

# IMPLANTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO-GEOTÉRMICO ADAPTADO EN TERRITORIO INSULAR



**Universidad  
Europea**

## **Grupo TFM 3:**

Diana Carolina Avellaneda Díaz

Zulivan Pinzón Puerta

Daniel García Romero

Alejandro Dahaj Cruz

Álvaro López Blanco

**Tutor/a:** Maitane Urrutia Aparicio

**Módulo 10:** Proyectos de Energías Renovables y Proyecto Fin de Máster

Máster Universitario en Energías Renovables Value – 100% Online

Universidad Europea

Curso 2023 – 2024

# Índice

1. Resumen .....	4
2. Abstract.....	5
3. Introducción/Introduction .....	6
3.1. Objetivo/Objective .....	7
3.2. Antecedentes .....	8
3.3. Alcance e hipótesis .....	10
3.4. Desafíos y aspectos clave .....	12
4. Desarrollo del aerogenerador adaptado.....	14
4.1. Modelo de referencia escogido.....	14
4.1.1. Propiedades del modelo escogido: Enercon E-175 EP5.....	17
4.1.2. Modelo de aerogenerador híbrido: adaptación del Enercon E-175 EP5 .....	18
4.2. Descripción e implantación del circuito geotérmico.....	18
4.2.1. Descripción del funcionamiento .....	20
4.2.2. Hibridación: sistema eólico y geotérmico.....	22
4.2.2.1. Acoplamiento mecánico.....	23
4.2.2.2. Acoplamiento eléctrico.....	25
4.3. Selección de componentes y equipamiento .....	26
4.4. Balance de masa y energía. Turbina Enertime ORC modificada.....	29
4.5. Obra civil necesaria. Perforación de los pozos.....	33
4.6. Producción estimada: energía eólica.....	34
4.7. Producción estimada: energía geotérmica .....	36
5. Propuesta del parque eólico-geotérmico piloto .....	38
5.1. Emplazamiento y distribución .....	38
5.2. Descripción y características de equipamiento/potencia.....	44
6. Cálculo de las pérdidas energéticas.....	48
6.1. Pérdidas por transmisión térmica .....	48
6.2. Pérdidas mecánicas y eléctricas.....	49
7. Viabilidad económica de la propuesta.....	52
8. Conclusiones/Conclusions .....	58
9. Bibliografía.....	62

## Índice de figuras

Diagrama esquemático de un sistema geotérmico mejorado (EGS) .....	20
Diagrama de un engranaje planetario .....	23
Diagrama de acoplamiento mecánico .....	24
Diagrama de acoplamiento eléctrico .....	26
Generación eléctrica del Enertime ORC en función del caudal entrante.....	28
Esquema de simulación Aspen HYSYS V.14. ....	32
Isla de Tenerife y sus principales focos de geotermia .....	38
Plano de las áreas de alto potencial geotérmico, subestaciones eléctricas y red de transmisión de alta tensión .....	39
Visor del Atlas eólico en GRAFCAN de la Isla Tenerife.....	39
Localización del recurso geotérmico de Gran Canaria .....	41
Visor del Atlas eólico en GRAFCAN de Gran canaria .....	41
Visión general de la zona sujeta a estudio.....	42
Localización de las áreas de sensibilidad eólica en trámite sujetas a estudio .....	43
Localización detallada de los aerogeneradores .....	43
Imagen real del aerogenerador Enercon E-175 EP5.....	45
Ejemplo de distribución de elementos en un parque eólico.....	47
Efecto de la estela en los aerogeneradores.....	50
Costes medios de perforación y terminación de pozos geotérmicos.....	54

## Índice de tablas

Comparativa técnica de los aerogeneradores escogidos .....	15
Comparativa económica de los aerogeneradores escogidos .....	15
Características del modelo escogido: Enercon E-175 EP5 .....	17
Temperaturas y presiones máximas para válvulas de Clase 1500 .....	27
Cálculo del precio de venta de la energía producida .....	52
Inversión inicial del proyecto y costes de operación-mantenimiento (O&M) .....	55
Resultados del VAN, TIR y PRI de la propuesta estándar .....	55
Análisis de sensibilidad – 5,5 MWe de geotérmica por aerogenerador .....	56
Análisis de sensibilidad – 7 MWe de geotérmica por aerogenerador .....	57

## 1. Resumen

La integración y desarrollo de las energías renovables se ha convertido en una herramienta clave y necesaria para la transición hacia un modelo energético más sostenible y respetuoso con el medio ambiente. Sin embargo, las energías renovables enfrentan limitaciones significativas, como su dependencia de las condiciones climáticas y la escasez de emplazamientos adecuados para su correcta implementación.

Con el fin de abordar estos desafíos, se plantea la unión de la energía eólica y geotérmica operando en un régimen simultáneo. Este sistema híbrido representa, a priori, una oportunidad significativa para avanzar hacia un futuro más sostenible y eficiente en la generación de energía eléctrica.

Mediante el diseño y simulación de un grupo geotérmico adaptado y el estudio de un sistema de acoplamiento viable, se busca combinar la energía generada por ambas fuentes en el interior limitado de un modelo de aerogenerador convencional, contemplando la escalabilidad y adaptabilidad en territorios insulares, donde las limitaciones de espacio representan un problema fundamental en la generación de energía renovable.

El alcance del trabajo se centra en la viabilidad de la hibridación del modelo de aerogenerador a modificar y el parque piloto que se plantea desarrollar, de manera que se busquen los componentes en términos de adecuación y eficiencia para garantizar la viabilidad del proyecto.

Se llevará a cabo un estudio exhaustivo de readaptación de los elementos propios de un grupo geotérmico, de cara a su inclusión en los aerogeneradores adaptados. Este diseño de los componentes y distribución es esencial para asegurar el funcionamiento eficiente y simultáneo de ambas fuentes de energía, priorizando su adecuada sincronización.

Adicionalmente, dentro de la viabilidad del parque piloto, se llevará a cabo un estudio de viabilidad económica, contemplando la inversión inicial necesaria, así como un acercamiento cuantitativo a los costes de mantenimiento y operación propios de la explotación del parque adaptado.

**Palabras clave:** Eólica, Geotermia, Canarias, Hibridación, Renovables.

## 2. Abstract

The integration and development of renewable energies has become a key and necessary tool for the transition towards a more sustainable and environmentally friendly energy model. However, renewable energies face significant limitations, such as their dependence on climatic conditions and the scarcity of suitable sites for their correct implementation.

In order to address these challenges, the combination of wind and geothermal energy operating in a simultaneous regime is proposed. This hybrid system represents, a priori, a significant opportunity to move towards a more sustainable and efficient future in electricity generation.

Through the design and simulation of an adapted geothermal group and the study of a viable coupling system, the aim is to combine the energy generated by both sources in the limited interior of a conventional wind turbine model, contemplating scalability and adaptability in island territories, where space limitations represent a fundamental problem in the generation of renewable energy.

The scope of the work focuses on the viability of the hybridisation of the wind turbine model to be modified and the pilot farm to be developed, so that the components are sought in terms of suitability and efficiency to guarantee the viability of the project.

An exhaustive study will be carried out to readapt the elements of a geothermal group, with a view to their inclusion in the adapted wind turbines. This design of the components and distribution is essential to ensure the efficient and simultaneous operation of both energy sources, prioritising their appropriate synchronisation.

In addition, as part of the feasibility of the pilot wind farm, an economic feasibility study will be carried out, considering the initial investment required, as well as a quantitative approach to the maintenance and operating costs of the operation of the adapted wind farm.

**Keywords:** Wind, Geothermal, Canary Islands, Hybridisation, Renewables.

### **3. Introducción/Introduction**

La integración y desarrollo de las energías renovables se ha convertido en una de las principales herramientas para facilitar la transición hacia un modelo energético más sostenible.

Lamentablemente, las energías renovables son víctimas de dos limitaciones fundamentales, su dependencia, tanto directa como constante, a las condiciones climáticas de su ubicación geográfica y la escasez de zonas disponibles que cumplan con los requisitos de viabilidad necesarios. Con el fin de hacer frente a esta problemática, se desarrollan diseños de instalaciones que permitan implementar diferentes fuentes renovables en un mismo sistema (Castro et al., 2018).

Mediante el desarrollo de sistemas energéticos híbridos que no dependan de una misma fuente energética, se refuerza la capacidad de producción, evitando o minimizando los períodos de productividad nula. Además, de esta forma, en una sola ubicación geográfica se consiguen plantear dos o más sistemas, los cuales por separado podrían requerir extensiones de terreno que, muchas veces, no están disponibles, ya sea por escasez y/o por unos procesos burocráticos inabarcables.

Entre las posibles combinaciones, se puede plantear la unión de la energía eólica y geotérmica, dos fuentes limpias que, a pesar de sus diferencias, podrían crear un marco unido funcional y eficiente. De modo que, desde un punto de vista técnico y productivo, se estudiará si es posible su complementación de manera efectiva.

#### **Introduction**

The integration and development of renewable energies has become one of the main tools to facilitate the transition towards a more sustainable energy model.

Unfortunately, renewable energies are victims of two fundamental limitations: their dependence, both direct and constant, on the climatic conditions of their geographical location, and the scarcity of available areas that meet the necessary viability requirements. In order to address this problem, installation designs are

being developed that allow different renewable sources to be implemented in the same system (Castro et al., 2018).

By developing hybrid energy systems that do not depend on a single energy source, production capacity is strengthened, avoiding or minimising periods of zero productivity. Furthermore, in this way, two or more systems can be set up in a single geographical location, which separately would require large areas of land that are often unavailable, either due to scarcity and/or unmanageable bureaucratic processes.

Among the possible combinations is the combination of wind and geothermal energy, two clean sources that, despite their differences, could create a functional and efficient united framework. Thus, from a technical and productive point of view, it will be studied whether it is possible to complement them effectively.

### **3.1. Objetivo/Objective**

La finalidad principal de este proyecto es la implantación de un parque eólico-geotérmico en territorios con escasa superficie explotable, como son aquellos de tipología insular (Montesdeoca-Martínez, Velázquez-Medina, 2024).

Generalmente, estas son ubicaciones con un territorio limitado, así como una fauna y flora endémica que, en términos generales, suele estar protegida por normativas nacionales e internacionales, lo que suele limitar en gran medida las opciones de ubicaciones disponibles y óptimas.

Por otro lado, el parque de generación de energía renovable propuesto hará uso de un modelo de aerogenerador personalizado y adaptado, propuesto en esta misma memoria, para albergar los componentes necesarios de cara al funcionamiento de una instalación geotérmica, completamente integrada con la actividad rutinaria de un parque eólico convencional.

Mediante el desarrollo de esta propuesta, se pretende implementar un modelo de aerogenerador que integre dos fuentes renovables distintas, no sólo con el fin de crear unas instalaciones que cuenten con un *mix* de energía eólica y geotérmica, sino también con la intención de aprovechar la infraestructura de los propios aerogeneradores, con el objetivo de utilizarlos como centro de producción de energía eólica-geotérmica.

## **Objective**

The main purpose of this project is the implementation of a wind-geothermal park in territories with a small exploitable surface area, such as those of island typology (Montesdeoca-Martínez, Velázquez-Medina, 2024).

Generally, these are locations with limited territory, as well as endemic fauna and flora that, in general terms, are usually protected by national and international regulations, which tends to greatly limit the available and optimal location options.

On the other hand, the proposed renewable energy generation park will make use of a customised and adapted wind turbine model, proposed in this report, to house the necessary components for the operation of a geothermal installation, fully integrated with the routine activity of a conventional wind farm.

Through the development of this proposal, the aim is to implement a wind turbine model that integrates two different renewable sources, not only with the aim of creating facilities that have a mix of wind and geothermal energy, but also with the intention of taking advantage of the infrastructure of the wind turbines themselves, with the aim of using them as a centre for the production of wind-geothermal energy.

### **3.2. Antecedentes**

Tras una búsqueda preliminar, se han podido encontrar varios proyectos que utilizan, como marco de referencia, la implementación de sistemas híbridos eólicos-geotérmicos (Bamisile et al., 2022; Ciapała et al., 2019).

No obstante, no se han encontrado diseños o documentos que estudien la creación de un parque con perfiles de aerogenerador que implementen la fusión de ambas energías de forma localizada, sino simplemente la unión puntual de los procesos en paralelo. De modo que, esta memoria, ahondará en esta tipología de forma primeriza.

Existen varios argumentos que refuerzan, previsiblemente, la creación de estas instalaciones de energías renovables combinadas:

- Generalmente, un parque eólico convencional dispondrá de una cifra de referencia ubicada entre las 2.350 y las 2.589 horas equivalentes anuales (Real Decreto 1614/2010, 2010). Esto se debe principalmente a dos



factores, la variabilidad naturalmente asociada al comportamiento del recurso eólico y la incapacidad de la red eléctrica de absorber los excesos energéticos generados, forzando pausas en la producción de las instalaciones renovables a lo largo del año.

El modelo personalizado de aerogenerador propuesto tratará de solucionar esto, pues tal y como se menciona, con mayor profundidad, en el **Apartado 3.3**, la turbina eólica aprovechará la energía contenida en el recurso eólico a través de sus palas de forma tradicional, mientras que el circuito geotérmico ubicado en su interior sustraerá el calor del subsuelo, con el fin de accionar el eje del generador mediante una turbina de vapor.

En otras palabras, el aerogenerador no sólo estará produciendo energía eléctrica durante la mayoría de las 8.760 horas anuales disponibles, sino que su producción se verá potenciada al contar con una fuente energética constante, la energía térmica de las capas inferiores del terreno.

- Algunos sistemas de hibridación energética suelen sacrificar cierta cantidad de valor productivo al alternar entre las diferentes energías, debido a la incapacidad de trabajar en paralelo con un rendimiento similar al que disfrutarían de forma independiente.

Las instalaciones propuestas tratarán de plantear una solución a esta problemática, ya que el diseño del perfil de aerogenerador híbrido permitirá el trabajo en paralelo de los dos circuitos (eólico y geotérmico).

- Los equipos e instalaciones siempre contarán con un consumo eléctrico mínimo para garantizar el funcionamiento adecuado del parque, independientemente de que este sea capaz de entrar en fase de producción, por lo que es frecuente que, durante los periodos de escasez de recurso eólico, las paradas de mantenimiento o los tiempos de saturación del sistema nacional, las instalaciones generen un consumo que suele extraerse de la propia red eléctrica, suponiendo un coste inevitable.

En este caso, gracias al circuito geotérmico de cada aerogenerador, se tratará de suplir el consumo mínimo necesario de los equipos mediante

su producción, evitando o minimizando la necesidad de adquirir energía de la red eléctrica.

- Por último, otro beneficio añadido de vital importancia sería el aprovechamiento del espacio disponible.

Esta es una característica vital para los territorios insulares, es decir, aquellos elegidos para ser las ubicaciones objetivo de este tipo de instalaciones.

Tal y como se comentó brevemente en el **Apartado 3.1**, en territorios geográficos limitados, como los insulares, existen limitaciones de espacio más notorias que en amplios territorios como penínsulas u otras tipologías más extensas, por lo que podría no existir la posibilidad de construir un parque eólico y una planta geotérmica por separado, ya sea por una escasez de superficie y/o una elevada presencia de áreas naturales protegidas.

Por otro lado, aunar estos sistemas en un mismo proyecto, permitiría unificar muchos de los procesos burocráticos en comparación con el desarrollo de las instalaciones de forma independiente.

La propuesta del parque eólico-geotérmico que se plantea puede resolver ese tipo de problemáticas puntuales.

### **3.3. Alcance e hipótesis**

El funcionamiento del sistema eólico-geotérmico híbrido deberá estar basado en unos principios físicos y de optimización energética capaces de integrar, de manera rigurosa, los aspectos claves de ambas fuentes renovables, con el objetivo de asegurar la viabilidad técnica, así como la maximización del rendimiento productivo del proyecto.

El enfoque principal de la memoria será el desarrollo de los aspectos técnicos de la propuesta. Para ello, se comenzará con la presentación, diseño y desarrollo del aerogenerador personalizado, el cual permitirá el trabajo combinado o en paralelo de la producción eólica y geotérmica.

Para el desarrollo de la turbina eólica adaptada, se tomará el perfil de un aerogenerador de accionamiento directo, es decir, uno caracterizado por la ausencia de caja multiplicadora y se instalará una turbina de vapor, así como todos los componentes para la implementación del circuito geotérmico.

No obstante, también se tendrán en cuenta alguno modelos potenciales de aerogeneradores con caja multiplicadora, tal y como se puede visualizar en el **Apartado 4.1**.

El motivo de la predilección por la tipología de accionamiento directo es doble. Por un lado, los modelos con tecnología *direct drive* (accionamiento directo) suelen contar con góndolas (compartimento superior del aerogenerador) de menores dimensiones, por lo que, en caso de ser necesario, esta podría ser susceptible de ampliarse para albergar cualquier componente adicional.

Por otro lado, generalmente las turbinas eólicas de accionamiento directo implementan generadores con la capacidad de regular las condiciones de producción, de forma que la energía eléctrica obtenida cumplirá las características necesarias para su inyección en la red (IEEE Xplore, 2006).

La turbina de vapor instalada estará conectada al eje del generador, potenciando la producción energética del aerogenerador o creando una fuerza mecánica de rotación, este último caso se produciría cuando el recurso eólico sea insuficiente para provocar el movimiento de las palas.

De forma previa, se aprovechará la obra civil inicial que se realizará para llevar a cabo la cimentación del aerogenerador, con el fin de realizar las prospecciones necesarias y construir la base del circuito geotérmico. Las conducciones abarcarán desde las perforaciones practicadas debajo de la base hasta la turbina, situada en la góndola.

El funcionamiento combinado del sistema eólico y geotérmico permitirá no solo aumentar la producción energética anual del aerogenerador, sino también sus horas de generación a plena carga a lo largo del año.

### 3.4. Desafíos y aspectos clave

Al trabajar en la integración de un sistema híbrido de carácter eólico-geotérmico, nos encontramos con varios desafíos de gran envergadura, tanto de carácter técnico como financiero.

Cada uno de estos aspectos puede tener un gran impacto en la viabilidad y el éxito del proyecto, por lo que es importante plantearlos y analizarlos a lo largo del desarrollo de esta memoria.

- El principal desafío será lograr “darle vida” al perfil híbrido de aerogenerador, permitiendo su funcionamiento combinatorio en función de las exigencias puntuales de las instalaciones.
- En la implementación de los aerogeneradores, tal y como se mencionó en el **Apartado 3.3**, se integrarán turbinas en cada aerogenerador, junto a los circuitos de extracción calorífica correspondientes en el subsuelo, dotando a estas máquinas de la capacidad de aprovechar la energía geotérmica.

Esto plantea el origen de múltiples desafíos. En primer lugar, se tendrá que evaluar la compatibilidad de las tecnologías implementadas, teniendo que adaptarlas para lograr la combinación deseada, por lo que será necesario estudiar los cambios en la infraestructura y los ajustes en el diseño de las turbinas para mantener su eficiencia.

- La compatibilidad técnica es de vital importancia, tanto los sistemas eólicos como geotérmicos del parque deben trabajar adecuadamente de forma conjunta, requiriendo una infraestructura modificada y adaptada que garantice su funcionamiento, así como la entrega de una energía que no perjudique la estabilidad de la red eléctrica.

Por otro lado, deberá valorarse si las pérdidas energéticas, tales como las vinculadas a la transmisión de calor en los circuitos geotérmicos, resultarán tolerables o críticas a la hora de obtener una producción final sostenible.

- Desde el punto de vista económico, la inversión inicial debería ser bastante elevada, por lo que se deberá considerar el coste de las modificaciones pertinentes y de la inclusión de los componentes geotérmicos frente a las ganancias obtenidas a partir de la producción energética.

También, la gestión de la variabilidad en la combinación de energía eólica y geotérmica presenta un desafío, ya que es importante desarrollar estrategias efectivas para optimizar la sinergia entre ambas fuentes de energía, garantizando un suministro constante.

- Finalmente, tras la valoración económica, se contemplarán posibles variaciones, de forma aproximada, con el fin de comprobar la sensibilidad del proyecto de cara a su desarrollo. Por otro lado, la escalabilidad y adaptabilidad de la tecnología a diferentes entornos y tamaños, es esencial para asegurar que el sistema pueda ser implementado de manera efectiva en una variedad de condiciones y ubicaciones, siempre buscando el enfoque, anteriormente mencionado, de un territorio insular o geográficamente limitado.

Abordar estos desafíos de la manera más completa es fundamental para el éxito del proyecto, así como para maximizar los beneficios de la integración de un modelo híbrido renovable de parque eólico y planta geotérmica en un solo emplazamiento.

Antes de ahondar en el diseño, composición y funcionamiento del perfil híbrido, así como en el planteamiento del parque piloto, se han recopilado en el **Anexo I**, una serie de conceptos básicos que conforman un marco teórico general con respecto a los parques eólicos, sus aerogeneradores y las plantas geotérmicas para la generación de energía eléctrica.

## 4. Desarrollo del aerogenerador adaptado

El elemento protagonista del parque eólico-geotérmico es el aerogenerador adaptado, ya que supone la unidad central de la generación híbrida de las instalaciones.

En principio, para el estudio de la viabilidad técnica y productiva de la instalación, se trabajará sobre un concepto de parque piloto, en el que se instalarán tres aerogeneradores personalizados, todo esto se desarrolla con mayor profundidad en el **Apartado 5**. La elección de esta cantidad concreta se basa en la necesidad de simular una instalación lo suficientemente ambiciosa como para poder analizar su viabilidad, no sólo técnica, sino comercial. Un mayor número de aerogeneradores podría resultar en una inversión desmedida sin posibilidad de retorno económico, mientras que optar por menos equipos podría perjudicar las condiciones de simulación, desechando problemas comunes como las pérdidas por posicionamiento y distancias entre las turbinas eólicas.

Por otro lado, para el desarrollo de los componentes y el funcionamiento del perfil adaptado, se escogerá un modelo de referencia, tras una búsqueda y comparación exhaustiva entre las principales marcas del mercado eólico.

### 4.1. Modelo de referencia escogido

Tal y como se mencionó anteriormente, se procederá a la elaboración de un análisis preliminar de entre las diversas opciones disponibles en el mercado del sector eólico en Europa. Desde un punto de vista global, el mercado eólico está dominado por el país asiático de China. No obstante, para la elección del modelo utilizado, el enfoque estará orientado a sectores más cercanos, América y Europa.

El sector eólico americano-europeo está formado, principalmente, por los modelos comercializados por las empresas Vestas, Siemens Gamesa, General Electric, Nordex y Enercon, según los datos de mercado compartidos en el año 2023 (Mackenzie, 2024). Para cada marca comercial consultada de la industria eólica en Europa, se ha seleccionado un modelo potencial de cara a la implementación del circuito geotérmico en su interior. Los modelos han sido escogidos teniendo en cuenta sus características técnicas, eficiencia energética, dimensiones, peso, facilidad de montaje y tecnología implementada.

Las propiedades principales de cada aerogenerador en la comparativa pueden ser consultadas en la **Tabla 4.1**.

**Tabla 4.1**

*Comparativa técnica de los aerogeneradores escogidos*

Empresa	Modelo	Potencia nominal	Diámetro de rotor	Tecnología asociada	Clase de viento (IEC)
<b>Siemens Gamesa</b>	<b>SG 8.0-167 DD</b>	8.0 MW	167 m	Accionamiento directo	IB, S
<b>General Electric</b>	<b>GE Haliade-150</b>	6.0 MW	150.8 m	Accionamiento directo	IB
<b>Enercon</b>	<b>E-175 EP5</b>	6.0 MW	175 m	Accionamiento directo	S, IIA
	<b>E-82 EP2 E4</b>	3.0 MW	82 m	Accionamiento directo	IA, IIA
<b>Vestas</b>	<b>V150-4.2 MW</b>	4.0/4.2 MW	150 m	Caja multiplicadora	IIIB
<b>Nordex</b>	<b>N60/1300</b>	1.30 MW	60 m	Caja multiplicadora	IA

Fuente: The Wind Power (s.f.); Global Wind Atlas. (s.f.)

Tal y como se mencionó en el **Apartado 3.3**, de cara a facilitar la implantación de los componentes geotérmicos adicionales necesarios, se priorizarán los modelos fundamentados en el accionamiento directo, de modo que los aerogeneradores escogidos de los fabricantes Vestas y Nordex son descartados del análisis comparativo, dando paso a una breve consulta de los costes de adquisición en la **Tabla 4.2**.

**Tabla 4.2**

*Comparativa económica de los aerogeneradores escogidos*

Modelo	Potencia nominal	Coste de instalación promedio (€/MW)	Coste total aproximado por aerogenerador
<b>SG 8.0-167 DD</b>	8.0 MW	1.300.000 € – 1.600.000 €	10.400.000 € – 12.800.000 €
<b>GE Haliade-150</b>	6.0 MW	1.200.000 € – 1.500.000 €	7.200.000 € – 9.000.000 €
<b>E-175 EP5</b>	6.0 MW	1.800.000 € – 3.000.000 €	10.800.000 € – 18.000.000 €
<b>E-82 EP2 E4</b>	3.0 MW	1.200.000 € – 2.000.000 €	3.600.000 € – 6.000.000 €

Fuente: Siemens Gamesa (s.f.) , Enercon (s.f.), GE Vernova (s.f.)

Para llevar a cabo una comparativa económica funcional, sería necesario tener en cuenta la producción energética real de cada una de las alternativas frente a sus inversiones iniciales.

Sin embargo, la simulación de la actividad eólica productiva conlleva un proceso que exige una gran cantidad de información previa, por lo que se valorarán los datos disponibles de potencia nominal y se hará uso de los valores de inversión establecidos como la norma dentro del sector eólico (Stehly et al., 2023).

Tras analizar los resultados recopilados, tanto el modelo **Enercon E-175 EP5** como el **Enercon E-82 EP2 E4** se han determinado como las opciones más prometedoras. Ambos equipos engloban las características necesarias para el desarrollo del proyecto, así como información accesible sobre sus sistemas, componentes y curvas de potencia.

En las tablas comparativas anteriores, se puede apreciar que existen otros modelos con capacidades superiores en términos de potencia. No obstante, otro aspecto que debe tenerse en cuenta es la reputada eficiencia productiva que precede a la marca alemana Enercon, siendo un ejemplo de ello el modelo E-175 EP5 E2, el cual fue premiado a principios del año 2024 en los “Turbines of the year award 2023” (Enercon website, s.f.).

Finalmente, entre los dos modelos finalistas, **Enercon E-175 EP5** y **Enercon E-82 EP2 E4**, se ha escogido el modelo **E-175 EP5** pues, aunque pueda suponer una decisión más comprometida con respecto al impacto visual y la conservación ambiental del territorio con respecto a su contraparte, dadas sus mayores dimensiones, este modelo cuenta con una potencia nominal mucho mayor.

Además, sus grandes dimensiones aportan un beneficio de gran importancia para el desarrollo del proyecto, pues permiten contar con una mayor cantidad de espacio en su interior para la instalación de los componentes adicionales necesarios para el funcionamiento del circuito geotérmico.



#### 4.1.1. Propiedades del modelo escogido: Enercon E-175 EP5

Las principales características del aerogenerador escogido son las siguientes:

**Tabla 4.3**

*Características del modelo escogido: Enercon E-175 EP5*

ENERCON E-175 EP5		
GENERAL		
Potencia nominal	6 MW	
Modo de rendimiento optimizado	6,3 MW	
Clase de viento (IEC)	IEC S / IEC IIA	
Zona de viento (DIBt)	WZ 2 GK II / WZ 3	
Concepto de turbina	Accionamiento directo Velocidad variable Convertidor de plena potencia	
Esperanza de vida del aerogenerador	25 años (IEC S)	
ROTOR		
Diámetro de rotor	175 m	
Tipo	Rotor a barlovento Control del ángulo de paso	
TORRE		
Altura del buje	IEC S	IEC IIA
	112 m	112 m
	132 m	
	162 m	
GENERADOR		
Tipo	Generador Síncrono Multipolar	
Sistema de refrigeración	Sistema de refrigeración por aire	

Fuente: Enercon (s.f.)

Tal y como se puede observar en la **Tabla 4.3**, entre las posibles opciones disponibles de alturas, existe la cifra de los 112 metros. Esta será la elección final para el desarrollo del modelo híbrido, pues es la única altura asociada con una **clase de viento IEC IIA**. Este parámetro se define en base a las velocidades de viento y turbulencias soportadas. La IEC S es utilizada sólo cuando se trabaja con un emplazamiento de condiciones especiales, el cual precisa de un aerogenerador rediseñado para soportar las condiciones climáticas de la ubicación.

Todas las características del modelo E-175 EP5 pueden ser consultadas detalladamente en el **Anexo IV**, donde está recogida la ficha técnica del aerogenerador utilizado.

#### **4.1.2. Modelo de aerogenerador híbrido: adaptación del Enercon E-175 EP5**

Para integrar una turbina de vapor al sistema del Enercon E-175 EP5 será necesario tener en cuenta diversos aspectos en el diseño, no sólo en aspectos mecánicos, sino también con respecto al sistema de control, el cual se encargará de la comunicación entre el funcionamiento eólico convencional del aerogenerador y la turbina de vapor integrada.

En otras palabras, será necesario que tanto el circuito eólico como el geotérmico funcionen de una forma controlada en cada escenario operativo, de manera que se pueda administrar el accionamiento y/o limitación productiva de ambos en todo momento.

La góndola del aerogenerador deberá ser reforzada para permitirle soportar los esfuerzos por peso de los componentes adicionales y la vibración del funcionamiento del ciclo de vapor.

Además, será de vital importancia que los materiales de construcción soporten las temperaturas que se van a producir en el sistema integrado, con el fin de evitar posibles fallas mecánicas del sistema por degradación térmica.

En cuanto a la instrumentación asociada, esta requerirá de indicadores y transmisores, tanto de presión como de temperatura, los cuales serán monitoreados de forma remota, esto permitirá al equipo de diseño, mantenimiento y/o producción, ejecutar un control férreo de las variables del proceso, de ser posible, con sistemas que sean redundantes en caso de fallo.

#### **4.2. Descripción e implantación del circuito geotérmico**

Debido a la intencionalidad de desarrollar un proyecto versátil, se establecerá la premisa del uso de un **Sistema Geotérmico Mejorado (Enhanced Geothermal Systems, EGS)** (Enhanced geothermal systems, s.f.).

Los EGS son sistemas de generación geotérmica empleados en terrenos con roca subterránea de cierta temperatura, pero con ausencia de fluidos en el subsuelo o con material rocoso de escasa permeabilidad natural.

Su implementación consiste en la inyección controlada de un fluido caloportador en las profundidades de la tierra, provocando fracturas que favorezcan la permeabilidad, permitiendo la circulación del fluido a través de la roca caliente fracturada, aumentando de esa forma su temperatura.

Posteriormente, el fluido caloportador es bombeado a la superficie, transmitiendo su energía a una turbina de vapor que opera bajo un **Ciclo Rankine Orgánico (Organic Rankine Cycle, ORC)** que hace más eficiente el sistema y que generará electricidad para la red (Enel Green Power, s.f.; Hernández-Fernández et al., 2020; Spa T, 2017 ).

Es preciso evaluar la configuración óptima para la hibridación, seleccionando el fluido de servicio que será inyectado en el subsuelo, el cual aumentará su temperatura para posteriormente realizar un intercambio de calor con el fluido de trabajo.

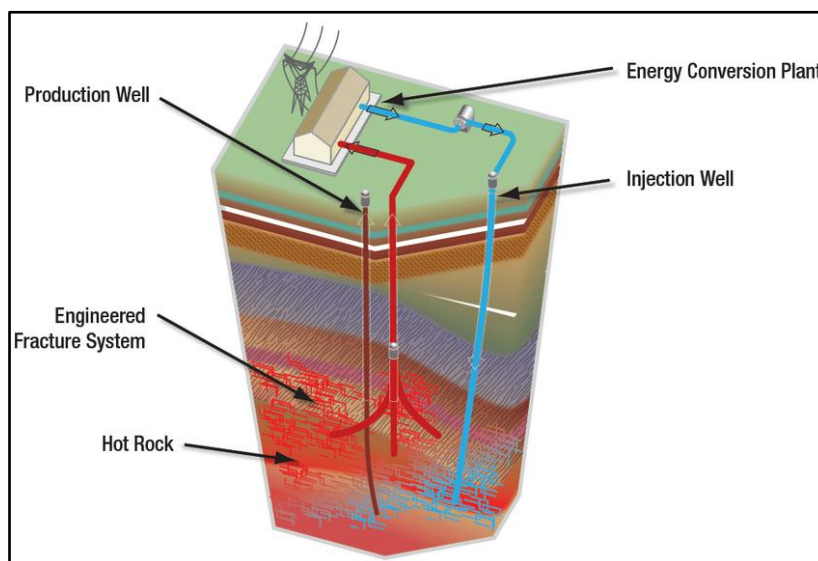
Considerando la localización escogida para el desarrollo del proyecto, consultable en el **Apartado 5**, las características ambientales y los históricos de los proyectos que se han realizado en la zona (Cruz, 2023; Mardones 2021), se han evaluado el **pentano**, el **iso-pentano** y el **ciclohexano** como los fluidos orgánicos para funcionar dentro del ciclo ORC.

Al conocer las características de cada uno de los fluidos y el coste/beneficio asociado, se escogió el **iso-pentano**, ya que este presenta una mayor eficiencia y rendimiento en temperaturas medias en comparación con el pentano, además de un menor grado de inflamabilidad que el ciclohexano, con un punto de ebullición de 27,8°C (Cerrada Galán, 2020).

Generalmente, un sistema geotérmico mejorado presenta una estructura similar a la que puede visualizarse en la **Figura 4.1**.

**Figura 4.1**

*Diagrama esquemático de un sistema geotérmico mejorado (EGS)*



Fuente: Stephan Thiel (2017)

Tal y como se mencionó anteriormente, el circuito geotérmico a integrar en el aerogenerador albergará el principio de inyección y fracturación del subsuelo, propio de un sistema EGS, mientras que el funcionamiento de la turbina estará enfocado en el Ciclo Orgánico de Rankine. Este comienza con un turbogenerador que actúa como una turbina de vapor tradicional, convirtiendo primero la energía térmica en energía mecánica, para posteriormente entregar energía eléctrica mediante un generador.

En lugar de producir vapor usando agua, el sistema ORC utiliza un fluido orgánico con una masa molecular mayor. Esto resulta en una rotación más lenta de la turbina, lo que generará menor presión y se traducirá en menos esfuerzos aplicados sobre la estructura de la góndola, sus componentes y materiales.

#### **4.2.1. Descripción del funcionamiento**

El funcionamiento completo del sistema geotérmico integrado se divide en tres etapas diferenciadas:

##### **Etapas 1: Fluido de servicio**

Por medio de una bomba de inyección ubicada en el sótano de cada una de las torres, se inyecta agua a alta presión a través de la perforación del terreno, esto constituiría el pozo inyector.

Mediante la estimulación hidráulica del subsuelo, se incrementa la permeabilidad del reservorio, agrietando las capas inferiores y permitiendo al agua, sometida a una elevada presión, aumentar su temperatura.

A continuación, el trabajo ejercido por el equipo de inyección elevará el agua caliente, la cual será utilizada como fluido de servicio en su paso por el evaporador, con el fin de calentar el fluido orgánico y vaporizarlo.

Tras el intercambio de calor, el agua utilizada como fluido de servicio, será recirculada, volviendo a pasar a través de la bomba de inyección para formar un circuito cerrado.

Debido a las pérdidas de fluido que se presentarán en la recirculación, es decir al pasar por la roca permeada, se contará con un tanque de almacenamiento de agua que será común para los tres circuitos cerrados y mantendrá el caudal requerido para llevar a cabo un intercambio de calor eficiente.

## **Etapas 2: Fluido de trabajo**

El fluido orgánico de trabajo (iso-pentano) se calienta por el intercambio de calor que tiene lugar en el evaporador. Como resultado, el iso-pentano vaporiza y es dirigido a la turbina, generando un movimiento mecánico que provoca la rotación de esta.

Tras la vaporización, el iso-pentano disminuye su presión y temperatura, siendo transportado a un ciclo de condensado, de forma que retorna a su estado líquido, como consecuencia de la cesión de calor al sistema de enfriamiento secundario, haciendo posible que el fluido esté listo para ser recirculado nuevamente, por medio de una bomba que lo impulse, aumentando su presión y retornando al evaporador, cumpliendo el objetivo de volver a realizar el proceso de intercambio de calor con el fluido de servicio nuevamente.

El evaporador, condensador, bomba del condensado y turbina son equipos que estarán ubicados en la góndola del aerogenerador.

## **Etapas 3: Fluido de enfriamiento**

El sistema de enfriamiento secundario consta de aroenfriadores de máxima eficiencia, de cara a disminuir la temperatura del fluido de trabajo en el condensador.

Estos estarán instalados en la góndola, disipando el calor hacia el exterior. Para ello, estarán conectados de forma directa con el condensador, ubicado en el mismo lugar (Yekoladio et al., 2015).

#### **4.2.2. Hibridación: sistema eólico y geotérmico**

Realizar la hibridación entre un sistema geotérmico y eólico, logrando la mayor eficiencia posible de cada una de las dos fuentes de energía, requiere entender de entrada las diferencias principales existentes entre ambos y sus respectivas fuentes energéticas.

El sistema geotérmico opera obteniendo la energía térmica subterránea y por medio del uso de una turbina, convierte esta energía térmica en energía mecánica, la cual suele ser continua y estable; a diferencia del sistema eólico que, por su parte, utiliza un aerogenerador que convierte la energía de las corrientes de aire en energía mecánica, pero sufriendo enormes intermitencias debido a las variaciones intrínsecas en la presencia e intensidad del recurso eólico.

Esta diferencia es, precisamente, la premisa de diseño, donde el objetivo es aprovechar al máximo el potencial de cada una de las fuentes, pero logrando una salida sincronizada y compatible.

Para ello, será clave manejar las diferentes velocidades y potencias que cada sistema entregará al generador, velando por obtener un punto común de generación eléctrica sin perturbaciones en la red.

Como ya se especificó anteriormente, en el **Apartado 4.1**, el modelo de aerogenerador a utilizar es un ENERCON E-175 EP5, el cual cuenta con transmisión directa, con un generador síncrono que produce corriente alterna con frecuencia variable y un convertidor AC/DC/AC, el cual permite ajustar la salida eléctrica, independientemente de la velocidad del rotor.

Todas las características mencionadas abren la posibilidad de implementar dos modos de acoplamiento con la turbina del sistema geotérmico, de modo que se pueda obtener una hibridación funcional, ya sea operando con las dos fuentes (eólica y geotérmica) en paralelo o haciendo uso únicamente del potencial geotérmico del subsuelo cuando no haya recurso eólico.

#### 4.2.2.1. Acoplamiento mecánico

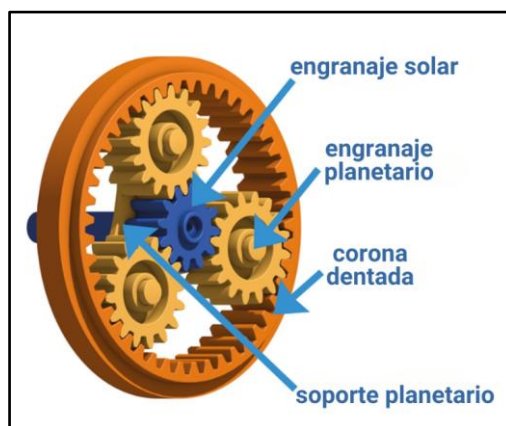
El objetivo de este tipo de acoplamiento es combinar la energía mecánica generada por las dos fuentes de energía híbridadas (eólica y geotérmica), para alimentar un generador común que, en este caso, sería el generador existente por defecto en el **Enercon E-175 EP5**, ubicado en la góndola.

Como cada eje, tanto el de la turbina de vapor como el del rotor del aerogenerador, tienen una velocidad y par diferente, sin posibilidad de realizar ajuste de estos parámetros debido a que provienen de una fuente natural, entonces, se requiere un sistema capaz de asumir estas diferencias, distribuir la potencia combinada y tener un único eje de salida para conectar al generador y evitar la pérdida de eficiencia, estabilidad e integridad del sistema que ocurriría al no hacerse la sincronización (Taller Actual, 2022).

Un **sistema diferencial planetario** es una solución que puede utilizarse para suplir la necesidad de sincronización; este será escogido para que pueda manejar el rango de velocidades y potencias generadas por ambas fuentes de energía y opere de manera eficiente (Duato, 2019).

**Figura 4.2**

*Diagrama de un engranaje planetario*



Fuente: De Ros (2024)

Según la disposición de engranajes que tiene el sistema, el eje común que iría hacia el generador estaría acoplado al engranaje planetario, al ser el que recibe la combinación de energía transmitida del engranaje solar y la corona dentada; el eje del aerogenerador estaría unido por medio de acoples flexibles al engranaje solar, al tener la transmisión directa, la turbina estaría conectada por

medio de acoples flexibles al engranaje de la corona. El uso de acoplamientos flexibles tiene como objetivo absorber los posibles desajustes y vibraciones producidas, permitiendo compensar las pequeñas desalineaciones, asegurando un funcionamiento suave (Eganagroup, s.f.).

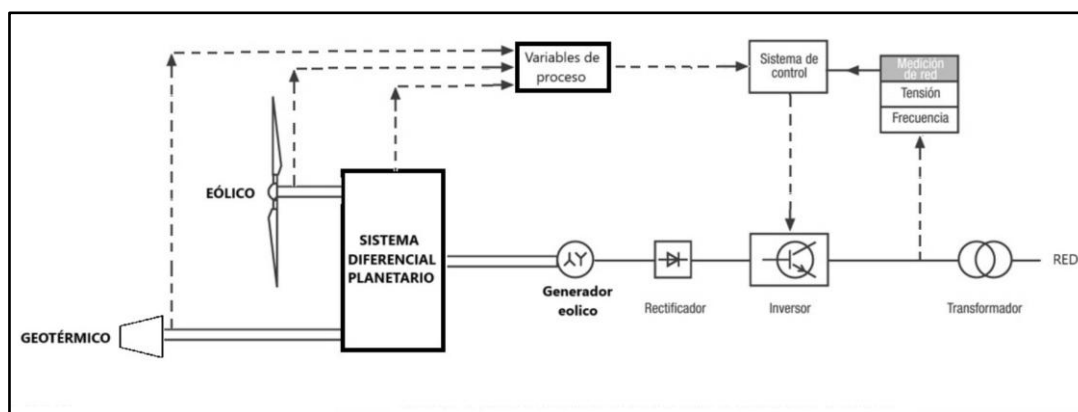
Cabe destacar que este tipo de acople mecánico (diferencial planetario), funcionará bajo un rango de precisión exhaustivo, ya que deberá mantener balanceado todo el sistema, permitiendo además el funcionamiento simultáneo de las dos fuentes de energía. En el momento que se detenga el aerogenerador, debido a la ausencia de recurso eólico, el sistema de engranajes podrá adaptarse al cambio productivo sin causar perturbaciones en el generador (Ambarisha & Parker, 2006).

Por último, es necesario tener un sistema de control avanzado, que se encargue de monitorear todas las variables involucradas en los procesos de cada uno de los circuitos (eólico y geotérmico), así como del sistema diferencial que los une, con el objetivo de realizar ajustes en tiempo real de cualquier parámetro que no se encuentre dentro de los rangos de operación adecuados.

De esta forma, se obtendrá un aprovechamiento máximo de la contribución individual de cada fuente, logrando un punto de equilibrio y evitando efectos indeseados, como vibraciones, sobrecargas y sobretensiones que puedan surgir en el sistema. En la **Figura 4.3** queda reflejado un diseño o diagrama de la integración del sistema diferencial planetario como solución propuesta.

**Figura 4.3**

*Diagrama de acoplamiento mecánico*



Fuente: Elaboración propia



#### 4.2.2.2. Acoplamiento eléctrico

El segundo escenario de hibridación se enfoca en combinar la energía generada por cada origen energético (eólico y geotérmico) por medio de un acoplamiento eléctrico, donde cada fuente de energía cuenta con su propio generador y es la corriente AC entregada por cada uno la que debe ser unificada.

El sistema se basa en la idea de que cada fuente de energía puede operar a diferentes velocidades y producir energía en diferentes condiciones. Para que ambas fuentes puedan trabajar en sincronía, la energía generada de manera individual pasaría por un convertidor de potencia antes de ser entregada al sistema eléctrico.

Un **convertidor de potencia AC/DC/AC** es un sistema electrónico que transforma la energía generada en un formato que pueda ser integrado a la red eléctrica, e incluye tanto la rectificación (AC/DC) como la inversión (DC/AC), lo que permite un control total sobre la frecuencia y el voltaje de salida.

Para nuestro caso, el modelo **Enercon E-175 EP5** posee la ventaja de integrar de fábrica un convertidor de potencia de frecuencia variable, lo que es bastante favorable para la hibridación con el sistema geotérmico, de modo que la atención recaerá sobre los requerimientos faltantes.

El uso de bus de CC común es la configuración que va a permitir que las salidas de las dos fuentes existentes se centralicen en una línea de corriente continua (CC) compartida, ya que este tipo de sistema permite integrar más de una fuente de energía en una sola, aunque estas produzcan corriente en diferentes frecuencias y voltajes, como es el caso del aerogenerador y la turbina de ciclo orgánico de Rankine (ORC). Por último, se requiere que la turbina ORC también tenga un rectificador AC/DC para convertir su salida a corriente continua y poder unirse al bus.

Cumpliendo con las necesidades de acople, ya sólo queda conectar las salidas de los dos rectificadores AC/DC (aerogenerador y turbina ORC) al bus común CC, mientras que la salida unificada deberá estar conectada al Inversor DC/AC existente que posee el aerogenerador Enercon E-175 EP5, con el fin de convertir la corriente continua a una corriente alterna estable con las características adecuadas para la conexión a la red eléctrica.

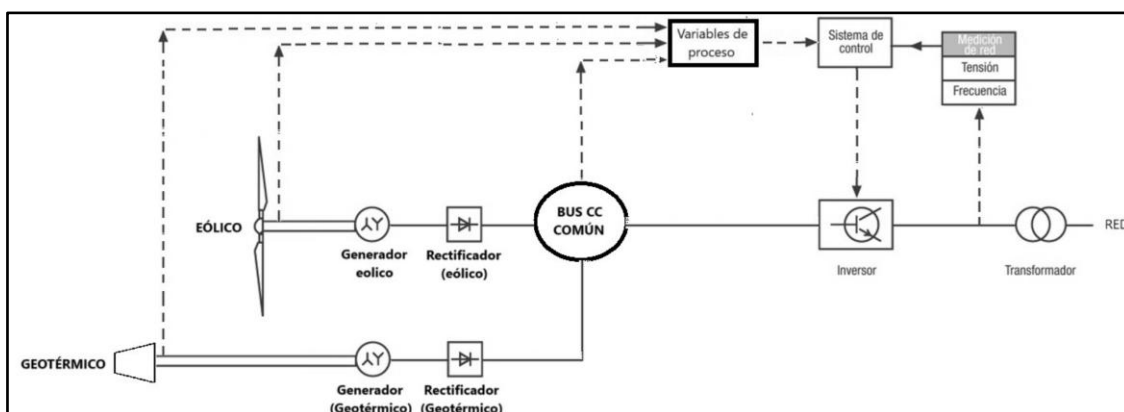
Esta alternativa de hibridación es bastante atractiva, ya que garantiza que la electricidad generada se ajuste a las especificaciones de la red eléctrica, ofreciendo flexibilidad en la operación del aerogenerador y optimizando la eficiencia del sistema, siempre y cuando se tengan sistemas adicionales como un controlador que monitoree la contribución de cada fuente (eólica y geotérmica) en el bus de CC, garantizando que ambas fuentes trabajen de manera balanceada y respondan a las variaciones de carga y generación.

Además, será necesaria la instalación de protecciones y filtros que generen niveles de estabilidad de la energía en el bus común, al evitar fluctuaciones.

En la **Figura 4.4** queda reflejado un diseño o diagrama de la integración del acoplamiento eléctrico como solución propuesta para la hibridación del aerogenerador.

**Figura 4.4**

*Diagrama de acoplamiento eléctrico*



Fuente: Elaboración propia

### 4.3. Selección de componentes y equipamiento

Como premisa para la selección de los componentes y el equipamiento, no se considerará la maquinaria necesaria para realizar la perforación ni el *casing* de los pozos geotérmicos.

Con el fin de transportar el fluido a un caudal y presión elevados, se emplean equipos de bombas denominados fracturadores. Se trata de un equipo sencillo, el cual dispone de una bomba de alta presión, un motor y una caja de transmisión.

Para la determinación de la bomba de alta presión se evaluaron las bombas **Weir SPM® QEM 3000**, **Halliburton HT-2000 Pump** y **Halliburton HT-400 Triplex Pump**, siendo seleccionada la Halliburton HT-2000 por su menor peso, gran confiabilidad y trayectoria (Halliburton HT-400, s.f.).

De cara a mantener abiertas las fracturas creadas para el pozo, se requerirán agentes de apuntalamiento, los cuales pueden ser arenas de sílice o resinas.

En el caso de las cabezas de pozo, estas deben estar equipadas con válvulas de compuerta o globo, de ANSI Class Rating 1500, las cuales pueden soportar niveles elevados de presión y temperatura, como se muestra en la **Tabla 4.4**.

**Tabla 4.4**

*Temperaturas y presiones máximas para válvulas de Clase 1500*

ANSI Class Rating 1500	
Temperatura de operación (°C)	Presión máxima (bar)
37,78	255,45
93,33	234,08
148,89	225,46
204,44	218,56
260	207,88
315,56	195,81
371,11	183,06
426,67	141,69
482,22	79,29
537,78	29,65

Fuente: ISO 7268:1983 (1983)

En el ciclo geotérmico se evaluaron dos tipos de tecnología para el **intercambiador de calor (evaporador)**, este componente es el encargado de absorber el calor del fluido de servicio para cedérselo al fluido de trabajo del ciclo de potencia. Como primera opción se estudiaron los intercambiadores de **coraza**

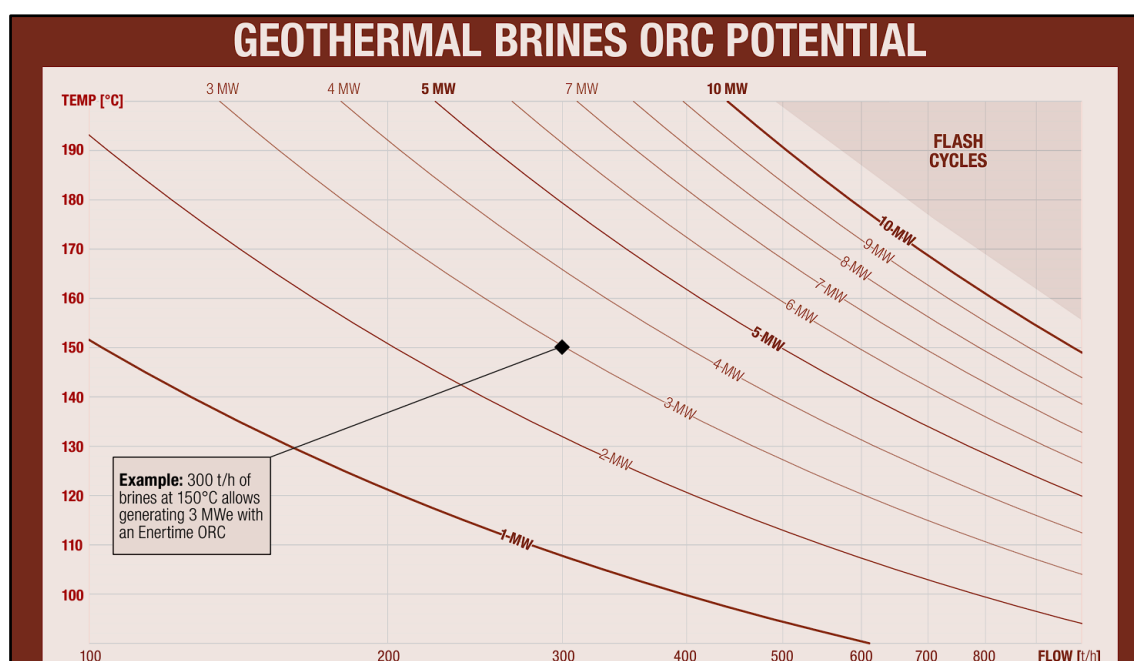
y **tubos**, ya que son los más recomendados cuando se requiere manejar grandes cantidades de fluido bajo condiciones de alta presión o temperatura. La segunda opción, fueron los intercambiadores de calor de **placas soldadas**, diseñados para ofrecer alta eficiencia en transferencia de calor para un espacio compacto.

Como modelos preliminares, fueron evaluados el **Alfa Laval Packinox** y **Alfa Laval Compabloc**, seleccionando finalmente este último modelo por optimizaciones de espacio y una transferencia de calor extremadamente eficiente (Alfa Laval, s.f.; Compabloc, s.f.).

En cuanto a la selección de la turbina del **ORC**, fueron tomados como referencia los modelos **Turboden ORC 6** (potencia de 0,5 a 1 MW), **ORC 10** (potencia de 1 a 2 MW), **ORC 15** (potencia de 1,5 a 3 MW), **Turboden 110HRS** (potencia de 11 MW) y el modelo **Enertime ORC – Industrial Series** (potencia desde los 0,5 a 7 MW), donde se seleccionó el modelo de Enertime debido a su versátil comportamiento con temperaturas geotérmicas medias (Geothermal. s.f., Impulse, s.f.). A continuación, se puede observar el comportamiento de la turbina comercializada por Enertime:

**Figura 4.5**

*Generación eléctrica del Enertime ORC en función del caudal entrante*



Fuente: Enertime (2019)

Sin embargo, debido a las limitaciones de espacio que se tienen con el modelo convencional de Enertime y su sistema de aeroenfriadores tipo *chiller*, los cuales requieren de demasiado espacio para operar, se optó por estudiar la posibilidad de hacer una optimización propia al diseño existente, después de realizar una comparativa con modelos **AquaForce Chiller de Tornillo Enfriado por Aire**, **aeroenfriadores Tipo V ThermoKey** y el modelo **STOLZ - Marley Nc Everest**, se determinó que el mejor modelo y geometría sería el del **ThermoKey Tipo V** por su alta eficiencia, optimización de espacios y poco mantenimiento del ciclo de refrigeración, además de que el modelo no cuenta con restricción de horas de uso anual (Thermokey, 2024; Belinda, 2023; Marley, s.f.)

Una vez seleccionados los equipos que intervendrán en el proceso de hibridación, se procede a hacer el cálculo del sistema geotérmico mejorado con el intercambiador de calor de placas y el aeroenfriador que se proponen para el proyecto.

#### **4.4. Balance de masa y energía. Turbina Enertime ORC modificada**

Para realizar el balance de masa y energía del sistema, se debe partir de unas condiciones preliminares que se deben cumplir en las facilidades de la superficie, las cuales deben estar en equilibrio con las condiciones que se tienen en el fondo de los pozos, tanto para las tuberías de inyección como para las de recobro o producción.

Para el balance se tiene como premisa una profundidad de perforación desde los 2.000 m y temperaturas en fondo  $\geq 150^{\circ}\text{C}$ . Con la bomba de inyección determinada en el **Apartado 4.3**, se espera un caudal de inyección de  $230 \text{ m}^3/\text{h}$  en presiones de hasta 2068 kPa, dependiendo de nuestro escenario operativo. Teniendo estas condiciones nominales se procede a hacer el balance en superficie para determinar las propiedades termodinámicas que debe tener el fluido de servicio.

La presión de vapor del agua es directamente proporcional al aumento de temperatura. Por ejemplo, para las temperaturas de proceso esperadas los valores fluctúan de la siguiente manera:

- A **150°C**, la presión de vapor es aproximadamente **450 kPa**.
- A **200°C**, la presión de vapor es aproximadamente **1554 kPa**.

Teniendo en cuenta la **variable de temperatura crítica (200°C)**, se ajusta la presión de descarga de la bomba de inyección para mantener el agua en estado líquido a esta temperatura.

El sistema ORC no posee **BES (Bomba Electro-Sumergible)** en el fondo del pozo productor, pero una vez empaquetado el pozo permitirá que el agua caliente fluya hacia la superficie con la presión esperada de manera continua.

Una vez determinada una presión de inyección de partida, se utilizará la herramienta de simulación Aspen - HYSYS V14, para determinar el diámetro óptimo de las tuberías y se iterará la presión de descarga de la bomba de inyección para mantener la presión de vapor requerida del agua a 200°C.

Del simulador (**Anexo V**) obtenemos los valores aproximados de presión de descarga de la bomba de inyección ( $2,05 \cdot 10^6$  Pa), con un diámetro de tubería de inyección y de producción de 8". Con estos valores se procede a calcular la presión con la que el fluido de servicio llega al intercambiador de calor en la superficie.

Tomamos una viscosidad del agua de  $4 \cdot 10^{-4}$  Pa·s y una rugosidad del material de  $4,6 \cdot 10^{-5}$  m.

#### **Cálculo del caudal volumétrico:**

$$Q = \frac{2,3 \cdot 10^2 \text{ m}^3/h}{3,6 \cdot 10^3 \text{ s/h}} = 6,389 \cdot 10^{-2} \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

#### **Cálculo del área de la sección transversal para 8":**

$$A = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{\pi (2,032 \cdot 10^{-1})^2}{4} = 3,24 \cdot 10^{-2} \text{ m}^2$$

#### **Cálculo de la velocidad del fluido en la tubería de 8"**

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{6,94 \cdot 10^{-2}}{3,23 \cdot 10^{-2}} = 1,97 \text{ m/s}$$

#### **Cálculo del número de Reynolds para 8"**

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu} = \frac{(1 \cdot 10^3) \cdot 2,15 \cdot (2,032 \cdot 10^{-1})}{4 \cdot 10^{-4}} = 1,0922 \cdot 10^6$$

### Cálculo del coeficiente de fricción (f) para 8"

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left( \frac{\frac{\epsilon}{D}}{3,7} + \frac{5,74}{Re^{0,9}} \right) \approx 1,44 \cdot 10^{-2}$$

### Cálculo de las pérdidas de carga en la tubería de 8"

$$\Delta P = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\rho v^2}{2} = 2,764 \cdot 10^5 \text{ Pa}$$

### Cálculo de la presión a la superficie

$$P_{sup} = P_{in} - \Delta P = 1,7736 \cdot 10^6 \text{ Pa}$$

Con el flujo de inyección y las condiciones de la corriente de trabajo se debe diseñar el evaporador, realizando un balance de energía que permita obtener el flujo de vapor necesario, utilizando iso-pentano como fluido de trabajo para mover la turbina. Se parte de una temperatura y presión supuestas en las que el iso-pentano se encuentra en fase líquida, para que una vez entre al intercambiador de calor vaporice.

En este punto del balance, ya se tiene la presión de vapor y la presión de inyección críticas del sistema a 200°C, es decir, se tiene el límite superior de inyección necesario. Sin embargo, para determinar el punto crítico del intercambiador, se debe hacer con la mínima temperatura esperada del sistema (150°C), que es donde se esperaría menos aporte de calor al fluido de trabajo.

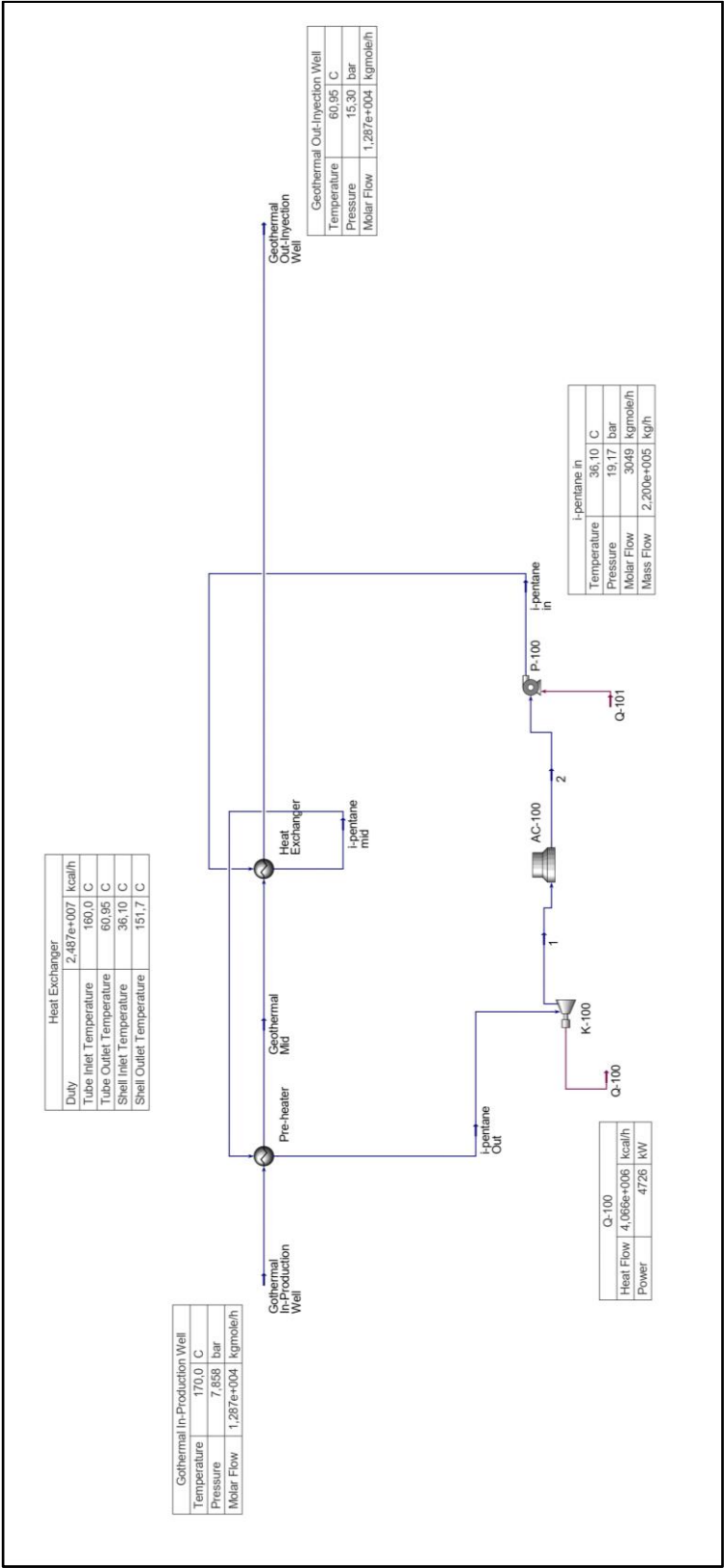
Para esto, apoyados nuevamente del simulador, montamos el esquema del ciclo ORC desde el árbol del pozo productor hasta el árbol del pozo inyector.

En la **Figura 4.6** se observa la simulación para el escenario operativo óptimo, donde se tiene en el resultado de Q-100 la generación esperada del ciclo ORC mejorado. El resultado demuestra que con la implementación del intercambiador de placas y los aerofriadores en V, **el ciclo puede entregar 4,726 MW** con una tasa de flujo de **iso-pentano de 220 ton/h**. Esto, es más del doble de lo que se espera con la configuración comercial de la turbina Enertime ORC.

Se realizaron diferentes iteraciones en la simulación para determinar el máximo y mínimo flujo operativo del sistema. Los resultados pueden ser consultados en el **Anexo V**.

Figura 4.6

Esquema de simulación Aspen HYSYS V.14.



Fuente: Aspen HYSYS V.14 (2024)



#### 4.5. Obra civil necesaria. Perforación de los pozos

El diseño civil para la implantación del parque debe considerar desde la adecuación del terreno hasta el montaje de los sistemas de control y monitoreo, tanto del circuito eólico como del sistema geotérmico de los aerogeneradores. Se deben construir vías de acceso para la maquinaria pesada y el transporte de materiales durante las fases de ejecución de obra.

Con respecto a la perforación de los pozos, la profundidad necesaria variará enormemente en función del emplazamiento y su disponibilidad de un recurso geotérmico de alta entalpía. Para el desarrollo de este aspecto y el cálculo de las pérdidas energéticas y económicas pertinentes a la perforación, se ha llevado a cabo la selección de un posible emplazamiento potencial en el **Apartado 5**.

Tras llevar a cabo los estudios geológicos y de impacto ambiental para las perforaciones del **EGC**, se debe hacer una correcta instalación de las tuberías, generalmente de acero al carbono, capaces de soportar altas temperaturas, además de sistemas de bombeo de inyección a alta presión, válvulas e instrumentación para el control de las variables de proceso que deberán estar conectadas a un sistema informatizado.

En los aerogeneradores, la cimentación tiene una función fundamental en la seguridad y eficiencia del sistema. Se requiere el uso de vigas de acero estructural para formar los marcos de soporte en las zonas altas de las cargas. Por ejemplo, en la zona de la góndola donde iría ubicada la turbina **ORC**.

Adicionalmente, en el interior de la torre del aerogenerador, a lo largo de toda su altura, existe la posibilidad de instalar numerosas plataformas metálicas, sobre las que se pueden instalar diversos equipos que no puedan ser ubicados en la góndola, sobre la base interna o en el sótano, debido a una falta de espacio a consecuencia de los nuevos componentes geotérmicos.

Cabe destacar que en los soportes de los equipos deberán instalarse elementos antivibraciones, capaces de absorber o minimizar las cargas dinámicas, expansiones térmicas y vibraciones generadas, tanto por la turbina ORC como los componentes implicados en el funcionamiento del aerogenerador (Hd, 2018).

#### 4.6. Producción estimada: energía eólica

Para conocer la estimación de la producción de energía eléctrica del parque propuesto, se utilizará la herramienta de simulación WASP, mediante la cual en el **Apartado 5** se hará un estudio sobre el emplazamiento, necesario para poder introducir los *inputs* sobre el emplazamiento escogido y realizar la simulación.

Por otro lado, la simulación dentro de la aplicación, detallada a nivel de procedimiento y resultados en el **Anexo III**, únicamente contempla los recursos eólicos y topográficos del terreno. Es decir, no contempla los periodos temporales en los que la producción energética se encuentra bloqueada por motivos diferentes a la insuficiencia del recurso eólico.

Para conocer la producción de energía eólica estimada, se deberá tener en cuenta aquellas paradas relacionadas con el mantenimiento, reparaciones o causas relacionadas con el buen funcionamiento del parque.

Estas pérdidas, en condiciones operativas habituales, oscilan en torno al 1-2% del total de la actividad (Hove A/S, 2024).

En los parques eólicos es necesario transportar la energía eléctrica producida a los puntos finales de consumo. No obstante, la red enfocada al transporte y la distribución no cuenta con una capacidad ilimitada. Lamentablemente, existen varias situaciones que provocan que la energía eólica producida no pueda ser aprovechada por completo, derivando esto en la parada de aerogeneradores o parques eólicos en su totalidad.

En los generadores de energía de la red eléctrica, se emplea el término *curtailments* para hacer referencia a reducciones deliberadas de la producción de energía.

Los principales motivos de estos *curtailments* son (Endesa, s.f.):

- **Periodos con una baja demanda eléctrica en situaciones de alta generación renovable.** Esta clase de escenario puede darse durante los días festivos, en los que la totalidad o parte de la industria se detiene. También puede ocurrir en estaciones con temperaturas templadas o tiempos específicos de baja demanda.

- **Áreas con redes de transporte y distribución poco desarrolladas.** En ciertas zonas del país, la capacidad de la infraestructura eléctrica no cuenta con las características necesarias para absorber y transportar toda la potencia generada por las instalaciones disponibles. Cuando el exceso es imposible de gestionar, **Red Eléctrica de España (REE)** ordena las paradas de ciertas instalaciones.

El orden de restricción de producción lleva a un parque eólico a reducir su potencial de generación en una media del 18% en España (Bird et al., 2016), que sumado al 2% derivado de las paradas por tareas de reparación y correcto funcionamiento, provocan una reducción total de la generación eléctrica del 20%.

Por tanto, con todas las condiciones descritas y teniendo en cuenta la producción total sin las paradas indicada en el **Anexo III**, se puede hacer una estimación del tiempo operativo del parque como:

$$t_{WAsP}(h) = \frac{Net\ AEP\ (MWh)}{N^{\circ}\ aerogeneradores \cdot Potencia\ (MW)} = \frac{8,088 \cdot 10^4\ MWh}{3 \cdot 6\ MW} =$$

$$= 4,4933 \cdot 10^3\ h$$

$$t_{util}(h) = t_{WAsP}(h) - 20\% \cdot t_{WAsP}(h) = (4,4933 \cdot 10^3) - 20\% \cdot (4,4933 \cdot 10^3) =$$

$$= 3,595 \cdot 10^3\ h$$

siendo:

- $t_{WAsP}$  = tiempo operativo eólico anual del parque (h).
- Net AEP = producción neta anual de energía del parque (MWh).
- Potencia = potencia nominal del modelo de aerogenerador (MW).
- $t_{util}$  = tiempo operativo real eólico anual del parque (h).

Por tanto, la energía producida por cada aerogenerador **Enercon E-175 EP5**, con una potencia nominal de 6 MW, se obtiene como:

$$E_{aerogenerador}(MWh) = Potencia\ (MW) \cdot t_{util}(h) =$$

$$= 6\ MW \cdot (3,595 \cdot 10^3)\ h = 21,57 \cdot 10^3\ MWh$$

donde:

- $E_{aerogenerador}$  = energía eólica producida por cada aerogenerador (MWh).

Y, por tanto, la producción eólica total estimada del parque se calcula como:

$$E_{total} (MWh) = E_{aerogenerador} (MWh) \cdot N^{\circ} aerogeneradores =$$

$$= (21,57 \cdot 10^3) MWh \cdot 3 = 64,71 \cdot 10^3 MWh$$

siendo:

- $E_{total}$  = energía eólica real total producida de forma anual (MWh).

#### 4.7. Producción estimada: energía geotérmica

Para la estimación de la producción del circuito geotérmico, se ha tomado la turbina de vapor escogida Enertime ORC, con una potencia eléctrica de generación optimizada de 4,726 MW.

Por otro lado, deberán tenerse en cuenta las horas equivalentes anuales para una instalación de generación eléctrica geotérmica de alta entalpía. Adoptando un enfoque conservador, como valor se tomará el factor de disponibilidad más bajo que se ha podido consultar en estudios comparativos para este tipo de plantas, un 92,60%, es decir, aproximadamente  $8,112 \cdot 10^3$  horas (Fernández Díez, s.f.).

La **Energía Eléctrica Producida Anualmente (EEPA)** por el circuito geotérmico del aerogenerador híbrido será la siguiente:

$$EEPA \left( \frac{MWeh}{año} \right) =$$

$$= Potencia eléctrica producida (MWe) \cdot N.^{\circ} de horas equivalentes (h) =$$

$$= 4,726 MWe \cdot (8,112 \cdot 10^3) horas = 38.337,312 \frac{MWeh}{año} \approx 3,834 \cdot 10^4 \frac{MWeh}{año}$$

donde:

- Potencia eléctrica producida = Potencia eléctrica obtenida por cada aerogenerador a partir del circuito geotérmico (MWe).
- $N.^{\circ}$  de horas equivalentes = horas equivalentes anuales para el circuito geotérmico de alta entalpía.

Teniendo en cuenta que, para considerar la viabilidad del desarrollo de un parque eólico-geotérmico adaptado, se está trabajando bajo la premisa de instalar tres aerogeneradores híbridos, la **Energía Eléctrica Anual Total Producida (EEATP)** será de:

$$\begin{aligned}
 EEATP \left( \frac{MWh}{año} \right) &= EEPA \left( \frac{MWh}{año} \right) \cdot N^{\circ} \text{ aerogeneradores} = \\
 &= 38.337,312 \left( \frac{MWh}{año} \right) \cdot 3 = 115.011,936 \frac{MWh}{año} \approx 1,15 \cdot 10^5 \frac{MWh}{año}
 \end{aligned}$$

## 5. Propuesta del parque eólico-geotérmico piloto

### 5.1. Emplazamiento y distribución

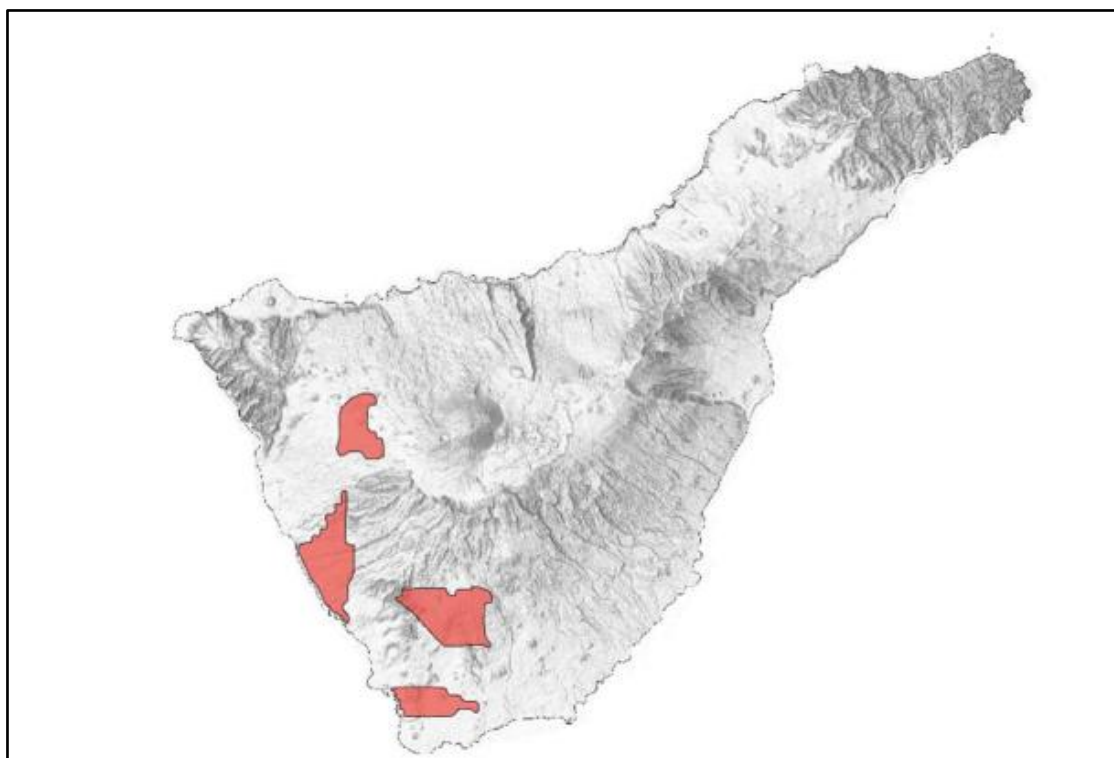
El emplazamiento elegido como propuesta para el desarrollo y estudio de la viabilidad del proyecto es el archipiélago canario, con especial atención a las islas de Tenerife y Gran Canaria.

La primera localización sujeta a estudio será la isla de Tenerife, motivado principalmente, por su gran potencial geotérmico, donde se han llevado a cabo grandes estudios de geotermia profunda con inversiones de más de 100 millones de euros (IDEA, 2023).

A continuación, en la **Figura 5.1 y 5.2** se observa la isla de Tenerife, junto con la distribución de los principales focos de actividad geotérmica.

**Figura 5.1**

*Isla de Tenerife y sus principales focos de geotermia*

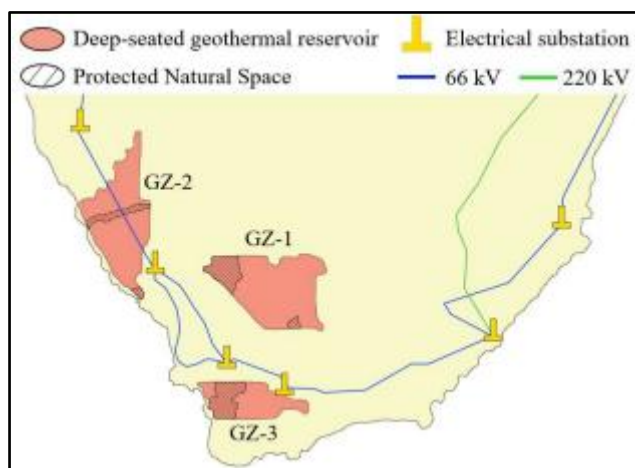


Fuente: Bu-Ing. (2023)

Las áreas más propicias para la explotación de energía geotérmica se encuentran localizadas en el sur de la isla, abarcando principalmente los municipios de **Vilaflor, Adeje y Arona** (Bu-Ing. 2023).

**Figura 5.2**

*Plano de las áreas de alto potencial geotérmico, subestaciones eléctricas y red de transmisión de alta tensión*

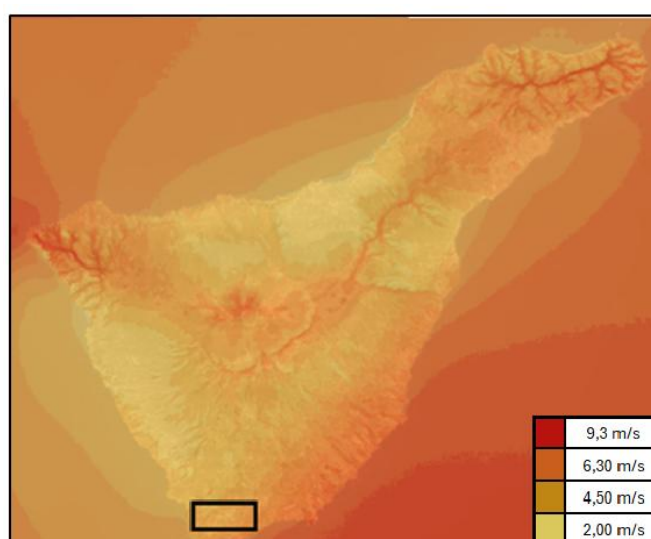


Fuente: Bu-Ing. (2023)

A continuación, se muestra a través del visor disponible en la página web de GRAFCAN, la disposición de la velocidad media del viento en una posible ubicación para el parque eólico piloto. Este análisis servirá para estudiar el recurso eólico de manera preliminar en la zona y poder así evaluar la viabilidad del proyecto en dicho emplazamiento (Visor de IDECanarias. s. f.).

**Figura 5.3**

*Visor del Atlas eólico en GRAFCAN de la Isla Tenerife*



Fuente: GRAFCAN (2024)

Si bien, como se aprecia en la **Figura 5.1**, la geotermia es claramente factible gracias a las altas temperaturas del subsuelo, las condiciones de velocidad del viento no alcanzan los niveles necesarios para asegurar la rentabilidad de un proyecto eólico. El visor de GRAFCAN refleja una velocidad media de viento de 2,90 m/s, lo que descarta la posibilidad de ubicar el parque eólico piloto en estos puntos. Es decir, la conclusión respecto al análisis preliminar realizado confirma que el recurso eólico de la zona es insuficiente y, por tanto, resulta no viable a la hora de justificar la inversión en la zona (Visor de IDECanarias. s. f.).

Como consecuencia, tras no ser factible el desarrollo del parque piloto en la Isla de Tenerife, se estudia la viabilidad de su implantación en otra isla del archipiélago canario. En este caso, se escogió Gran Canaria, ya que en ciertas ubicaciones de la isla hay proyectos de geotermia en desarrollo, en particular en la zona de Atidama, donde se está llevando a cabo un estudio y trámite de licencia minera para fines de exploración (Renovables, s.f.; Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s. f.).

Gran Canaria en particular está siendo objeto de estudio para la exploración del potencial geotérmico a través de un proyecto conocido como "AgeoGC EV", basado en la perforación de tres pozos de 2700 metros de profundidad, con un diámetro de 8<sup>1/2</sup> pulgadas (21,6 cm).

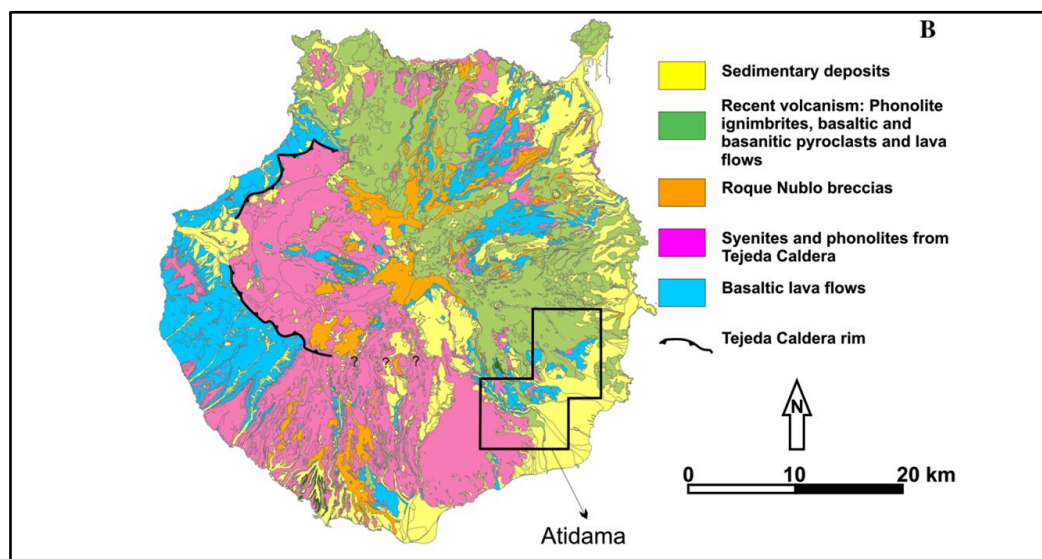
Este estudio está parcialmente financiado mediante una ayuda de 15 millones de euros del **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)** para los 31 millones del coste total, permitiendo evaluar la viabilidad de extraer energía geotérmica de alta entalpía en el sureste de la isla para generación eléctrica.

Adaptado a la geología volcánica local, el proyecto forma parte de un plan mayor de 106,2 millones para desarrollar la energía geotérmica en las Islas Canarias en localizaciones previsiblemente potenciales, al menos según los estudios geológicos preliminares que se han ido realizando con el tiempo (Renovables, s.f.; Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s. f.). La tipología del terreno, así como la localización preliminar de zonas con un recurso geotérmico explotable en la isla de Gran Canaria, puede visualizar en la **Figura 5.4**.



**Figura 5.4**

*Localización del recurso geotérmico de Gran Canaria*

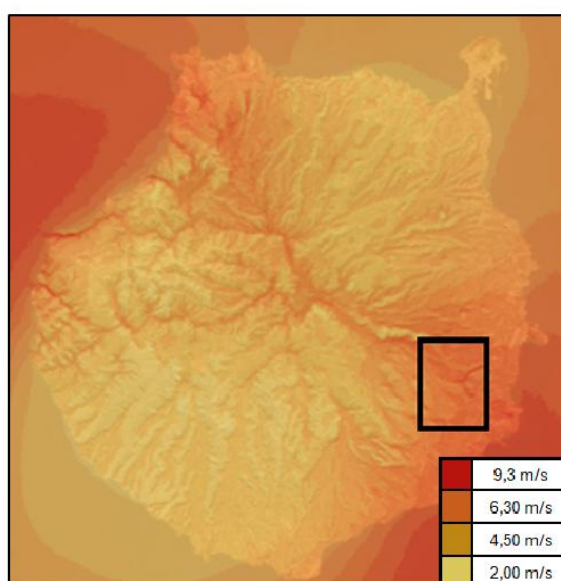


Fuente: Rodríguez, Pérez (2015)

A continuación, en línea con el procedimiento realizado para la anterior ubicación (Tenerife), se debe estudiar el recurso eólico para confirmar la posible viabilidad del funcionamiento del parque. Por ello, de nuevo, el punto de partida es el visor de GRAFCAN como se muestra en la **Figura 5.5**.

**Figura 5.5**

*Visor del Atlas eólico en GRAFCAN de Gran canaria*



Fuente: GRAFCAN (2024)

Al contrario de lo que ocurría en el anterior análisis preliminar, esta segunda zona donde se está estudiando el recurso geotérmico y eólico, arroja velocidades medias del viento de alrededor de 9,3 m/s, por lo que resulta viable el estudio pormenorizado de ubicar el parque en dicha zona (Visor de IDECanarias. s. f.).

Una vez realizada la primera verificación a grandes rasgos sobre la viabilidad del recurso eólico y geotérmico, el siguiente paso es estudiar la ubicación exacta del parque dentro de la ubicación seleccionada.

Con el fin de conseguir una ubicación lo más ajustada a la normativa posible, dentro del visor de GRAFCAN se muestran los parques eólicos que se encuentran en proceso de desarrollo o trámite. Es decir, aquellos que previsiblemente cumplen con la normativa ambiental de la zona y se encuentran a expensas de validación por parte de las autoridades locales.

En particular, se ha seleccionado la zona de sensibilidad eólica en trámite de “Línea Ferroviaria Las palmas de Gran Canaria-Masp”, situado entre los municipios de Agüimes y Los Corralillos (ver **Figuras 5.6 y 5.7**).

## Figura 5.6

*Visión general de la zona sujeta a estudio*

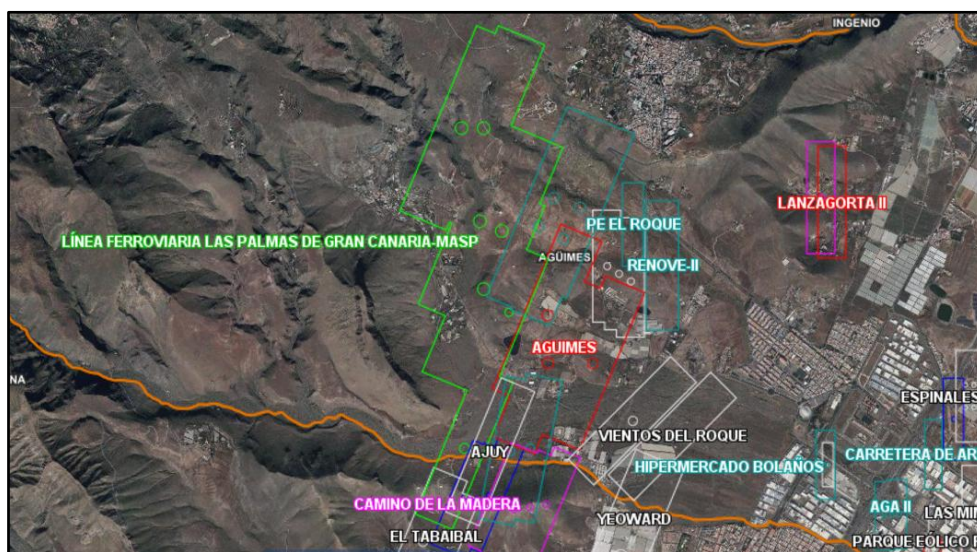


Fuente: GRAFCAN (2024)



**Figura 5.7**

*Localización de las áreas de sensibilidad eólica en trámite sujetas a estudio*



Fuente: GRAFCAN (2024)

En la **Figura 5.7**, además de la ubicación a nivel general de las zonas de sensibilidad eólica en trámite, aparecen unos círculos dentro de las mismas que hacen referencia a las posiciones proyectadas de los aerogeneradores. A continuación, se muestran marcadas las posiciones elegidas (**Figura 5.8**):

**Figura 5.8**

*Localización detallada de los aerogeneradores*



Fuente: GRAFCAN (2024)

La disposición de los aerogeneradores se ha escogido en línea con el objetivo de maximizar el rendimiento eólico, pues se aprovechará al máximo el espacio disponible, garantizando la distancia mínima requerida entre ellos para evitar interferencias aerodinámicas, además de suprimir al máximo el efecto estela derivado de la actuación de cada uno de ellos sobre el conjunto, especialmente teniendo en cuenta la dirección habitual de las corrientes de aire en la isla, dada la presencia de los vientos alisios.

Por otro lado, con esta elección de aerogeneradores, se da cumplimiento a la normativa aplicada en Canarias, en este caso el **“Decreto 6/2015, 30 enero, por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos en Canarias”** (Juriscan, s.f.), para la ubicación de los aerogeneradores en tierra firme (*onshore*, en inglés), dando cobertura a las siguientes restricciones:

- **Distancia entre aerogeneradores dentro de una misma alineación:** igual o superior a 2,5 - 3 veces el diámetro del aerogenerador (es recomendable 3 veces y, de manera excepcional, se puede llegar a 2,5, siempre que se justifique).
- **Distancia de un aerogenerador a una carretera o una casa habitada:** al menos la altura máxima del aerogenerador (altura de buje + radio del rotor).
- **Distancia de un aerogenerador a un invernadero, infraestructura de riego o cualquier otro bien no habitado:** al menos 100 m.
- **Distancia de un aerogenerador a casas habitadas:** 500 m.

## 5.2. Descripción y características de equipamiento/potencia

El parque piloto está formado por tres aerogeneradores **Enercon E-175 EP5**, ubicados longitudinalmente, con una potencia total de 18 MW procedentes del sistema eólico y 14,178 MW adicionales de potencia procedentes del sistema geotérmico, ambos operando en paralelo (Bauer, s.f.).

Estos aerogeneradores adaptados estarán equipados con sistemas de producción propios y funcionales, con la posibilidad de trabajar de forma simultánea con ambas fuentes de energía, optimizando así la eficiencia y la generación energética, tal y como queda plasmado a lo largo del **Apartado 4**.

La implementación de este sistema de hibridación es especialmente útil en momentos en que el viento no tenga la velocidad suficiente, permitiendo que la producción eléctrica continúe gracias al calor contenido en el subsuelo (Bauer, s.f.).

Bajo las condiciones de ausencia del recurso eólico, los aerogeneradores seguirán siendo capaces de aprovechar la energía geotérmica, sin la necesidad de implementar y operar una planta de generación geotérmica independiente en el parque.

Los aerogeneradores funcionan de manera autónoma, maximizando la producción de energía eólica durante los periodos en los que el recurso eólico es aprovechable, mientras que la energía geotérmica extraída localmente en cada aerogenerador será utilizada para minimizar el consumo de energía auxiliar y complementar la producción eólica.

Por tanto, con las condiciones y características funcionales principales del parque conocidas, el siguiente paso es conocer los principales componentes necesarios para la explotación de este (Repositorio Institucional USAC. s. f.):

- **Aerogeneradores autónomos:** los aerogeneradores cuentan con el sistema de captación geotérmica. Esto garantiza una alta eficiencia y reduce los costes de mantenimiento, pudiendo así trabajar de manera autónoma y con un suministro de energía constante.

### Figura 5.9

*Imagen real del aerogenerador Enercon E-175 EP5*



Fuente: ENERCON (2024)

- **Transformador:** equipo encargado de elevar el voltaje a media tensión 20 - 66 kV para su posterior entrega a la subestación. Puede ubicarse en alguna de las plataformas internas de los aerogeneradores o en el terreno exterior a los mismos, junto a la base.
- **Subestación:** su principal propósito es elevar el voltaje de media tensión (generalmente entre 10 y 30 kV) a un nivel de alta tensión (que puede superar los 100 kV), permitiendo reducir significativamente las pérdidas de energía en el transporte y distribución final.
- **Línea de evacuación:** es el sistema encargado de transportar la electricidad generada desde el punto de generación hasta la red de distribución eléctrica, incorporando mecanismos de protección y control, mitigando así riesgos que pudiesen afectar en la transmisión estable de dicha electricidad.
- **Torres de soporte:** son estructuras, principalmente de acero, que sirven para sostener los cables eléctricos que transportan la energía. En los parques eólicos sólo se ven a partir del sistema de distribución final, ya que las acometidas en el interior del parque suelen ser enterradas.
- **Caminos de tierra:** permiten el acceso desde las carreteras comarcales hasta el edificio principal y el resto de las instalaciones. Deben asegurar el paso a todos los puntos críticos del parque. Para el correcto funcionamiento es imprescindible la existencia de caminos de tierra que conecten todos los elementos del parque, permitiendo el fácil acceso tanto para el montaje inicial como para las labores agendadas y/o puntuales de mantenimiento.
- **Edificio de mantenimiento:** instalación destinada a albergar las herramientas, equipos y personal necesario para realizar las labores de mantenimiento de los aerogeneradores y demás componentes del parque. Debe ser la base de operaciones para realizar inspecciones y reparaciones en los equipos, entre los que están incluidos aquellos relacionadas con el sistema geotérmico, en el interior de los aerogeneradores (Aeolica, 2014).



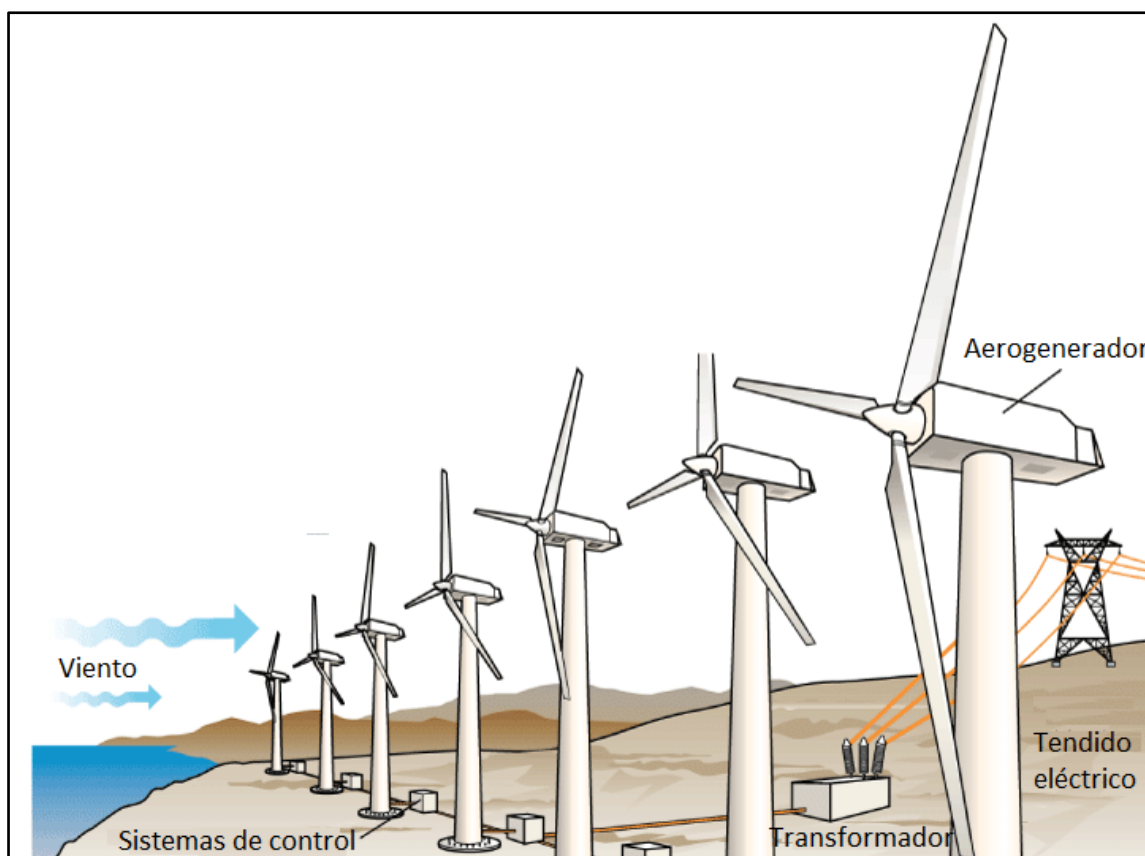
- **Pozos/Perforaciones geotérmicas:** se encuentran ubicadas justo debajo de cada aerogenerador, con el fin de permitir el acceso a las altas temperaturas del subsuelo, las cuales serán monitoreadas en todo momento con el fin de cumplir una cifra mínima de 150 °C, de manera que el fluido que recorre el subsuelo se encuentre siempre en una ventana de operación térmica adecuada para ser turbinable (Gracia Costa, 2022).

En el caso particular de la zona propuesta de Gran Canaria, como se ha mencionado en el **Apartado 5.1**, se supondrán profundidades de hasta 2700 metros para la obtención de un recurso geotérmico de alta entalpía.

En la **Figura 5.10** puede visualizarse una simplificación de las principales partes que forman un parque eólico convencional. Esta es una tipología prácticamente similar a la propuesta híbrida, pues todos los componentes geotérmicos se han ubicado en el interior de los aerogeneradores adaptados y en el subsuelo, inmediatamente debajo de las bases y cimentaciones de las turbinas eólicas.

**Figura 5.10:**

*Ejemplo de distribución de elementos en un parque eólico*



Fuente: Echeverri Londoño, (2017)

## 6. Cálculo de las pérdidas energéticas

En este apartado se expondrán y recogerán las pérdidas energéticas más comunes asociadas a instalaciones eólicas y geotérmicas, principalmente con el fin de exponer todos los posibles aspectos que deberían tenerse en cuenta en las simulaciones preliminares para valorar la viabilidad productiva de este tipo de instalaciones.

### 6.1. Pérdidas por transmisión térmica

La gran parte de las pérdidas por transmisión térmica tendrán lugar en las conducciones del subsuelo. Para hacernos una idea de la magnitud asociada, tendremos en cuenta que los pozos, mencionados en el **Apartado 5.1**, contarán con una longitud máxima de 2700 metros de profundidad.

Para afrontar el cálculo de las pérdidas caloríficas de la red de conductos geotérmicos, es necesario analizar cómo los mecanismos de transferencia por conducción, convección y radiación térmica pueden afectar a esta red (Comisión Federal de Electricidad, 2011).

Los profundos pozos requieren de una gestión eficiente de la energía térmica para aprovechar el calor del subsuelo, minimizando las pérdidas en el transporte hacia la superficie y, finalmente, hacia las instalaciones de generación energética en la góndola de los aerogeneradores.

- **Conducción:** este mecanismo ocurre a través de la pared de la tubería y del aislamiento.

La conducción depende del espesor y de las propiedades térmicas de los materiales (tubería y aislante), ya que el calor se transmite desde el interior de la tubería hacia su superficie exterior.

Este fenómeno es crucial considerando la profundidad aproximada de 2.700 metros y el tiempo de transporte del vapor caliente hasta la góndola.

- **Convección:** es la transferencia de calor desde la tubería al ambiente y, en el caso de una red de vaporductos, sucede en dos zonas:
  - **Convección interna:** ocurre entre el vapor y la superficie interna de la tubería.



En un campo geotérmico subterráneo como el de Gran Canaria, donde las temperaturas del vapor se espera que sean altas ( $\geq 150^{\circ}\text{C}$ ), esta transferencia se ve afectada por el tipo de flujo del vapor (si es laminar o turbulento), la velocidad del flujo, la rugosidad interna de la tubería y las propiedades físicas del vapor a esas temperaturas.

- **Convección externa:** en la superficie exterior de la tubería, el calor se pierde al ambiente a través del aire que rodea la red. Esta transferencia se ve influida por factores como la temperatura exterior, la velocidad del viento y las condiciones del aislamiento.

Cabe destacar que, en los aerogeneradores híbridos, la red de tuberías no llega a estar al aire libre, ya que las conducciones llegan directamente desde el subsuelo hasta la góndola de los aerogeneradores, teniendo así menos pérdidas en comparación con el caso de que estuviesen expuestas a la intemperie. Sin embargo, la red si estará expuesta al ambiente del interior del aerogenerador, específicamente a lo largo de toda su altura a través de la zona interna de la torre.

- **Radiación térmica:** esta transferencia de calor ocurre cuando el calor residual de la superficie exterior de la tubería se disipa en forma de radiación hacia el ambiente.

Por otro lado, en el caso de realizar un análisis detallado de las pérdidas térmicas, es fundamental conocer el estado de conservación del aislamiento.

## 6.2. Pérdidas mecánicas y eléctricas

### Aerogeneradores:

Las pérdidas generadas por el Enercon E-175 EP5, se deben a diversos aspectos, tanto mecánicos como eléctricos. Dichas pérdidas o limitaciones son las siguientes:

- **Pérdidas por disponibilidad:** los aerogeneradores se detienen con cierta frecuencia para realizar revisiones o reparaciones necesarias, por lo que no siempre están disponibles para operar, incluso cuando hay

viento. Esto suele implicar una pérdida de energía que ronda el 2% (Escuela Técnica Superior De Ingenieros, 2014).

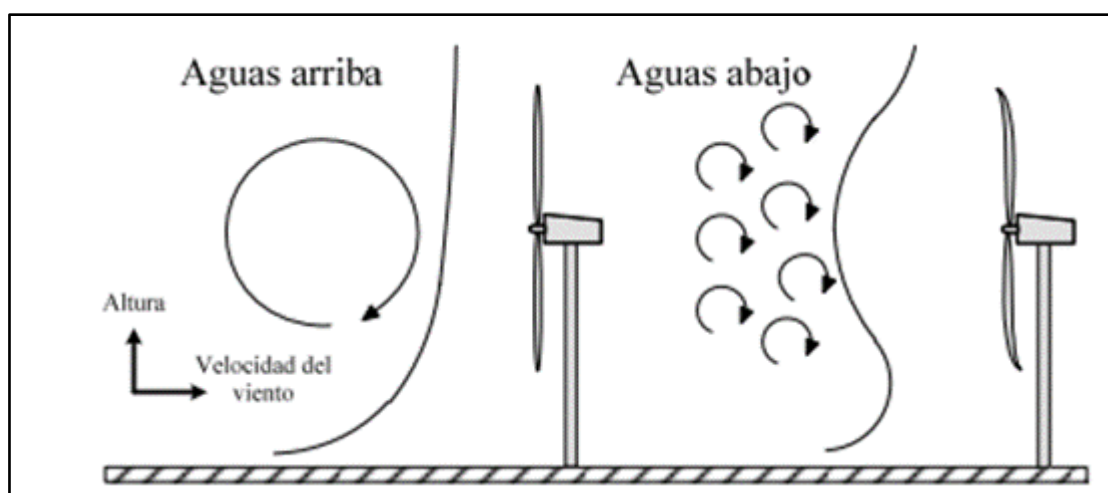
No obstante, las mayores pérdidas por disponibilidad se deben a paradas por saturación de la red, tal y como se comentó en el **Apartado 4.6**, las cuales oscilan en torno al 18%.

- **Pérdidas por el efecto estela:** son las turbulencias que produce un aerogenerador cuando el viento ya ha atravesado sus aspas. Si estas turbulencias alcanzan otro aerogenerador antes de que el viento pueda recomponerse, este último experimentará pérdidas por el efecto estela.

La magnitud de estas pérdidas depende del diseño del parque eólico, concretamente del posicionamiento de los aerogeneradores y sus distancias entre ellos, así como de su ubicación con respecto a las corrientes de aire entrantes.

**Figura 6.1**

*Efecto de la estela en los aerogeneradores*



Fuente: Vector Renewables (2023)

- **Pérdidas eléctricas:** la electricidad generada en cada aerogenerador debe pasar primero por el transformador de media tensión. Posteriormente, viajará por el cableado hasta llegar a la subestación del parque y, finalmente, por el transformador de alta tensión de la subestación antes de integrarse a la red de distribución.

- En este proceso se producen pérdidas eléctricas, las cuales suelen variar entre un 2-4%, según el tipo de transformador, el cableado y la distancia entre el aerogenerador y la subestación. Estas pérdidas cambian según el modelo de generador; para los generadores síncronos se estima una pérdida del 4%, mientras que para los asíncronos del 2% (Escuela Técnica Superior De Ingenieros, 2014).
- **Contaminación de las palas:** las palas de los aerogeneradores están expuestas al ambiente exterior de forma constante, por lo que estas se manchan de polvo, insectos, hielo y/o cualquier otro elemento, de manera que su superficie pierde propiedades aerodinámicas y baja su rendimiento. Esto implica unas pérdidas cercanas al 1% (Escuela Técnica Superior De Ingenieros, 2014).
- **Otras pérdidas:** se deben tener en cuenta las pérdidas mecánicas. Se sabe que los aerogeneradores con caja multiplicadora sufren más pérdidas que aquellos con tipología de accionamiento directo. Por lo tanto, se puede asignar un 3% de pérdidas mecánicas a los aerogeneradores con multiplicadora y un 0,5% a los que no la integran. Esto no significa que los aerogeneradores sin caja multiplicadora no tengan ninguna pérdida mecánica, ya que hay otros factores que las generan, pero se estimarán estas pérdidas como prácticamente nulas (Escuela Técnica Superior De Ingenieros, 2014).
- **Límite de Betz:** se trata de un indicador teórico que demuestra que una turbina eólica nunca podrá aprovechar más de un 59,3% de la energía cinética del viento, por lo que este sería el límite de diseño de un aerogenerador ideal (Fernández, 2019).

## 7. Viabilidad económica de la propuesta

En primer lugar, es necesario calcular los ingresos debido a la energía eléctrica producida que ha sido inyectada en la red de distribución. Para ello, se ha tomado como cifra de referencia del mercado, la media de los precios de venta de los próximos diez años, según las cifras recogidas en la página oficial del **Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Portugués (OMIP)** en el momento de la redacción de este documento. El periodo de estudio de los precios a futuro durante una década permite estudiar la viabilidad económica del proyecto, dentro de los rangos habituales de recuperación de la inversión en grandes instalaciones energéticas, los cuales suelen oscilar entre los siete, ocho o nueve años. El resultado de dicho cálculo queda recogido en la **Tabla 7.1**.

**Tabla 7.1**

*Cálculo del precio de venta de la energía producida*

Precio de venta de la energía eléctrica	
Año	Precio de venta (Eur/MWh)
2025	69,30
2026	65,00
2027	59,75
2028	57,81
2029	56,53
2030	55,00
2031	54,48
2032	54,48
2033	54,48
2034	54,20
<b>Media</b>	<b>58,103</b>

Fuente: OMIP (26/10/2024, 17:26)

A continuación, tomando la producción total del parque a través de los resultados calculados en el **Apartado 4.6 y 4.7**, así como aplicando el precio de venta calculado, podemos obtener los ingresos anuales debido a la producción:

$$\begin{aligned}
 & \textbf{Producción total del parque} \left( \frac{\text{MWeh}}{\text{año}} \right) = \\
 & = \text{Producción total eólica} + \text{Producción total geotérmica} = \\
 & = 64.710 \left( \frac{\text{MWeh}}{\text{año}} \right) + 115.011,936 \left( \frac{\text{MWeh}}{\text{año}} \right) = \mathbf{179.721,936} \left( \frac{\text{MWeh}}{\text{año}} \right) \\
 & \textbf{Ingresos anuales de producción eléctrica} \left( \frac{\text{Eur}}{\text{año}} \right) = \\
 & = \text{Producción total del parque} \left( \frac{\text{MWeh}}{\text{año}} \right) \cdot \text{Precio de venta} \left( \frac{\text{Eur}}{\text{MWh}} \right) = \\
 & = 179.721,936 \left( \frac{\text{MWeh}}{\text{año}} \right) \cdot 58,103 \left( \frac{\text{Eur}}{\text{MWh}} \right) = \\
 & = \mathbf{10.442.383,65} \frac{\text{Eur}}{\text{año}}
 \end{aligned}$$

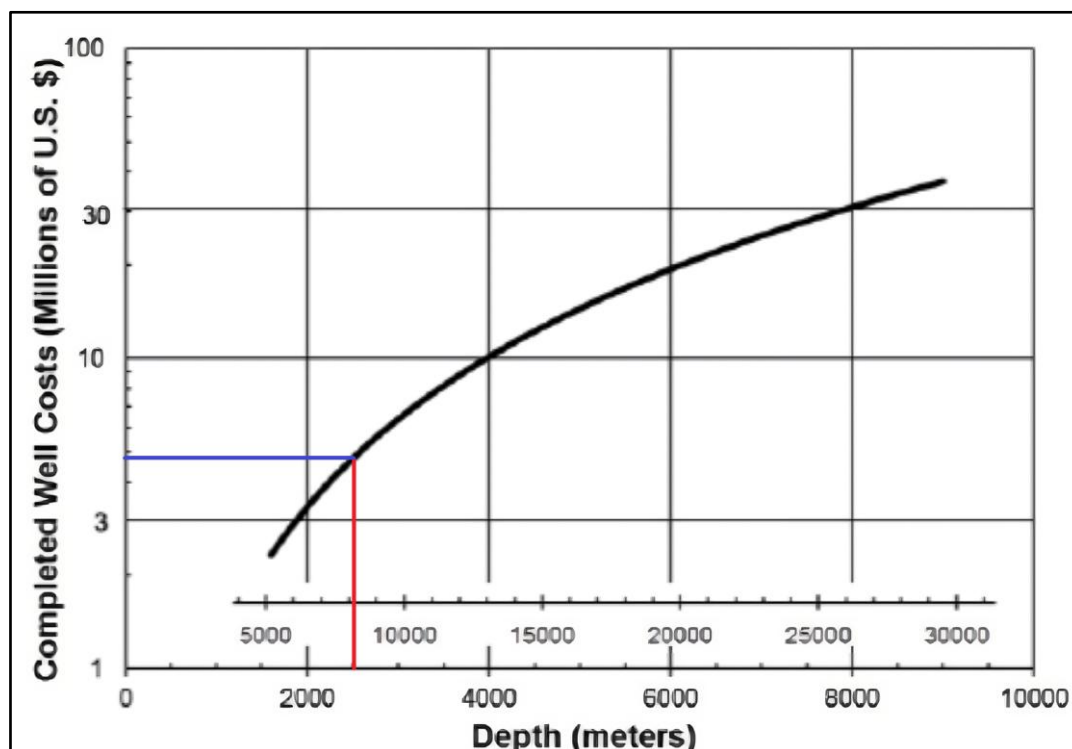
Por otro lado, será necesario calcular aproximadamente la inversión inicial necesaria, además de tener en cuenta unos costes de operación y mantenimiento anuales para obtener una previsión de todos los posibles gastos involucrados con el desarrollo del parque híbrido.

El coste de adquisición e instalación de los aerogeneradores es conocido (**Apartado 4.1**). Mientras que la inversión necesaria para el circuito geotérmico se ha tomado a partir de un estudio, el cual recopila los costes típicos de los componentes de una planta geotérmica ORC, por cada MW de generación eléctrica deseado (Collings et al., 2016).

En cuanto al coste de los pozos/perforaciones geotérmicas (**Figura 7.1**), se han consultado los valores establecidos en función de la profundidad deseada (2700 m para la zona de Gran Canaria), presentados en un artículo basado en el uso de un *software* especializado para la estimación del coste de la producción eléctrica en sistemas geotérmicos mejorados (Koenraad et al., 2013).

**Figura 7.1**

*Costes medios de perforación y terminación de pozos geotérmicos*



Fuente: Koenraad et al. (2013)

Para una profundidad aproximada de 2700 metros, los costes totales para la ejecución de los pozos se estiman en una cifra aproximada de 5 millones de dólares americanos, lo que actualmente (octubre de 2024) se traduce en un precio aproximado de 4,63 millones de euros por pozo.

Conociendo el coste aproximado de las operaciones de perforación y acondicionamiento, finalmente es posible obtener una aproximación económica global de la inversión necesaria, de cara al desarrollo del parque piloto propuesto en el presente documento.

Por otro lado, además de las inversiones iniciales necesarias, es de suma importancia tener en cuenta los costes de **Operación y Mantenimiento (O&M)** orientativos. Los cálculos detallados a través de los cuales se han obtenido las cifras totales de inversión y O&M mostradas en la **Tabla 7.2**, pueden ser consultados en el **Anexo VI**.

**Tabla 7.2**
*Inversión inicial del proyecto y costes de operación-mantenimiento (O&M)*

<b>Inversión inicial y costes de O&amp;M</b>	
<b>Cálculo de la inversión inicial</b>	
<b>Total:</b>	<b>85.412.930 €</b>
<b>O&amp;M</b>	
<b>Categoría</b>	<b>Importe (Valores medios)</b>
Parque eólico convencional	1.229.490,00 €
Planta de generación geotérmica	810.981,60 €
<b>Total</b>	<b>2.040.471,60 €</b>

Fuente: ResearchGate (2016), Fernández Díez (s.f.)

Finalmente, mediante el uso de ciertos índices económicos de rentabilidad, como el **Valor Actual Neto (VAN)**, la **Tasa Interna de Retorno (TIR)** y el **Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)**, se valorará, de forma aproximada y preliminar, la viabilidad económica de la propuesta.

Con respecto al cálculo del VAN, se ha establecido una tasa de descuento de un 10% y se han tenido en cuenta los flujos de caja de un periodo de 30 años, teniendo en cuenta que este tipo de instalaciones suelen certificar una vida útil de 25 años, pero que una vez se ejecutan suelen estar en operación un tiempo mayor gracias a los procesos de control y mantenimiento. Los resultados calculados de los indicadores económicos quedan reflejados en la **Tabla 7.3**. En el **Anexo VI**, pueden consultarse los cálculos detallados asociados.

**Tabla 7.3**
*Resultados del VAN, TIR y PRI de la propuesta estándar*

<b>VAN</b>	<b>-69.265.958,40 €</b>
<b>TIR</b>	<b>8,34%</b>
<b>PR</b>	<b>10 años</b>

Fuente: Elaboración propia

Observando el resultado obtenido en los indicadores, se puede establecer que la propuesta no es capaz de compensar financieramente la inversión inicial requerida para su desarrollo a lo largo de los años. No obstante, esto podría cambiar fácilmente en el caso de que se aumentara la capacidad productiva eléctrica del circuito geotérmico de cada aerogenerador.

El rango de funcionamiento de las turbinas escogidas está optimizado para generar 4,726 MWe. No obstante, si se pudiese rediseñar para llegar a alcanzar los 7 MWe, la rentabilidad podría llegar a ser drásticamente diferente. Por supuesto que, en el caso de tomar esta solución, habría que valorar si el aumento de las dimensiones de los equipos asociados, como es el caso de los aeroenfriadores, implicaría la imposibilidad de instalarlos en la góndola. Por otro lado, esto podría solucionarse fácilmente, ubicándolos en el exterior.

Teniendo en cuenta la posibilidad mencionada, se realiza a continuación un análisis de sensibilidad enfocado en el aumento de la energía geotérmica producida, 5,5 MWe por aerogenerador (**Tabla 7.4**) y 7 MWe por aerogenerador (**Tabla 7.5**).

**Tabla 7.4**

*Análisis de sensibilidad – 5,5 MWe de geotérmica por aerogenerador*

Inversión inicial y costes de O&M	
Cálculo de la inversión inicial	
<b>Total:</b>	<b>90.051.637 €</b>
O&M	
Categoría	Importe (Valores medios)
Parque eólico convencional	1.229.490,00 €
Planta de generación geotérmica	943.800,00 €
<b>Total</b>	<b>2.173.290,00 €</b>
<b>VAN</b>	<b>-28.500.337,77 €</b>
<b>TIR</b>	9,36%
<b>PR</b>	9 años

Fuente: Elaboración propia



**Tabla 7.5**
*Análisis de sensibilidad – 7 MWe de geotérmica por aerogenerador*

<b>Inversión inicial y costes de O&amp;M</b>	
<b>Cálculo de la inversión inicial</b>	
<b>Total:</b>	<b>99.041.378 €</b>
<b>O&amp;M</b>	
<b>Categoría</b>	<b>Importe (Valores medios)</b>
Parque eólico convencional	1.229.490,00 €
Planta de generación geotérmica	1.201.200,00 €
<b>Total</b>	<b>2.430.690,00 €</b>
<b>VAN</b>	50.502.802,98 €
<b>TIR</b>	11,00%
<b>PR</b>	8 años

Fuente: Elaboración propia

Tras obtener los resultados del análisis de sensibilidad, podemos concluir que el único escenario rentable sería en el que se hiciera uso de todo el potencial de generación geotérmica con el que cuenta la turbina de vapor instalada.

No obstante, existen numerosas formas de incrementar la viabilidad económica, como bien podría ser adquirir un modelo de aerogenerador más asequible, obtener ayudas económicas nacionales y/o internacionales, sobre todo de cara a realizar las perforaciones geotérmicas y la construcción de los pozos, o incluso disminuir los costes de O&M asociados a la instalación eólica y/o geotérmica.

## 8. Conclusiones/Conclusions

El principal objetivo del proyecto es la exploración a nivel técnico, productivo y económico de la posible implementación de un parque híbrido eólico-geotérmico, capaz de combinar ambas fuentes energéticas para generar energía de manera constante, siempre con la idea de aprovechar la infraestructura existente de los aerogeneradores, diseñando un perfil adaptado y exclusivo para la propuesta.

Con respecto al modelo de aerogenerador híbrido, se concluyó que el modelo escogido para incorporar el circuito geotérmico fuese el Enercon E-175 EP5, motivado principalmente por sus grandes dimensiones, sus altas prestaciones y una mayor potencia nominal respecto a los principales competidores analizados.

Mediante investigaciones y simulaciones se pudo determinar que es técnicamente viable adaptar la infraestructura predeterminada de un modelo de aerogenerador, implementando de ese modo en su interior un circuito geotérmico, con la capacidad de operar en paralelo con la producción eólica convencional.

A lo largo de esta memoria se ha hecho hincapié en el concepto de hibridación, requiriendo una sincronización precisa de sus distintas velocidades y potencias. Se evaluaron dos métodos diferentes de acoplamiento: el acoplamiento mecánico y el acoplamiento eléctrico. Ambos métodos demostraron ser viables para optimizar la producción híbrida y mantener la estabilidad del funcionamiento del parque en condiciones variables, aunque la tipología de acoplamiento eléctrico parece presentar mayores ventajas al disponer de la opción de un control más independiente y una menor presencia de elementos mecánicos adicionales.

En cuanto a la selección de los componentes y equipamiento para el sistema geotérmico, se escogió el equipo Halliburton HT-2000 como el más adecuado para las bombas de presión por su fiabilidad y menor peso. Con respecto a las cabezas de pozo, se eligieron las válvulas de Clase ANSI 1500 que garantizan una resistencia óptima bajo operación en condiciones de elevadas presiones y temperaturas.

Por último, para la transferencia de calor, se optó por el intercambiador Alfa Laval Compabloc por su eficiencia y optimización de espacio, mientras que se eligió el modelo Enertime ORC de 2 MWe para la turbina, equilibrando generación y espacio disponible en la góndola. Estos componentes cumplen con los requisitos de diseño de alta entalpía del sistema y aseguran la eficiencia del circuito geotérmico en condiciones operativas óptimas.

Pese a que el objetivo principal del estudio era el del análisis de viabilidad del concepto de hibridación, se añadió de manera paralela un estudio de viabilidad enfocado en el archipiélago canario. En particular, se valoró de manera positiva la zona de Atidama en la isla de Gran Canaria, donde existen proyectos geotérmicos ambiciosos en curso y, además, cumple con unas condiciones favorables del recurso eólico para la implementación del parque piloto.

La viabilidad económica del proyecto, teniendo en cuenta todas las condiciones desarrolladas a lo largo del estudio, no es viable operando con la capacidad productiva geotérmica optimizada para las turbinas elegidas (4,726 MWe por turbina instalada). La alternativa más interesante para buscar la rentabilidad económica sin modificar el número y el tipo de aerogeneradores podría ser la de rediseñar las turbinas, de manera que se aumentara la capacidad productiva eléctrica proveniente del circuito geotérmico a los 7 MWe, lo que implicaría el rediseño de algunos de sus equipos asociados.

Por otro lado, con el fin de buscar una reducción de la inversión inicial, se podría optar por la elección y posterior adaptación de otro modelo o tipo de aerogenerador de menor coste. El principal problema al elegir otro aerogenerador reside principalmente en el tamaño de la góndola, lo que implicaría de nuevo una redistribución y dimensionamiento de algunos de los equipos geotérmicos, además de la posible necesidad de ubicar alguno de estos componentes fuera de la góndola.

## Conclusions

The main objective of the project is the technical, productive and economic exploration of the possible implementation of a hybrid wind-geothermal farm, capable of combining both energy sources to generate energy constantly, always with the idea of taking advantage of the existing wind turbine infrastructure, designing an adapted and exclusive profile for the proposal.

With regard to the hybrid wind turbine model, it was concluded that the model chosen to incorporate the geothermal circuit would be the Enercon E-175 EP5, mainly due to its large dimensions, high performance and higher rated power compared to the main competitors analysed.

Through research and simulations, it was determined that it is technically feasible to adapt the predetermined infrastructure of a wind turbine model, thus implementing a geothermal circuit inside it, with the capacity to operate in parallel with conventional wind production.

Throughout this report, emphasis has been placed on the concept of hybridisation, requiring precise synchronisation of their different speeds and powers. Two different coupling methods were evaluated: mechanical coupling and electrical coupling. Both methods proved to be viable for optimising hybrid production and maintaining stable fleet operation under varying conditions, although the electric coupling type appears to have greater advantages with the option of more independent control and fewer additional mechanical elements.

With regard to the selection of components and equipment for the geothermal system, the Halliburton HT-2000 equipment was chosen as the most suitable for the pressure pumps due to its reliability and lighter weight. With regard to the wellheads, ANSI 1500 Class valves were chosen as they guarantee optimum resistance under operation in conditions of high pressures and temperatures.

Finally, for the heat transfer, the Alfa Laval Compabloc heat exchanger was chosen for its efficiency and space optimisation, while the Enertime ORC 2 MWe model was chosen for the turbine, balancing generation and available space in the nacelle. These components meet the high enthalpy design requirements of the system and ensure the efficiency of the geothermal circuit under optimal operating conditions.

Although the main objective of the study was the feasibility analysis of the hybridisation concept, a parallel feasibility study focused on the Canary archipelago was added. In particular, the Atidama area on the island of Gran Canaria was positively assessed, where ambitious geothermal projects are underway and where the wind resource conditions are favourable for the implementation of the pilot park.

The economic viability of the project, taking into account all the conditions developed throughout the study, is not feasible operating with the optimised geothermal production capacity for the chosen turbines (4.726 MWe per turbine installed). The most interesting alternative to seek economic profitability without modifying the number and type of wind turbines could be to redesign the turbines in order to increase the electricity production capacity from the geothermal circuit to 7 MWe, which would imply redesigning some of the associated equipment.

On the other hand, in order to reduce the initial investment, another model or type of wind turbine could be chosen and subsequently adapted at a lower cost. The main problem in choosing another wind turbine lies mainly in the size of the nacelle, which would again imply a redistribution and sizing of some of the geothermal equipment, in addition to the possible need to locate some of these components outside the nacelle.

## 9. Bibliografía

Ambarisha, V. K., & Parker, R. G. (2006). "Nonlinear dynamics and stability of planetary gears." *Journal of Sound and Vibration*, 290(3-5), 448-475.

<https://doi.org/10.1016/j.jsv.2006.11.028>

Asociación Empresarial Eólica, (2014). Aerogeneradores (II): Riesgos laborales en las operaciones de mantenimiento.

<https://www.aeeolica.org/uploads/documents/10171-aerogeneradores-ii-riesgos-laborales-en-las-operaciones-de-mantenimiento.pdf>

Bamisile, O., Dongsheng, C., Li, J., Mukhtar, M., Wang, X., Duo, J., Cao, R., & Huang, Q. (2022). An innovative approach for geothermal-wind hybrid comprehensive energy system and hydrogen production modeling/process analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(27), 13261–13288.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.084>

Belinda. (2023, 13 noviembre). Desbloqueando el potencial de los onduladores DC/AC | *Premium PSU*. *Premium PSU*.

<https://premiumpsu.com/es/resources-news/desbloqueando-potencial-inversores-dc-ac/#:~:text=Definici%C3%B3n%20y%20funcionamiento,onda%20alterna%20en%20la%20salida>

Bird, L., Lew, D., Milligan, M., Carlini, E. M., Estanqueiro, A., Flynn, D., ... & Miller, J. (2016). Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, 577-586.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.082>

Brochure - Thermokey. (2024, 1 marzo). *Thermokey*.

<https://www.thermokey.com/it/download/brochure/>

Bu-Ing. (2023). Energy capacity of the geothermal resource and its integration in the electrical energy demand of the island of Tenerife (Spain). accedaCRIS.

<http://hdl.handle.net/10553/124521>

Castro, R. V., Cano, L. R. R., Gómez, V. T., & García, J. H. L. (2018). Nociones elementales y problemas docentes sobre la producción y utilización de hidrógeno electrolítico obtenido mediante fuentes renovables de energía. *Dialnet*.

<https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6957415>

Cerrada Galán, A. (2020). Análisis de Ciclos de Rankine Orgánicos. *Repositorio de tesis de la Universidad de Sevilla*.

<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/92892/fichero/TFG-2892+CERRADA+GAL%C3%81N%2C+ALBERTO.pdf>

Ciapała, B., Jurasz, J., & Kies, A. (2019). The potential of Wind Power-Supported Geothermal District Heating Systems—Model Results for a location in Warsaw (Poland). *Energies*, 12(19), 3706.

<https://doi.org/10.3390/en12193706>

Comisión Federal de Electricidad (2011). Determinación de pérdidas de calor en la red de transporte de vapor del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC, con base en el estado físico del aislamiento térmico de vaporductos.

<https://publications.mygeoenergynow.org/journals/Geotermia-Vol24-2.pdf#page=13>

CompaBloc. (s. f.). Alfa Laval.

<https://www.alfalaval.com.co/productos-y-soluciones/transferencia-de-calor/intercambiadores-de-calor-de-placas/intercambiadores-de-calor-soldados-de-placas-y-bloques/compabloc/>

Cruz, A. (2023, 17 abril). Nuevo concurso para investigar la geotermia en Gran Canaria y La Palma. *Atlántico Hoy*.

[https://www.atlanticohoy.com/economia/nuevo-concurso-investigar-geotermia-gran-canaria-palma\\_1515942\\_102.html](https://www.atlanticohoy.com/economia/nuevo-concurso-investigar-geotermia-gran-canaria-palma_1515942_102.html)

De Ros, G., & De Ros, G. (2024, May 14). Engranajes planetarios y su uso en bicicletas - *blog-igus-es*. *blog-igus-es* -.

<https://blog.igus.es/engranajes-planetarios-y-su-uso-en-bicicletas/>

Duato, A., & Duato, A. (2019, 23 enero). Qué es el engranaje epicicloidal | *Blog SEAS. Blog de SEAS*.

<https://www.seas.es/blog/disenio-mecanico/el-engranaje-epicicloidal-y-aplicaciones/>

Echeverri Londoño, C. A. (2017). Parque eólico. *ResearchGate*.

[https://www.researchgate.net/figure/Figura-2-Parque-eolico-Fuente-http-wwwkalipediacom\\_fig2\\_328559979](https://www.researchgate.net/figure/Figura-2-Parque-eolico-Fuente-http-wwwkalipediacom_fig2_328559979)

Eganagroup (s. f.). Tipos de acoplamientos de transmisión de potencia

<https://eganagroup.com/une/tipos-de-acoplamientos-de-transmision-de-potencia/>

Endesa (s.f.) ¿Por qué vemos aerogeneradores parados si hay viento suficiente?

<https://www.endesa.com/es/la-cara-e/sector-energetico/aerogeneradores-parados-con-viento>

Enel Green Power (s. f.). Central geotérmica.

<https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-geotermica/central-geotermica>

ENERCON | Onshore wind turbines | Service for your wind farm. (s. f.).

<https://www.enercon.de/en/>

Enercon website. (s.f.).

[https://www.enercon.de/en/news/enercon-receives-turbines-of-the-year-award-of-windpower-monthly?9b1de9ee\\_page=6](https://www.enercon.de/en/news/enercon-receives-turbines-of-the-year-award-of-windpower-monthly?9b1de9ee_page=6)

Enercon wind turbines | New top model E-175 EP5 | Further models: E-160 EP5, E-138 EP3, E-82 EP2. (s.f.).

<https://www.enercon.de/en/turbines/e-175-ep5>

Enertime. (2019). ORC FOR GEOTHERMAL ENERGY.

<https://www.enertime.com/assets/documents/Fiche-GEO-19.08.27-EN.pdf>

Enhanced geothermal systems. (s.f.). *Energy.gov*.



<https://www.energy.gov/eere/geothermal/enhanced-geothermal-systems>

Escuela Técnica Superior De Ingenieros (2014). Industriales Y De Telecomunicación. Proyecto De Diseño E Instalación De Un Parque Eólico En La Zona Boliviana De Qollpana.

<https://core.ac.uk/download/pdf/33746699.pdf>

Fabricantes y aerogeneradores (s.f.). - Acceso en línea - *The Wind Power*.

[https://www.thewindpower.net/turbines\\_manufacturers\\_es.php](https://www.thewindpower.net/turbines_manufacturers_es.php)

Fernández Díez, P (s. f.). ENERGÍA GEOTÉRMICA. *geotermiaonline.com*.

<https://geotermiaonline.com/wp-content/uploads/2013/12/Aplicaciones-geotermia.pdf>

Fernández, A. L. (2019). Eficiencia en los aerogeneradores de eje horizontal considerando el efecto del tamaño del eje. *In Congreso internacional anual de la SOMIM*.

[https://somim.org.mx/memorias/memorias2019/articulos/A4\\_52.pdf](https://somim.org.mx/memorias/memorias2019/articulos/A4_52.pdf)

GE Vernova (s. f.). The energy to change the world.

<https://www.ge.com/renewableenergy>

Geothermal. (s. f.). Enertime.

<https://www.enertime.com/en/applications/geothermal>

Global Wind Atlas. (s.f.).

<https://globalwindatlas.info/es/about/dataset>

Gracia Costa, J. (2022). Desarrollo en PLC del control de un Blender.

<https://rinfi.fi.mdp.edu.ar/xmlui/handle/123456789/703>

HALLIBURTON HT-400 TRIPLEX PUMP – Offshore (s. f.). *Construction Specialists Pte. Ltd*.

<https://offshore-ocs.com/halliburton-ht-400-triplex-pump/>

Hd, P. (2018). Comisión Federal de Electricidad Manual de Diseño de Obras Civiles. *Unam1*.

[https://www.academia.edu/37098742/Comisi%C3%B3n\\_Federal\\_de\\_Electricidad\\_Manual\\_de\\_Dise%C3%B1o\\_de\\_Obras\\_Civiles](https://www.academia.edu/37098742/Comisi%C3%B3n_Federal_de_Electricidad_Manual_de_Dise%C3%B1o_de_Obras_Civiles)

Hernández-Fernández, N. J., Zumalacárregui-de Cárdenas, L., & Pérez-Ones, O. (2020). Simulación de condiciones de operación y fluidos de trabajo para ciclos Rankine orgánicos. *Revista de Investigación, Desarrollo e Innovación*, 10(2), 349–358.

<https://doi.org/10.19053/20278306.v10.n2.2020.10213>

Hove A/S. (2024, March 14). Mantenimiento de aerogeneradores

<https://hove-as.com/es/industrias/sector-energia-eolica/mantenimiento-de-aerogeneradores/#:~:text=Cualquier%20turbina%20e%C3%B3lica%20requiere%20un,hasta%20un%20d%C3%ADa%20por%20aerogenerador>

IDAE. (2023, octubre 10). El IDAE asigna a Canarias 106 millones para impulsar los primeros sondeos de geotermia profunda en España. *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*.

<https://www.idae.es/noticias/el-idae-asigna-canarias-106-millones-para-impulsar-los-primeros-sondeos-de-geotermia>

IEEE Xplore (2006). Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines. *IEEE Journals & Magazine*

<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1677663>

Impulse, S. (s. f.). Enertime ORC Modules - Solar Impulse Efficient Solution.

<https://solarimpulse.com/solutions-explorer/enertime-orc-modules>

ISO 7268:1983 (s.f.). Pipe components — Definition of nominal pressure.

<https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/iso?c=013923>

Juriscan - ficha. (s. f.).

<https://www3.gobiernodecanarias.org/juriscan/ficha.jsp?id=72109>

Koenraad F. Beckers, Maciej Z. Lukawski, Timothy J. Reber, Brian J. Anderson, Michal C. Moore, Jefferson W. Tester (2013). Introducing Geophires V1.0: Software Package For Estimating Levelized Cost Of Electricity And/Or Heat From Enhanced Geothermal Systems. *Researchgate*.

[https://www.researchgate.net/publication/265998371\\_INTRODUCING\\_GEOPHORES\\_V10\\_SOFTWARE\\_PACKAGE\\_FOR\\_ESTIMATING\\_LEVELIZED\\_COST\\_OF\\_ELECTRICITY\\_AND\\_OR\\_HEAT\\_FROM\\_ENHANCED\\_GEOTHERMAL\\_SYSTEMS](https://www.researchgate.net/publication/265998371_INTRODUCING_GEOPHORES_V10_SOFTWARE_PACKAGE_FOR_ESTIMATING_LEVELIZED_COST_OF_ELECTRICITY_AND_OR_HEAT_FROM_ENHANCED_GEOTHERMAL_SYSTEMS)

Mackenzie, W. (2024, May 1). China leads global wind turbine manufacturers' market share in 2023. *Wood Mackenzie*.

<https://www.woodmac.com/press-releases/2024-press-releases/global-wind-oem-marketshare/>

Mardones, I. G. (2021, 3 febrero). Un estudio 3D detecta yacimientos geotérmicos en el sur de La Palma. *Geotermiaonline*.

<https://geotermiaonline.com/10105/un-estudio-3d-detecta-yacimientos-geotermicos-en-el-sur-de-la-palma/>

Marley Nc Everest (S. F.). – *Stolz Engineering*.

<https://stolz.com.sg/product/marley-nc-everest/>

Matan. (2024, 14 enero). Convertidores AC-DC | How it works, Application & Advantages. *Electricity - Magnetism*.

<https://www.electricity-magnetism.org/es/convertidores-ac-dc/>

Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, (s. f.). El MITECO asigna a Canarias 106 millones para impulsar los primeros sondeos de geotermia profunda en España.

<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2024/febrero/el-miteco-asigna-a-canarias-106-millones-para-impulsar-los-prime.html>

Montesdeoca-Martínez, F., & Velázquez-Medina, S. (2024). Modelado de la integración a gran escala de energías renovables en sistemas eléctricos. Bondades de la incorporación de la energía geotérmica. *Jornadas De Automática*, 45.

<https://doi.org/10.17979/ja-cea.2024.45.10848>

OMIP. (s.f.).

<https://www.omip.pt/es>

Peter Collings, Zhibin Yu, Enhua Wang (2016). A dynamic organic Rankine cycle using a zeotropic mixture as the working fluid with composition tuning to match changing ambient conditions.

[https://www.researchgate.net/publication/299444963\\_A\\_dynamic\\_organic\\_Rankine\\_cycle\\_using\\_a\\_zeotropic\\_mixture\\_as\\_the\\_working\\_fluid\\_with\\_composition\\_tuning\\_to\\_match\\_changing\\_ambient\\_conditions](https://www.researchgate.net/publication/299444963_A_dynamic_organic_Rankine_cycle_using_a_zeotropic_mixture_as_the_working_fluid_with_composition_tuning_to_match_changing_ambient_conditions)

Placas y carcasa Packinox (s.f.). *Alfa Laval*

<https://www.alfalaval.com.co/productos-y-soluciones/transfencia-de-calor/intercambiadores-de-calor-de-placas/intercambiadores-de-calor-soldados-de-placas-y-carcasa/placas-y-carcasa-packinox/>

Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoelectrica y eólica. *Boletín Oficial del Estado*, 298, de 8 de diciembre de 2010.

<https://www.boe.es/buscar/pdf/2010/BOE-A-2010-18915-consolidado.pdf>

Renovables, E. (s. f.). Gran Canaria busca energía geotérmica con pozos de hasta 2.700 metros de profundidad. *Energías Renovables, el Periodismo de las Energías Limpias*.

<https://www.energias-renovables.com/geotermica/gran-canaria-busca-energia-geotermica-con-pozos-20241014>

ResearchGate (s.f.). Schematic diagram depicting an enhanced geothermal system (EGS).

[https://www.researchgate.net/figure/Schematic-diagram-depicting-an-enhanced-geothermal-system-EGS-setup-Fluids-are-pumped\\_fig1\\_320133376](https://www.researchgate.net/figure/Schematic-diagram-depicting-an-enhanced-geothermal-system-EGS-setup-Fluids-are-pumped_fig1_320133376)

Repositorio Institucional USAC. (s. f.). Estudio de cortocircuito, cálculo de ajustes y puesta en servicio de las protecciones eléctricas de la línea de transmisión de un parque eólico de potencia 23.1 megawatts hacia subestación eléctrica de switcheo de 138 kilovoltios.

<http://www.repositorio.usac.edu.gt/6373/>

Rodríguez, F., Pérez, N. M., Padrón, E., Melián, G., Hernández, P. A., Asensio-Ramos, M., Dionis, S., López, G., Marrero, R., Padilla, G. D., Barrancos, J., & Hidalgo, R. (2015). Diffuse Helium and Hydrogen Degassing to Reveal Hidden Geothermal Resources in Oceanic Volcanic Islands: The Canarian Archipelago Case Study. *Surveys In Geophysics*, 36(3), 351-369.

<https://doi.org/10.1007/s10712-015-9320-8>

SIEMENS Gamesa Home. (s. f.).

<https://www.siemensgamesa.com/>

SPA, T. (2017, 12 mayo). TURBODEN ORGANIC RANKINE CYCLE: WORKING PRINCIPLE EXAMPLE.

<https://www.turboden.com/products/2463/orc-system>

Stehly, T., Duffy, P., & Hernando, D. M. (2023). 2022 Cost of Wind Energy Review.

<https://doi.org/10.2172/2278805>

Taller Actual (2022, 27 enero). Mecanismo diferencial.

<https://talleractual.com/tecnica/transmision/2936-el-conjunto-diferencial-y-el-auto-parte-1>

Vector Renewables (2024, May 28). ¿Sabes lo que es el ‘efecto estela’ en un parque eólico?

<https://www.vectorenrenewables.com/es/blog/sabes-lo-que-es-el-efecto-estela-en-un-parque-eolico>

Visor de IDECanarias. (s. f.).

<https://visor.grafcan.es/>

Yekoladio, P. J., Bello-Ochende, T., & Meyer, J. P. (2015). Thermodynamic analysis and performance optimization of organic rankine cycles for the conversion of low-to-moderate grade geothermal heat. *International Journal of Energy Research*, 39(9), 1256–1271.

<https://doi.org/10.1002/er.3326>