todos los aspectos e impactos medioambientales del proyecto, en el que se comentan las principales consecuencias y medidas tomadas en el aspecto medioambiental junto a los objetivos de la ODS, se ha llevado a cabo un estudio económico de la instalación para poder concluir si el proyecto es viable o no. Para este estudio económico, se han considerado todos los costes de construcción del parque, los costes de operación y mantenimiento durante la vida útil del parque (25 años), y el coste de desmantelamiento de la instalación. Teniendo en cuenta los ingresos estimados con la venta de la energía producida, se ha obtenido un Valor Actual Neto de 22.029.280,60 €, y una Tasa Interna de Retorno del 6%. Por esta razón, se considera viable la ejecución de este proyecto, al ser rentable económicamente.

DESIGN AND FEASIBILITY STUDY OF A WIND FARM IN GALWAY

Author: Serra Le Monnier, Borja.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

Introduction:

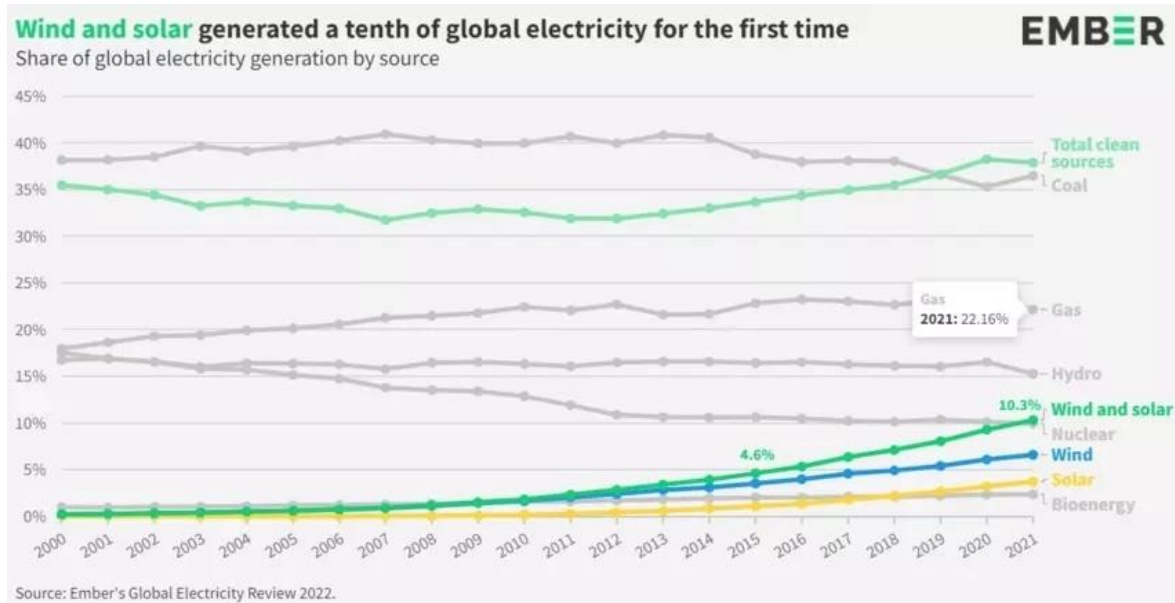
Wind energy is a renewable, pollution-free, inexhaustible source of energy that reduces the use of fossil fuels that cause global warming due to the greenhouse effect. Wind farms built on land are already playing an important role in the production of electricity, constituting an increasingly cheap and competitive source of energy. Wind is a rising value. In 2020, renewable energy generation grew at a rapid pace, +12% for wind power, while thermal and nuclear power generation declined.

The latest Bloomberg New Energy Finance (BNEF) report provides a long-term view of the evolution of the world's energy markets. According to this report, \$7.8 trillion will be invested in renewable energy over the next 25 years. This will mean that by 2040, around 60% of the world's power generation capacity will come from non-polluting energy sources. Thus, solar and wind power will be the cheapest methods of producing electricity in most parts of the world, as the cost of these is expected to fall by 40-60%.

The latest Bloomberg New Energy Finance (BNEF) report provides a long-term view of the evolution of the world's energy markets. According to this report, \$7.8 trillion will be invested in renewable energy over the next 25 years. This will mean that by 2040, around 60% of the world's power generation capacity will come from non-polluting energy sources. Thus, solar and wind power will be the cheapest methods of producing electricity in most parts of the world, as the cost of these is expected to fall by 40-60%.

The commitment to this type of technology, which allows electricity to be generated without emitting greenhouse gases, is the basis of the energy transition, which also enables

continuous innovation that makes these processes more efficient and competitive. Advances and policies that promote renewable energies lead not only to greater productivity, but also to a decrease in operating costs. Between 2010 and 2019 it dropped by 39%, and the result is a growth in total wind farm capacity, which rose from 178 GW in 2010 to 594 GW in 2019. As can be seen in the graph below, for the first time during 2021, wind and solar power generated more than 10% of the world's electricity.



Global wind and solar Generation ((es.weforum.org - Ember's Global Electricity Review 2022)

Given the good wind conditions and the numerous locations suitable for the development of renewable energy projects, especially wind, Ireland is a good place to develop this project. Since the beginning of 2020, through the Renewable Electricity Support Scheme (RESS), the government awards and grants numerous subsidies and remunerations to this type of projects. By 2050, SEAI (Sustainable Energy Authority of Ireland) estimates that the country's wind generation capacity will be 46 GW, of which 16 GW will come from onshore wind farms such as the one designed in this project, and the remaining 30 GW from offshore wind farms.

Main objective:

The design of a wind farm in Ireland is carried out in this work with the main objective of reducing the consumption of fossil fuels, that is, a reduction of the human carbon footprint in the ecosystem. In addition, with the execution of this project, the economic and

social development of the environment in which it is located is sought, creating employment and offering energy autonomy to the Irish population.

Conclusion:

After a few years of uncertainty and changes in international markets, such as commodity markets, and following the global pandemic of Covid-19 or the conflict between Russia and Ukraine, photovoltaic and wind energy are the cheapest sources of new large-scale electricity generation in countries that account for more than two thirds of the world's population. In this project, the complete design of a wind farm has been carried out on the west coast of Ireland, in County Galway. Ireland has a target of providing power through wind farms to 3.75 million homes by 2030, and this project is a small contribution to that target. This represents a generating capacity of 5 GW of wind power, which would mean reaching 80% of renewable energy as the country's energy generation, a figure contained in the Irish government's action plan targets.

In order to carry out this project, once the renewable energy market in the country had been analyzed, a study of the site where the installation was to be built was carried out. Once it was observed that it was possible to build the wind farm in the chosen area, a study of the wind resource of the site was carried out. This is necessary in order to know the height at which to place the wind turbine, to design the distribution of the wind turbines on the site taking into account aspects such as orography, wind direction or wake effect, and to be able to estimate the annual production of the turbines. Next, and taking these aspects into account, two leading turbine models in the wind energy market were compared to see which one was best suited to the characteristics of the installation, and to find a balance between cost and energy generation, the two most important aspects of the project's viability.

Once all this had been considered, a study of the electrical infrastructure of the wind farm was carried out, especially the Medium Voltage cabling, and a study of the civil works necessary for the installation and operation of the wind turbines. In addition, as mentioned above, an estimate of the energy production of the wind turbines has been made, taking into account the wind distribution throughout the year and the power generated by the wind turbine according to the wind resource. In this section, a capacity factor of 30.68% has been obtained, which indicates the equivalent wind hours of the installation, totaling 2,687, higher than the lower limit of 2,000 hours.

The following table shows a summary of the general characteristics of the wind farm:

Turbine model	Siemens Gamesa SG 5.0-145
Number of turbines	8
Height of the gondola	130 m
Average wind speed	9,815 m/s
Annual production per turbine	22.044 MW
Annual production	176.358 MW
Initial investment	54.667.025,00 €

Tabla 2: Summary of the wind farm

Finally, and after considering all the environmental aspects and impacts of the project, in which the main consequences and measures taken in the environmental aspect are commented together with the ODS objectives, an economic study of the installation has been carried out in order to conclude whether the project is feasible or not. For this economic study, all the wind farm construction costs, the operation and maintenance costs during the useful life of the wind farm (25 years), and the cost of dismantling the facility have been considered. Taking into account the estimated income from the sale of the energy produced, a Net Present Value of 22.029.280,60 € has been obtained, as well as an Internal Rate of Return of 6%. For this reason, the execution of this project is considered viable, as it is economically profitable.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	5
1.1 La energía eólica	5
1.2 Motivación	10
1.3 Objetivo del proyecto	11
1.4 Metodología.....	12
Capítulo 2. Diseño del parque eólico	13
2.1 Justificación de la ubicación del parque eólico.	13
2.1.1 Criterios para la elección del emplazamiento.....	14
2.1.2 Análisis del recurso eólico	17
2.2 Aerogenerador	23
2.2.1 Selección del aerogenerador.....	23
2.3 Diseño y distribución del parque eólico	27
2.4 Infraestructura eléctrica.....	38
2.4.1 Instalación de Baja Tensión (BT).....	38
2.4.2 Instalación de Media Tensión (MT)	39
2.4.3 Instalación de Alta Tensión (AT).....	50
2.5 Obra Civil.....	52
2.5.1 Viales de acceso	53
2.5.2 Plataformas de montaje.....	57
2.5.3 Cimentaciones	59
2.5.4 Zanjas	67
2.5.5 Parque de maquinaria.....	69
2.5.6 Centro de control.....	70
2.6 Estimación de la producción de energía del parque eólico	71
2.7 Aspectos e Impactos medioambientales del parque eólico	77
2.7.1 Sistema hidrológico.....	77
2.7.2 Protección del suelo y del patrimonio.....	77
2.7.3 Afecciones a la atmósfera y ruido	78
2.7.4 Protección de la flora y la fauna.	79
2.7.5 Impacto paisajístico.....	80

2.7.6 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	80
2.8 Estudio económico	82
2.8.1 Costes de permisos y estudio	82
2.8.2 Costes de adquisición de equipos, construcción e instalación.....	83
2.8.3 Explotación y mantenimiento	87
2.8.4 Desmantelamiento del parque.....	88
2.8.5 Resumen de los costes	88
2.8.6 Ingresos del proyecto	89
2.9 Evaluación del proyecto	92
2.9.1 Valor Actual Neto (VAN).....	92
2.9.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	92
2.10 Conclusiones	93
Capítulo 3. Bibliografía.....	95
ANEXO I	97
ANEXO II	98
ANEXO III	99

Índice de tablas

Tabla 1: Valor medio de la velocidad del viento y de la densidad de potencia eólica media	20
Tabla 2: Coordenadas de los aerogeneradores	37
Tabla 3: Distancia entre turbinas	42
Tabla 4: Potencia e intensidad nominal por tramo	43
Tabla 5: Resistividad térmica del terreno (ingemecanica.com)	44
Tabla 6: Coeficiente de corrección por resistividad térmica en cables enterrados (webaero.net).....	44
Tabla 7: Factor de corrección por profundidad (prysmianclub.es)	45
Tabla 8: Sección del cableado por tramo.....	45
Tabla 9: Intensidad capacitiva e intensidad total.....	47
Tabla 10: Pérdidas de potencia.....	49
Tabla 11: Caída de tensión por tramo.....	49
Tabla 12: Características generales de la subestación.....	50
Tabla 13: Ensanche necesario para curvas de menor radio.....	56
Tabla 14: Tabla comparativa (anker-foundations.com)	65
Tabla 15: Producción anual de energía.....	74
Tabla 16: Producción anual neta del parque eólico	75
Tabla 17: Costes permisos.....	83
Tabla 18: Costes aerogeneradores	83
Tabla 19: Coste cimentaciones Anker (Anker-foundations.com)	84
Tabla 20: Coste de zanjas, viales y plataformas	85
Tabla 21: Costes de la infraestructura eléctrica.....	86
Tabla 22: Otros tipos de costes.....	87
Tabla 23: Costes de explotación y mantenimiento	87
Tabla 24: Costes del desmantelamiento del parque.....	88

Tabla 25: Resumen de los costes del parque eólico 89

Tabla 26: Ingresos anuales del parque eólico **¡Error! Marcador no definido.**

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se hace una introducción de la tecnología empleada en el desarrollo y explotación del proyecto, ofreciendo una visión general de la energía eólica.

1.1 LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es una fuente de energía renovable, sin contaminación, inagotable y que reduce el uso de combustibles fósiles que causan el calentamiento global debido al efecto invernadero. Por esta razón, se realiza el diseño y un estudio de la viabilidad de una granja eólica en Galway, oeste de Irlanda. Los parques eólicos construidos en tierra ya toman un papel importante en la producción de electricidad, constituyendo una fuente de energía cada vez más barata y competitiva. El viento se trata de un valor al alza. En 2020, la generación de energías renovables creció a un ritmo acelerado, +12% en el caso de la energía eólica, mientras que la generación de energía térmica y nuclear se vio disminuida.

Durante más de 100 años, la electricidad se ha distribuido a través de un flujo unidireccional, desde grandes generadores alimentados con carbón o gas, hacia los consumidores. Con todos los avances tecnológicos e ingenieriles de las últimas décadas, y especialmente de los últimos años, se han encontrado importantes sinergias entre la generación de energía renovable, con otros tipos de fuentes de energía, más sostenibles, seguras y confiables. La apuesta por este tipo de energías renovables implica la transición hacia un modelo energético basado en la sostenibilidad y en la descarbonización del medio ambiente.

Las turbinas eólicas son aerogeneradores que utilizan la energía cinética de las corrientes de viento para generar electricidad. En líneas generales, este proceso es bastante simple: se recoge la energía del viento, haciendo que esta mueva las palas de los aerogeneradores, que a su vez provocan el movimiento del rotor, y a través de la

multiplicadora y el generador, dicha energía mecánica se convierte en eléctrica, que posteriormente se pasa a la red eléctrica o a un sistema eléctrico independiente.

Al contrario de lo que sucede con otros tipos de fuentes de energía, la energía eléctrica que se produce mediante este mecanismo no se puede almacenar en grandes cantidades, aunque con el paso del tiempo, van surgiendo y se van diseñando nuevas tecnologías que lo permiten poco a poco. Debido a esto, la electricidad que se genera debe de estar suministrando a las poblaciones más cercanas casi de forma simultánea, y para ello es necesario un equilibrio entre generación y consumo y una red de transporte que suministre esta demanda.

El diseño de este parque eólico y el estudio de su viabilidad económica es una pequeña contribución al estudio de la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera, además de poder tomarse como ejemplo de la gran arma que es desde el punto de vista de la autonomía energética. Esto es debido a que los recursos fósiles y las tecnologías que otros medios de producción energética requieren para generar energía están concentrados y distribuidos de forma desigual en el mundo, lo que lleva a que haya países altamente dependientes de otros para el suministro de estas materias y para su uso.

A grandes rasgos, se tendrán en cuenta factores tales como el viento de la zona, los puntos de evacuación de la energía, y la necesidad de líneas de alto voltaje o de subestaciones para llevarla a cabo. Además, teniendo en cuenta que se emplearán turbinas que cuentan con palas de 70-80 metros, habrá que realizar un estudio profundo de la parte logística del parque, ya que estas deben de ser transportadas a través del mar y llegar al emplazamiento del parque. Finalmente, y con el objetivo final de determinar la viabilidad del proyecto, también se considerarán los costes y ventas de la energía producida.

La energía eólica a nivel mundial

Según un nuevo informe de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el crecimiento de la capacidad mundial de generación de energía a través de paneles solares, turbinas eólicas y otras tecnologías renovables va camino de acelerarse aún más en los

próximos años. Además, se prevé que el 95% del crecimiento de la capacidad mundial de generación de energía proceda de energías renovables. Para 2026, la capacidad eléctrica renovable del planeta aumentará en más de un 60% con respecto a 2020, alcanzando los 4.800 GW, equivalente a la capacidad mundial actual sumando combustibles fósiles y energía nuclear. Adicionalmente, según las previsiones de la AIE, la participación de las renovables en el suministro eléctrico global pasará del 26% en 2018 al 44% en 2040, y principalmente a través de las tecnologías eólica y fotovoltaica, se proporcionarán 2/3 del incremento de demanda eléctrica registrado en ese período.

La apuesta por este tipo de tecnologías que permiten generar electricidad sin emitir gases de efecto invernadero supone la base de la transición energética, que permite también una innovación continua que hacen estos procesos más eficientes y competitivos. Los avances y las políticas impulsoras de energías renovables conllevan no sólo una mayor productividad, sino también una disminución en los costes de su explotación. Entre 2010 y 2019 bajó un 39%, y el resultado es un crecimiento en la capacidad total de los parques eólicos, que subió de 178 GW en 2010 a 594 GW en 2019. Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, por primera vez durante el año 2021, la energía eólica y solar generaron más del 10% de la electricidad mundial.

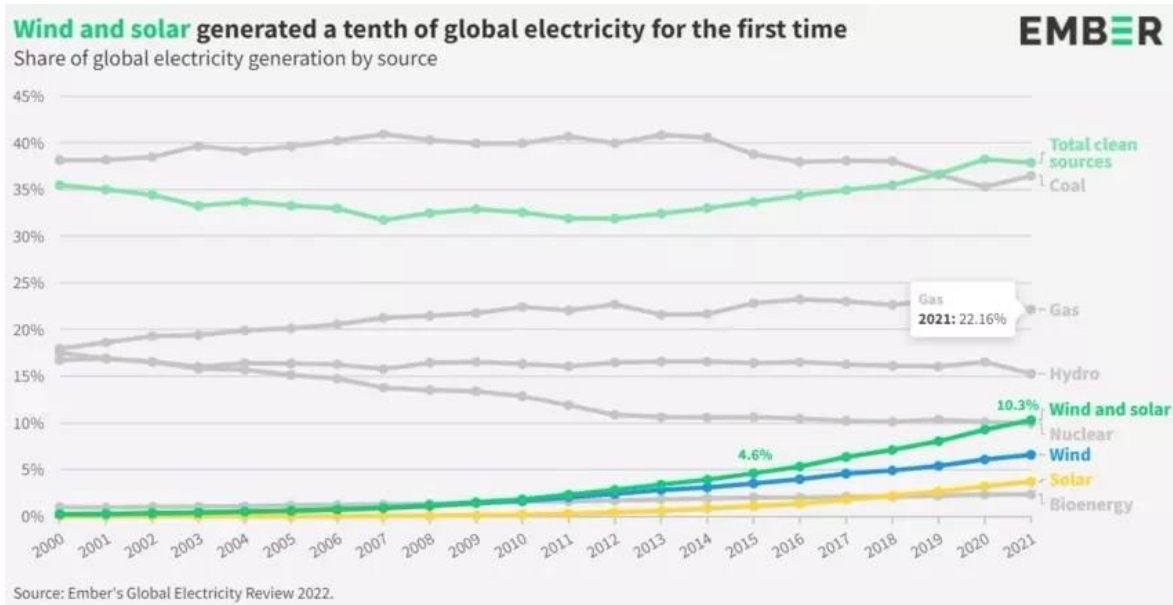


Figura 1: Producción mundial eólica y solar (es.weforum.org -- Ember's Global Electricity Review 2022)

Por otro lado, la Unión Europea encabeza el desarrollo de políticas que impulsen la producción de energía renovable, entre las que se encuentra la eólica. Europa en su conjunto instaló 17,4 GW de nueva energía eólica en 2021, lo que eleva su capacidad total instalada a 236 GW. Sin embargo, la UE necesita 30 GW anuales de nueva energía eólica para cumplir su objetivo de un suministro del 40% por parte de energías renovables para 2030.

La energía eólica en Irlanda

Dadas las buenas condiciones de viento y las numerosas ubicaciones adecuadas para el desarrollo de proyectos de energías renovables, especialmente eólicos, Irlanda es un buen lugar para desarrollar este proyecto. Desde principios de 2020, a través del sistema RESS (Renewable Electricity Support Scheme), el gobierno adjudica y otorga numerosas ayudas y remuneraciones a este tipo de proyectos. Para 2050, SEAI (Sustainable Energy Authority of Ireland) calcula que la capacidad de generación eólica en el país será de 46 GW, de los cuales 16 GW provendrán de parques eólicos terrestres como el diseñado en este proyecto, y los 30 GW restantes de parques eólicos marinos.

Irlanda constituye uno de los países de la Unión Europea con mejores políticas dirigidas a la descarbonización del medio ambiente. En julio de 2018, el Parlamento de Dublín votó una ley que obligaba al fondo estatal (Irish Strategic Investment Fund) a redirigir ocho mil millones de euros para abandonar las inversiones en combustibles fósiles, especialmente petróleo, gas y carbón, en los próximos cinco años. Con el objetivo de cubrir el 32% de la demanda de electricidad del país con energía eólica para 2020, Irlanda ha sido capaz de producir 463 MW de energía eólica en 2019.

Adicionalmente, en el primer trimestre de 2019, el 37% de la demanda de la electricidad del país fue proporcionada por parques eólicos. Además, durante el mes de febrero de ese mismo año, la producción eólica superó a la del gas natural, lo que ha permitido reducir los costes de la electricidad y recortar millones de toneladas de emisiones de CO_2 , impulsando el negocio nacional y reduciendo la importación de combustibles fósiles del resto del mundo. Se tratan de cifras optimistas respecto a la descarbonización del medio ambiente, especialmente con los avances políticos y tecnológicos del sector, que permitirán aumentar esta producción eólica y renovable aún más en los próximos años. En el siguiente gráfico se puede observar la proporción de producción de energía de cada tipo de fuente en el año 2019 en Irlanda:

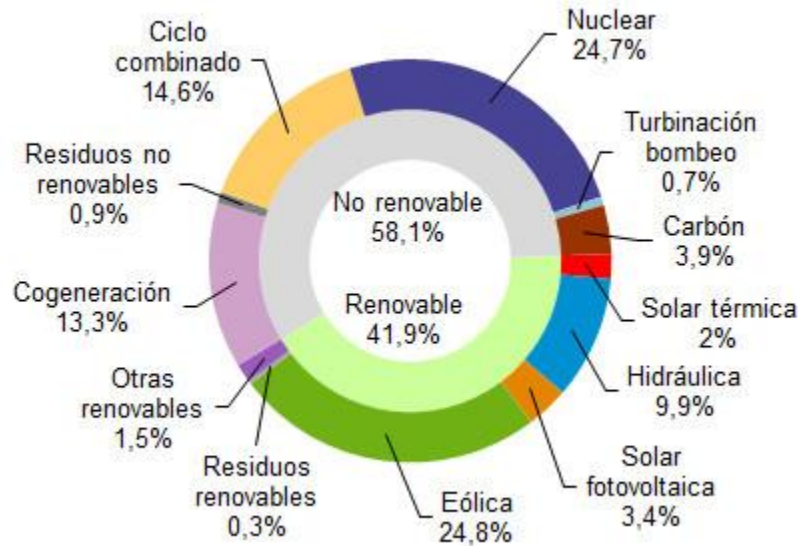


Figura 2: Producción de energía en Irlanda por sector (xataka.com)

1.2 MOTIVACIÓN

Los parques eólicos son una tecnología clave para alcanzar los objetivos de descarbonización en el sector eléctrico, logrando poco a poco una economía global con bajas emisiones que consiga la neutralidad climática a través de la transición energética. De acuerdo con la AIE, la demanda mundial de electricidad aumentará un 70% hasta 2040, y el uso de energías limpias para cubrir este aumento es imprescindible para combatir el cambio climático y sus efectos.

En el mundo en el que vivimos, la generación de energía es una de las actividades productivas sobre las que se sustentan casi todas las economías mundiales, y tras numerosas décadas haciendo uso de recursos no renovables y nocivos no sólo para el medio ambiente, sino también para la propia sociedad, las energías renovables han comenzado a jugar un importante papel en la producción de energía. El futuro del ser humano y de su hábitat depende de la manera en la que genere energía. La energía eólica es una fuente de energía renovable, no contamina, es inagotable y reduce el uso de combustibles fósiles, responsables del efecto invernadero que conlleva el calentamiento global y numerosos problemas

medioambientales como consecuencia. Además, y como ya se ha comentado anteriormente, es una energía autóctona, disponible para todo el planeta y que conlleva una reducción de importaciones energéticas y promueven el empleo local y el desarrollo sostenible.

Con el paso del tiempo, se ha desarrollado una conciencia generalizada sobre la necesidad del cuidado del medio ambiente, necesario para el porvenir de las futuras generaciones y para la prosperidad de la raza humana y preservar su ecosistema. Una de las herramientas para la consecución de estos objetivos son los parques eólicos, que permiten la producción de energía descarbonizada.

La motivación para la realización de este proyecto se encuentra en la intención de mostrar la viabilidad económica de este medio de producción de energía, que prueba su utilidad y la necesidad de más políticas de apoyo que impulsen investigaciones e inversiones, no solo en la energía eólica, sino también en el resto de las fuentes de energía renovables. Se trata de una apuesta por un tipo de energía renovable que implica la transición hacia un modelo energético basado en la sostenibilidad y en la descarbonización del medio ambiente. Una fuente energética económica y viable que puede estar a la altura y competir en rentabilidad frente a otro tipo de fuentes de energía tradicionales.

1.3 OBJETIVO DEL PROYECTO

Dentro del marco del desarrollo sostenible, el objetivo principal de este proyecto es el diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico ubicado en la costa del condado irlandés de Galway. Se busca realizar el diseño de una granja eólica con un sistema de producción eléctrica, compuesto por aerogeneradores que aprovechen la energía cinética del viento, y de un sistema de evacuación de dicha energía eléctrica producida a la red de transporte del lugar del emplazamiento.

1.4 METODOLOGÍA

Para la realización de este proyecto, se irá realizando un estudio de las siguientes fases para realizar un diseño y un estudio de la viabilidad del parque eólico:

- Selección del emplazamiento: teniendo en cuenta criterios tales como la orografía, líneas eléctricas próximas, la logística de transporte de mercancías hasta el lugar del parque, o el recurso eólico con el que se cuenta en el emplazamiento.
- Selección del aerogenerador: con una descripción de las turbinas más competitivas del mercado, escogiendo el aerogenerador que más se adapte a las características del proyecto.
- Diseño y distribución del parque eólico: realizado considerando el área disponible, las turbinas escogidas, la conexión a la red, y los efectos de la interacción entre aerogeneradores.
- Infraestructura eléctrica: donde se consideran los cableados de Baja, Media y Alta Tensión, aunque se realiza un estudio más profundo del de MT.
- Obra civil: diseñando los viales de acceso y del emplazamiento, las plataformas de montaje, las cimentaciones, las zanjas, el parque de maquinaria y el centro de control, todo necesario para la explotación del parque eólico.
- Estimación de la producción: conociendo la curva de potencia de las turbinas y la distribución del viento durante el año, se lleva a cabo una estimación de la energía producida.
- Aspectos e impactos medioambientales: donde se analizan los impactos ambientales que ocasiona la construcción y explotación del parque eólico, en el sistema hidrológico, suelo, atmósfera, flora, fauna y paisaje. Además, se comenta la alineación del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.
- Análisis económico: dónde se analizarán los costes de la construcción y explotación del parque, y los ingresos por la venta de la energía producida.
- Evaluación del proyecto: haciendo un estudio de la inversión y del valor del proyecto.

Capítulo 2. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

En este apartado se muestra en detalle el diseño del parque eólico. Se han tomado diferentes suposiciones y opciones viables para la construcción y funcionamiento del sistema de generación de energía que se explican a continuación.

2.1 JUSTIFICACIÓN DE LA UBICACIÓN DEL PARQUE EÓLICO.

La razón de la selección del emplazamiento para el parque eólico se realiza principalmente de acuerdo con las características eólicas de la zona. Además, se deben tener en cuenta otros factores, como pueden ser causas medioambientales, permisos emitidos por las entidades estatales de la zona, una línea eléctrica de media o alta tensión preferiblemente para la evacuación de la energía producida, y las medidas a tomar para el transporte de las palas de las turbinas de viento, que serán descargadas al puerto de la ciudad de Galway, para su posterior transporte por carretera hasta el emplazamiento del parque.

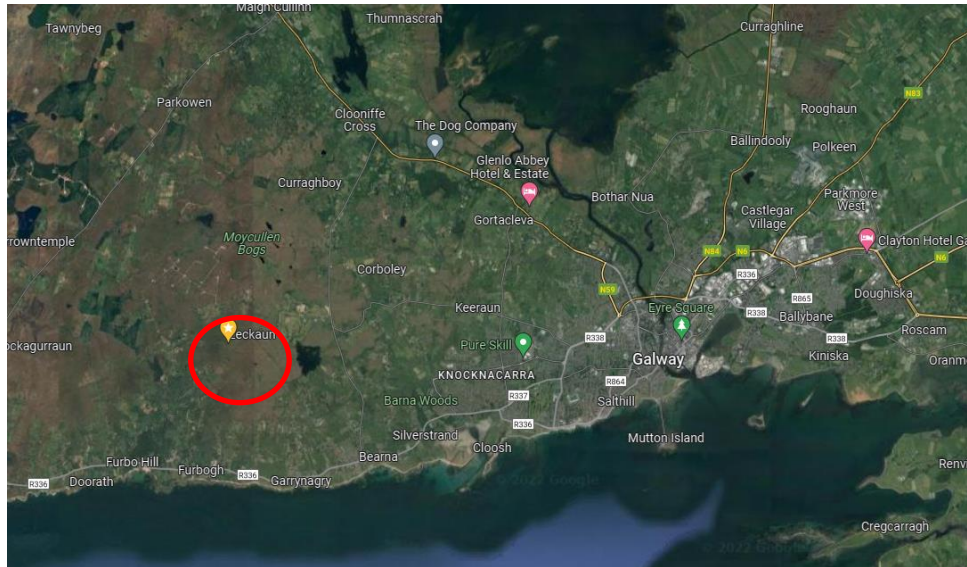


Figura 3: Ubicación del emplazamiento, a escasos kilómetros de la ciudad de Galway (Google Maps)

La zona seleccionada para el diseño y construcción del parque se encuentra a unos 15 kilómetros al oeste de la ciudad de Galway, en la zona de Leckaun que se encuentra a escasa distancia de la costa, región que cuenta con extensas llanuras accesibles y con un viento que se presenta con elevada frecuencia y con una velocidad alta, requisitos imprescindibles para su desarrollo. Además, la zona ya cuenta con varios parques eólicos de entre 20 MW y 40 MW, de similar tamaño al que se diseña en este caso, indicio mayor de la viabilidad del parque. Por esta razón, se considera que el emplazamiento de este parque eólico es adecuado para la producción de energía eléctrica.

2.1.1 CRITERIOS PARA LA ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Como ya se ha comentado anteriormente, los criterios a tener en cuenta para la elección del terreno donde se situarán las turbinas que generaran la electricidad son el recurso eólico, la orografía del terreno, su impacto medioambiental, la parte de logística para la construcción de las instalaciones, y la disponibilidad de una línea de media-alta tensión para la evacuación de la energía producida.

Para el correcto desarrollo de la construcción del parque eólico, y teniendo en cuenta que contamos con turbinas que utilizan palas de unos 70 metros de longitud, es necesario un

correcto estudio de la logística de la construcción. Las palas se descargarán en el puerto de la ciudad de Galway, y se transportarán hasta el emplazamiento con la única necesidad de corte de carreteras para el correcto funcionamiento de los camiones de transporte. Cabe la posibilidad de tener que realizar el reacondicionamiento de algún giro en el recorrido hasta la entrada o alrededores del emplazamiento, para la posterior construcción de la infraestructura interna del parque eólico, que servirá no sólo para la construcción de este, sino también para tareas de mantenimiento y gestión del parque. Este apartado se realizará más en adelante junto a un estudio de las cimentaciones y de la logística del sistema de producción de energía.

Por otro lado, un parque eólico cuenta con numerosos efectos tanto positivos como negativos, y se trata de una actuación territorial importante que afecta al ecosistema en el que se desarrolla e incide en el paisaje en el que se construye. Se deberán tener en cuenta efectos directos e indirectos del proyecto sobre factores tales como la fauna, flora y ser humano, el suelo, agua, aire, clima y paisaje, y sobre los bienes materiales y patrimonio cultural. No existe proximidad a zonas o bienes inmuebles que formen parte de patrimonio histórico, cultural o ambiental que puedan dificultar la construcción de las instalaciones eléctricas. Además, el emplazamiento se encuentra también fuera de la zona de protección y conservación de aves silvestres de la Unión Europea (S.I. No. 515/2019). Se llevará a cabo un estudio más en profundidad del impacto medioambiental del parque eólico.

Con respecto a la línea eléctrica necesaria para la evacuación de la energía, en las cercanías de la ubicación del parque se encuentra la línea eléctrica denominada Salthill – Screeb, de 110 kV, otra línea de conducción de la red eléctrica nacional de 110 kV construida para la inyección de energía por parte de los parques eólicos situados al norte del diseñado en este proyecto, y otra la línea eléctrica de Salthill – An Spidéal, de 38 kV. Considerando que el diseño de este proyecto se realiza en las proximidades del parque eólico de Leitir Guingaid, con una potencia nominal de 23 MW, y que se conecta a la red a través de Salthill – An Spidéal, se supondrá que la línea eléctrica Salthill-Screeb (a la que ninguno de los sistemas de producción de energía eólica se conecta) cuenta con la capacidad de red suficiente para la inyección de energía en el sistema eléctrico.

Para disminuir las pérdidas en el transporte de la energía producida, se diseñará una subestación de planta elevadora de 110 kV, diseño que se realizará posteriormente en el estudio y planteamiento del parque. La construcción de esta subestación es necesaria para elevar la tensión de la energía producida por el parque eólico, ya que dada una potencia generada y una tensión que el funcionamiento de los generadores determina, se pretende obtener una mayor tensión para el transporte, que reduce la intensidad de dicha corriente, y por consiguiente las pérdidas dadas en el cableado de transporte a la línea en la que se inyectará la potencia generada.

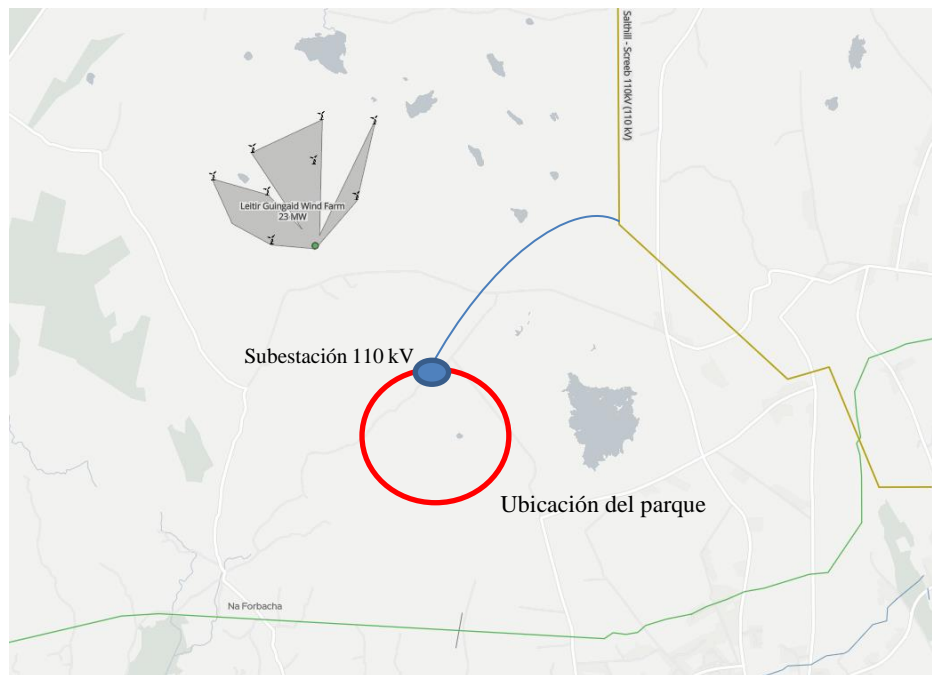


Figura 4: Ubicación del parque eólico, subestación de 110 kV e interconexión con la red eléctrica (openinframap.org)

Por otro lado, el emplazamiento del parque se encuentra en una zona llana, a una elevación de unos 60 metros sobre el mar y una inclinación media del espacio de unos 0.5°. Además, la región cuenta con escasa vegetación, lo que supondrá un ahorro de trabajo para la construcción del parque, y un impacto medioambiental de menor escala, aspecto que facilitará la obtención de permisos y licencias.

Por último, el lugar escogido para la construcción de la instalación se caracteriza por un clima frío y mojado, ventoso, y mayormente nublado durante la mayor parte del año, aspecto ventajoso para sistemas de producción eólicos frente a solares. Las temperaturas medias durante el transcurso del año varían entre los 4 °C y los 19 °C, rara vez bajando de -1 °C o superando los 23 °C. Las turbinas empleadas para el parque, que se comentarán más adelante, pueden operar hasta a -30 °C, por lo que las temperaturas en el emplazamiento cumplen con los requisitos de los aerogeneradores.

2.1.2 ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

Las energías renovables tales como la energía eólica o la solar cuentan con una dependencia total del recurso natural que las permite funcionar y generar energía. En este caso, la energía eólica se trata de energía cinética del viento que generan las corrientes de aire y que causan el movimiento de las aspas de las turbinas de viento, y que permite transformar esa energía cinética en energía mecánica y así en energía eléctrica. Por esta razón, una zona en la que construir las turbinas que cuente con un buen recurso eólico es de vital importancia para la viabilidad del proyecto.

La finalidad de este apartado es la obtención de una predicción de la velocidad media del viento, la densidad media de potencia eólica y su dirección media, que se dará en la zona de implantación del parque eólico. La complejidad de los factores que influyen en la generación de corrientes de viento es tal que su estudio y simulación resulta complicada.

En la siguiente imagen se puede ver que se cuenta con la ventaja de la proximidad de otros parques eólicos, como ya se ha comentado anteriormente, que suponen una serie de mediciones de las características del viento ya realizadas que permiten la obtención de datos fidedignos y contrastados necesarios.

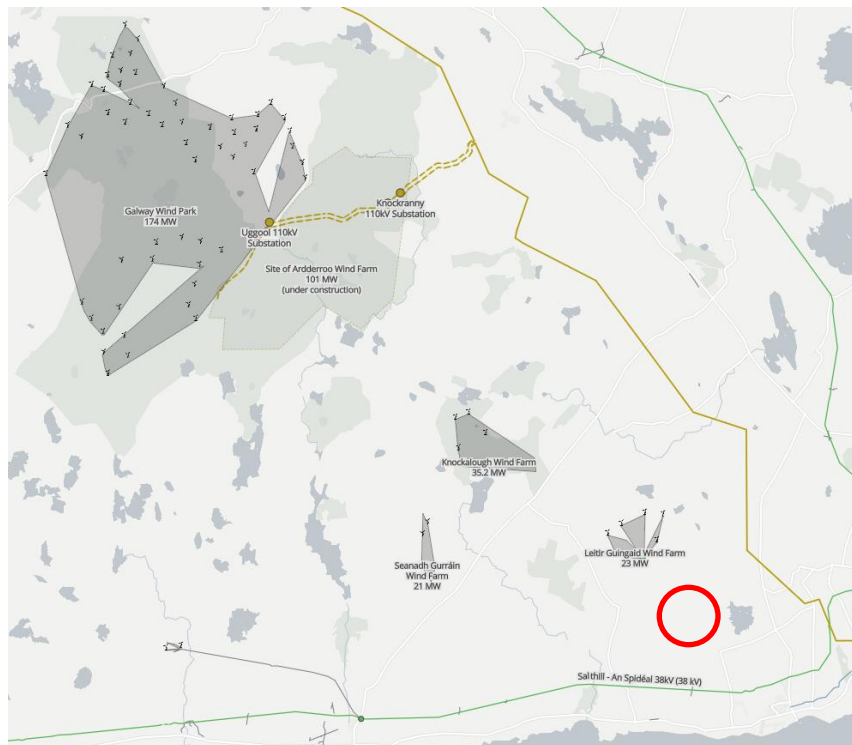


Figura 5: Ubicación del parque y otras instalaciones eólicas próximas al emplazamiento (openinframap.org)

Teniendo en cuenta que las turbinas de generación se encuentran a una altura considerable de unos 160 metros, es importante, y posible, conocer una aproximación de todas las características del viento a dicha altura.

Velocidad media del viento y densidad de potencia media

A través de dos fuentes de información de datos de viento y de densidad de potencia media, Global Atlas y Global Wind Atlas, se realiza un estudio del valor medio anual de la velocidad del viento y de la densidad de potencia media proporcionados por ambas fuentes. Hay que destacar que los valores proporcionados por Global Atlas corresponden con una altura de 120 metros, mientras que los de Global Wind Atlas se encuentran a una altura media de 100 metros. Por esta razón, se realizará un cálculo aproximado de la velocidad del viento por parte de ambas fuentes a la altura a la que se encontrará la turbina, 130 metros. Posteriormente, se calcula un valor medio para posteriores discusiones y cálculos.

Dados los datos de velocidad proporcionados, y teniendo en cuenta la aplicación práctica para la que se emplean estos, se empleará la ley de la potencia (Sutton, 1953) para extrapolar la velocidad en la vertical, una ley que cuenta con un ajuste aceptable al perfil logarítmico. Se calcula con la siguiente ecuación el perfil vertical de velocidades medias del viento:

$$u_2 = u_1 * \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^n$$

Siendo: u_1 la velocidad del viento a la altura de medición; u_2 la velocidad del viento a la altura de la turbina; h_1 la altura a la que se mide el dato meteorológico; h_2 la altura a la que se calcula la velocidad; y n el factor de rugosidad o fricción del terreno. La zona en la que se diseña el parque se considera terreno liso, por lo que el coeficiente de la cortante del viento se tomará como $n=0.12$, que se puede tomar como constante para el rango de alturas con el que se trabaja. Este parámetro se tiene en cuenta ya que las velocidades del viento se ven afectadas por la rugosidad, contornos del terreno, y posibles obstáculos a los que se pueda enfrentar.

A continuación, se calcula el valor medio de cada fuente a una altura de 130 metros, y posteriormente, en la tabla 2 se presentan los valores de velocidad y de potencia media del viento.

Velocidad media anual del viento a 130 metros de altura:

Global Atlas (a 120 metros de altura): 9.57 m/s → 9.66 m/s

Global Wind Atlas (a 100 metros de altura): 9.67 m/s → 9.97 m/s

130 metros de altura	Global Atlas	Global Wind Atlas	Valor medio
Velocidad media del viento (m/s)	9.66	9.97	9.815

Densidad de potencia eólica media (W/m^2)	941	991	963.5*
---	-----	-----	--------

Tabla 3: Valor medio de la velocidad del viento y de la densidad de potencia eólica media

**Este valor no corresponde con la media aritmética de ambos valores, sino que se ha realizado una ponderación teniendo en cuenta que se tratan de valores medios tomados a 120 y 100 metros, representando un 55% y un 45% del valor medio, respectivamente.*

La velocidad media del viento es una buena medida para considerar el recurso eólico de la zona, ya que un mayor valor de este suele indicar unas buenas condiciones eólicas. A pesar de esto, la densidad de potencia media del viento proporciona un mejor indicador del recurso eólico disponible para el emplazamiento. Observando los datos, siendo la velocidad media superior a 5 m/s, y con la densidad de potencia eólica obtenida, se puede concluir que el recurso del viento es suficiente y apto para un correcto funcionamiento de las turbinas y confirma que el lugar es apto para el diseño de la instalación. Finalmente, los límites inferiores y superiores de velocidad del viento al que pueden funcionar las turbinas que se emplearán en el parque son 3 m/s y 25 m/s, respectivamente. Por esta razón, siendo la velocidad media del viento de 9.815 m/s, y la máxima rondando los 16 m/s, se puede comprobar como la turbina se encuentra dentro de los límites de funcionamiento establecidos por el fabricante.

Dirección media del viento y rosa de los vientos

Para el posterior diseño del parque eólico y distribución de los aerogeneradores, es necesario conocer no sólo la dirección predominante del viento, sino también la frecuencia con la que el viento toma dicha dirección. A través de la rosa de los vientos en el lugar de la instalación se pueden conocer estos datos, que serán útiles para la posterior discusión de la disposición de las turbinas y la dirección en la que serán construidas. Este apartado es de crucial importancia, ya que un incorrecto estudio de la dirección media del viento puede reducir drásticamente el rendimiento y la efectividad de la instalación. A continuación, se

muestran las rosas de los vientos de frecuencias y velocidades en el emplazamiento, y de la potencia eólica:

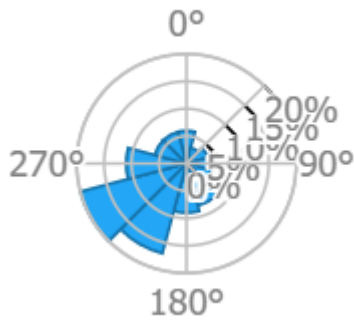


Figura 6: Rosa de velocidades
(globalwindatlas.info)

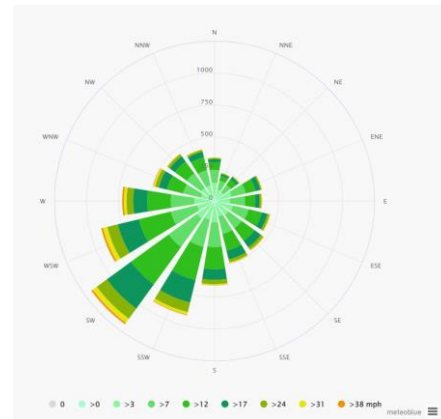


Figura 7: Rosa de velocidades
(meteoblue.com)

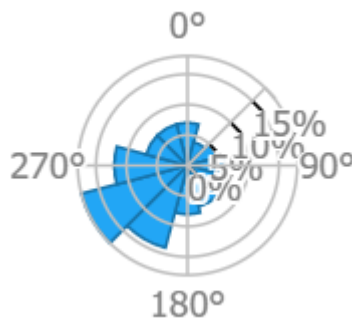


Figura 8: Rosa de frecuencias

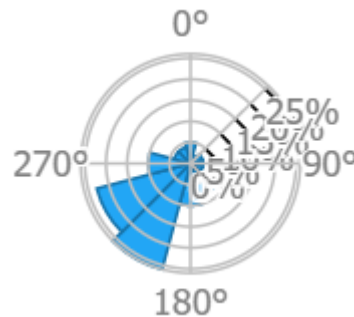


Figura 9: Rosa de potencia eólica

Como se puede observar, la dirección predominante del viento en el lugar de la instalación es el suroeste, a unos 240° , lo que supone una ventaja frente al resto de parques eólicos de la zona, ya que ninguno se encuentra en dicha dirección. Además, esta dirección corresponde con una línea rápida a la costa, que permite una entrada del viento más limpia, sin obstáculos ni una rugosidad que varíe las características del viento. La rosa de potencia eólica muestra igualmente que su rumbo predominante y de máxima potencia se encuentra en la dirección del suroeste. Asimismo, coincide la dirección predominante de las frecuencias y de las velocidades máximas, lo que supone un rendimiento mayor de las turbinas y una dirección de la disposición de éstas lógica, que ya se discutirá cuando se realice el diseño y distribución del parque eólico que supondrá un estudio exhaustivo para reducir el efecto estela y así optimizar la producción de energía.

2.2 AEROGENERADOR

2.2.1 SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Tras realizar un estudio del emplazamiento y del recurso eólico con el que se cuenta en el lugar de la instalación, se presentan en este apartado una descripción y discusión de dos posibles aerogeneradores que serán empleados en el parque eólico. Se deben tomar en cuenta criterios tales como el precio de la instalación de estos, el aprovechamiento que realiza de la densidad de potencia eólica, y de la orografía y superficie disponible.

Opción 1: Nordex

En primer lugar, se considera la turbina que corresponde con el modelo **Nordex N163/5.X**, de la serie Delta4000, la mejor turbina *onshore* de 4.7 MW+ hasta el año 2021, medalla de oro en la categoría de turbinas terrestres publicada por *Windpower Monthly*, una clasificación respetada de una determinada gama de turbinas.

Este aerogenerador cuenta con una potencia de salida de 5 MW+, con modos de sonido, potencia y carga. Funcionando a una potencia nominal de 5.5 MW, el molino de viento emite un ruido de unos 106.4 dB, un logro en comparación con el resto de las turbinas del mercado. Además, cuenta con un rotor de 163 metros de diámetro, una zona barrida de 20 867 m², y una altura de la góndola de hasta 164 metros, dependiendo de las características del proyecto. Con respecto al sistema de producción de energía, cuenta con un generador asíncrono de doble alimentación con un sistema de refrigeración líquida/aire. La caja de cambios es de alta velocidad y el sistema de frenado está compuesto por un freno aerodinámico de lanza y un freno de disco como mecanismo de sujeción del freno principal.

Esta serie de turbinas minimiza los requisitos de servicios durante la vida útil de la turbina, lo que supone un menor esfuerzo de mantenimiento, y junto a una tecnología avanzada de producción en serie probada, se mejora el rendimiento y los costes de generación de energía sostenible. La eficiencia económica la consigue esta turbina a través de una transferencia de energía optimizada, dimensiones del rotor más grandes y una mayor

altura de cubo, con una potencia nominal mayor, y una reducción de los esfuerzos de servicio y de mantenimiento acompañados de un sistema eléctrico y de transmisión fiable.

Opción 2: Siemens Gamesa

En segundo lugar, se considera la turbina eólica terrestre **SG 5.0-145**, aerogenerador de la serie 4.X de Siemens Gamesa, que combina tecnología con un rendimiento de referencia y una fiabilidad probada. Se trata de una turbina con un diseño flexible para la logística, construcción y servicio que resulta en un menor coste de la energía, concepto que permite configurar una solución óptima para este proyecto.

Este aerogenerador tiene un rotor de 145 metros de diámetro, y una potencia nominal de hasta 5.0 MW. La zona barrida por las aspas es de $16\,513\text{ m}^2$, y la altura puede variar entre los 90 y los 130 metros de altura. Además, su vida útil varía entre los 20 y 25 años de vida, y el control es de paso y de velocidad variable. Adicionalmente, la tecnología que emplea es de engranaje, en la que Siemens Gamesa tiene un amplio conocimiento y experiencia, aportando fiabilidad, robustez, y un diseño modular y flexible para una adaptación óptima y una mejora del rendimiento que maximiza la producción. Se emplea la combinación de un generador doblemente alimentado y un convertidor parcial, y un diseño compacto de tren de potencia con una multiplicadora de tres etapas. Se trata de un diseño de aerogenerador que posibilita un rendimiento y LCoE óptimos.

Por otro lado, cuenta con tecnologías tales como *OptimaFlex*, que ofrece una solución personalizada para cada proyecto y sus necesidades, adaptándose a las condiciones específicas del emplazamiento o a los requisitos de conexión a red. Existe una monitorización constante y una continua obtención de datos y estudio de condiciones de trabajo que maximizan el rendimiento y permiten optimizar la potencia generada por la turbina. Adicionalmente, *DinoTails Next Generation* es una tecnología innovadora que reduce los niveles de potencia acústica mediante el uso de un borde de fuga dentado montado en la cuchilla y la adición de peines más finos en los dientes. La mayoría de los sistemas de producción eólica necesitan reducir la potencia nominal de sus aerogeneradores para cumplir con requisitos acústicos, produciendo menos energía, y este tipo de tecnología innovadora y

vanguardista permite a Siemens Gamesa evitar esta pérdida lo que da lugar a un coste de energía inferior.

Curvas de ruido

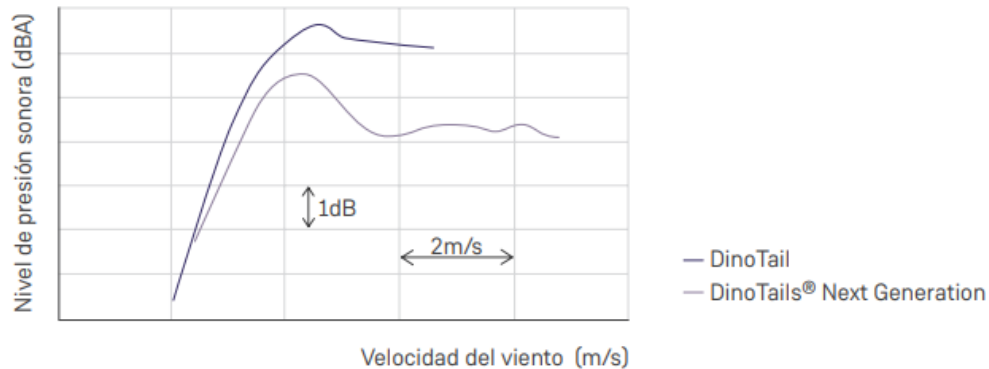


Figura 10: Efectividad de la tecnología DinoTails Next Generation en la reducción del nivel de presión sonora (*siemensgamesa.com*)

Este nuevo concepto se basa en el vuelo silencioso del búho, mejora el efecto del borde serrado mediante la implementación de finos peines entre los dientes que generan pequeños flujos que disminuyen el ruido considerablemente. A través de esta tecnología demostrada y cuyos resultados muestran un rendimiento eficiente, el empleo de esta turbina crea un valor adicional, maximizando el AEP (producción de energía anual media) y reduciendo el coste de producción de energía LCoE (coste nivelado de energía).

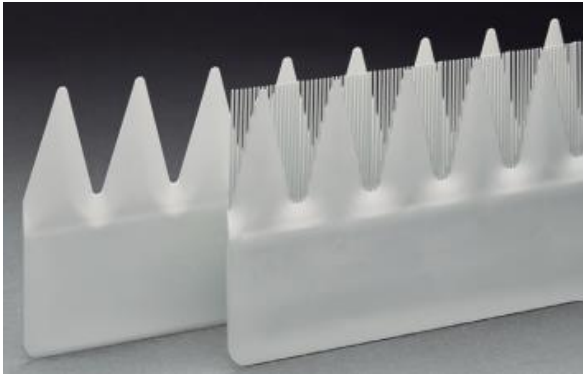


Figura 11: Borde serrado (siemensgamesa.com)



Figura 12: Borde serrado en las aspas del aerogenerador (siemensgamesa.com)

Por todas estas razones, en este proyecto se empleará la turbina **SG 5.0-145**. Se trata de una elección basada en el rendimiento, rentabilidad y fiabilidad que ofrece este producto. Con el uso de este aerogenerador se puede obtener un coste más competitivo, con tecnología versátil y adaptable que aporta un valor extra al proyecto, minimiza el riesgo y garantiza la fiabilidad del producto. Además, su estructura modular facilita el transporte y la construcción de los aerogeneradores en el emplazamiento, y ofrece la capacidad de realizar diseños específicos para la consecución de cada proyecto.

Una vez escogida la turbina para la instalación, debemos decidir la altura de la góndola, que será de 130 metros, aspecto que ofrece una mayor velocidad de viento y de densidad de potencia eólica, lo que conlleva una mayor producción de energía, pero también un mayor coste de construcción e implementación. La potencia generada es directamente proporcional a la velocidad del viento al cubo, y dado que esta aumenta con la altura, conviene colocar los aerogeneradores a dicha altura, aunque ello conlleve un incremento en el coste. Finalmente, y teniendo en cuenta que se cuenta con un espacio reducido, de unos 2 km^2 , se diseñará un parque con 8 turbinas, obteniendo una potencia nominal de 40 MW.

2.3 DISEÑO Y DISTRIBUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO

Una vez conocido el número de turbinas que serán instaladas en el emplazamiento, es necesario un riguroso cálculo de su distribución. Se deben tener en cuenta criterios tales como el aprovechamiento del terreno, su orografía, posibles obstáculos que puedan influir en el uso del recurso eólico, y se debe realizar el diseño con el objetivo de obtener el mayor rendimiento posible de las turbinas dadas las características eólicas comentadas anteriormente, respetando las distancias mínimas establecidas según la legislación vigente.

Para un correcto diseño de la distribución de los aerogeneradores, se debe tener en cuenta el área de sensibilidad eólica. El área de sensibilidad eólica de un aerogenerador se define como la delimitada por un contorno cuyos vértices serán los puntos de intersección que se generarían al trazar dos líneas paralelas a la dirección del viento dominante a una distancia de dos diámetros a ambos lados del eje del rotor, y dos líneas perpendiculares a la dirección del viento dominante, una que pase a una distancia de ocho diámetros del eje de simetría del fuste del aerogenerador a sotavento y otra a una distancia de ocho diámetros a barlovento.

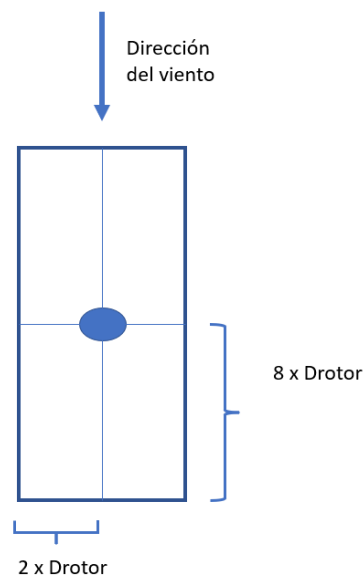


Figura 13: Área de sensibilidad eólica

Por otro lado, se debe considerar también la afección eólica, situación que se da cuando un aerogenerador se encuentra en el área de sensibilidad eólica de otro, y por lo tanto el flujo de aire que atraviesa y hace mover las aspas de la turbina se ve afectado. Para minimizar este fenómeno, se realiza un diseño del parque formado por dos filas perpendiculares a la dirección predominante del viento, en el que la distancia entre estas dos filas debe ser mayor a cinco veces el diámetro del rotor. Cada fila está formada por cuatro aerogeneradores que se encuentran a una distancia mínima de dos veces el diámetro del rotor, de tal manera que se minimice la afección eólica.

El diseño y distribución de las turbinas consiste en:

- Número de filas: 2
- Número de turbinas en cada fila: 4
- Distancia mínima entre filas: $5 \times D$
- Distancia mínima entre turbinas: $2 \times D$

Con esta distribución, la potencia generada tendrá que recorrer un kilómetro por cada fila hasta llegar a la subestación de planta que elevará la tensión de esta potencia para reducir así las pérdidas del cableado, por lo que consideramos este diseño lógico y óptimo para la generación de la planta.

Sistema de conexión a la red y transporte de potencia

En los sistemas de producción eólica se puede diferenciar el sistema eléctrico que lo componen en tres fases:

- Baja tensión (BT): la turbina del aerogenerador funciona a un voltaje de 690 V CA $+12\%/-10\%$ con un factor de potencia de $\pm 0.9 \cos \Phi$ en el lado de baja tensión del transformador que cada aerogenerador lleva integrado. Este transformador es necesario ya que este voltaje supone una corriente demasiado elevada como para poder transportarse sin considerables pérdidas. Por esta razón, en la misma instalación de la turbina se incorpora un transformador refrigerado por aceite

confiabilidad probada, que cuelga de la estructura trasera para reducir las vibraciones y el peso de la estructura trasera de la plataforma.

- Media tensión (MT): se trata del voltaje al que funciona la interconexión y transporte de potencia dentro del parque eólico, hasta llegar a la subestación de planta que elevará aún más la tensión para la posterior conexión a la red, reduciendo así las pérdidas lo máximo posible.
- Alta tensión (AT): es el voltaje al que se eleva la energía una vez llega a la subestación de la instalación, que sube la tensión a 110 kV para poder realizar la conexión a la línea de la red eléctrica denominada Salthill-Screeb.

La energía generada por cada turbina es transportada a la subestación de planta de 110 kV a través de cables que se construyen bajo tierra. La orografía del emplazamiento no ofrece grandes obstáculos para realizar este transporte subterráneo que reduce las pérdidas, los cables están protegidos frente a posibles daños y además se encuentran mejor aislados. Asimismo, el cableado subterráneo no perturba visualmente el paisaje, especialmente teniendo en cuenta que éste ya se está viendo afectado por la instalación de aerogeneradores y de la subestación. También es cierto que el coste de instalación y mantenimiento es más elevado, y la detección y corrección de fallos se dificulta, pero también su frecuencia es menor.

Una vez la potencia generada por las turbinas es transportada a la subestación y la tensión es elevada a 110 kV, es necesario diseñar un punto de conexión a la línea de transporte de red eléctrica de Irlanda. La línea de Salthill – Screeb comentada anteriormente es la que tiene capacidad suficiente para poder inyectar unos 40 MW en el sistema, y se encuentra a una distancia de unos dos kilómetros del emplazamiento, lo que supone una ventaja con respecto a la obra civil y a las pérdidas en el transporte de energía.

Para realizar todo este transporte de potencia generada existen dos tipos de tecnologías. Para la conducción de corriente continua a alta tensión se utilizan cables específicos de transporte HVDC, mientras que para la conducción de corriente alterna se emplean cables de transporte HVAC. Para recorridos largos, la corriente alterna está sujeta a efectos

capacitivos, que debido a la corriente reactiva provoca caídas de tensión, mientras que la continua sí que es adecuada para la transmisión de energía a largas distancias. Dadas las dimensiones del transporte que es necesario desde el lugar del emplazamiento hasta el punto de conexión con la red eléctrica, se empleará la tecnología HVAC, que supone un coste inferior, especialmente porque el coste inicial es considerablemente menor, como se observa en la siguiente imagen.

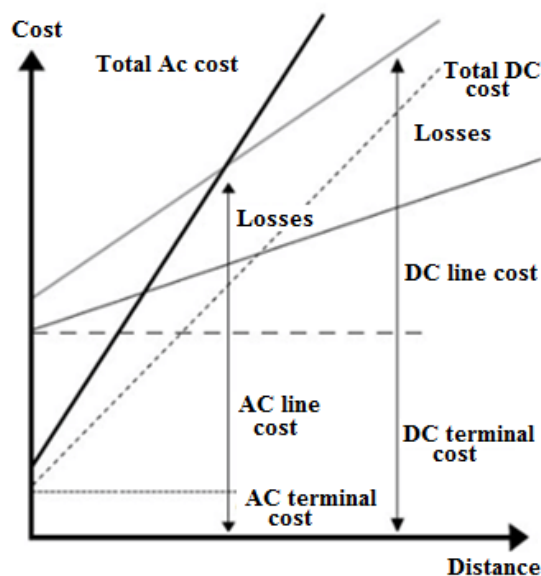


Figura 14: Gráfico longitud de la línea vs. coste HVAC y HVDC (researchgate.net)

Conexión a la red eléctrica irlandesa

Como ya se ha explicado anteriormente, la conexión e inyección de potencia se realizará en la línea de 110 kV de Salthill – Screeb. Esto se realizará con la construcción de una subestación que iguale la tensión de la potencia generada por los aerogeneradores con la de la red eléctrica nacional.

Uno de los parques eólicos que se encuentran en las proximidades del emplazamiento, denominado Knockalough WindFarm, se conecta también a esta línea eléctrica, que se construyó en el año 2013. La necesidad de otra línea paralela que permitiese la conexión del parque eólico más grande de Irlanda, el Galway Wind Park (174 MW), y de

otro parque eólico de 101 MW que se encuentra en construcción, libera una gran carga de la línea a la que el parque eólico de este proyecto se conecta. En la siguiente imagen se pueden observar los parques eólicos mencionados y las líneas de transmisión que cruzan la zona en cuestión.



Figura 15: Mapa de infraestructura eléctrica y parques eólicos próximos (openinframap.org)

Como se puede observar, la proximidad de la línea eléctrica es notable, lo que reduce considerablemente costes y pérdidas en el transporte de energía producida. Como ya se ha explicado, la línea de transmisión se encuentra a 110 kV, por lo que una subestación de planta que eleve la tensión a dicho valor será necesaria para la evacuación de la energía producida.

Subestación de planta de 110 kV

La red subterránea de media tensión que se diseñará y tratará más en adelante conectará los aerogeneradores entre sí, y estos con la subestación de 110 kV que aumentará el voltaje de la energía transportada. Esta subestación de planta transforma los niveles de

media tensión de las líneas de transmisión en valores superiores, de tal manera que se ajusten las medidas de energía eléctrica generada por el parque (MT) con las necesarias para el vertido a la red nacional de Irlanda (AT).

Esta subestación elevadora a 110 kV se encontrará en el lugar del emplazamiento, y transformará Media Tensión en Alta Tensión. La justificación de la necesidad de esta subestación se basa en el efecto de Joule, fenómeno por el que los electrones en movimiento de una corriente eléctrica impactan contra el material a través del cual están siendo conducidos. La energía cinética que tienen los electrones se convierte entonces en energía térmica, calentando el material por el que circulan. Esta transformación en energía térmica supone una pérdida de energía eléctrica que se debe minimizar lo máximo posible. Para ello, y sabiendo que las pérdidas eléctricas son iguales a $P_{pérdidas} = R \times I^2$, con una resistencia del cable por el que se transporta la energía dada, se busca disminuir la intensidad de la corriente.



Figura 16: Subestación elevadora en un parque eólico (dreamstime.com)

Por estas razones, una subestación de planta que eleve la tensión a 110 kV a partir del voltaje de salida de los aerogeneradores y que transforme 40 MW de potencia, se

construirá en el lugar del emplazamiento. Las características de la subestación se discutirán más adelante, junto al diseño del sistema eléctrico del parque eólico.

Efecto estela y distribución de los aerogeneradores

Para poder obtener un mayor rendimiento del parque eólico diseñado en este proyecto, se debe realizar una lógica distribución de los aerogeneradores en el lugar del emplazamiento. Como se ha explicado al inicio de este apartado, es necesario un estudio del área de sensibilidad eólica, y de la afección eólica entre las turbinas.

El principal fenómeno que estudiar para una correcta disposición de los molinos de viento es el efecto estela. Partiendo del principio que dicta que la energía ni se crea ni se destruye, y que un aerogenerador produce energía a partir de la energía del viento, el aire que abandona la turbina tiene un contenido energético menor que el que llega a la turbina. Se creará por consiguiente una estela tras la turbina, formada por un viento turbulento y ralentizado, con una disminución considerable de su velocidad media. A pesar de esto, a medida que este viento avanza y a una distancia razonable, la estela comienza a dispersarse y el viento recupera sus propiedades hacia un flujo de condiciones de corriente de flujo libre. Esta estela no es más que el resultado del impacto del aire con las aspas de los aerogeneradores, y por esta razón, se debe diseñar una distribución de las turbinas óptima para obtener un buen aprovechamiento del recurso eólico.

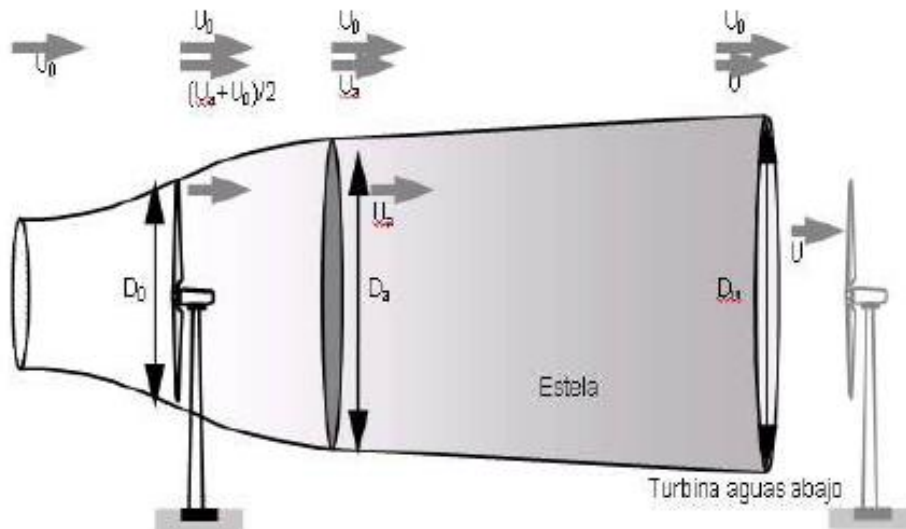


Figura 17: Esquema explicativo del efecto estela (energías-renovables.com)

Idealmente, las 8 turbinas de la instalación deberían de esparcirse en la dirección perpendicular al viento predominante para no tener repercusiones debido al efecto estela, pero dadas las dimensiones de la zona y el espacio disponible, esto no es posible. Por esta razón, la distancia mínima entre turbinas que se encuentren en la misma fila es de dos (2) veces el diámetro del rotor, es decir 290 metros, y la distancia mínima entre filas es de cinco (5) veces el diámetro del rotor, 725 metros.

El estudio del recurso eólico que se ha llevado a cabo anteriormente muestra una dirección del viento predominante anual lo suficientemente clara como para concluir que la dirección que deben tomar los aerogeneradores es Suroeste. Además, para poder evitar el efecto estela lo máximo posible se ha llevado a cabo un diseño escalonado de la ubicación de cada aerogenerador. Se muestra en el siguiente esquema las distancias mínimas que se consideran para el diseño del parque eólico.

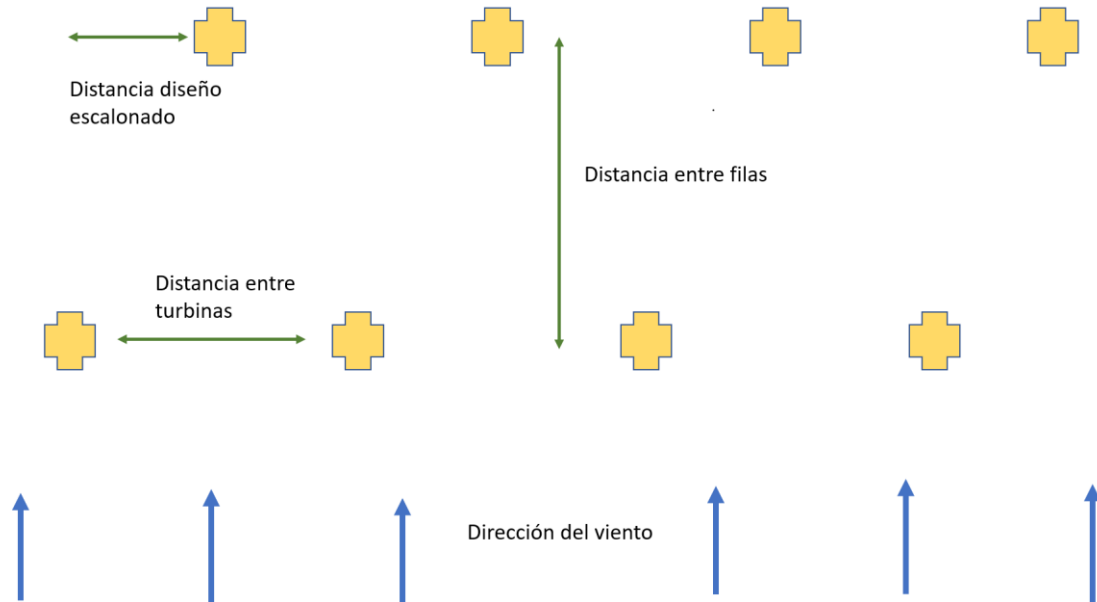


Figura 18: Esquema del diseño escalonado

Donde:

- Distancia mínima entre turbinas: $2 \times D_{rotor} = 290$ metros.
- Distancia mínima entre filas: $5 \times D_{rotor} = 725$ metros.
- Distancia corrección efecto estela (diseño escalonado): $2 \times \frac{1}{2} \times D_{rotor} = 145$ metros.

En las siguientes imágenes se puede observar la distribución de los ocho (8) aerogeneradores en el lugar del emplazamiento, respetando la configuración escalonada teniendo en cuenta la dirección del viento, y considerando las distancias mínimas necesarias entre turbinas para evitar el efecto estela y la afección eólica entre turbinas.

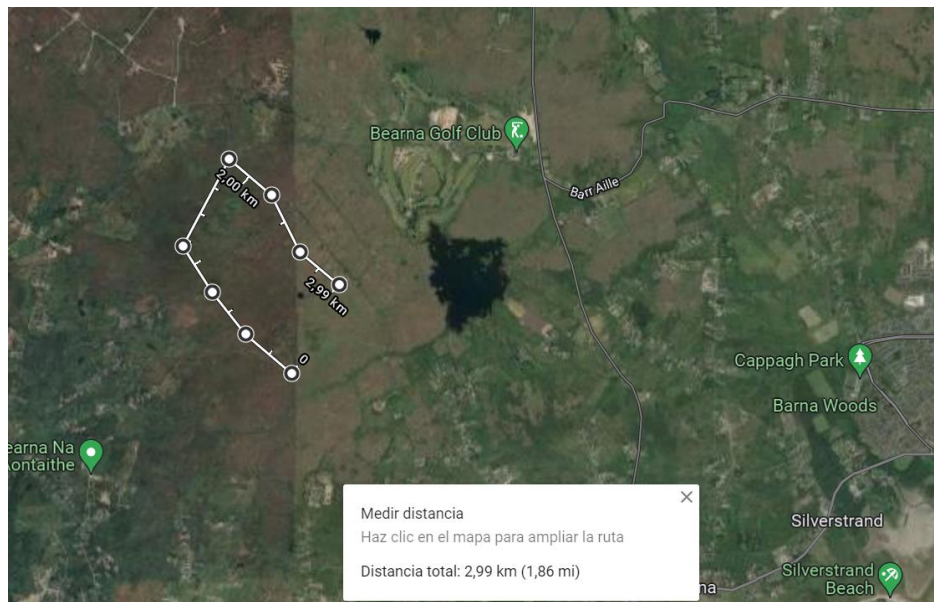


Figura 19: Ubicación de los aerogeneradores (Google Maps)



Figura 20: Ubicación de los aerogeneradores (Google Maps)

La distancia mínima entre turbinas es de 305 metros y la distancia mínima entre ambas filas es de 760 metros, ambas dentro de los límites establecidos anteriormente.

Las coordenadas de cada turbina se presentan en la siguiente tabla:

Nº de turbina	Latitud	Longitud
Turbina 1	53,27047	-9,18357
Turbina 2	53,27201	-9,18721
Turbina 3	53,27612	-9,19022
Turbina 4	53,27812	-9,1946
Turbina 5	53,27273	-9,19992
Turbina 6	53,26996	-9,19657
Turbina 7	53,26739	-9,19339
Turbina 8	53,26513	-9,18859

Tabla 4: Coordenadas de los aerogeneradores

2.4 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

En este apartado se realizará un estudio de la infraestructura eléctrica del parque eólico. Se considerará la instalación eléctrica de baja, media y alta tensión, necesaria para el transporte de la energía producida hasta la red eléctrica irlandesa. El diseño de la subestación elevadora se considera fuera de los objetivos de este proyecto, aunque se mencionarán las características generales de los transformadores empleados.

La importancia de esta sección se debe a la necesidad de un transporte lo más óptimo posible de la energía producida a la red eléctrica para el consumo de la población. A diferencia de otras fuentes de energía, la eólica no se puede almacenar en grandes cantidades, por lo que la energía producida se debe transportar de manera eficiente para cubrir la demanda.

2.4.1 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN (BT)

La instalación eléctrica de Baja Tensión se refiere a la interna del aerogenerador. Consiste en el sistema eléctrico que conecta la salida de la turbina con el transformador que el aerogenerador lleva incorporado. La salida del generador se encuentra a 690 V CA, se encuentra doblemente alimentado, y cuenta con un factor de potencia en bornas de salida del generador antes de la entrada al transformador de 0,9 CAP -0,9 IND en todo el rango de potencias. El transformador se encuentra refrigerado por aceite, y cuelga de la estructura trasera para reducir las vibraciones y el peso de la estructura trasera de la nacelle. Este transformador eleva la tensión de salida del generador de 690 V CA a un potencial eléctrico de Media Tensión de 35 KV, para poder realizar el transporte de la energía producida hasta la subestación eléctrica del parque con menos pérdidas.

Adicionalmente, existirá también el circuito de control o comunicaciones y de servicios auxiliares, para la alimentación de los equipos de regulación, motores de orientación y otras herramientas de maniobra y control de la torre y góndola, como puede ser el alumbrado.

Por lo tanto, la mayor parte del cableado de Baja Tensión viene dado por el fabricante del aerogenerador, Siemens Gamesa, y la instalación eléctrica no se debe diseñar tan profundamente como el de Media o Alta Tensión. Independientemente de esto, los principales componentes operando a BT son:

- Equipo de generación de inducción doblemente alimentado con tecnología DAC de SGRE probada para el convertidor de potencia.
- Cableado hasta el transformador integrado en el aerogenerador.
- Circuitos de control y servicios auxiliares.
- Circuitos de alimentación a los equipos de regulación y control. Alimentación a motores auxiliares y a la unidad hidráulica.
- Elementos de maniobra y protección, como pueden ser contadores, interruptores automáticos o descargadores (para sobreintensidades y sobretensiones).
- Líneas de alumbrado y potencia para la góndola y la torre.

Por último, las características del transformador vienen dadas por el fabricante, teniendo en cuenta las características del aerogenerador en cuestión, siendo la tensión de salida la necesaria para cada proyecto, en este caso de 35 kV, y la potencia del transformador superior a 5 200 kW, para evitar que trabaje en sobrecarga.

2.4.2 INSTALACIÓN DE MEDIA TENSIÓN (MT)

La red de media tensión del parque eólico conecta los aerogeneradores entre sí y con la subestación eléctrica y el centro de control. Por razones técnicas y para evitar el impacto medioambiental, el cableado de MT transcurre por las zanjas que se diseñarán más adelante, que irán paralelas a los caminos del emplazamiento, teniendo en cuenta una profundidad y protecciones que aseguren su correcto funcionamiento y que permitan la disipación de energía térmica.

Dado que se cuenta con 8 aerogeneradores con una potencia nominal de 5 MW y una capacidad de generación de 5,2 MW, se agrupan las turbinas en dos grupos para poder conducir fracciones de la potencia total hasta la subestación eléctrica. De esta manera, la

potencia máxima generada en cada circuito es de 20,8 MW. Además, la tensión nominal es de 35 kV, lo que permitirá que las intensidades resultantes sean admisibles para los conductores y se puedan reducir las pérdidas de potencia en estos.

El conductor que se emplea en este parque eólico es un cable de un conductor de cobre compactado de acuerdo con la norma ASTM B496, que cuenta con:

- Una pantalla semiconductor interna extruida sobre el conductor.
- Un aislamiento de polietileno reticulado retardante a la arborescencia (XLPE-TR).
- Una pantalla semiconductor externa extruida.
- Una pantalla metálica de cinta o hebras de cobre.
- Una cubierta exterior de PVC.

Las características de operación se resumen en una temperatura máxima de servicio de 90 °C, y una temperatura de sobrecarga de emergencia de 130 °C. Además, se trata de un conductor compactado que posee las siguientes propiedades:

- Buena resistencia a la tracción.
- Alta resistencia al impacto y a la abrasión.
- Altísima resistencia a la humedad, ozono, ácidos, álcalis y otras sustancias químicas a temperaturas normales.
- Baja constante dieléctrica, bajo factor de pérdidas y gran resistencia de aislación.
- La cubierta es retardante a la llama

Se trata de un modelo propuesto por el fabricante General Cable, cuyas características principales se muestran en la siguiente figura:

Media Tensión

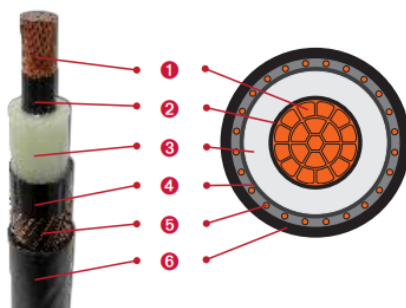
XAT® MONOCONDUCTOR

EAT® MONOCONDUCTOR

Monoconductores de cobre, aislación XLPE-TR en los XAT y EPR en los EAT. Cubierta de PVC. Versiones en 5 kV, 8 kV, 15 kV, 25 kV y 35 kV



LIBRE DE PLOMO RESISTENTE AL AGUA RESISTENCIA A LA INTemperIE RESISTENCIA A IMPACTOS RETARDANTE A LA LLAMA



- 1 CONDUCTOR de cobre compactado de acuerdo a las normas ASTM B496 ó ASTM B835.
- 2 PANTALLA SEMICONDUCTORA INTERNA extruida sobre el conductor.
- 3 AISLACIÓN: polietileno reticulado retardante a la arborescencia (XLPE-TR) para los XAT. Etileno Propileno (EPR) para los EAT. Ambos compuestos son de color natural y son aplicados mediante proceso de triple extrusión verdadera. El nivel de aislación puede ser de 100% o del 133%.
- 4 PANTALLA SEMICONDUCTORA EXTERNA extruida, con adecuada adhesión al aislamiento que la hace fácil de pelar.
- 5 PANTALLA METÁLICA. Puede estar formada por una cinta de cobre o por hebras de cobre, ambas aplicadas helicoidalmente.
- 6 CUBIERTA EXTERIOR de PVC de color negro. Otros colores y compuestos disponibles a pedido.

LEYENDA SOBRE LA CUBIERTA:

XAT: General Cable XAT [calibre] Cu [nivel de tensión, kV] [nivel de aislación, %] XLPE-TR/PVC 90C HECHO EN CHILE

EAT: General Cable EAT [calibre] Cu [nivel de tensión, kV] [nivel de aislación, %] EPR/PVC 90C HECHO EN CHILE

XAT MONOCONDUCTOR 35 kV 133% DE NIVEL DE AISLACIÓN

Calibre conductor AWG/kcmil	Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor aprox. mm	Espesor aislación nominal mm	Diámetro total aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Resistencia máx. a 20 °C Ω/km	Capacidad µF/km	Capacidad de corriente A		
								Ducto enterrado 3 conductores temp. amb. 20 °C	Directamente enterrado 3 conductores temp. amb. 20 °C	Aire libre 3 cond. triplexados a temp. amb. 40 °C
1/0	53,5	8,7	10,7	37,8	1.867	0,335	0,11	200	275	225
2/0	67,4	9,7	10,7	38,8	2.043	0,266	0,12	230	310	260
3/0	85	10,9	10,7	40,1	2.273	0,211	0,12	260	355	300
4/0	107	12,2	10,7	41,5	2.540	0,167	0,13	295	405	345
250	127	13,2	10,7	44,0	2.962	0,141	0,14	325	440	380
350	177	15,5	10,7	46,7	3.582	0,101	0,15	390	535	470
500	253	18,6	10,7	50,1	4.449	0,0708	0,17	465	650	580
750	380	23,0	10,7	54,5	5.836	0,0472	0,20	565	805	730
1000	507	27,0	10,7	58,4	7.200	0,0354	0,22	640	930	850

Los valores aquí indicados son aproximados y están sujetos a tolerancias de fabricación.

Figura 21: Información técnica del cable escogido (prysmiangroup.com)

A continuación, se lleva a cabo un cálculo y dimensionamiento de la línea de media tensión del parque teniendo en cuenta el conductor seleccionado. Se deberán considerar varias secciones del conductor y se comprobará que se cumplen los criterios de:

- intensidad máxima admisible,
- intensidad capacitiva máxima del 15% de la intensidad nominal
- una caída de tensión máxima de un 2%
- una pérdida de potencia cuando discurre la intensidad nominal por el cable menor al 2%.

Las longitudes de los dos diferentes tramos que componen los circuitos del cableado de media tensión del parque eólico son aumentadas a través de un factor correctivo de 1,1 debido a la longitud de la entrada de los generadores y de la subestación, siendo las longitudes equivalentes:

Circuito 1	Longitud (m)	Longitud corregida (m)	Circuito 2	Longitud (m)	Longitud corregida (m)
Tramo 4-3	400	440	Tramo 5-6	340	374
Tramo 3-2	490	539	Tramo 6-7	360	396
Tramo 2-1	305	335,5	Tramo 7-8	430	473
Tramo 1-SE	480	528	Tramo 8-SE	700	770
		1842,5			2013

Tabla 5: Distancia entre turbinas

Cálculo de la intensidad máxima admisible

El criterio de la intensidad máxima admisible se calcula teniendo en cuenta la potencia que circula por cada tramo de cableado mostrado en las tablas anteriores. De esta forma, el tramo que vaya de los aerogeneradores 1 y 8 a la subestación será el más cargado. Siendo la intensidad:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos\varphi}$$

Considerando el factor de potencia de 1 debido a las baterías de condensadores de los aerogeneradores, obtenemos las siguientes tablas:

Circuito 1	Potencia (MW)	Intensidad (A)
Tramo 4-3	5,2	85,78
Tramo 3-2	10,4	171,56
Tramo 2-1	15,6	257,33
Tramo 1-SE	20,8	343,11

Circuito 2	Potencia (MW)	Intensidad (A)
Tramo 5-6	5,2	85,78
Tramo 6-7	10,4	171,56
Tramo 7-8	15,6	257,33
Tramo 8-SE	20,8	343,11

Tabla 6: Potencia e intensidad nominal por tramo

Por lo tanto, la intensidad máxima que circula en el parque eólico es de 343,11 A, y la sección de cable que se estudia emplear en ese tramo es de 85 mm^2 , aunque se deberá aumentar si no cumple con los requisitos.

Para que el valor de la intensidad admisible del cable se acerque aún más al caso real que se dará una vez la instalación esté en funcionamiento, y teniendo en cuenta que la corriente máxima que soportan los cables según su sección se ve afectada por la naturaleza del terreno y el grado de humedad, se consideran los factores de corrección de la “ITC-LAT-06 Líneas subterráneas con cables aislados”, dados por la siguiente tabla:

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

Tabla 7: Resistividad térmica del terreno (ingemecanica.com)

Siendo el lugar del emplazamiento considerado “poco húmedo” debido a las precipitaciones anuales y al tipo de terreno en la zona, se obtiene una resistividad térmica del terreno de 0,85 K.m/W. Por esta razón, el factor de corrección obtenido a partir de la siguiente tabla para cables cuya sección se encuentra entre 70 y 95 mm² es de 1,25 interpolando entre los valores proporcionados, y para una sección de unos 50 mm², el coeficiente de corrección es de 1,23.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73	

Tabla 8: Coeficiente de corrección por resistividad térmica en cables enterrados (webaero.net).

Adicionalmente, se debe realizar también una corrección debido a la profundidad de la instalación. En el diseño de las zanjas que se ejecuta más adelante, se observa que la profundidad de estas es de 1,50 metros, aunque la profundidad a la que se encuentren los cables de media tensión será de 1,25 metros. Por esta razón, y según la tabla que se muestra a continuación, el coeficiente de corrección por profundidad es de 0,98.


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

Tabla 9: Factor de corrección por profundidad (prysmianclub.es)

Por lo que la intensidad máxima que admite cada tramo del cableado de media tensión vienen dada por la multiplicación de la calculada anteriormente y de los factores de corrección, siendo:

$$I_{max} = I_n \times 0,98 \times 1,25 \text{ (ó 1,23)}$$

De esta forma, obtenemos la siguiente tabla en la que decidiremos la sección de los cables para cada tramo:

Circuito 1	Potencia (MW)	Intensidad (A)	CCCC (A)	Nueva CCCC (A)	S (mm ²)
Tramo 4-3	5,2	85,78	275	331,485	53,5
Tramo 3-2	10,4	171,56	275	331,485	53,5
Tramo 2-1	15,6	257,33	275	331,485	53,5
Tramo 1-SE	20,8	343,11	355	434,875	85
Circuito 2	Potencia (MW)	Intensidad (A)	CCCC (A)	Nueva CCCC (A)	S (mm ²)
Tramo 5-6	5,2	85,78	275	331,485	53,5
Tramo 6-7	10,4	171,56	275	331,485	53,5
Tramo 7-8	15,6	257,33	275	331,485	53,5
Tramo 8-SE	20,8	343,11	355	434,875	85

Tabla 10: Sección del cableado por tramo

Conocidos estos valores de corriente máxima, se aprecia cómo los dos últimos tramos que transportan la corriente desde los aerogeneradores 1 y 8 hacia la subestación eléctrica

necesitan una sección mayor que los anteriores para soportar la corriente máxima. Todos los tramos emplearán un cable de sección de $53,5 \text{ mm}^2$ según este criterio, excepto los tramos dirigidos a la subestación, en los que se empleará una sección de cable de 85 mm^2 .

Cálculo de la corriente capacitiva máxima

Para que el transporte de la potencia generada sea posible, se debe contar también con la energía reactiva debido a la naturaleza de las líneas de transporte. Esta energía reactiva no puede ser extremadamente elevada ya que la potencia activa no se podrá transportar correctamente si la línea actúa como un gran condensador (demasiada potencia reactiva). Por esta razón, la intensidad máxima capacitiva de la instalación no debe superar el 15% de la nominal para poder considerarla aceptable.

De esta manera, calculamos la impedancia de capacitancia teniendo en cuenta la naturaleza de la línea, su longitud y la velocidad angular:

$$Z_c = j \frac{1}{C \left(\frac{\mu\text{F}}{\text{km}} \right) \times L(\text{km}) \times 2\pi f \left(\frac{\text{rad}}{\text{s}} \right)}$$

Donde:

- Z_c es la impedancia capacitiva
- C es la capacitancia del cable por unidad de longitud
- L es la longitud de la línea
- $2\pi f$ es la velocidad angular

Para cada tramo en el que la sección del cable cambia, la impedancia equivalente también lo hace, al depender de la longitud del tramo y de la capacidad que varía en función de la sección del cable. Además, se calcula también la corriente capacitiva sabiendo que:

$$I_c = \frac{V(V)}{\sqrt{3} \times Z_c(\Omega)}$$

Donde:

- I_c es la corriente capacitiva
- V es la tensión nominal
- Z_c es la impedancia capacitiva calculada anteriormente

A partir de estas dos ecuaciones, obtenemos la siguiente tabla con la intensidad capacitiva y la intensidad nominal total que debe ser inferior a la corriente admisible del cable calculada anteriormente:

Circuito 1	CCCC máxima (A)	Capacitancia ($\frac{\mu F}{km}$)	Longitud (km)	Z_c (Ω)	I_c (A)	% respecto a I nominal	I total (A)
Tramo 4-3	331,49	0,11	0,44	65766,52	0,31	0,36	86,09
Tramo 3-2	331,49	0,11	0,54	53686,95	0,38	0,22	171,93
Tramo 2-1	331,49	0,11	0,34	86251,17	0,23	0,09	257,57
Tramo 1-SE	434,88	0,12	0,53	50238,31	0,40	0,12	343,51
Circuito 2	CCCC máxima (A)	Capacitancia ($\frac{\mu F}{km}$)	Longitud (km)	Z_c (Ω)	I_c (A)	% respecto a I nominal	I total (A)
Tramo 5-6	331,49	0,11	0,37	77372,38	0,26	0,30	86,04
Tramo 6-7	331,49	0,11	0,40	73073,91	0,28	0,16	171,83
Tramo 7-8	331,49	0,11	0,47	61178,16	0,33	0,13	257,66
Tramo 8-SE	434,88	0,12	0,77	34449,13	0,59	0,17	343,70

Tabla 11: Intensidad capacitiva e intensidad total

Observamos como debido a la poca longitud de las líneas de media tensión del parque eólico, la capacitancia de las líneas no es significativa y no supone ningún problema para el diseño previo de los cables.

Cálculo de la caída de tensión y pérdida de potencia

Debido a la naturaleza resistiva de las líneas de transporte de energía, y por el efecto de Joule mencionado anteriormente, existen pérdidas de potencia debido a los cables

empleado. Además, estas pérdidas de potencia también suponen una caída en la tensión nominal.

De esta manera, se debe comprobar que esta caída de tensión es menor que el 2% de la tensión nominal de la línea de 35 kV. Para obtener la pérdida de potencia, se calcula la resistencia equivalente de la línea:

$$R = \frac{L}{\sigma \left(\frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right) \times S(mm^2)}$$

Donde:

- R es la resistencia equivalente de la línea
- L es la longitud de la línea
- σ es la conductividad eléctrica del cobre: $49 \left(\frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right)$
- S es la sección del cable

Seguidamente, las pérdidas de potencia debido al efecto de Joule se calculan sabiendo que:

$$P(W) = 3 \times R(\Omega) \times I(A)^2$$

Donde:

- P es la pérdida de potencia
- R es la resistencia equivalente de la línea
- I es la corriente total de la línea

Se calcula con estas ecuaciones la siguiente tabla:

Tramo	L (m)	$\sigma \left(\frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right)$	S(mm ²)	Req (Ω)	Pérdidas (W)
Tramo 4-3	440	49	53,5	0,1678	3731,5
Tramo 3-2	540	49	53,5	0,2060	18267,5
Tramo 2-1	340	49	53,5	0,1297	25812,7

Tramo 1-SE	530	49	85	0,1273	45047,3
Tramo 5-6	370	49	53,5	0,1411	3134,5
Tramo 6-7	400	49	53,5	0,1526	13515,7
Tramo 7-8	470	49	53,5	0,1793	35708,8
Tramo 8-SE	770	49	85	0,1849	65516,4

Tabla 12: Pérdidas de potencia

A partir de los datos calculados, se obtienen unas pérdidas totales de 210,734.3 W. Conociendo este valor, se calcula también la caída de tensión que provocan estas pérdidas, y viene dado por:

$$V_{drop} = \frac{P_{pérdidas}}{\sqrt{3} \times I_{tot} \times \cos\varphi}$$

Se obtiene así la siguiente tabla:

Tramo	Pérdidas (W)	Caída de tensión (V)	% Caída de tensión
Tramo 4-3	3731,5	25,03	0,072
Tramo 3-2	18267,5	61,34	0,175
Tramo 2-1	25812,7	57,86	0,165
Tramo 1-SE	45047,3	75,71	0,216
Tramo 5-6	3134,5	21,03	0,060
Tramo 6-7	13515,7	45,41	0,130
Tramo 7-8	35708,8	80,02	0,229
Tramo 8-SE	65516,4	110,06	0,314

Tabla 13: Caída de tensión por tramo

Se observa que se verifica el criterio de una caída de tensión inferior al 2% de la tensión nominal y unas pérdidas de potencia también inferiores al 2% de la potencia nominal del parque eólico, ya que estas suponen unas pérdidas del 0,506%.

Finalmente, por todas las razones expuestas anteriormente, el cableado de media tensión se encuentra dimensionado para cada tramo, y el aspecto económico de éste se discutirá en el análisis económico del parque.

2.4.3 INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN (AT)

Una vez la energía producida en los aerogeneradores es elevada a 35 kV y transportada a través del cableado de MT del emplazamiento hasta la subestación eléctrica comentada en el apartado 2.3, la tensión se vuelve a elevar hasta un valor de 110 kV, para poder realizar la conexión a la línea de Salthill – Screen y que la inyección de potencia sea posible. La razón de este aumento de tensión se debe a una reducción de las pérdidas en el transporte de la energía, y este ocurre en la subestación elevadora construida en el lugar del emplazamiento.

El transformador o transformadores empleados en esta subestación eléctrica deben ser capaces de elevar la tensión de 35 kV a 110 kV, y transformar la potencia nominal de todos los generadores, que son 41,6 MW. Por esta razón, la subestación que se ejecutara en el emplazamiento tiene las siguientes características:

	Subestación eléctrica
Potencia	50 MW
Relación de transformación	35/110 kV
Frecuencia	50 Hz
Corriente	Alterna

Tabla 14: Características generales de la subestación.

Además, el transformador que se empleará en la subestación deberá contar con algo más de potencia, para poder tener en cuenta el factor de potencia y un margen de maniobra que emplear en casos extremos o en caso de que se añada algún aerogenerador en el futuro. Adicionalmente, una mayor capacidad de transformación permite al equipo trabajar en condiciones favorables para su funcionamiento, evitando sobrecargas o sobrecalentamientos, ahorrándose un sistema de ventilación especial. Por ello, se añade un factor de seguridad del 10%. El cálculo del tipo de transformador es el siguiente:

$$MVA = \frac{MW \text{ a transformar}}{\text{Factor de potencia}} \times 1.1 = \frac{41.8}{0.95} \times 1.1 = 48.4 \text{ MVA}$$

Entonces, el transformador empleado será de 50 MVA y tendrá una relación de transformación de 35/110 kV.

Por último, teniendo en cuenta la distancia a recorrer para la conexión a la red eléctrica y la inyección de potencia, se empleará un tipo de cable HVAC de 110 kV, de la marca Nexans. Será una sola línea de este cable de alta tensión con conductor de aluminio trenzado de 64/110 (123 kV). Se trata de un cable unipolar con aislamiento XLPE, clase 2 según IEC 60228 con cubierta de plomo y de PE.

2.5 OBRA CIVIL

En este apartado se realiza un análisis de la obra civil necesaria para la construcción del parque eólico, considerando principalmente los caminos y cimentaciones de los aerogeneradores a diseñar. Además, se busca una alteración lo mínima posible del lugar del emplazamiento, realizando los caminos necesarios para la instalación de los aerogeneradores y para su posterior mantenimiento. Durante el transcurso de las obras y de los trabajos de excavación, en el caso de encontrar restos históricos, arqueológicos o paleontológicos, se paralizarán las obras para proteger el patrimonio, y se comunicará a las autoridades competentes para tomar las acciones pertinentes, cabiendo la posibilidad de tener que paralizar la instalación de los aerogeneradores.

Con respecto al sistema hidrológico del lugar del emplazamiento, todos los movimientos de tierras y excavaciones se realizarán sin alterar la red hidrológica. Además, se evitará la construcción de viales y plataformas de montaje en las proximidades de arroyos, lagos, o acumulaciones de agua, que existen en la zona del emplazamiento, aunque no suponen ningún obstáculo o inconveniente para la instalación y funcionamiento del parque. Teniendo en cuenta la ubicación del parque, no será necesaria la construcción de una planta de hormigón.

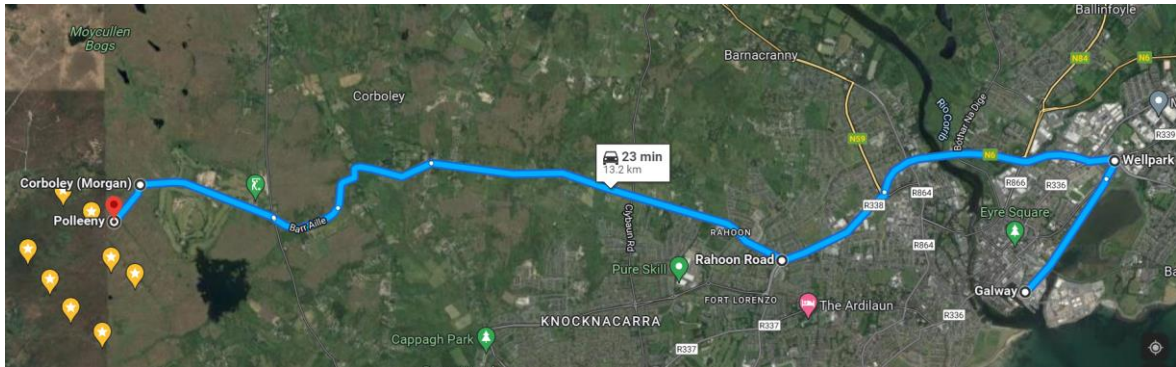
Por otro lado, se cuenta con la ventaja de una ubicación que cuenta con caminos existentes construidos anteriormente que se pueden emplear como viales del parque. Estos necesitarán pequeñas modificaciones que permitan el transporte de las piezas de los aerogeneradores, y extensiones y nuevos caminos que lleven a las ubicaciones de las turbinas. La tierra vegetal procedente de las vías que se creen, y de las excavaciones para la cimentación de los aerogeneradores, líneas subterráneas e instalaciones auxiliares, como puede ser la subestación, se retirará de manera cuidadosa y selectiva para poder ser empleada posteriormente en la restauración de la zona de obras. El material excavado se reutilizará para viales y terraplenes, y para el asentamiento de la subestación y centro de control. Se buscará la protección de la flora y la fauna del emplazamiento, respetando la vegetación

natural, y se realizará un estudio específico para la apertura de cada vial, para las podas necesarias, y para los movimientos de tierras que se necesiten llevar a cabo.

Con respecto a los residuos generados durante la obra y posteriormente durante el mantenimiento de la instalación, serán entregados a gestores autorizados para su eliminación, reciclaje o reutilización. Asimismo, las tareas de limpieza, repostaje y cambio de aceite de maquinaria se realizarán sobre superficies que eviten la contaminación e intrusión de materiales contaminantes en el suelo. Las casetas de obra dispondrán de una evacuación adecuada de aguas residuales mediante tanques de saneamiento, para su posterior vertido en la red general de saneamiento de la zona.

2.5.1 VIALES DE ACCESO

Como ya se comentó anteriormente, para transportar la mercancía pesada, que corresponde con los componentes de los aerogeneradores, no se deben realizar obras de gran calibre. Desde la descarga en puerto hasta el lugar del emplazamiento, únicamente es necesario el corte del tráfico en tres giros estratégicos, sin la necesidad del ensanchamiento o de cualquier tipo de obra en la carretera de acceso. Estos tres giros se muestran en la siguiente imagen, y se encuentran en *Wellpark Road*, *Browne Roundabout*, y *Rahoon Road*. Esto es posible gracias al uso de camiones de transporte Feudor, que cuenta con un remolque para turbinas eólicas capaz de levantar el aspa del molino que se transporta hasta 38°, y una rueda giratoria que permite un giro de 360°. Esta tecnología permite al vehículo de transporte realizar un mayor número de maniobras y giros sin realizar un reacondicionamiento de la carretera.



*Figura 22: Camino para el transporte de los aerogeneradores descargados en el puerto de Galway
(maps.google.com)*

El acceso general al parque partirá de la infraestructura viaria existente, por la carretera denominada Barr Aille, atravesando el campo de golf Bearna, y llegando al camino de acceso al emplazamiento, que necesitará un reacondicionamiento para el paso de los camiones de transporte. Una vez en el lugar del emplazamiento, se emplearán los caminos disponibles, junto a nuevos viales de acceso y viales interiores que deberán ser construidos hasta las ubicaciones de los aerogeneradores. En la figura 14 se pueden apreciar en rojo los giros a reacondicionar del camino hacia los aerogeneradores, ensanchando las curvas y los caminos existentes. Además, se construirán dos caminos perpendiculares al ya existente, que permitan la llegada a la ubicación de las dos filas de aerogeneradores, dibujados en verde.

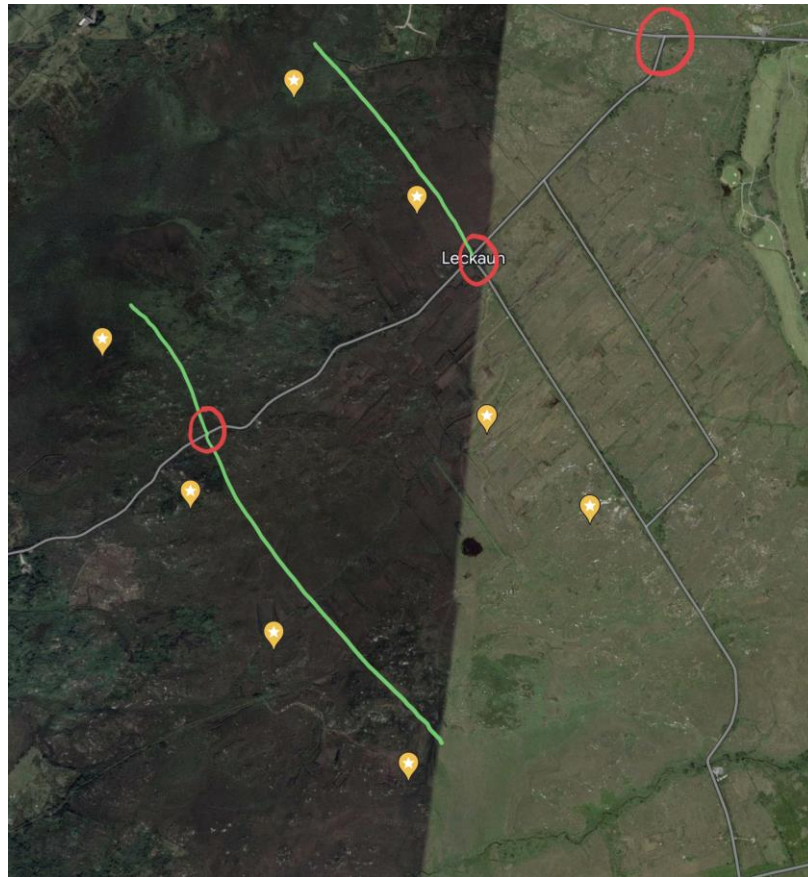


Figura 23: Giros y caminos a reacondicionar, junto a los nuevos viales necesarios

Teniendo en cuenta el tamaño de la mercancía pesada a transportar, y la tecnología empleada en los camiones, la anchura mínima de los caminos será de 5 metros en recta y en curva si ésta cuenta con un radio mayor de 70 metros. En el caso de que el radio de giro sea menor, se dotará a esa sección del camino con un sobreebanco según la siguiente tabla:

Radio (m)	Ancho mínimo + sobreebanco (m)
30	5 + 10
40	5 + 8
50	5 + 6
60	5+4

Tabla 15:
necesario para

radio

Ensancho
curvas de menor

Los viales interiores del parque eólico tienen una longitud de unos 4 kilómetros en total, de los cuales 2 kilómetros consistirán en un reacondicionamiento del camino, mientras que los otros 2 kilómetros de viales serán de nueva ejecución. Además, se cuenta con la ventaja de construir un parque eólico en una zona con escasa vegetación y con una pendiente media de 0.5°, que evita la necesidad de refuerzos de hormigón u acondicionamientos especiales en zonas de pendiente para el correcto funcionamiento de los camiones de transporte.

La ejecución de los nuevos caminos conlleva una primera etapa de apertura de la traza y retirada de la capa de tierra vegetal hasta localizar una capa de material compacto válido para el paso de transporte pesado. Por otro lado, para los nuevos caminos se empleará zahorra que se podrá obtener de los materiales extraídos de la excavación, siempre y cuando superen los ensayos pertinentes para su caracterización. En caso de encontrar suelo demasiado blando para la ejecución de los nuevos viales, o incluso de los ya existentes, una

vez excavadas y realizado el ensanchamiento de los viales, se procederá a realizar un relleno de unos 50 centímetros de balasto.

Con respecto al drenaje del emplazamiento, y para que las instalaciones del parque eólico no se vean afectadas por sucesos meteorológicos como lluvias torrenciales en las que el suelo no sea capaz de absorber tanta cantidad de agua, se realiza un drenaje de los caminos y de las plataformas de construcción que evacúen el agua hacia zonas que no afecten a las instalaciones. Paralelamente a los caminos y plataformas de maniobra, se han construido cunetas que recogen las aguas que pudieran circular por la calzada o por las plataformas.

Por último, la regeneración de la cubierta vegetal del parque eólico se realiza con la tierra vegetal almacenada procedente de las excavaciones previas. Se pretende que todo el material excavado sea reutilizado, tanto para las plataformas de maniobra y construcción de los aerogeneradores o para los caminos y viales del parque, siempre que este material cumpla con los requisitos necesarios para su uso.

2.5.2 PLATAFORMAS DE MONTAJE

Uno de los procesos más complejos de la construcción de un parque eólico consiste en la instalación del aerogenerador, con las diferentes partes de la torre, las aspas y todo el sistema eléctrico y mecánico de la turbina. Para ello, es necesaria la planificación de una plataforma que consiga el correcto apoyo e instalación de la grúa de montaje, y que cuente con una base compacta y resistente que no ofrezca ningún problema para la colocación del aerogenerador. Para cada molino, se dispondrá de una plataforma de montaje acondicionada para la colocación de los medios de elevación necesarios, que cuente con características de superficie similares a las de los viales ya comentados.

El diseño de las plataformas de montaje se ajusta a las necesidades y especificaciones proporcionadas por el fabricante del aerogenerador, Siemens Gamesa. Por un lado, se diseñan plataformas rectangulares para los aerogeneradores que se encuentran paralelos a los viales del emplazamiento, que son cinco, mientras que se construyen plataformas cuadradas para las tres turbinas que se encuentran al final de cada camino. Las plataformas

rectangulares tendrán unas dimensiones de 50 x 60 m, mientras que las cuadradas serán de 55 m de lado. Éstas se deben diseñar con una pendiente lateral prácticamente nula, inferior al 0.5%, una inclinación un superior al 2%, y la cota debe ser la misma o superior (nunca inferior) a la correspondiente con la virola de cimentación. La necesidad de una mejora del terreno sobre el que se construye la plataforma mediante una estabilización con cal o cemento se evaluará una vez comiencen las obras del parque.

Por otro lado, para el premontaje del rotor, se debe disponer también de un espacio de terreno llano y con base, con unas dimensiones de 120 x 100 m, que exige una obra civil mínima de retirada de vegetación y compactación del suelo. Además, debido a la altura y peso del aerogenerador, y en especial de la torre, se emplean grúas encargadas de ensamblar las partes de los aerogeneradores, por lo que es necesario también un espacio en recto para su montaje. Finalmente, alrededor de la plataforma de la grúa, se cuenta con la disponibilidad de una zona llana y compactada que habilite el acopio de material, como pueden ser los tramos de la torre, las aspas, la nacelle o el rotor, y esta superficie consiste en unas bandas de 10 metros de ancho que rodeen la plataforma y la cimentación que se explica a continuación.



Figura 24: Plataforma de montaje, grúas y componentes del aerogenerador (geea.es)

2.5.3 CIMENTACIONES

La cimentación constituye la unión entre el aerogenerador y el suelo, y es la estructura que debe soportar las cargas estáticas y dinámicas del molino. El diseño de las cimentaciones depende de las características geotécnicas del terreno sobre el que se instalan los aerogeneradores, de las características y dimensiones de estos, de las cargas transmitidas y de la casuística de la estructura. El comportamiento de los molinos frente al viento que incide sobre la torre, la nacelle y las aspas determina el tipo de cimentación y las dimensiones de este. Se deben comprobar los esfuerzos máximos que puede soportar el aerogenerador, en reposo y en funcionamiento. Además, se han de considerar ciertos condicionantes:

- Técnicos y constructivos: que se refieren a la viabilidad de la ejecución y a la complejidad de la construcción.
- Económicos: valorando la inversión y la viabilidad económica frente al coste.
- Funcionales: debe de estar de acuerdo con los requisitos del proyecto.

Por estas razones, se van a considerar cuatro tipos de cimentaciones que se emplean en la mayoría de los parques eólicos instalados en tierra.

Opción 1: Cimentación totalmente compensada.

La primera alternativa que se considera es la cimentación totalmente compensada, que consiste en conseguir que la presión transmitida sea nula, es decir, que el peso excavado coincide con el peso de la estructura junto a sus cargas, y por lo tanto no se produce un incremento en las cargas aplicadas al terreno, y coincide la presión total transmitida con la total inicial a cota de cimentación. Este tipo de cimentación es empleada mayoritariamente en muros o edificios, ya que supone un trabajo bajo tierra bastante elevado, como se puede observar en la siguiente imagen.



Figura 25: Cimentación completamente compensada (prezi.com)

Opción 2: Cimentación directa o superficial.

La segunda cimentación por considerar es la directa, de zapata circular. Esta cimentación es ampliamente utilizada en el sector eólico, y se trata de una solución común que suele ser viable para la mayoría de los proyectos de aerogeneradores. Este tipo de cimentación permite transmitir las cargas directamente al terreno, y sus dimensiones deben ser de una profundidad inferior al lado menor de la planta, y su diámetro superior al de la planta de la torre, es decir, la superficie en la que se apoyan los componentes tiene un área más extensa que la cota vertical.

Para que la presión que soporte el terreno sea inferior, la superficie de contacto zapata-terreno debe ser lo suficientemente grande, pero a su vez, una mayor superficie supone un mayor coste. Por esta razón, es importante el cálculo de las dimensiones de la cimentación.

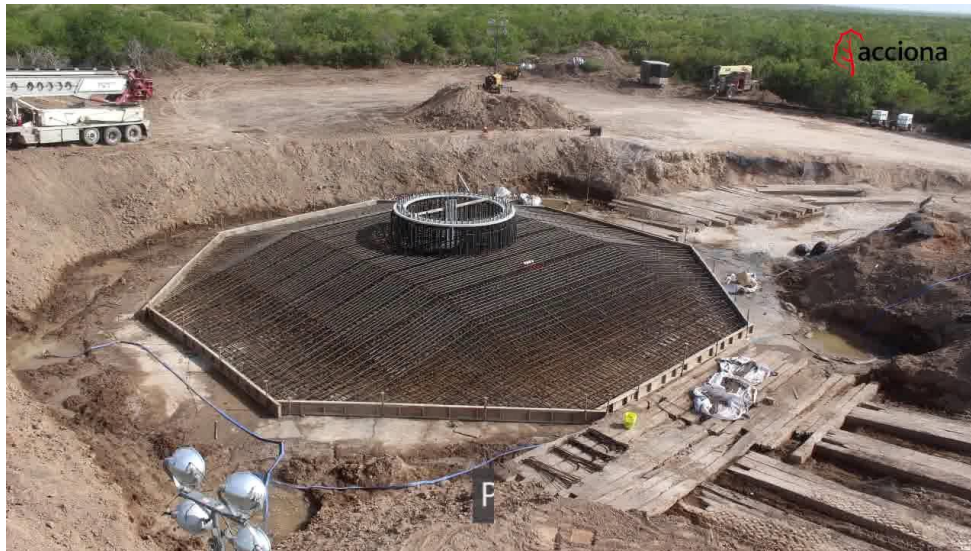


Figura 26: Cimentación directa de un aerogenerador (youtube.com)

Una sollicitación crítica en el diseño de este tipo de cimentaciones es la estabilidad del aerogenerador evitando su vuelco y deslizamiento a causa de las acciones horizontales originadas por el empuje del viento. Por otro lado, surgen presiones bajo la zapata que ocasionan esfuerzos de flexión y corte en el hormigón como consecuencia de la reacción del terreno cuando se transmiten las cargas. Por ello, es imprescindible el uso de una malla de barras de acero con una armadura de hormigón grande, lo que supone un coste adicional.

Opción 3: Cimentación indirecta.

Por otro lado, la cimentación indirecta o profunda se caracteriza por tener una gran profundidad en relación con la dimensión longitudinal. Se busca que los esfuerzos y las cargas se transmitan a los sustratos más resistentes, que se suelen encontrar más profundos, ya que poseen una mayor capacidad portante. Adicionalmente, los principales tipos de cimentación indirectas son:

- Pilotes: un tipo de base profunda que se utiliza a la hora de construir una estructura para transferir su carga al estrato de roca dura, el cual se localiza muy por debajo de nivel de suelo.

- Pilotes prefabricados: una de las técnicas de cimentación profunda enmarcada en el grupo de pilotes de desplazamiento.
- Pilotes hormigonados in situ: se ejecutan mediante excavación previa del terreno y se perfora un agujero en el terreno, donde se instalan y se rellenan con hormigón.

El suelo del lugar del emplazamiento se considera un terreno de media-baja capacidad portante, por lo que es recomendable el uso de pilotes en la cimentación directa e indirecta.

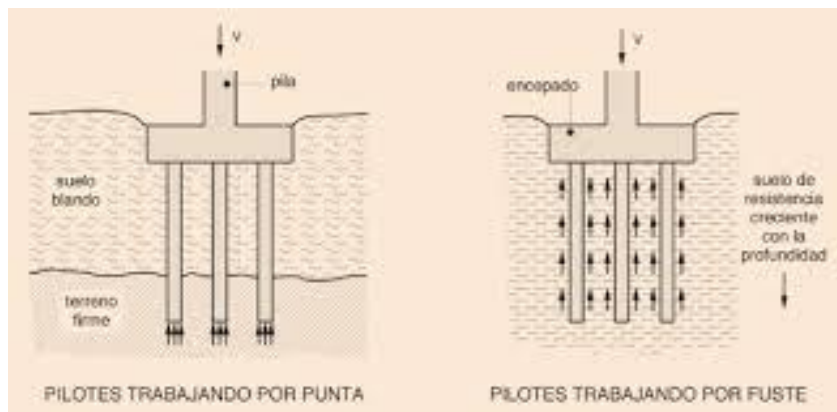


Figura 27: Croquis de cimentación indirecta (aopandalucia.es)

Opción 4: Cimentación prefabricada Anker.

La última cimentación por considerar se trata de unos cimientos de aerogeneradores sostenibles, eficientes, revisados y económicos. Anker es la primera empresa del mundo que ha producido, certificado e instalado cimientos prefabricados para aerogeneradores. Sus cimientos son 100% de hormigón prefabricado, por lo que no tienen hormigón colocado in situ. Las características principales de los elementos de este tipo de cimentación son:

- Tensado: en lugar de emplear elementos de fijación costosos y de alto mantenimiento, como los hilos tensores, los elementos prefabricados se sujetan con la jaula de anclaje, y para ello no son necesarias modificaciones en el diseño de la jaula del ancla.

- Elementos del anillo: los anillos sujetan la torre y consta de elementos individuales, y la conexión de la torre con los cimientos es idéntica a la empleada en otros tipos de cimentación tradicionales.
- Elementos de nervadura: son las partes más distintivas de este tipo de cimentaciones. Se coloca el número necesario en la excavación, y los elementos del anillo se colocan encima. Entre los elementos de nervadura se instalan placas de cubierta que garanticen una correcta transferencia de carga, y a continuación, se cubre con la tierra extraída previamente en la excavación.

Además, no se requieren precauciones especiales para que el sitio de construcción de estas cimentaciones esté preparado de manera óptima. El suelo del pozo de excavación solo debe cubrirse con una capa de gravilla compactada y nivelada, ya que no es necesaria una capa de hormigón cegadora.

Por otro lado, para el transporte de las cimentaciones al lugar del emplazamiento se requieren camiones estándar, y para su colocación y montaje sólo es necesario el uso de una pequeña grúa. Se tardan unos cinco días en realizar el montaje de las cimentaciones, y mientras se monta y tensa la cimentación a través de la jaula de anclaje, se pueden comenzar en paralelo los preparativos para la construcción de la torre. En la siguiente imagen se pueden observar los cimientos ensamblados con los elementos de la torre preparados para ser montados.



Figura 28: Cimentación Anker montada y elementos del aerogenerador (anker-foundations.com)

La USP de Anker Foundations es su total independencia del hormigón colocado en el lugar de la cimentación, el certificado internacional según la norma IEC 61400, así como la eliminación de sujetadores inusuales y procesos desconocidos.

A continuación, se muestra una tabla comparativa de las cimentaciones prefabricadas Anker y de una cimentación tradicional que emplee la fundición de hormigón in situ:

	Tecnología Anker	Cimentaciones tradicionales
Emisiones de CO_2	105 000 kg de CO_2	350 000 kg de CO_2
Tiempo de construcción	5 días	42 días
Dependencia meteorológica	Bajo	Alto
Logística	Camiones estándar para el transporte de elementos	100 hormigoneras en 48 horas

Capa cegadora	No requerida	Capa cegadora necesaria
Desmontaje	Simple → bajo coste	Complejo → Alto coste

Tabla 16: Tabla comparativa (anker-foundations.com)

Elección de la cimentación

Para que la elección de la cimentación se alinee con las necesidades del proyecto, se tienen en cuenta factores tales como las cargas a las que la cimentación estará sometida durante su vida útil, el suelo sobre el que se va a ejecutar, conociendo sus propiedades mecánicas e hidráulicas, y así definir los estratos de apoyo y elementos transmisores de carga. Por último, es necesaria también una consideración del coste de la cimentación, respetando las especificaciones geotécnicas y estructurales.

Debido al peso del aerogenerador y el propio de la cimentación, la alternativa 1 de cimentación se descarta y se considera inviable la opción de que la carga del terreno anule la presión vertical total. Por otro lado, las cimentaciones directa e indirecta, siendo las más empleadas en aerogeneradores durante los últimos años, son viables para el proyecto en cuestión, pero se descartan debido a la apuesta por la tecnología innovadora y emergente de Anker Foundations.

La principal razón del uso de este tipo de cimentación es un coste muy inferior comparado con el resto de las cimentaciones. Es necesario un estudio del emplazamiento por parte de Anker Foundations, debido al tamaño de los aerogeneradores que se emplean en el parque eólico, y para poder cumplir con la seguridad frente al hundimiento (comprobación de la rotura del terreno bajo la cimentación), la seguridad frente a deslizamiento (debido a las acciones horizontales), la seguridad frente al vuelco, y la seguridad frente a deformaciones excesivas.

Las razones de un coste inferior con el uso de estas cimentaciones se basan en un 70% menos de viajes en camión para la construcción de estas cimentaciones, 28 días menos de tiempo de construcción, 1500 toneladas menos de hormigón, y un ahorro de 200 toneladas de CO_2 .



Figura 19: Cimentación Anker finalizada sin la capa de tierra que la cubre (anker-foundations.com)

En resumen, el uso de estas cimentaciones se acata a una tecnología:

- Eficiente: con un tiempo de construcción reducido, una conexión simple y una independencia de las características meteorológicas del lugar de construcción.
- Certificada: únicos cimientos prefabricados que han sido revisados y certificados por TÜV Nord, de acuerdo con la norma IEC 61400. Se cuenta también con la garantía de calidad certificada de acuerdo a la norma ISO 9001.
- Sostenible: contruidos con hasta un 70% menos de hormigón, y sin hormigón fundido en el lugar del emplazamiento. Además, es reutilizable y se pueden desmantelar de manera eficiente, y el uso de estas cimentaciones reduce la carga de CO_2 .

- Económica: debido al bajo uso de material, sin transportes de carga pesada, menores costes de desmantelamiento, y sin hormigón fundido en el lugar.

2.5.4 ZANJAS

Con la intención de reducir el impacto visual y medioambiental de la zona, y para una mayor seguridad y eficiencia, todas las canalizaciones eléctricas y de control del parque eólico se realizarán bajo tierra.

La zanja se diseña de tal manera que transcurra paralela a lo largo de los caminos que llevan los aerogeneradores, la subestación y el centro de control y mantenimiento. Se excava un surco de 1 metro de ancho por 1,50 metros de profundidad, en el que se pueda alojar el conductor de tierra que une los aerogeneradores, los cables de media tensión (MT), y los cables de fibra óptica (FO). La medida de la profundidad de la zanja es el resultado de un equilibrio entre dos factores condicionantes, la cercanía a la superficie que favorece la disipación de calor, mientras que la humedad aumenta con la profundidad. Además, ésta zanja debe soportar el peso de los vehículos que circulen por los caminos de tal manera que no sufran daños ni modificaciones que puedan perjudicar el funcionamiento de la instalación. Por esta razón, una vez ejecutada la zanja y alcanzada la profundidad requerida, es conveniente realizar una limpieza y preparado del fondo de la excavación, dejando la superficie sobre la que se instalarán los cables libre de piedras, maderas o cualquier obstáculo que pueda dañarlos. En el caso de encontrar un tramo en el que esta limpieza sea compleja, se podrá colocar una capa de arena normal compactada para la posterior preparación de la zanja.

Como ya se ha comentado, en la zanja se ubicará el cableado de media tensión del parque y el circuito de control y servicios auxiliares, que consiste en una red para la alimentación de los equipos de regulación, motores de orientación, unidad hidráulica y otras herramientas de alumbrado y maniobra de la góndola y la torre.

En el fondo de la zanja, se coloca el cable de puesta a tierra y se recubre con una capa de material sobrante de la excavación. A continuación, se extiende sobre esta tierra una capa

de arena o tierra cribada de unos 10 centímetros de espesor, y sobre ésta se colocan las ternas de cables de media tensión, separadas horizontalmente con un espaciado de unos 20 cm.

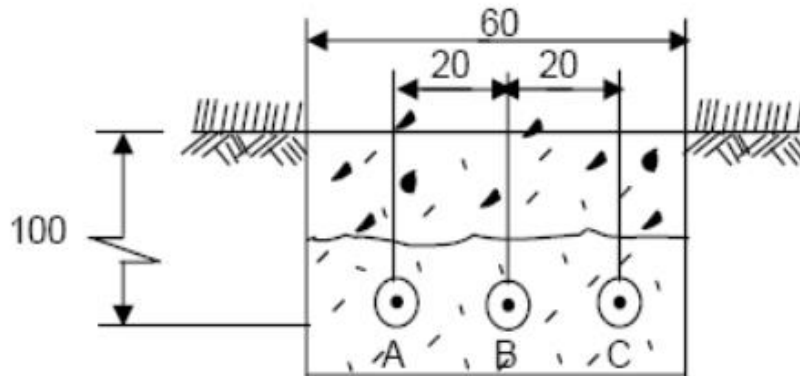


Figura 30: Circuito con los cables de media tensión enterrados (Ptolomeo.unam.mx: instalación de cables de energía de media tensión)

Posteriormente, se recubren los cables con otra capa de arena o tierra cribada, con un espesor de unos 20 cm. Por encima de esta capa, para proteger mecánicamente estos cables, se coloca una fila de losetas o ladrillos prefabricados. Seguidamente, es necesaria otra capa de tierra procedente de la excavación y libre de piedras que tenga un espesor de unos 5 cm sobre la cual se coloca el cableado de fibra óptica necesario. Sobre estos cables, se recubre con el mismo material todo el volumen de la zanja diseñada, que corresponderá con unos 20-30 cm de tierra que es necesario que se compacte convenientemente. Adicionalmente, en esta última capa de tierra se puede incluir una hilera de losetas prefabricadas que aporten una protección extra sobre el cableado, como se puede observar en la siguiente imagen.

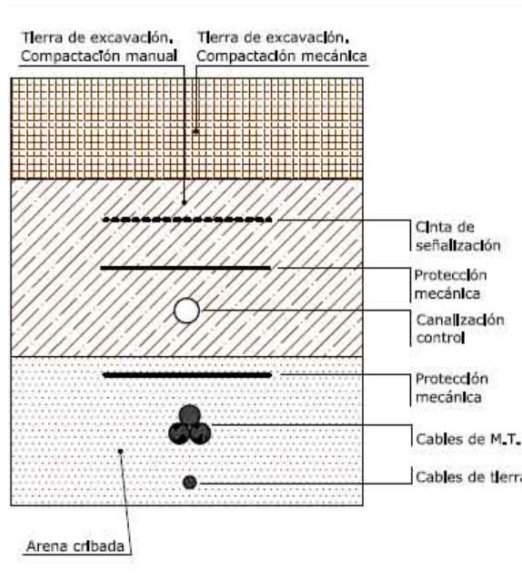


Figura 31: Capas y composición de la zanja (adurcal.com)

En los cruzamientos con los viales y plataformas del parque se lleva a cabo un refuerzo del cableado para evitar posibles daños. Se colocan dos tipos de tubo de polietileno de doble capa para el paso del cableado eléctrico, uno de 180 mm de diámetro, y otro de 100 mm, el primero para cables conductores y el segundo para el cableado de señales y comunicaciones. Además, para obtener una mayor protección, el conjunto de tubos irá reforzado con un embebido de hormigón HL-200/B/20 (según la instrucción actual EHE 08), también denominado H-150 (según la instrucción antigua EH-91), empleado para refuerzo de pavimentos y recubrir tubos. Se ha considerado que este hormigón no está sometido a ninguna clase específica de exposición, como pueden ser heladas, erosión o una exposición química agresiva. Posteriormente, se rellena con las tierras procedentes de la excavación, se coloca una señalización de aviso de paso de línea eléctrica y se finaliza con el compactado del suelo.

2.5.5 PARQUE DE MAQUINARIA

El parque de maquinaria común se diseña en la entrada del emplazamiento, sabiendo que la zona cuenta con una llanura en la que se pueda dejar toda la maquinaria que se utilice

para la ejecución del parque eólico y de la subestación. Únicamente se precisa la excavación de una zona de dimensiones 100 x 100 m que suponga la limpieza de la vegetación y la compactación del suelo. Además, se diseña una zona de lavado de neumáticos a la salida de esta instalación, para que los vehículos empleados en la instalación y construcción del parque lo utilicen antes de entrar en caminos y carreteras asfaltadas. Una vez finalice la instalación completa de los aerogeneradores, se procederá a la recuperación y replantación de esta zona.

2.5.6 CENTRO DE CONTROL

Las mediciones y el control de la planta de generación se realizan desde el centro de control del parque eólico. Esta sala de control se encuentra en las proximidades de la subestación, y consiste en un edificio de planta rectangular de 10x25x6 m, y alberga los lugares de mando para control y mantenimiento, almacén y servicios administrativos. Además, el edificio de control necesita de construcciones auxiliares para abastecimiento de aguas y saneamiento, con su pozo y su fosa séptica correspondientes.

Finalmente, es notable el avance tecnológico que Siemens Gamesa ha conseguido con las turbinas de la serie 4.X, ya que el aerogenerador SG 4.X 5.0-145 que se emplea en el parque cuenta con un servicio de operación remota y diagnóstico en la que la gestión de activos ha sido mejorada a través de un mejor procesamiento de datos y capacidades digitales más potentes. Lleva incorporado lo más moderno en mantenimiento predictivo basado en diagnóstico de vibraciones – Turbine Condition Monitoring (TCM), con una mejor tasa de aciertos de detección de fallas e identificación temprana de defectos potenciales en comparación con los sistemas CMS anteriores. De esta manera, el mantenimiento y comprobación de los aerogeneradores se llevará a cabo desde el centro de control diseñado, un mantenimiento basado en modelos, con diagnósticos remotos basados en datos en línea de alta resolución, que persiguen una resolución de problemas lo más eficiente posible.

2.6 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE EÓLICO

Para realizar un estudio de la viabilidad de este proyecto y calcular la rentabilidad del parque eólico, es necesario realizar una estimación de la producción energética anual de la instalación, y para ello se ejecuta un estudio de la distribución del viento y la curva de potencia del aerogenerador empleado.

Este método empleado para conocer la producción anual del parque es una aproximación que se aleja de la producción real del parque, carece de alta precisión, pero ofrece una idea del potencial del parque eólico y se suele utilizar para calcular una primera estimación en el diseño del proyecto.

La curva de potencia del aerogenerador de 5 MW de potencia nominal muestra la potencia generada por la turbina en función de la velocidad del viento a la altura de las aspas. Estos valores no son del todo precisos ya que la velocidad varía notablemente entre aerogeneradores debido a sus diferentes ubicaciones, y las medidas de la velocidad del viento se pueden considerar aproximaciones a partir de las mediciones disponibles en los Atlas de viento comentados anteriormente. Además, se debe asumir la estabilidad del viento durante la medición y que los aerogeneradores funcionan de forma estacionaria y su rendimiento es siempre el mismo, aunque se tendrán en cuenta posibles pérdidas del aerogenerador, debido a pérdidas eléctricas, pérdidas debido al efecto estela y la afección entre aerogeneradores, y pérdidas de disponibilidad de uso de las turbinas como resultado de tareas de mantenimiento y paradas no programadas.

Teniendo en cuenta estas consideraciones para el cálculo de la producción anual, la curva de potencia del aerogenerador empleado es la siguiente:

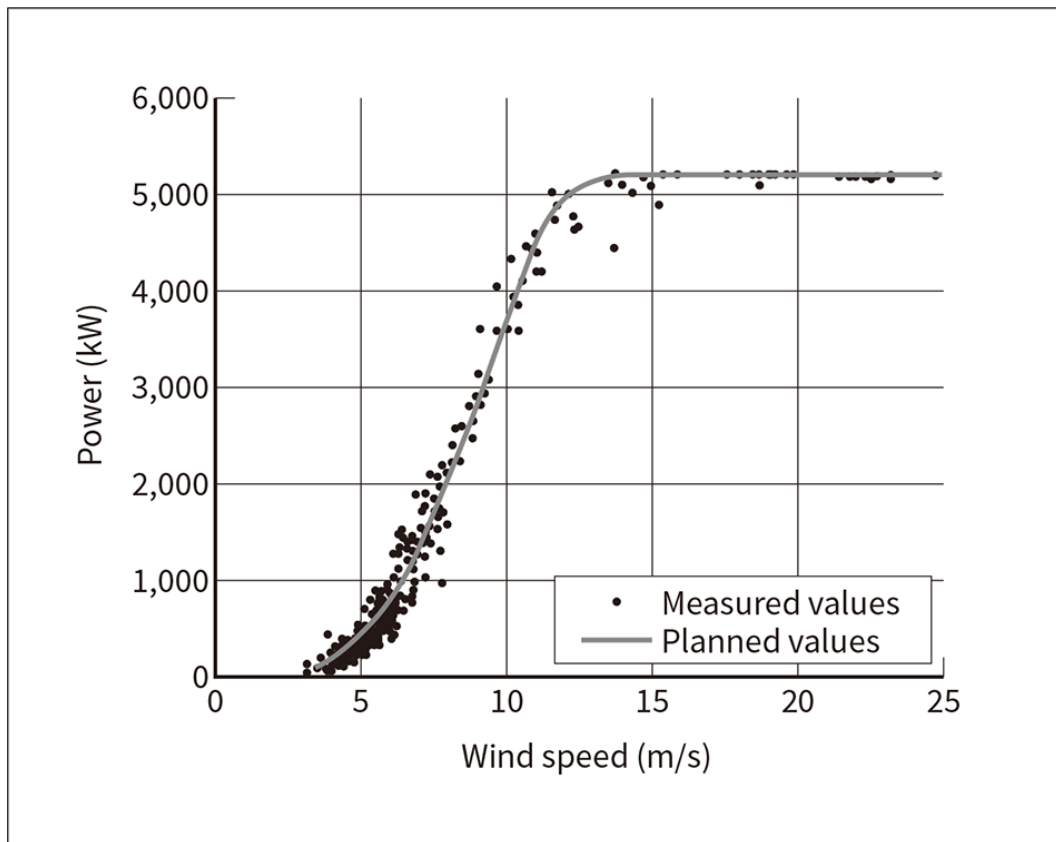


Figura 32: Curva de potencia SG 5.0-145 (researchgate.net)

En la curva de potencia de la turbina se puede apreciar:

- Una potencia nominal flexible que llega a ofrecer 5.2 MW, gracias a tecnologías desarrolladas por Siemens Gamesa, como puede ser la solución *Energy Thrust*.
- Una velocidad de viento de corte de unos 3.5 m/s, velocidad a la que la turbina comienza a generar electricidad con el movimiento de las aspas del molino.
- Una velocidad de funcionamiento máxima de 25 m/s, a la que por razones de seguridad la turbina se bloquea y deja de funcionar, para evitar la rotura de algún componente del aerogenerador.
- Una velocidad nominal del viento de 12 m/s, a la que la turbina llega a su potencia nominal de 5 MW, generando su potencia característica, aunque a una velocidad de 14 m/s llega a producir su potencia máxima de 5.2 MW.

Una vez conocida la curva de potencia del aerogenerador, se debe conocer la distribución del viento a lo largo del año para poder calcular la estimación de generación anual. Utilizando los datos históricos del lugar del emplazamiento, se emplea la distribución estadística de Weibull para describir con bastante confiabilidad la distribución del recurso eólico. La función de densidad de probabilidad está dada por la siguiente expresión:

$$f(v) = k \times \frac{v^{k-1}}{c^k} \times e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Donde:

- $f(v)$ es la función de probabilidad
- v es la velocidad media del viento
- k es el factor de forma de la curva
- c es el parámetro de escala

El parámetro de escala c se relaciona directamente con la velocidad media en m/s, mientras que el factor k es adimensional y modifica la simetría de la distribución, tomando diferentes valores en función de la morfología del terreno y del régimen de vientos del lugar. A través de las herramientas ya comentadas en el estudio del recurso eólico, obtenemos un valor de $k = 3.1$ y $c = 10$, por lo que la distribución de Weibull del viento en el emplazamiento es la siguiente:

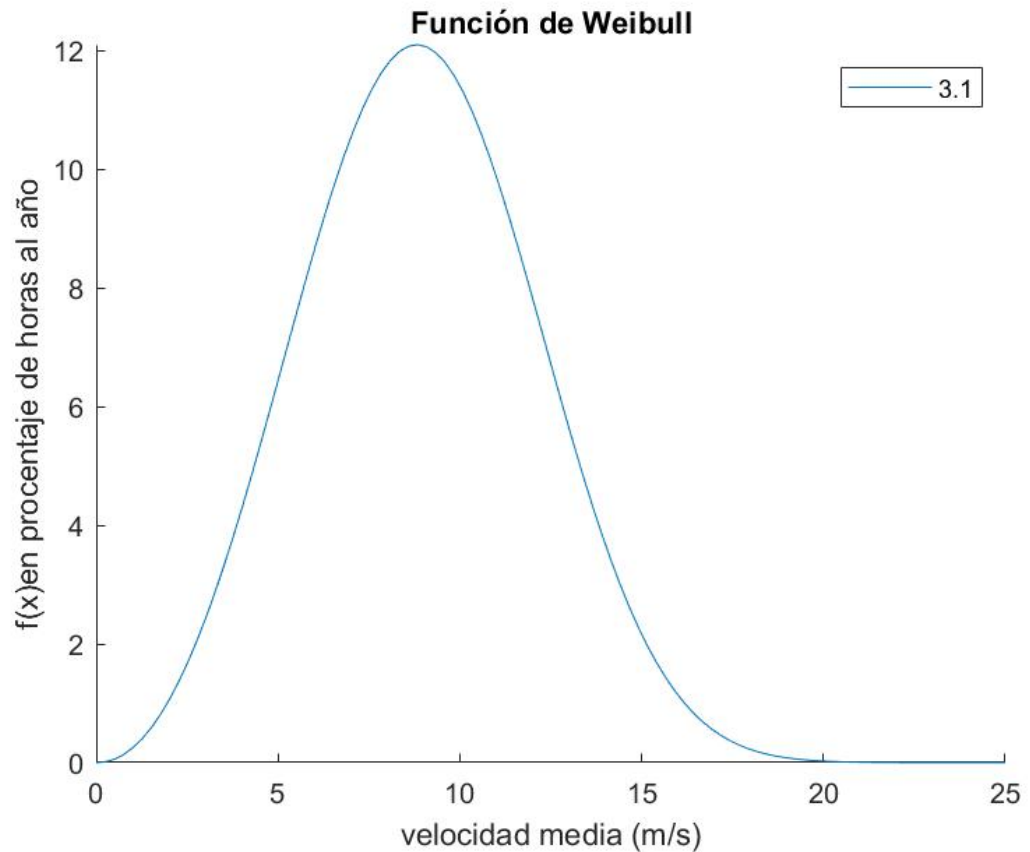


Figura 33: Distribución de Weibull (Matlab)

Esta distribución de Weibull muestra el porcentaje de horas al año que cuentan con una velocidad del viento determinada, entre los 0 y los 25 m/s. Teniendo en cuenta que el parque eólico estará funcionando durante todo un año, se debe multiplicar cada porcentaje por el número de horas totales en un año, 8760 horas. Además, utilizando la curva de potencia de la turbina, es posible calcular una estimación de la energía producida por una turbina, conociendo la frecuencia de velocidades del viento y la potencia de salida para cada velocidad. Los resultados para cada velocidad del viento se encuentran en una tabla en el Anexo II.

Tabla 17: Producción anual de energía

Producción anual de una turbina (MWh)	23.961,74
Producción anual del parque eólico (MWh)	191.693,92

Idealmente, se obtiene una producción anual bruta del parque eólico diseñado de 191.693 MWh/año. Para calcular la producción neta del parque, y contar con una estimación que refleje la explotación real de los aerogeneradores lo mejor posible, es necesario contar con las pérdidas eléctricas en la generación y transporte de la energía (3%), con las pérdidas como consecuencia de actividades de mantenimiento y control (3%), y con las pérdidas como consecuencia del efecto estela y la afección entre aerogeneradores (2%). (efectoestela.wordpress.com).

Tabla 18: Producción anual neta del parque eólico

Producción bruta anual de una turbina (MWh)	23.961,74
Pérdidas totales	8%
Producción meta anual de una turbina (MWh)	22.044,80
Producción neta anual del parque eólico (MWh)	176.358,40

Se obtiene así una producción total del parque eólico de **176.358 MWh/año**.

Por último, se calcula también el factor de capacidad del parque eólico, que se trata de la relación entre la energía neta producida por el parque y la energía que podría generar si los aerogeneradores trabajasen a su máxima potencia durante todo el año. El factor de capacidad es:

$$C_f = \frac{E_{neta}}{E_{nominal}}$$

Donde:

- C_f es el factor de capacidad.
- E_{neta} es la energía neta anual producida por las turbinas.
- $E_{nominal}$ es la energía teórica ideal que generarían las turbinas funcionando todo el año a potencia nominal.

Se obtiene así:

$$C_f = \frac{176\,358,40 \text{ MWh}}{5,2 \text{ MW} \times 8 \times 8760 \text{ h}} \times 100 = 30,68 \%$$

Un factor de capacidad del 30,68 % tiene sentido para el proyecto que se desarrolla en este informe. Este coeficiente permite calcular las horas eólicas equivalentes de las turbinas del parque eólica, que son 2.687 horas, superior a los límites mínimos para la viabilidad de un parque eólico, ya que supera las 2 000 horas equivalentes.

2.7 ASPECTOS E IMPACTOS MEDIOAMBIENTALES DEL PARQUE EÓLICO

En este apartado se analizan los impactos medioambientales que ocasiona la construcción de un parque eólico y su uso para la producción de energía. Además, se consideran los principales Objetivos de Desarrollo Sostenible que se persiguen con la ejecución del parque eólico. Estos impactos dependen principalmente de la ubicación del emplazamiento y de la magnitud de este, es decir, del número de aerogeneradores que se instalan.

2.7.1 SISTEMA HIDROLÓGICO

Atendiendo a la normativa emitida por las autoridades competentes de la zona, se contemplarán las siguientes actuaciones:

- No se alterará la red hidrológica de la zona, diseñando una red de drenaje adecuada como se ha explicado anteriormente. Se evitará trazar viales en las cercanías de arroyos y depósitos de agua natural.
- Gracias a las cimentaciones empleadas, no se construirá ninguna planta de hormigón en las proximidades del emplazamiento.
- Las tareas de limpieza, repostaje y cambio de aceite se realizarán sobre superficies impermeables que eviten la intrusión de estos contaminantes en el suelo.
- Las casetas de obra contarán con una adecuada evacuación de las aguas residuales mediante la recogida en tanques y su posterior vertido en la red de saneamiento.

2.7.2 PROTECCIÓN DEL SUELO Y DEL PATRIMONIO

La tierra vegetal proveniente de las excavaciones necesarias para las cimentaciones, viales, zanjas y construcción de otros elementos del parque se retirará de forma selectiva para ser utilizada para la restauración del emplazamiento una vez finalizadas las obras e

instalación de los aerogeneradores. Estos trabajos de replanteo serán supervisados por el técnico correspondiente, para poder minimizar al máximo la afección de las obras en el lugar del emplazamiento.

La anchura de los viales será la mínima posible para el paso de los camiones de transporte y maquinaria necesaria. En las zanjas de conexión se procederá a instalar la línea eléctrica y se realizará la restauración del suelo cuanto antes. Además, se evitará la construcción de nuevos viales y caminos, objetivo alcanzado como se puede observar en la planificación de viales y caminos a construir, donde se aprovechan varios caminos ya existentes.

Si en el transcurso de los trabajos de excavación se encontrasen en el suelo bienes o restos históricos o arqueológicos que puedan ser de interés para su estudio, se paralizarán las obras de inmediato y se comunicara a las autoridades competentes.

A pesar de todas estas consideraciones, se realizarán los mínimos movimientos de tierras y vegetación, y la maquinaria limitará sus movimientos a los caminos y zonas de obra y montaje de aerogeneradores.

2.7.3 AFECCIONES A LA ATMÓSFERA Y RUIDO

Para reducir al máximo las consecuencias atmosféricas y la contaminación acústica, tanto de las obras como del parque en sí, se tomarán varias medidas. Para evitar la generación excesiva de polvo se limitará la velocidad máxima de los vehículos por dentro del parque eólico a 25 km/h, y se aplicaran riegos periódicos sobre viales y caminos.

Por otro lado, se emplea una tecnología innovadora en las aspas de los aerogeneradores, ya comentada anteriormente. *DinoTails Next Generation* es una tecnología que reduce los niveles de potencia acústica mediante el uso de un borde de fuga dentado montado en la cuchilla y la adición de peines más finos en los dientes. La mayoría de los sistemas de producción eólica necesitan reducir la potencia nominal de sus aerogeneradores

para cumplir con requisitos acústicos, produciendo menos energía, y este tipo de tecnología innovadora y vanguardista permite a Siemens Gamesa evitar esta pérdida, lo que da lugar a un coste de energía inferior y a una menor contaminación e impacto medioambiental. Esta tecnología permite una disminución del ruido generado por los molinos de viento una vez se encuentran en funcionamiento, uno de los principales problemas y limitantes de los parques eólicos actuales.

2.7.4 PROTECCIÓN DE LA FLORA Y LA FAUNA.

Debido a la distancia requerida entre aerogeneradores, el espacio que ocupa un parque eólico suele ser extenso. En este caso, empleando 8 turbinas, se ocupa un espacio de unos 2 km^2 .

Durante la construcción del parque eólico la flora y fauna existentes quedan desplazadas o eliminadas. Hay vegetación que queda eliminada de manera permanente debido a las cimentaciones y los aerogeneradores en sí, por los caminos construidos y ampliados, y por el resto de infraestructura necesaria y explicada en el apartado de la obra civil. Debido al tránsito de maquinaria y a tareas de la obra que permite la instalación de los aerogeneradores, la fauna presente en la zona del emplazamiento es desplazada o eliminada. Por estas razones, se respeta al máximo la vegetación y fauna natural adoptando las medidas necesarias para que el impacto sobre el área de trabajo sea el mínimo, jalonando el lugar del emplazamiento antes de comenzar las obras, y limitando el paso a maquinaria y personal.

Durante la explotación del parque, las aves constituyen la fauna que más se ve afectada por la existencia y funcionamiento de los aerogeneradores, frente a mamíferos, reptiles o roedores que no se ven tan afectados y pueden compartir hábitat con los molinos. Esto se debe a que las aves tienen una mayor probabilidad de colisionar con el rotor y la estructura del molino, especialmente las aves planeadoras que emplean el recurso del viento, y las migratorias que vuelan a baja altura y en contra del viento. Por otro lado, el cableado

subterráneo del parque permite reducir el impacto de las aves con el cableado eléctrico y su posible electrocución.

Por último, el uso de turbinas modernas y de gran capacidad ofrecen una mejor relación entre la energía producida y el área barrida, lo que reduce notablemente la tasa de mortalidad de las aves.

2.7.5 IMPACTO PAISAJÍSTICO

El impacto paisajístico de un parque eólico es indiscutible, aunque entra dentro de consideraciones subjetivas por parte de los afectados. A pesar de esto, se intentará reducir al máximo el impacto de la instalación y explotación de los aerogeneradores.

Para ello, con el fin de minimizar la incidencia visual de las diferentes estructuras, las torres de los aerogeneradores tendrán un acabado neutro y de color gris mate, y la subestación y el centro de control que se construyen se realizarán con materiales típicos de la zona que sigan los criterios arquitectónicos de la ubicación del emplazamiento. Además, se podrá efectuar una plantación de árboles alrededor de estas dos obras que aporten una integración en el entorno.

Por otro lado, los sobrantes de los movimientos de tierras, junto a cualquier tipo de residuo que exista en el lugar del emplazamiento, se retirará y se verterá en zonas adecuadas para ello.

2.7.6 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Alineando los objetivos de Desarrollo Sostenible con este proyecto, se busca estudiar si el impacto social, económico y medioambiental del parque eólico en cuestión aporta valor a la sociedad. A continuación, se plantean los objetivos que presenta el proyecto en cuanto a un desarrollo sostenible:

- ODS 03: Salud y bienestar. Con la construcción de este parque, se reduce la explotación de combustibles fósiles que liberan gases a la atmósfera que afectan a nuestra salud, especialmente a nuestro sistema respiratorio. Se promueve así el bienestar y una vida sana para la población.
- ODS 07: Energía asequible y no contaminante. El diseño de esta granja eólica simboliza el progreso relativo al acceso a la energía, la eficiencia energética y la energía renovable. Siendo el viento la fuente de energía del parque, nos encontramos ante una producción de energía sin contaminantes, excepto los generados indirectamente, al fabricar la maquinaria y al hacer uso de medios de transporte para la logística de este.
- ODS 08: Trabajo decente y crecimiento económico. A través de la construcción de este parque, se promueve el crecimiento económico inclusivo y sostenido de la zona. Se crean empleos decentes y se mejoran así los estándares de vida.
- ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles. La ciudad de Galway podrá abastecer a un tercio de sus hogares con la construcción de este parque eólico, dando un paso más hacia una comunidad “verde”, basada en el desarrollo sostenible de su actividad económica.
- ODS 13: Acción por el clima. Este objetivo es con el que más se alinea el proyecto. El cambio climático está afectando a todos los países de todos los continentes, alterando las economías nacionales y afectando directamente a todos los habitantes del planeta. Este parque eólico contribuye a la causa de combatir dicho cambio climático, reduciendo la liberación de dióxido de carbono CO₂ y de otros gases de efecto invernadero a la atmósfera.

2.8 ESTUDIO ECONÓMICO

Para poder estudiar la viabilidad del parque eólico, se debe llevar a cabo un estudio económico del proyecto, y los resultados de este determinarán si es viable o no la construcción del este.

Debido a la falta de información de algunos componentes del parque, se realizan suposiciones y asunciones que se acercan lo máximo posible a la realidad, y así se justifica.

A continuación, se realiza el cálculo de los costes de la construcción y explotación del parque eólico, que se pueden dividir en varias fases:

- Costes de permisos, estudio del emplazamiento y logística.
- Ingeniería y adquisiciones de los equipos, construcción e instalación.
- Explotación y mantenimiento.
- Desmantelamiento del parque tras su vida útil.

Para obtener los diferentes costes del parque eólico, se han realizado suposiciones y estimaciones a partir de los datos disponibles en informes de proyectos reales de parques eólicos, presupuestos y precios orientativos de elementos empleados en la ejecución de la instalación. Además, se han tenido en cuenta precios unitarios ofrecidos por empresas de construcción y precios del mercado industrial.

2.8.1 COSTES DE PERMISOS Y ESTUDIO

El parque eólico se construye en Irlanda, por lo que se deben obtener los permisos y licencias pertinentes de la zona del emplazamiento. Se deberá tratar con la Comisión Regulatoria de Energía (CER) de Irlanda para obtener la licencia de generación y el permiso para construir. Además, la interconexión con la red eléctrica debe ser acordada con EirGrid (operador estatal de transmisión de energía eléctrica en Irlanda) previamente a la ejecución del proyecto. Los permisos de planificación para la logística y para la construcción de los distintos componentes se deben obtener del departamento de planificación del condado de Galway. Por último, se debe llevar a cabo un estudio del impacto medioambiental antes de

comenzar con cualquier tipo de actividad relacionada con la construcción de la instalación. Todos los costes que esto conlleva se presentan en la siguiente tabla:

	Coste (€)
Licencia de generación (CER)	250.000
Permiso interconexión (EirGrid)	355.000
Otros permisos	55.000
Estudio medioambiental	95.000

Tabla 19: Costes permisos

El coste total de los permisos y estudios medioambientales es de **755.000 €**.

2.8.2 COSTES DE ADQUISICIÓN DE EQUIPOS, CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN.

En este apartado se encuentran todos los elementos que se han tratado a lo largo de este documento, desde los aerogeneradores hasta el cableado o las zanjas que son necesarias construir.

2.8.2.1 Aerogeneradores

Los aerogeneradores suponen la mayor inversión de un parque eólico y son el principal componente de la instalación. Asegurar la entrega de los aerogeneradores por parte del fabricante a tiempo es un obstáculo común para muchos proyectos eólicos, por lo que un contrato seguro minimiza el riesgo notablemente. El coste de las turbinas se muestra a continuación.

	Coste (€)
Compra de los aerogeneradores	40.000.000
Otros equipos	800.000
Transporte	2.350.000
Montaje	1.500.000
Puesta en marcha	92.500
Garantías y control de calidad	85.000

Tabla 20: Costes aerogeneradores

El coste total es de **44.827.500 €**. Teniendo en cuenta que hay 8 aerogeneradores, el precio unitario por cada uno de ellos es de **5.603.437,5 €/turbina**.

2.8.2.2 Cimentaciones

Como ya se ha explicado anteriormente, el uso de las cimentaciones Anker abarata considerablemente los costes de las cimentaciones. Las razones de un coste inferior con el uso de estas cimentaciones se basan en un 70% menos de viajes en camión para la construcción de estas cimentaciones, 28 días menos de tiempo de construcción, 1500 toneladas menos de hormigón, y un ahorro de 200 toneladas de CO_2 . Adicionalmente, se emplea un 70% menos de hormigón que en las cimentaciones tradicionales.

A pesar de esto, es necesario un estudio del emplazamiento por parte de Anker Foundations, debido al tamaño de los aerogeneradores que se emplean en el parque eólico, y para poder cumplir con la seguridad frente al hundimiento (comprobación de la rotura del terreno bajo la cimentación), la seguridad frente a deslizamiento (debido a las acciones horizontales), la seguridad frente al vuelco, y la seguridad frente a deformaciones excesivas. A pesar de esto, es posible obtener una estimación del coste de la construcción de estas cimentaciones conociendo su tamaño y guiándose con otros proyectos que se han llevado a cabo que han utilizado esta tecnología. De esta manera, el coste viene dado por:

	Coste unitario (€/ud)	Cantidad (ud)	Coste (€)
Excavación de los pozos (m^3)	3,8	4.300	16.340
Relleno con material excavación (m^3)	1,15	2.000	2.300
Cimentaciones Anker	55.000	8	440.000
Instalación	7.500	8	60.000
Transporte	2.500	8	20.000

Tabla 21: Coste cimentaciones Anker (Anker-foundations.com)

Por lo tanto, el coste total de las cimentaciones es de **538.640 €**, y cada cimentación tiene un coste de **67.330 €/cimentación**.

2.8.2.3 Zanjas, viales de acceso, parque de maquinaria.

El coste de la construcción y acondicionamiento de los viales de acceso y del parque de maquinaria, y de la excavación de las zanjas que portarán el cableado de media tensión y de fibra óptica, se refiere principalmente al despeje y desbroce del terreno, de la excavación, relleno y movimiento de tierras en general. Además, en el caso de las zanjas se deberá contar con la señalización y protección necesarias para que cumplan con la normativa de seguridad vigente. A continuación, se encuentra el desglose de los costes de la construcción de estos componentes del parque eólico:

Zanjas	Coste unitario (€/ud)	Cantidad (ud)	Coste total (€)
Despeje y desbroce (m^2)	0,23	3.855	886,65
Excavaciones (m^3)	6,94	5.782,5	40.130,55
Relleno (m^3)	2,5	5.782,5	14.456,25
Señalizaciones (m)	2	3.855	7.710

Viales y plataformas	Coste unitario (€/ud)	Cantidad (m)	Coste total (€)
Movimiento de tierras (m^2)	0,23	38.075	8.757,25
Excavación y terraplenes (m^3)	3,5	22.845	79.957,5
Relleno (m^3)	8,92	22.845	203.777,4

Tabla 22: Coste de zanjas, viales y plataformas

La obra civil para construir las plataformas de montaje, los parques de maquinaria, los viales de acceso y las zanjas suma un total de **355.675,6 €**.

Las dimensiones de las zanjas y de los viales y plataformas se calculan teniendo en cuenta las dimensiones explicadas anteriormente en la obra civil del parque eólico. Se tiene en cuenta también que varios de los viales de acceso ya están construidos, aunque es necesario el reacondicionamiento de estos para cumplir con los requisitos justificados anteriormente.

2.8.2.4 Sistema eléctrico

En el caso de los costes de la infraestructura eléctrica, sólo se consideran los costes del cableado de Media Tensión, ya que se asume que los de alta tensión no entran dentro del estudio de este trabajo, y los de baja tensión vienen incluidos en los aerogeneradores y su instalación. Se tiene en cuenta también la fibra óptica del parque eólico, la red de puesta a tierra, la subestación eléctrica que se ha diseñado, y el centro de control a través del cual se hace el seguimiento del parque eólico.

Para el cálculo del cableado de la instalación, se tiene en cuenta un coste de instalación por unidad de longitud de 300 €/m, y el coste del cableado depende de la sección empleada, datos que se obtienen del estudio realizado en el diseño de MT y del fabricante. Por otro lado, para la subestación eléctrica y el centro de control se estima un coste a partir de proyectos reales que se hayan llevado a cabo.

	Coste unitario (€/ud)	Cantidad (ud)	Coste total (€)
Cableado de 53,5 mm ² (m)	28,75	2.600	74.750
Cableado de 85 mm ² (m)	32,15	1.400	45.010
Instalación (m)	300	4.000	1.200.000
Línea de Fibra Óptica (m)	8,8	4.000	35.200
Conexión FO	29.500	1	29.500
Puesta a tierra aerogeneradores	900	8	7.200
Puesta a tierra parque (m)	2	4.000	8.000
Subestación eléctrica	2.600.000	1	2.600.000
Centro de control	70.000	1	70.000

Tabla 23: Costes de la infraestructura eléctrica

Obteniendo así un coste de la infraestructura eléctrica del proyecto de **4.067.210 €**.

2.8.2.5 Otros costes

En este apartado se presentan otros costes que se dan en la construcción del parque eólico, como pueden ser los drenajes de la instalación, la torre meteorológica, las casetas de obra, y todo el material empleado por los obreros que no se refieran a los costes ya cubiertos

por las distintas instalaciones ya consideradas. Además, se realiza una estimación del coste de los contratistas empleados para distintos trabajos del parque, como transporte de residuos, maquinaria a emplear, técnicos, y acondicionamiento, mantenimiento y reposición de carreteras que no sean los viales del parque.

Otros costes	Coste total (€)
Casetas de obra	11.000
Edificio centro de control	4.000
Drenajes	12.000
Torre meteorológica	26.000
Material	20.000
Gastos de contratistas	450.000
Salario anual de 70 trabajadores*	3.600.000

Tabla 24: Otros tipos de costes

* Teniendo en cuenta que se emplean 65 trabajadores con una media de salario anual de 40.000 € y 10 trabajadores con un salario medio de 100.000 € anuales.

En este caso, el total que suponen estos costes es de **4.123.000 €**.

2.8.3 EXPLOTACIÓN Y MANTENIMIENTO

Con respecto a la explotación y mantenimiento del parque, se consideran necesarios 10 técnicos de aerogeneradores, una persona encargada de la administración y un supervisor del parque. Los costes de este personal se resumen en la siguiente tabla:

	Coste unitario (€/ud)	Cantidad (ud)	Coste total (€)
Técnico de aerogenerador	60.000	10	600.000
Administrativos	45.000	1	45.000
Manager/supervisor	85.000	1	85.000

Tabla 25: Costes de explotación y mantenimiento

Con lo que se obtiene un coste total de los salarios de los trabajadores de 730.000 €. Por otro lado, se debe tener en cuenta el seguro de los aerogeneradores y su instalación, y los costes de mantenimiento, en los que se considera un precio de 2.000 € por megavatio

instalado. De esta manera, se obtiene un total de 80.000 € de gastos en mantenimiento, y 1.000.000 € en los seguros de los aerogeneradores y cimentaciones. Finalmente, el coste total de operar y mantener el parque eólico suma **1.810.000 €**.

Se tendrá en cuenta un aumento del salario de los trabajadores del 2% anual al calcular el coste de operación y mantenimiento.

2.8.4 DESMANTELAMIENTO DEL PARQUE

El desmantelamiento del parque consiste en el coste de la retirada de los aerogeneradores y la restauración de la zona del emplazamiento, que se trata del aporte de tierra vegetal y de la revegetación del terreno. Se obtiene así la siguiente tabla de costes:

	Coste total (€)
Retirada de aerogeneradores	120.000
Retirada del cableado	85.000
Retirada de la subestación	200.000
Retirada del centro de control	65.000
Restauración con tierra vegetal	14.000

Tabla 26: Costes del desmantelamiento del parque

Siendo el total de **484.000 €**.

2.8.5 RESUMEN DE LOS COSTES

La estimación de los costes de la construcción se muestra en la siguiente tabla:

	Coste (€)
Permisos y estudio	755.000
Aerogeneradores	44.827.500
Cimentaciones	538.640
Zanjas Viales y plataformas	355.675,6
Sistema eléctrico	4.067.210
Otros costes	4.123.000

Explotación y mantenimiento (1 año)	730.000
Desmantelamiento	484.000

Tabla 27: Resumen de los costes del parque eólico

De esta manera, se obtiene un coste total de **55.881.025,6 €**, **CINCUENTA Y CINCO MILLONES OCHOCIENTOS OCHENTA Y UN MIL VEINTICINCO CON SESENTA EUROS**. La inversión inicial, al no considerar los costes de explotación y mantenimiento y de desmantelamiento, es de 54.667.025,6 €.

Además, en la siguiente figura se observa la distribución de los costes de la construcción del parque eólico:



Figura 34: Gráfico de la distribución de los costes

En el gráfico se observa cómo los aerogeneradores suponen el 80,22% de la inversión inicial, el sistema eléctrico y los costes titulados como “otros costes” representan el 7,27% y 7,37% respectivamente, y todos los otros costes representan el 5,122% del total.

2.8.6 INGRESOS DEL PROYECTO

Una vez se han calculado los costes totales de la construcción del parque eólico, se realiza una estimación de los ingresos generados por la instalación del parque eólico. Estos

ingresos dependen de dos principales factores, la producción anual de los aerogeneradores, calculada anteriormente, y del precio de mercado de la energía, es decir, el precio al que se va a vender la energía producida por las turbinas.

La estimación del precio de la energía no es una tarea fácil, al depender de numerosos factores como pueden ser:

- Cambios en la predicción de la demanda, que utiliza variables explicativas como la temperatura, el calendario o variables socioeconómicas.
- Políticas regulatorias por parte de las autoridades competentes que afecten a instalaciones de energía renovables.
- Nuevos proyectos de producción o almacenamiento de energía en Irlanda y en el resto del mundo que pueden afectar el mercado de la energía, debido a la gran capacidad de producción de estos o a tecnologías emergentes que abaraten los costes.
- Factores económicos como pueden ser la inflación, el índice de precios al consumidor (CPI) o la tasa de interés del proyecto.
- El valor del gas y del carbón, al tratarse de energías no renovables mayoritarias en el sector de la producción de energía.

Teniendo todos estos factores en cuenta, numerosas empresas de consultoría realizan estimaciones del precio de la energía para empresas del sector energético, y en el caso de Irlanda, AleaPriceLong realiza previsiones mensuales del precio del mercado eléctrico Single Electricity Market-SEM para Irlanda a largo plazo. Con los datos disponibles, se asume que el comportamiento va a seguir siendo el mismo durante los próximos 25 años, estabilizándose moderadamente a partir de 2030, año en el que se plantean la mayoría de los objetivos de reducción de CO₂ de la Unión Europea. De esta forma, obtiene un precio estimado del MWh, y se calculan los ingresos totales en euros anuales, teniendo en cuenta que del precio de venta alrededor del 55% se refiere a la producción, y que se aplica un impuesto a la energía eólica del 12,5% en la siguiente tabla:

Año	Precio MWh (€)	Producción anual (MWh)	Ingresos anuales (€)	Ingresos anuales para el parque (€)	Ingresos anuales tras impuestos (€)
2024	68	176.358,40	11.992.371,20 €	6.595.804,16 €	5.771.328,64 €
2025	71	176.358,40	12.521.446,40 €	6.886.795,52 €	6.025.946,08 €
2026	73	176.358,40	12.874.163,20 €	7.080.789,76 €	6.195.691,04 €
2027	72	176.358,40	12.697.804,80 €	6.983.792,64 €	6.110.818,56 €
2028	74,5	176.358,40	13.138.700,80 €	7.226.285,44 €	6.322.999,76 €
2029	77	176.358,40	13.579.596,80 €	7.468.778,24 €	6.535.180,96 €
2030	76,5	176.358,40	13.491.417,60 €	7.420.279,68 €	6.492.744,72 €
2031	72	176.358,40	12.697.804,80 €	6.983.792,64 €	6.110.818,56 €
2032	69	176.358,40	12.168.729,60 €	6.692.801,28 €	5.856.201,12 €
2033	65,5	176.358,40	11.551.475,20 €	6.353.311,36 €	5.559.147,44 €
2034	71,5	176.358,40	12.609.625,60 €	6.935.294,08 €	6.068.382,32 €
2035	72	176.358,40	12.697.804,80 €	6.983.792,64 €	6.110.818,56 €
2036	74	176.358,40	13.050.521,60 €	7.177.786,88 €	6.280.563,52 €
2037	71,5	176.358,40	12.609.625,60 €	6.935.294,08 €	6.068.382,32 €
2038	70	176.358,40	12.345.088,00 €	6.789.798,40 €	5.941.073,60 €
2039	73,5	176.358,40	12.962.342,40 €	7.129.288,32 €	6.238.127,28 €
2040	72	176.358,40	12.697.804,80 €	6.983.792,64 €	6.110.818,56 €
2041	71	176.358,40	12.521.446,40 €	6.886.795,52 €	6.025.946,08 €
2042	69,5	176.358,40	12.256.908,80 €	6.741.299,84 €	5.898.637,36 €
2043	68	176.358,40	11.992.371,20 €	6.595.804,16 €	5.771.328,64 €
2044	72	176.358,40	12.697.804,80 €	6.983.792,64 €	6.110.818,56 €
2045	71	176.358,40	12.521.446,40 €	6.886.795,52 €	6.025.946,08 €
2046	74	176.358,40	13.050.521,60 €	7.177.786,88 €	6.280.563,52 €
2047	72	176.358,40	12.697.804,80 €	6.983.792,64 €	6.110.818,56 €
2048	71,5	176.358,40	12.609.625,60 €	6.935.294,08 €	6.068.382,32 €

Tabla 28: Ingresos anuales

Los datos para la estimación propia del precio de la energía en Irlanda se han obtenido de la empresa AleaSoft Energy Forecasting, que proporciona una previsualización de este contenido (aleasoft.com).

2.9 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

La construcción y explotación del parque eólico diseñado en este documento se evalúa teniendo en cuenta dos factores económicos del valor de la instalación:

- El Valor Actual Neto (VAN) o Valor Actualizado Neto.
- La Tasa Interna de Retorno (TIR).

Los cálculos del Cash Flow del proyecto se encuentran en el Anexo III.

2.9.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El Valor Actual Neto corresponde con el valor presente de los flujos de caja netos originados por una inversión. Para calcular este valor, se ha estimado una tasa de descuento del 2,5%. Se puede calcular a través de la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{FC}{(1+r)^t}$$

Donde:

- FC es el flujo de caja del proyecto
- r es la tasa de descuento, igual al 2,5%
- t es el año de explotación
- T es la vida útil del parque eólico, 25 años.

Para que el proyecto se pueda considerar viable, el Valor Actual Neto debe ser positivo, lo que significa que los beneficios totales al final de la vida útil y de la explotación del parque son positivos. El VAN obtenido es de 22.029.280,60 €, por lo que se considera que el proyecto es viable y se recomienda que se lleve a cabo.

2.9.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La Tasa Interna de Retorno o la Tasa Interna de Rentabilidad es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de una inversión. Con este indicador se comprueba la

viabilidad de este proyecto, y se puede considerar cómo el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN se iguale a cero. De esta forma, se obtiene la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{FC}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Se obtiene una Tasa Interna de Retorno del 6%, aspecto que también indica la viabilidad del proyecto.

Los cálculos del VAN y el TIR y el Cash Flow del proyecto se muestran en el Anexo III.

2.10 CONCLUSIONES

Tras unos años de incertidumbre y cambios en los mercados internacionales, como el de materias primas, y después de la pandemia mundial del Covid-19 o el conflicto entre Rusia y Ucrania, la energía fotovoltaica y la energía eólica suponen las fuentes de energía más baratas de nueva generación eléctrica a gran escala en países que representan más de dos tercios de la población mundial. En este proyecto, se ha llevado a cabo el diseño completo de un parque eólico en la costa oeste de Irlanda, en el condado de Galway. Irlanda cuenta con el objetivo de proporcionar energía a través de parques eólicos a 3,75 millones de hogares para 2030, y este proyecto es una pequeña aportación a dicho objetivo. Esto supone una capacidad de generación de 5 GW de energía eólica, lo que supondría alcanzar un 80% de energías renovables como generación de energía del país, cifra contenida en los objetivos del plan de acción del gobierno irlandés.

Para la realización de este proyecto, una vez analizado el mercado de las energías renovables en el país, se ha llevado a cabo un estudio del emplazamiento en el que se ha escogido ejecutar la instalación. Una vez observado que era posible construir el parque en la zona elegida, se ha realizado un estudio del recurso eólico del lugar. Esto es necesario para poder conocer la altura a la que colocar el aerogenerador, diseñar la distribución de los aerogeneradores en el emplazamiento teniendo en cuenta aspectos como la orografía, la

dirección del viento o el efecto estela, y poder realizar una estimación de la producción anual de las turbinas. A continuación, y teniendo en cuenta estos aspectos, se han comparado dos modelos turbinas líderes en el mercado del sector eólico, para ver cuál se adaptaba mejor a las características de la instalación, y poder encontrar un equilibrio entre su coste y la generación de energía, los dos aspectos más importantes de la viabilidad del proyecto.

Una vez planteado todo esto, se ha realizado un estudio de la infraestructura eléctrica del parque, especialmente del cableado de Media Tensión, y un estudio de la obra civil necesaria para la instalación y funcionamiento de los aerogeneradores. Además, como ya se ha comentado anteriormente, se ha efectuado una estimación de la producción de la energía de los aerogeneradores, teniendo en cuenta la distribución del viento a lo largo del año y la potencia generada por el aerogenerador en función del recurso eólico. En este apartado se ha obtenido un factor de capacidad del 30,68%, que indica las horas eólicas equivalentes de la instalación, y que suma un total de 2.687, superior al límite inferior de 2.000 horas.

Finalmente, y tras considerar todos los aspectos e impactos medioambientales del proyecto, en el que se comentan las principales consecuencias y medidas tomadas en el aspecto medioambiental junto a los objetivos de la ODS, se ha llevado a cabo un estudio económico de la instalación para poder concluir si el proyecto es viable o no. Para este estudio económico, se han considerado todos los costes de construcción del parque, los costes de operación y mantenimiento durante la vida útil del parque (25 años), y el coste de desmantelamiento de la instalación. Teniendo en cuenta los ingresos estimados con la venta de la energía producida, se ha obtenido un Valor Actual Neto de 22.029.280,60 €, y una Tasa Interna de Retorno del 6%. Por esta razón, se considera viable la ejecución de este proyecto, al ser rentable económicamente.

Capítulo 3. BIBLIOGRAFÍA

U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (Agosto 2021). *Land-Based Wind Market Report: 2021 Edition*.

Commission on Government Forecasting and Accountability (Junio 2008). *A report on Wind Energy*.

Global Wind Energy Council (2021). *Global Wind report 2021*.

Piotr Bojek and Heymi Bahar (November 2021). *Wind Power tracking report of iea*.

Michela-Ghislanzoni (2014). *Guía de integración paisajística de parques eólicos en Andalucía*.

KPMG Impact (2020). *The Power of Nature. Taxation of wind power*.

SSE and Coillte (November 2016). *Sustainability Impact report*.

Revistel (2021). *Informe Especial: El futuro de la energía según Bloomberg*.

BloomberNEF (2021). *The New Energy Outlook (NEO)*.

Mijangos Ridruejo, Alvaro (2020). *Design and Implementation study of an offshore wind farm in Australia* (TFG). Universidad Pontificia de Comillas.

Moraleda Mendoza, Jesús (2013). *Estudio de viabilidad de un parque eólico* (TFG). Universidad Politécnica de Cartagena.

Ríos Hernández, María José (2015). *Estudio de viabilidad y diseño de un parque eólico* (TFM). Universidad Politécnica de Cartagena.

C. Jeldres, E. Pedreros, H. R. Van De Wyngard (2011). *Proyecto de Investigación “Confiabilidad en Sistemas Eólicos-Hidrotérmicos”*. Pontificia Universidad Católica de Chile.

Paris Agreement. (2019, 15 noviembre). [Comunicado de prensa].

Díaz Villamor, Jose Ignacio (2017). *Estudio sobre la viabilidad económica de un parque eólico offshore en España* (TFG). Universidad Politécnica de Madrid.

Rodríguez Gómez, José Camilo (2004). *Viabilidad técnica y económica por medio de un plan de negocios de implantar una empresa de energía eólica en Colombia* (TFG). Universidad de los Andes.

ANEXO I

Especificaciones técnicas del aerogenerador Siemens Gamesa 5.0-145

Especificaciones técnicas

Datos generales

Potencia nominal	5.0 MW
Clase de viento	IEC IIB
Potencia flexible	4.0-5.0 MW
Control	Pitch y velocidad variable
Temperatura operativa estándar	Rango desde -20°C hasta 45°C (1) (con de-rating)

Rotor

Diámetro	145 m
Área de berrido	16.513 m ²

Palas

Longitud	71 m
Perfil	Siemens Gamesa
Material	Fibra de vidrio reforzada con resina de epoxy

Torre

Tipo	Diferentes tecnologías disponibles
Altura	90, 102,5, 127,5 m y según emplazamiento

Tecnológica geared

Tipo	3 etapas
------	----------

Generador

Tipo	Doblemente alimentado
Tensión	690 V AC
Frecuencia	50 Hz/60 Hz
Clase de protección	IP 54
Factor de potencia	0,9 CAP-0,9 IND en todo el rango de potencias (2)

(1) Diferentes versiones y kits opcionales para adaptar la máquina a altas o bajas temperaturas y ambientes salino y polvoriento.

(2) Factor de potencia en bornas de salida del generador en el lado de baja tensión antes de la entrada del transformador.

ANEXO II

Tabla de la distribución de Weibull y producción anual del aerogenerador

Velocidad viento (m/s)	Distribución de Weibull (%)	Frecuencia (h)	Potencia (kW)	Energía producida (kWh)
0	0	0	0	0
1	0,246	21,5496	0	0
2	1,0485	91,8486	0	0
3	2,415	211,554	0	0
4	4,269	373,9644	100	37.396,44
5	6,435	563,706	400	225.482,4
6	8,6366	756,56616	700	529.596,312
7	10,5275	922,209	1200	1.106.650,8
8	11,7598	1030,15848	2000	2.060.316,96
9	12,0778	1058,01528	2850	3.015.343,548
10	11,4043	999,01668	3700	3.696.361,716
11	9,8788	865,38288	4400	3.807.684,672
12	7,823	685,2948	4950	3.392.209,26
13	5,6381	493,89756	5100	2.518.877,556
14	3,6791	322,28916	5200	1.675.903,632
15	2,1615	189,3474	5200	984.606,48
16	1,1364	99,54864	5200	517.652,928
17	0,5313	46,54188	5200	242.017,776
18	0,2194	19,21944	5200	99.941,088
19	0,0795	6,9642	5200	36.213,84
20	0,0251	2,19876	5200	11.433,552
21	0,0069	0,60444	5200	3.143,088
22	0,0016	0,14016	5200	728,832
23	0,000322	0,0282072	5200	146,67744
24	0,00005455	0,00477858	5200	24,848616
25	7,7629E-06	0,00068003	5200	3,536156208

ANEXO III

Cash Flow y cálculo del VAN y del TIR

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		5.771.328,64 €	6.025.946,08 €	6.195.691,04 €	6.110.818,56 €	6.322.999,76 €
Costes de operación y mantenimiento		- 1.810.000,00 €	- 1.819.050,00 €	- 1.828.145,25 €	- 1.837.285,98 €	- 1.846.472,41 €
Inversión inicial	- 54.667.025,60 €					
Cash Flow del proyecto	- 54.667.025,60 €	3.961.328,64 €	4.206.896,08 €	4.367.545,79 €	4.273.532,58 €	4.476.527,35 €

Año	6	7	8	9	10
Ingresos	6.535.180,96 €	6.492.744,72 €	6.110.818,56 €	5.856.201,12 €	5.559.147,44 €
Costes de operación y mantenimiento	- 1.855.704,77 €	- 1.864.983,29 €	- 1.874.308,21 €	- 1.883.679,75 €	- 1.893.098,15 €
Inversión inicial					
Cash Flow del proyecto	4.679.476,19 €	4.627.761,43 €	4.236.510,35 €	3.972.521,37 €	3.666.049,29 €

Año	11	12	13	14	15
Ingresos	6.068.382,32 €	6.110.818,56 €	6.280.563,52 €	6.068.382,32 €	5.941.073,60 €
Costes de operación y mantenimiento	- 1.902.563,64 €	- 1.912.076,46 €	- 1.921.636,84 €	- 1.931.245,02 €	- 1.940.901,25 €
Inversión inicial					
Cash Flow del proyecto	4.165.818,68 €	4.198.742,10 €	4.358.926,68 €	4.137.137,30 €	4.000.172,35 €

Año	16	17	18	19	20
Ingresos	6.238.127,28 €	6.110.818,56 €	6.025.946,08 €	5.898.637,36 €	5.771.328,64 €
Costes de operación y mantenimiento	- 1.950.605,76 €	- 1.960.358,78 €	- 1.970.160,58 €	- 1.980.011,38 €	- 1.989.911,44 €
Inversión inicial					
Cash Flow del proyecto	4.287.521,52 €	4.150.459,78 €	4.055.785,50 €	3.918.625,98 €	3.781.417,20 €

Año	21	22	23	24	25	26
Ingresos	6.110.818,56 €	6.025.946,08 €	6.280.563,52 €	6.110.818,56 €	6.068.382,32 €	
Costes de operación y mantenimiento	- 1.999.860,99 €	- 2.009.860,30 €	- 2.019.909,60 €	- 2.030.009,15 €	- 2.040.159,19 €	- 484.000,00 €
Inversión inicial						
Cash Flow del proyecto	4.110.957,57 €	4.016.085,78 €	4.260.653,92 €	4.080.809,41 €	4.028.223,13 €	- 484.000,00 €

VAN 22.029.280,60 €

TIR 6%