



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

Trabajo fin de grado

TRANSFORMACIÓN DE UNA CENTRAL TÉRMICA
EN UNA PLANTA DE ENERGÍAS RENOVABLES,
HIDRÓGENO VERDE O BIOMASA Y
ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO.

Julio 2024

Autor: José Muguero Martínez

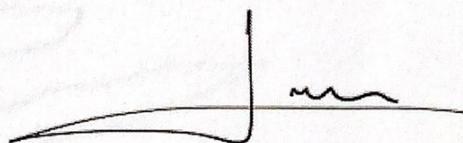
Director: Jaime Navarro Ocón

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**Transformación de una central térmica en una planta
de energías renovables, hidrógeno verde o biomasa y
almacenamiento energético**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico **2023 / 24** es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: José Muguiro Martínez

Fecha: 30 / 06 / 2024

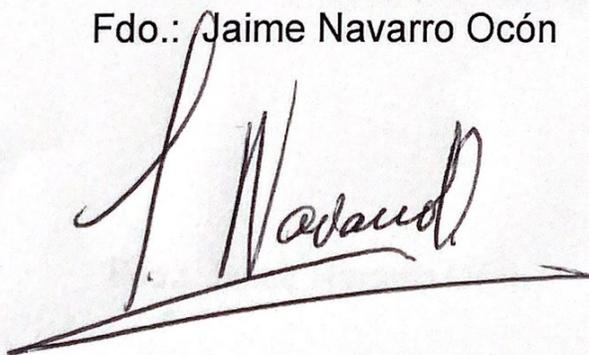


Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Jaime Navarro Ocón

Fecha: 1 / 7 / 2024



TRANSFORMACIÓN DE UNA CENTRAL TÉRMICA EN UNA PLANTA DE ENERGÍAS RENOVABLES, HIDRÓGENO VERDE O BIOMASA Y ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO.

Autor: Muguero Martínez, José.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Entidad Colaboradora ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El objetivo principal de este proyecto consiste en estudiar la viabilidad y rentabilidad de la transformación de una central térmica en una planta de energías renovables, incluyendo hidrógeno verde, biomasa y almacenamiento energético. Con este proyecto, se pretende reducir las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por las plantas térmicas, para cumplir con las normativas y regulaciones ambientales vigentes.

1. Introducción

En España las centrales termoeléctricas cubrían con un 60% de la energía total generada en España. Los combustibles utilizados eran 43 % carbón, 56% gas natural y 1% gasoil o fueloil. Sin embargo, la producción de este tipo de centrales se ha reducido más de un 50% desde 2005. Hoy en día tiene un peso del 24,7% (ciclo combinado) y 2,8% (carbón) de toda la energía generada. La principal causa es el proyecto de cierre de todas las centrales térmicas cuyo combustible fuese el carbón. Aunque todavía no se han cerrado todas las plantas, quedan tres abiertas (de las 21 que existen en España) y tienen orden de cerrar antes de 2026.

La apuesta por las energías renovables implica una transición hacia una producción energética basada en la descarbonización del medio ambiente y la sostenibilidad. Durante las últimas décadas han ocurrido avances tecnológicos que están facilitando estas sinergias, entre las centrales existentes y estos avances. El objeto de estudio de este proyecto es la posible transformación de estas plantas cerradas por las restricciones ambientales, a un complejo, que utilizando componentes de la antigua planta consiga ser una fuente de energía eléctrica

renovable o biomasa. El estudio de este proyecto y su viabilidad aportarán a la transición hacia la reducción de emisiones y si en un futuro se consigue el net zero.

El primer paso consistirá en seleccionar cual o cuales son las fuentes de energía renovables con mayores sinergias con las centrales térmicas. Se estudiarán los componentes que podrán ser reutilizados y las modificaciones necesarias para la sinergia con una energía renovable. Se hará un estudio de comparación comparando este proyecto con la inauguración de uno renovable nuevo.

2. Metodología

- Selección de una central térmica de carbón para cada proyecto:

Energía solar y termo solar de concentración: Mayor intensidad radiación solar y nubosidad. Central térmica de Los Barrios (Cádiz).

Energía Geotérmica: Zona con mejores recursos geotérmicos (mayor cercanía superficie). Central Térmica de Meirama (La Coruña).

Hidrógeno Verde: Radiación solar, nubosidad y acceso a recursos hídricos. Central térmica de Puente Nuevo (Córdoba).

Biomasa: Acceso a biomasa. En general menos restricciones. Central Térmica de Meirama (La Coruña).

- Dimensionamiento (estimación)

Energía solar: 200.000 m², 70.000 paneles solares, 30 MW, almacenamiento 18MWh

Energía Termosolar de Concentración: 200.000 m², 912 heliostatos, 9.8 MW

Energía Geotérmica: Sistema binario (150 C°), 250 MW (1 de los 4 grupos de carbón), 20 pozos (5 M€/pozo)

Hidrógeno Verde: Inviabile alimentar la planta con H2 verde, sistema electrolizador de 30MW, 1000 ton H2/año

Biomasa: 30 MW, 36.000 ton de biomasa (astilla) / año, 7.2 M€/año

- Cálculo de rentabilidad (estimación)

Energía solar

Año	0	1	2	3	22	23	24	25
<i>Inversión inicial</i>	- 16.340.840 €							
<i>Desmantelamiento</i>	- 20.000.000 €							
<i>Ingresos produccion</i>		3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €
<i>Gastos recurrentes</i>		- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €
<i>Flujos de Caja</i>	- 36.340.840 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €

<i>VAN</i>	3.707.574 €
<i>TIR</i>	7%

Energía Termosolar de Concentración

9.8MW, mayor inversión inicial que la solar.

Energía Geotérmica

Año	0	1	2	3	47	48	49	50
<i>Inversión inicial</i>	- 812.500.000 €							
<i>Ingresos produccion</i>		98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €
<i>Gastos recurrentes</i>		- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €
<i>Flujos de Caja</i>	- 812.500.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €

<i>VAN</i>	346.784.850 €
<i>TIR</i>	9%

Hidrógeno verde

Año	0	1	2	3	22	23	24	25
<i>Inversión inicial</i>	- 46.340.840 €							
<i>Desmantelamiento</i>	- 20.000.000 €							
<i>Ingresos producción</i>		4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €
<i>Gastos recurrentes</i>		- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €
<i>Flujos de Caja</i>	- 66.340.840 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €

<i>VAN</i>	- 14.201.544 €
<i>TIR</i>	2%

Biomasa

Año	0	1	2	3	22	23	24	25
<i>Inversión inicial</i>	- 30.000.000 €							
<i>Desmantelamiento</i>	- 20.000.000 €							
<i>Ingresos producción</i>		15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €
<i>Gastos O&M</i>		- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €
<i>Consumo biomasa</i>		- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €
<i>Flujos de Caja</i>	- 50.000.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €

<i>VAN</i>	31.954.096 €
<i>TIR</i>	11%

3. Resultados y conclusiones

A lo largo de este proyecto se han presentado 5 posibles transiciones de las centrales termoeléctricas de carbón hacia fuentes de energía renovables: energía solar, energía solar de concentración, energía geotérmica, hidrogeno verde y biomasa.

Después de hacer cálculos de rentabilidad conservadores se ha observado que las tres posibilidades rentables son: energía solar, energía geotérmica y biomasa. Las otras dos soluciones según los cálculos realizados no han resultado económicamente viables.

Sin embargo, se ha observado que cada solución propuesta es muy dependiente de la situación geográfica en la que se encuentra cada central térmica de carbón.

La rentabilidad de la transformación hacia una planta de biomasa es la menos dependiente de la ubicación y las más rentable de las tres transformaciones.

Este estudio permite comparar cualquiera de las centrales térmicas de carbón españolas, con las propuestas en este trabajo para cada solución y en base a eso seleccionar la que mejor se adapte.

TRANSFORMATION OF A THERMAL POWER PLANT INTO A RENEWABLE ENERGY PLANT, GREEN HYDROGEN OR BIOMASS AND ENERGY STORAGE.

Author: Muguero Martínez, José.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

PROJECT SUMMARY

The main objective of this project is to study the feasibility and profitability of transforming a thermal power plant into a renewable energy plant, including green hydrogen, biomass, and energy storage. This project aims to reduce greenhouse gas emissions generated by thermal plants to comply with current environmental regulations and standards.

1. Introduction

In Spain, thermal power plants used to cover 60% of the total energy generated in the country. The fuels used were 43% coal, 56% natural gas, and 1% diesel or fuel oil. However, the production of these plants has decreased by more than 50% since 2005. Nowadays, combined cycle plants account for 24.7% and coal for 2.8% of all energy generated. The main cause is the project to close all thermal power plants using coal as fuel. Although not all plants have been closed yet, three remain open (out of the 21 existing in Spain) and are scheduled to close before 2026.

The shift towards renewable energies implies a transition to energy production based on environmental decarbonization and sustainability. Technological advances over the past decades have facilitated synergies between existing plants and these advances. The study of this project is the possible transformation of these closed plants due to environmental restrictions into complexes that, using components from the old plant, can become a source of renewable or biomass electrical energy. The study of this project and its feasibility will contribute to the transition towards reducing emissions and achieving net zero in the future.

The first step will be to select which renewable energy sources have the most synergies with thermal power plants. The components that can be reused and the necessary modifications for synergy with a renewable energy source will be studied. A comparative study will be conducted comparing this project with the inauguration of a new renewable plant.

2. Methodology

- Selection of a coal-fired power plant for each project:

Solar energy and Concentrated Solar Power (CSP): Highest solar radiation intensity and cloudiness. Los Barrios Power Plant (Cádiz).

Geothermal energy: Area with the best geothermal resources (closest to the surface). Meirama Power Plant (La Coruña).

Green Hydrogen: Solar radiation, cloudiness, and access to water resources. Puente Nuevo Power Plant (Córdoba).

Biomass: Access to biomass. Generally fewer restrictions. Meirama Power Plant (La Coruña).

- Sizing (estimation)

Solar energy: 200,000 m², 70,000 solar panels, 30 MW, 18 MWh storage

Concentrated Solar Power (CSP): 200,000 m², 912 heliostats, 9.8 MW

Geothermal energy: Binary system (150°C), 250 MW (1 of the 4 coal groups), 20 wells (5 M€/well)

Green Hydrogen: Unfeasible to power the plant with green H₂, 30 MW electrolyzer system, 1000 tons H₂/year

Biomass: 30 MW, 36,000 tons of biomass (wood chips) / year, 7.2 M€/year

- Profitability calculation (estimation)

Solar energy

Año	0	1	2	3	22	23	24	25
<i>Inversión inicial</i>	- 16.340.840 €							
<i>Desmantelamiento</i>	- 20.000.000 €							
<i>Ingresos produccion</i>		3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €
<i>Gastos recurrentes</i>		- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €
<i>Flujos de Caja</i>	- 36.340.840 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €

<i>VAN</i>	3.707.574 €
<i>TIR</i>	7%

Concentrated Solar Power (CSP) 9.8 MW, higher initial investment than solar.

Geothermal energy

Año	0	1	2	3	47	48	49	50
<i>Inversión inicial</i>	- 812.500.000 €							
<i>Ingresos produccion</i>		98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €
<i>Gastos recurrentes</i>		- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €
<i>Flujos de Caja</i>	- 812.500.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €

<i>VAN</i>	346.784.850 €
<i>TIR</i>	9%

Green Hydrogen

Año	0	1	2	3	22	23	24	25
<i>Inversión inicial</i>	- 46.340.840 €							
<i>Desmantelamiento</i>	- 20.000.000 €							
<i>Ingresos produccion</i>		4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €
<i>Gastos recurrentes</i>		- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €
<i>Flujos de Caja</i>	- 66.340.840 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €

<i>VAN</i>	- 14.201.544 €
<i>TIR</i>	2%

Biomass

Año	0	1	2	3	22	23	24	25
<i>Inversión inicial</i>	- 30.000.000 €							
<i>Desmantelamiento</i>	- 20.000.000 €							
<i>Ingresos producción</i>		15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €
<i>Gastos O&M</i>		- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €
<i>Consumo biomasa</i>		- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €
<i>Flujos de Caja</i>	- 50.000.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €

<i>VAN</i>	31.954.096 €
<i>TIR</i>	11%

3. Results and Conclusions

Throughout this project, five possible transitions of coal-fired thermal power plants to renewable energy sources have been presented: solar energy, concentrated solar power, geothermal energy, green hydrogen, and biomass.

After performing conservative profitability calculations, it was observed that the three profitable possibilities are: solar energy, geothermal energy, and biomass. The other two solutions, according to the calculations made, were not economically viable.

However, it was noted that each proposed solution is highly dependent on the geographical location of each coal-fired thermal power plant.

The profitability of transforming into a biomass plant is the least dependent on location and the most profitable of the three transformations.

This study allows for the comparison of any of the coal-fired thermal power plants in Spain with the proposals in this work for each solution and based on that, selecting the one that best adapts.



Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción.....	18
1.1. Motivación	18
1.2. Objetivos del proyecto.....	19
1.3. Metodología empleada.....	21
1.4. Alineación con los ODS.....	22
Capítulo 2. Estado del Arte	25
2.1. Centrales térmicas: Funcionamiento y problemática actual	25
2.2. Estado de la cuestión	28
Capítulo 3. Transformación de la Central Térmica	31
3.1. Evaluación de las centrales térmicas actuales	31
3.2. Selección de centrales térmicas para cada transformación	33
3.2.1 Adición de un complejo fotovoltaico:	33
3.2.2 Adición de energía termo solar de concentración	36
3.2.3 Aprovechamiento de la energía Geotérmica.....	38
3.2.4 Generación y combustión de hidrogeno verde.....	41
3.2.5. Transformación en una planta de biomasa.....	43
Capítulo 4. Energía Solar	45
4.1. Dimensionamiento y producción de la planta fotovoltaica.....	47
4.2. Almacenamiento energético.....	50
4.3. Análisis de costes	51
4.4. Viabilidad económica y ambiental	52
Capítulo 5. Uso de energía termo solar de concentración.....	57
5.1. Energía Termo Solar de Concentración.....	57
5.2. Dimensionamiento de la planta termo solar.....	59
5.3. Análisis de la producción energética	60
5.4. Viabilidad económica y ambiental	60
Capítulo 6. Aprovechamiento de la Energía Geotérmica.....	62

6.1. Energía Geotérmica	62
6.2. Potencial geotérmico de la ubicación	64
6.3. Adaptación de la central térmica	66
6.4. Dimensionamiento del proyecto.....	67
6.4.1 Análisis de Ingresos	68
6.4.2 Análisis de costes.....	70
6.5. Cálculo de rentabilidad del proyecto	71
Capítulo 7. Hidrógeno Verde	73
7.1. Hidrógeno verde	73
7.2. Dimensionamiento del sistema electrolizador.....	75
7.2.1. Análisis de ingresos	77
7.2.2 Análisis de Costes.....	79
7.2.3 Cálculo de la rentabilidad del proyecto	80
Capítulo 8. Biomasa.....	81
8.1. Biomasa.....	81
8.2. Dimensionamiento de la planta de biomasa.....	84
8.2.1. Análisis de ingresos	85
8.2.2. Análisis de costes.....	86
8.3. Análisis del ROI	86
Capítulo 9. Conclusiones.....	88
9.1. Comparativa de los proyectos de transición energética.....	88
9.2. Demanda energética mundial	88
9.3. Oportunidades en la deuda.....	90
Capítulo 10. Bibliografía.....	92
12. Anexo I.....	95



Índice de ilustraciones

Ilustración 1: crecimiento del consumo mundial de energía.....	18
Ilustración 2: Transición energética.....	20
Ilustración 3: ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible)	24
Ilustración 4: Centrales térmicas de carbón en España.....	26
Ilustración 5: Producción de energía por tecnología en España 2021	29
Ilustración 6: Esquema central termoeléctrica	31
Ilustración 7: esquema planta fotovoltaica.....	34
Ilustración 8: nubosidad en España 31/072017 - 31/07/2021	36
Ilustración 9: Esquema central termo solar	37
Ilustración 10: Esquema central Geotérmica.....	39
Ilustración 11: Oportunidades Geotérmicas en España	40
Ilustración 12: Esquema producción hidrógeno verde.....	41
Ilustración 13: Esquema planta de biomasa	43
Ilustración 14: Proyección de la evolución de la producción solar.	46
Ilustración 15: Panel solar JA Solar 54S31	48
Ilustración 16: Equipos necesarios complejo fotovoltaico.....	50
Ilustración 17: Vida útil placas solares	53
Ilustración 18: Impacto económico de la guerra de Ucrania.....	54
Ilustración 19: Histórico precios energía en España (OMIE)	55
Ilustración 20: Análisis del VAN / TIR de la inversión.....	56
Ilustración 21: Proyección de la evolución de la producción de energía termo solar	58



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Ilustración 22: Complejo termo solar Atacama, Chile.....	59
Ilustración 23: zona de alta radiación (desierto).....	61
Ilustración 24: Potencial geotérmico (alta temperatura) español	63
Ilustración 25: Esquema planta geotérmica.....	65
Ilustración 26: Esquema detallado planta geotérmica.....	66
Ilustración 27: Central Geotérmica The Geysers.....	68
Ilustración 28: Análisis del VAN / TIR de la inversión.....	72
Ilustración 29: Planta generación hidrógeno verde.....	74
Ilustración 30: Análisis del VAN / TIR de la inversión.....	80
Ilustración 31: Planta de biomasa	81
Ilustración 32: Aumento número de plantas de biomasa	82
Ilustración 33: Análisis del VAN / TIR de la inversión.....	87



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Capítulo 1. Introducción

1.1. Motivación

La electricidad está presente en todos los ámbitos de nuestra vida. Hoy en día la sociedad tiene una dependencia absoluta a la electricidad. Desde nuestras casas con todos los aparatos electrónicos hasta el piloto automático de un avión. La sociedad tiene dependencia eléctrica que provoca que, si se agota, la sociedad actual colapsaría. La generación de energía es un pilar fundamental para el progreso y la estabilidad a nivel mundial.

La energía es un impulsor del desarrollo económico. Su uso es esencial para todo el desarrollo de la vida: la producción industrial, la infraestructura y el funcionamiento de las empresas. Esto implica que los países con acceso a fuentes de energía abundantes son más propensos a experimentar un crecimiento económico. La importancia por tanto de esta magnitud física me provoca un gran interés en la materia.

Mundo

Tendencia durante 1990 - 2022 - Mtoe

Comparar países

Desglose por tipo de energía (2022) - Mtoe

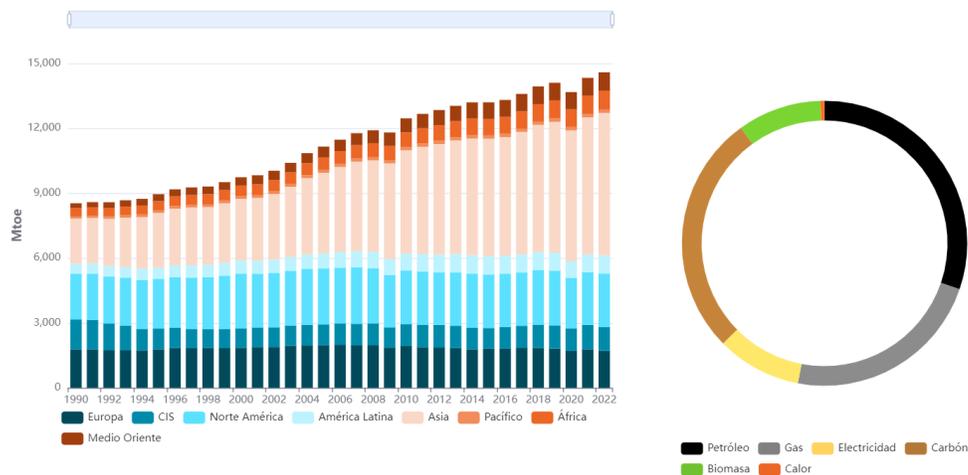


Ilustración 1: crecimiento del consumo mundial de energía (linkedin.com)



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

En la actualidad hay una gran tendencia mundial para conseguir alcanzar el Net Zero en las próximas décadas. El principal objetivo de esto es acabar con el calentamiento climático y los impactos negativos que este tiene sobre nuestro planeta como por ejemplo eventos climáticos extremos, aumento del nivel del mar y cambios en los patrones climáticos. El cambio climático es de los problemas más complejos de la humanidad hoy.

La motivación detrás de la realización de este proyecto se basa en conseguir la transformación de una central térmica convencional en una instalación basada en energía renovables, con énfasis en la producción de hidrógeno verde, biomasa y almacenamiento energético. Estas nuevas centrales aparte de ser una gran inversión para la empresa propietaria contribuyen a la generación no sólo de la energía de este país sino también de puestos de trabajo. Además, es una apuesta hacia la transición energética y descarbonización del medio ambiente. De esta manera intentar conseguir que estas centrales pasen a ser no sólo sostenibles, sino también una fuente de energía rentable y económica.

1.2. Objetivos del proyecto

El objetivo principal de este proyecto consiste en estudiar la viabilidad y rentabilidad de la transformación de una central térmica en una planta de energías renovables, incluyendo hidrógeno verde, biomasa y almacenamiento energético. Con este proyecto, se pretende reducir las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por las plantas térmicas, para cumplir con las normativas y regulaciones ambientales vigentes.

Con este proyecto, se busca no sólo reducir las emisiones contaminantes, sino también fomentar el uso de fuentes de energía renovable y sostenible como una parte integral de la generación de energía en la planta. Esto implica no sólo la conversión tecnológica de la infraestructura existente, sino también la adopción de prácticas y tecnologías que promuevan un entorno energético más limpio y eficiente.



Ilustración 2: Transición energética (energíachenile.cl)

Otro de los objetivos específicos de este proyecto es evaluar la viabilidad de integrar la producción de hidrógeno verde en las centrales transformadas. El hidrógeno verde se produce mediante un proceso de electrólisis, en el cual se separa el hidrógeno del oxígeno presente en las moléculas de agua utilizando electricidad. Si esta electricidad proviene de fuentes de energía renovables, se estará generando hidrógeno sin emitir gases contaminantes, convirtiéndolo en una solución sostenible y ecológica para la producción energética.

Además, el proyecto pretende explorar las oportunidades de generación de empleo y desarrollo económico que pueden surgir a partir de esta transformación. España, que, siendo actualmente el país europeo con la mayor tasa de desempleo, aproximadamente del 12%, puede beneficiarse significativamente de este proyecto. La transformación de las centrales térmicas en plantas de energías renovables tiene el potencial de crear numerosos puestos de trabajo en diferentes fases del proyecto, incluyendo la construcción, operación y desarrollo tecnológico de las nuevas instalaciones.

Este proyecto, por lo tanto, no sólo tiene implicaciones ambientales y tecnológicas, sino también socioeconómicas, al contribuir a la creación de empleo y al impulso del desarrollo económico local. En resumen, los objetivos del proyecto abarcan la evaluación de



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

la viabilidad técnica y económica de la transformación, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la promoción de energías renovables, y la generación de beneficios socioeconómicos para la región.

1.3. Metodología empleada

El primer paso para el estudio de este proyecto consiste en la investigación exhaustiva de todas las plantas españolas que poseen características similares. Para ello, se llevará a cabo un análisis de la situación actual de cada una de estas plantas, observando si existe algún ejemplo de prácticas similares que hayan sido implementadas en alguna de ellas con éxito. Esta investigación permitirá identificar precedentes y mejores prácticas que puedan ser aplicables a futuras transformaciones energéticas.

Luego, se procederá a realizar un estudio con el objetivo de determinar cuál es la fuente de energía renovable que mejor se adapta para sustituir el actual parque de carbón. Este estudio implicará un análisis minucioso de la geografía de cada planta, así como de las condiciones meteorológicas a las que están expuestas. Se evaluarán factores como la disponibilidad de recursos naturales, la incidencia solar, la velocidad y consistencia del viento, y otras condiciones climáticas que puedan influir en la eficiencia de las diferentes fuentes de energía renovable.

Desde un punto de vista económico, es fundamental estudiar la viabilidad económica del proyecto, es decir, determinar si el proyecto es rentable a largo plazo. Se realizará un estudio exhaustivo del estado actual de las instalaciones de las plantas. Este estudio permitirá estimar si es más rentable realizar reparaciones y actualizaciones en las instalaciones existentes o si, por el contrario, sería más conveniente construir nuevas instalaciones desde cero. La decisión dependerá de una comparación detallada de costos, beneficios y tiempo de amortización de cada opción.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Los pasos para seguir para la realización de este proyecto se estructuran de la siguiente manera:

1. Selección de la central termoeléctrica a transformar (para cada energía renovable): Identificación de la planta específica que será objeto de transformación, teniendo en cuenta su ubicación, capacidad y estado actual.
2. Selección de la energía renovable que mejor se combine con la planta: Determinación de la fuente de energía renovable (solar, eólica, biomasa, etc.) que mejor se adapte a las condiciones específicas de la planta y que ofrezca la mayor eficiencia y rentabilidad.
3. Estudio del estado de la maquinaria y equipos: Evaluación detallada del estado actual de la maquinaria y equipos de la planta para decidir entre la renovación o la sustitución.
4. Diseño del proceso de generación de energía: Desarrollo de un plan de diseño que detalle cómo se integrará la nueva fuente de energía renovable en la planta existente, incluyendo esquemas de instalación, configuración de equipos y optimización del proceso de generación de energía.
5. Análisis económico y de la producción: Realización de un análisis económico que considere los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como un análisis de la capacidad de producción de energía y su impacto económico a largo plazo.

1.4. Alineación con los ODS

La alineación de este proyecto con los objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) refleja el compromiso de este proyecto con el desarrollo sostenible, la equidad y la mejora de la calidad de vida para las generaciones actuales y futuras. Estos son los principales objetivos que plantea este proyecto en el caso de que saliese adelante:



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ODS 03 (Salud y bienestar): se reducirá la generación de gases contaminantes producidos por los combustibles fósiles provocando una mejor calidad del aire de la atmosfera. Se promueve así la salud y el bienestar de las comunidades cercanas a la planta.

ODS 07 (Energía asequible y no contaminante): se pretende hacer el mayor número de sinergias en estas plantas para así conseguir una transición de los combustibles fósiles hacia las energías renovables. De esta forma se conseguirá una fuente de energía más asequible y no contaminante.

ODS 08 (Trabajo decente y crecimiento económico): la transformación de estas centrales además de su futura gestión y mantenimiento ayudaran a la generación de puestos de trabajo a los alrededores de las plantas promoviendo el crecimiento económico de la zona.

ODS 09 (Industria, innovación e infraestructura): haciendo uso de la mayor parte de elementos de las antiguas centrales se harán el mayor número de sinergias de tal forma que se haga una reforma hacia la sostenibilidad y por tanto hacia la innovación de las infraestructuras de las centrales.

ODS 11 (Ciudades y comunidades sostenibles): la sustitución de los combustibles fósiles por fuentes de energía renovables e inagotables promueve un avance hacia comunidades más sostenibles y autodependientes.

ODS 13 (Acción por el clima): el objetivo de este proyecto tiene una conexión directa y significativa con este ODS. Ayuda a abordar el cambio climático y sus impactos promoviendo prácticas empresariales sostenibles e impulsando a la innovación por medio de la búsqueda de una infraestructura sostenible.



Ilustración 3: ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible) (etecnic.es)



Capítulo 2. Estado del Arte

2.1. Centrales térmicas: Funcionamiento y problemática actual

Una central térmica o termoeléctrica, es aquella en la que se transforma la energía química de los combustibles fósiles en energía eléctrica. Este proceso ocurre en varias etapas. En primer lugar, se quema el combustible en una caldera para conseguir la energía térmica. Con esa energía calorífica se calienta el agua para transformarla en vapor de agua a alta presión. Ese vapor de agua se utiliza para hacer girar una turbina y más tarde utilizar esa energía mecánica de rotación. En el alternador se transforma esa energía de rotación en energía eléctrica, que se distribuye en la red. Existen varios tipos dependiendo de los combustibles fósiles empleados: convencionales (carbón), de ciclo combinado (gas natural) y otros (turbinas de gas en ciclos abiertos).

En España, esta fuente de energía llegó a ser la fuente que más demanda cubría con un 40% de la total española. Los combustibles utilizados eran 43 % carbón, 56% gas natural y 1% gasoil o fueloil. Sin embargo, la producción de este tipo de centrales se ha reducido más de un 50% desde 2005. Hoy en día tiene un peso del 24,7% (ciclo combinado) y 2,8% (carbón) de toda la energía generada. La principal causa es el proyecto de cierre de todas las centrales térmicas cuyo combustible fuese el carbón. Aunque todavía no se han cerrado todas las plantas, quedan tres abiertas (de las 21 que existen en España) y tienen orden de cerrar antes de 2026.

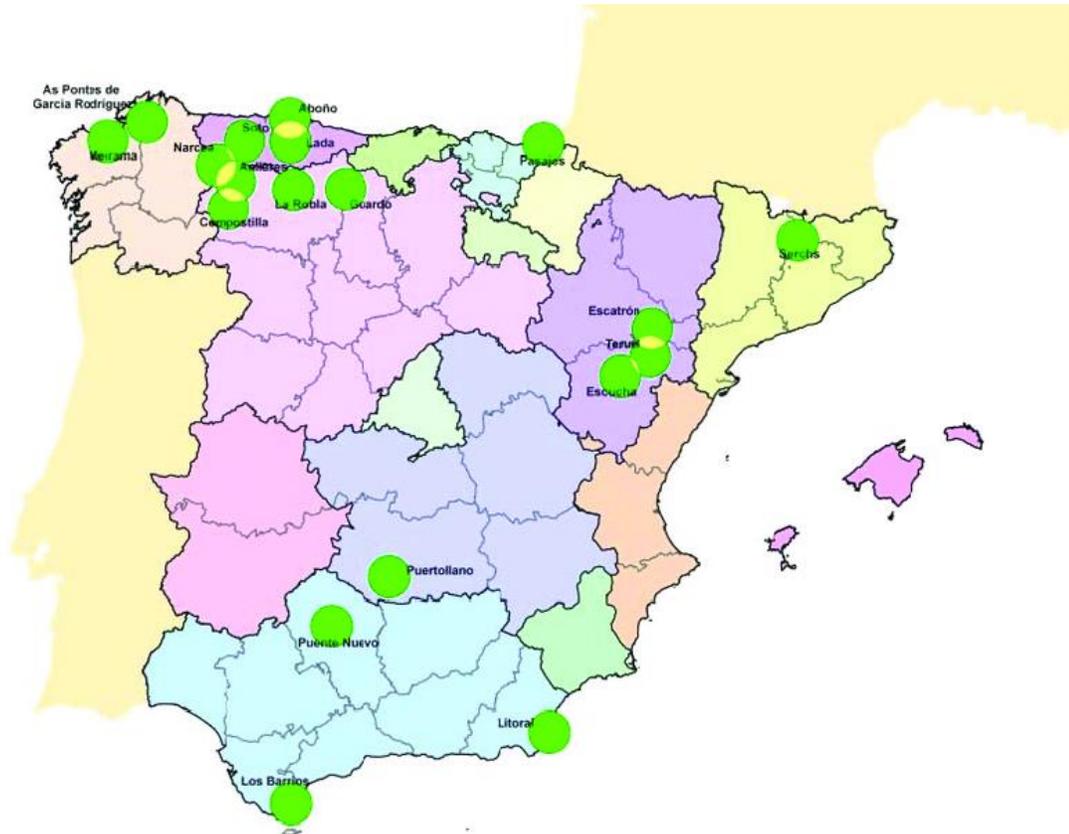


Ilustración 4: Centrales térmicas de carbón en España (researchgate.net)

La apuesta por las energías renovables implica una transición hacia una producción energética basada en la descarbonización del medio ambiente y la sostenibilidad. Durante las últimas décadas han ocurrido avances tecnológicos que están facilitando estas sinergias, entre las centrales existentes y estos avances, ya sea por medio de la reducción de costes o la reducción de espacio necesitado para la instalación. Además del alto coste que suponen los derechos de emisiones, la competición con las alternativas renovables hace que las centrales que operan con carbón u otros combustibles convencionales no sean competitivas. El objeto de estudio de este proyecto es la posible transformación de estas plantas cerradas por las restricciones ambientales, a un complejo, que utilizando componentes de la antigua planta consiga ser una fuente rentable de energía eléctrica renovable o biomasa.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

En la actualidad nos encontramos con una compleja red de desafíos energéticos, la crisis energética actual nos obliga a explorar alternativas innovadoras. También es importante promover la eficiencia energética y replantear nuestro enfoque hacia un futuro más sostenible.

La invasión rusa de Ucrania ha provocado que el precio del gas natural haya alcanzado máximos históricos y en consecuencia también se hayan disparado precios de la electricidad. La transición a un mundo con cero emisiones supone uno de los mayores retos a los que se ha enfrentado la humanidad. En un contexto en el que el sector energético constituye la fuente de cerca de tres cuartos de las emisiones, se puede entender la importancia de este tipo de estudios.

El estudio de este proyecto y su viabilidad aportarán a la transición hacia la reducción de emisiones y si en un futuro se consigue el Net Zero. El primer paso consistirá en seleccionar cual o cuales son las fuentes de energía renovables con mayores sinergias con las centrales térmicas. Se estudiarán los componentes que podrán ser reutilizados y las modificaciones necesarias para la sinergia con una energía renovable. Se hará un estudio de comparación comparando este proyecto con la inauguración de uno renovable nuevo.

El objetivo de este proyecto de fin de grado es también estudiar si es rentable reutilizar los componentes/equipos que aún tienen vida útil de las fábricas que se encuentran fuera de uso. La viabilidad del proyecto se estudiará llevando a cabo un estudio de los costes y las ventas de la energía producida.

2.2. Estado de la cuestión

En España, no hay un calendario de cierre para las centrales térmicas de carbón. La condición para que estas sigan operativas es una decisión de las empresas. La principal causa de su decadencia actual es que su sustituto, el gas natural, además de ser más barato, necesita menos derechos de emisiones de gases. Aun así, quedan tres centrales térmicas de carbón abiertas en España. Esto nos deja con alrededor de unas veinte centrales térmicas de carbón cerradas.

La apuesta energética actual española (2023) es la siguiente: en primer lugar, se encuentra la energía proveniente de parques eólicos, en segundo lugar, están empatadas la energía generada por la solar fotovoltaica y la de ciclo combinado. Por lo tanto, en lo que va de año se ha conseguido obtener más de un 50% de la energía de fuentes de origen renovable.

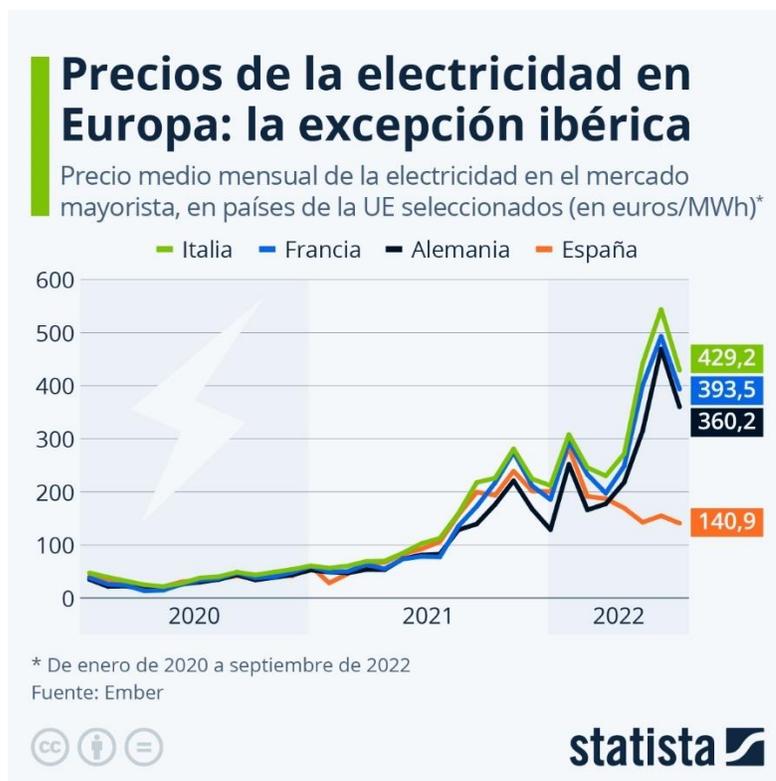


Ilustración 5: evolución precio de la electricidad Europa (statista.com)

Aunque no lo parezca esto también posee varias desventajas. En primer lugar, la mayoría de la energía española es dependiente de fenómenos que no pueden ser controlados por el ser humano (la luz solar y el viento). Además, hay que tener un constante control sobre la generación energética ya que ésta no puede nunca superar a la demanda. Es por ello por lo que se necesitan fuentes de energía que puedan servir de respaldo.

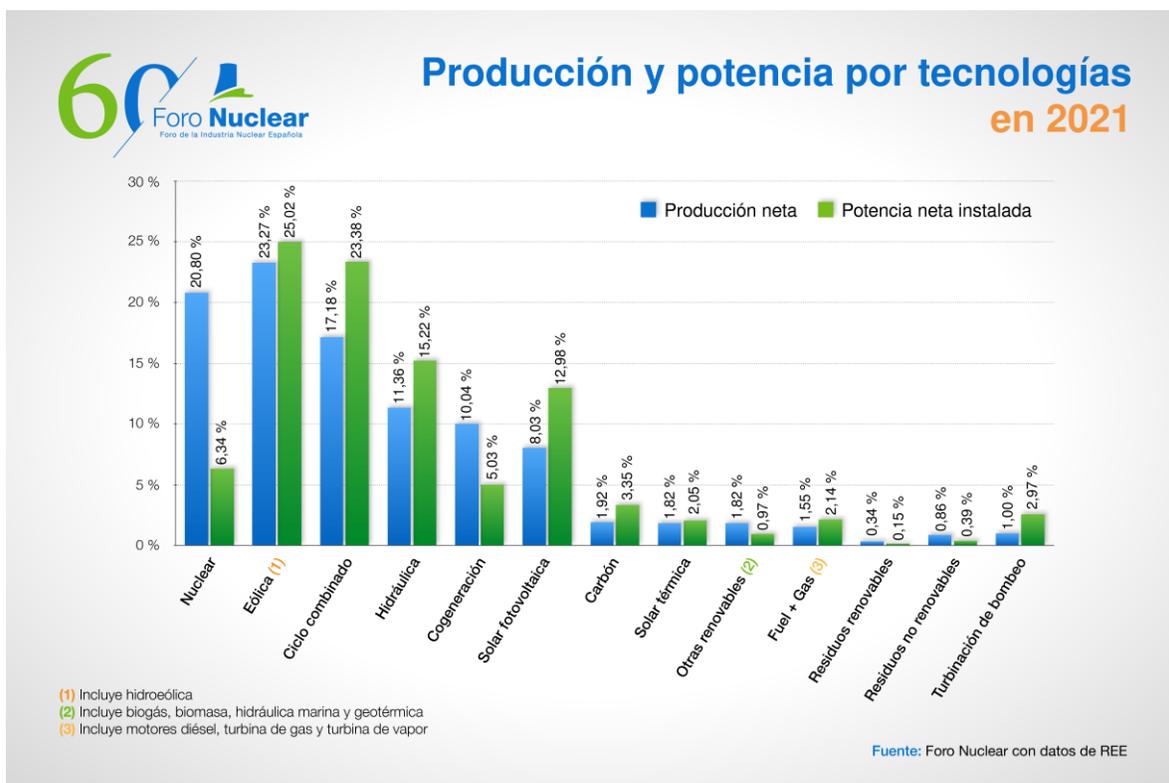


Ilustración 6: Producción de energía por tecnología en España 2021 (foronuclear.es)

España es el país líder en Europa a la hora de decir adiós al carbón. Aunque se prevé que en España esta energía desaparecerá en los próximos años, todavía hay países europeos que siguen generando una gran parte de su energía con este tipo de centrales térmicas. Entre los países que siguen utilizando este tipo de energía se encuentran a la cabeza Polonia, República Checa y Alemania.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

El futuro actual de las dieciocho plantas españolas que se encuentran cerradas es el objeto de estudio de este proyecto. Actualmente, se encuentran a la espera de que se vuelva a requerir de su funcionamiento o ser desmanteladas. Un ejemplo reciente es el de la central de Compostilla donde el pasado 31 de agosto se detonaron las torres de refrigeración y una chimenea.

Capítulo 3. Transformación de la Central Térmica

3.1. Evaluación de las centrales térmicas actuales

De las veintinueve plantas que hay en España, seis llevan cerradas desde el 2011. Sin embargo, en 2018 había quince plantas de este tipo todavía en funcionamiento por lo que la media de años en desuso que llevan las plantas es de menos de 6 años. La opción más conveniente para poder rentabilizar estas plantas es adaptarlas tanto como sea posible, lo que asegurará que podamos satisfacer las demandas de energía con una menor inversión de capital y, al mismo tiempo, reducirá considerablemente las emisiones de CO₂ y otros elementos perjudiciales. Sin embargo, si lo que más rentable resulta es desmantelar la planta para dar otro uso al terreno también se tendrá en cuenta.

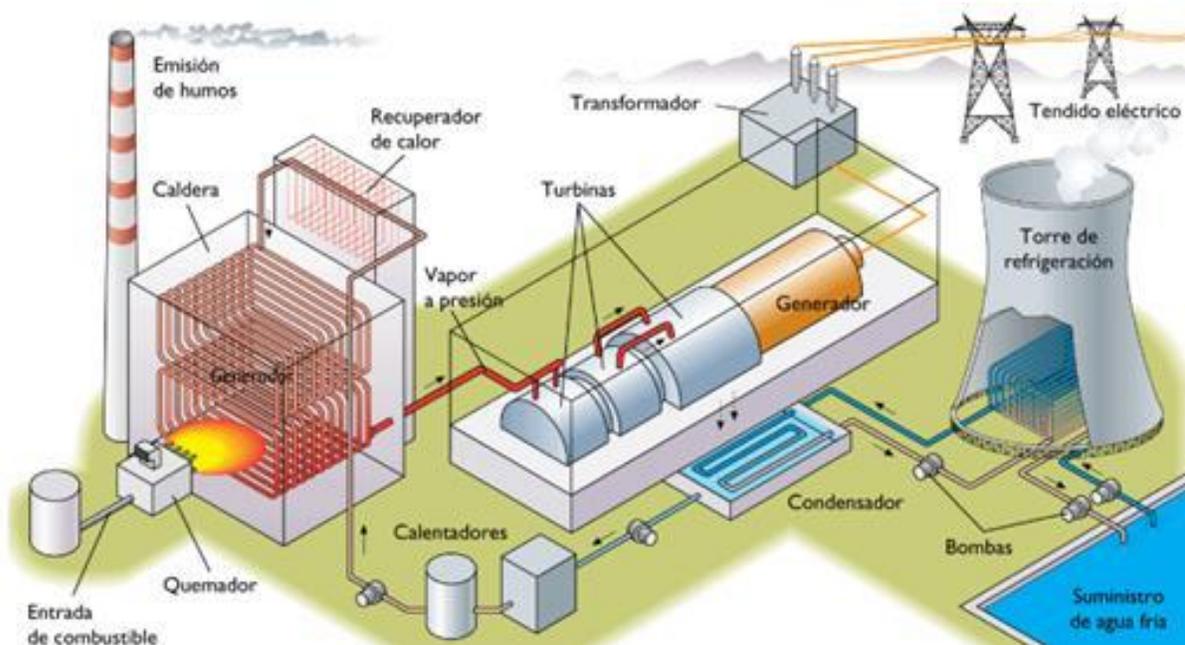


Ilustración 7: Esquema central termoeléctrica (imseingenieria.blogspot.com)

En esta imagen se pueden observar las distintas partes de las centrales termoeléctricas.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Entre las principales partes se encuentra:

1. Las bombas de agua que permiten que todo el sistema este alimentado de agua,
2. La caldera (donde se calienta el agua para transformarlo en vapor de agua)
3. La turbina (es puesta en movimiento gracias al vapor de agua y es la que pone en movimiento el generador eléctrico)
4. El generador, transforma la energía cinemática de rotación de la turbina y la transforma en energía eléctrica.
5. También tenemos dos tipos de torres, las torres de emisión de humos por donde salen los gases contaminantes y que si nuestra transformación sale adelante no se utilizarán. El otro tipo de torre que se observan son las torres de refrigeración en las cuales se enfría el agua a través del enfriamiento evaporativo donde se usa el vapor de agua para transmitir el calor sobrante a la atmosfera.

Dependiendo de cada uso futuro que propongamos se podrán aprovechar más o menos componentes o equipos. A continuación, se muestran las posibles soluciones y las partes de la planta que se pueden aprovechar. También para cada solución se va a elegir cual es la central térmica española que mejor se adapta a este cambio, ya sea por condiciones meteorológicas, sociales o económicas.



3.2. Selección de centrales térmicas para cada transformación

En esta sección se va a explicar para cada energía renovable qué partes de la central podrían ser utilizadas en torno al tipo de solución empleada y se va a seleccionar la central térmica que mejor se adapta a la transformación:

3.2.1 Adición de un complejo fotovoltaico:

Para las plantas de carbón más antiguas, esta alternativa es la mejor porque la mayor parte del equipamiento de la isla de potencia ya no es rentable y está a punto de ser reemplazado.

El espacio físico requerido para generar la misma cantidad de energía (en GW) en fuentes de energía renovable, como la solar o la eólica, es mucho mayor que el requerido para una planta de energía a carbón. La nueva capacidad de generación de la instalación convertida se verá significativamente limitada si no se agrega espacio. No solo eso, sino que, la demolición del equipamiento de la isla de potencia también es un proceso costoso y complicado. Los riesgos asociados a la transformación a renovable tienen entre ellos el capital que se necesita para la demolición y el aumento del costo unitario de la electricidad.

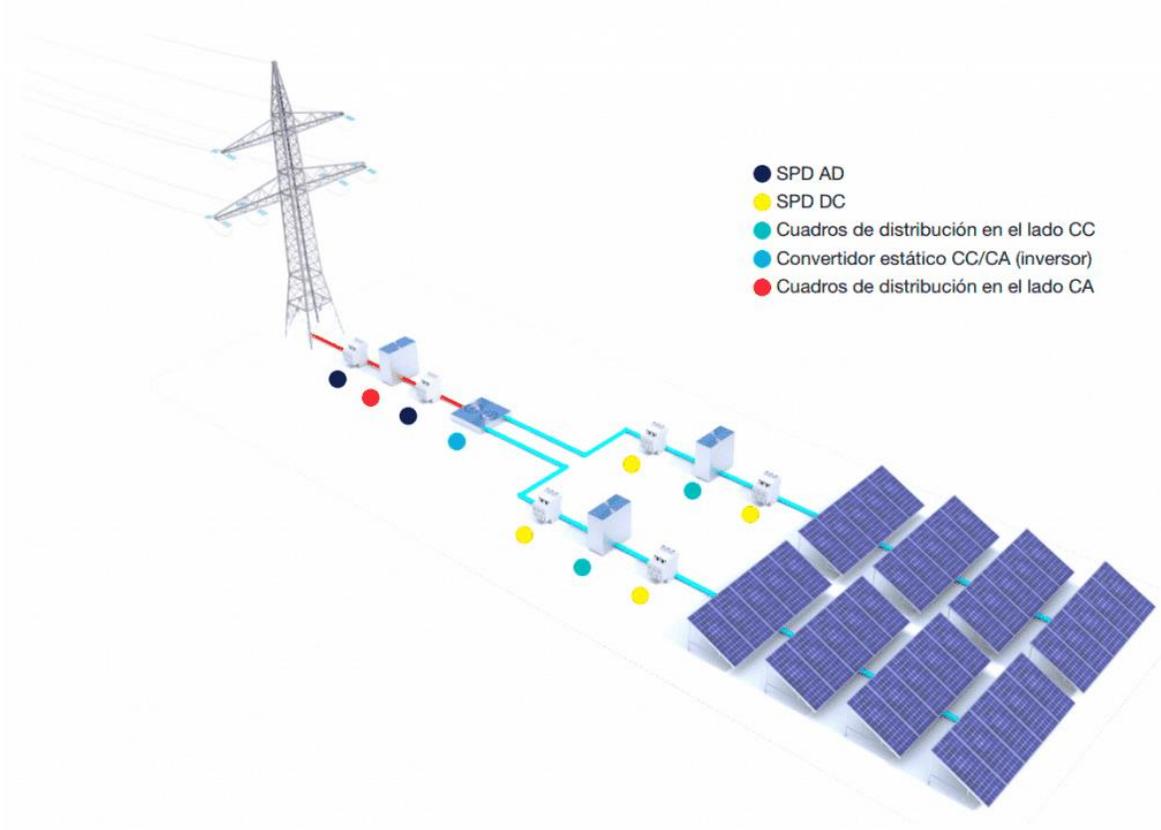


Ilustración 8: esquema planta fotovoltaica (sfe-solar.com)

Con esta solución hay que realizar un reciclaje de todos los componentes que van a ser desmantelados. Al ser una cantidad grande de equipos a desmantelar es un proceso costoso. También al no aprovecharse una cantidad importante de las partes de la planta, la planta fotovoltaica tiene que generarse casi desde cero. Se puede aprovechar el terreno y la conexión que ya tenga la planta a la red.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Selección de la central térmica:

La energía solar en España es predominante en el sur, esto es debido a las condiciones climatológicas que permiten mayores intervalos de exposición al sol al igual que una exposición más intensa. Haciendo este primer filtro, las centrales térmicas que mejor se adaptan son las siguientes:

Los barrios (Cádiz), Litoral (Almería) y Puente Nuevo (Córdoba). El segundo criterio que se va a emplear para la selección de la planta es la nubosidad de la zona. En la siguiente imagen se muestra un mapa con la posibilidad de que haya menos de un 5% de nubosidad, por tanto, cuanto mayor sea el porcentaje, mejor será la zona para la planta solar que queremos instalar. Esto ha sido calculado por el ministerio de defensa español, concretamente por el INTA (Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial) haciendo un cálculo de la nubosidad en el periodo entre 2017/2021:

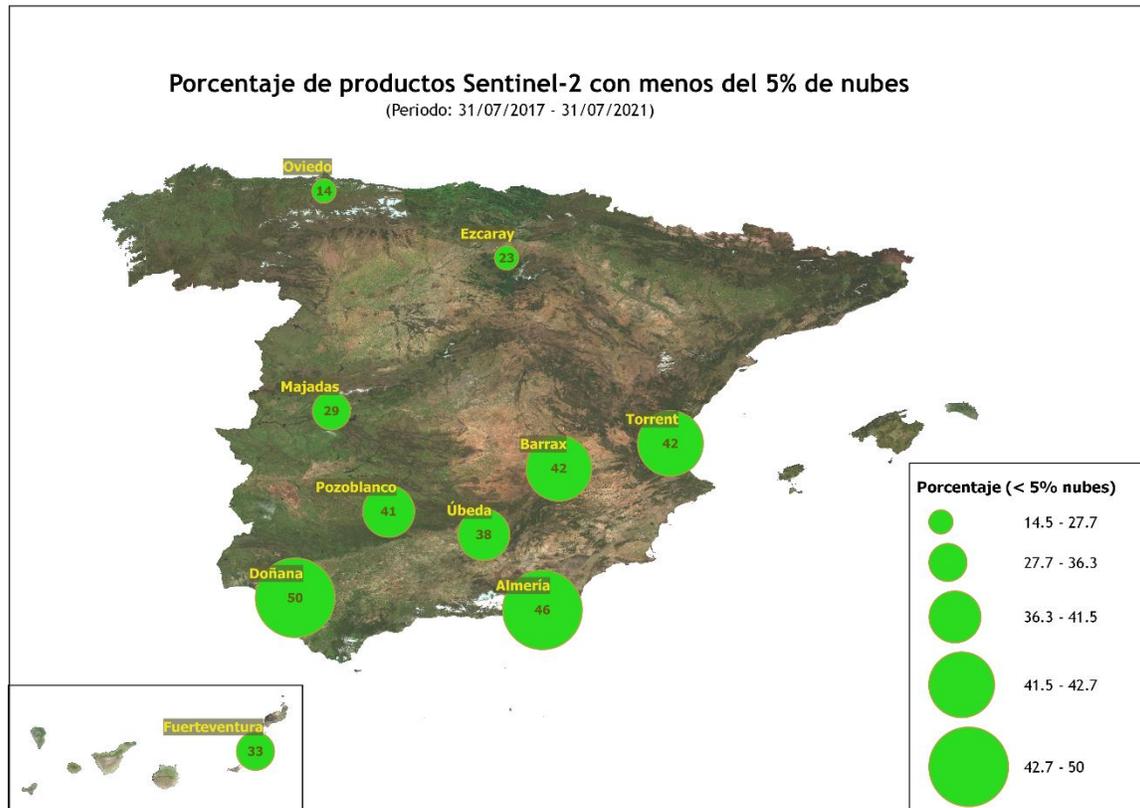


Ilustración 9: nubosidad en España 31/072017 - 31/07/2021 (inta.es)

A partir de esta información concluimos que la mejor zona de nubosidad es Doñana (Huelva). Entonces se concluye que la central térmica que mejor se adapta a los filtros que se han empleado es la central térmica de Los Barrios (Cádiz) por ser la más próxima a esta zona.

3.2.2 Adición de energía termo solar de concentración

Para esta transformación son muy similares los criterios que hay que tener en cuenta a la hora de valorar el proyecto. Se necesita un espacio similar, ya que los paneles ocupan

aproximadamente lo mismo. Lo bueno de esta solución es que se le puede dar uso a gran parte de la central térmica y por tanto se rebajan los costes asociados con la demolición y el desmantelamiento de la planta. Concretamente hay que deshacerse de la chimenea de humos y la caldera, todo el resto del equipo es necesario.

Sin embargo, se va a emplear más espacio ya que no se puede contar con el que va a dejar libre la planta al ser desmantelada, como es el caso con el parque de paneles solares.

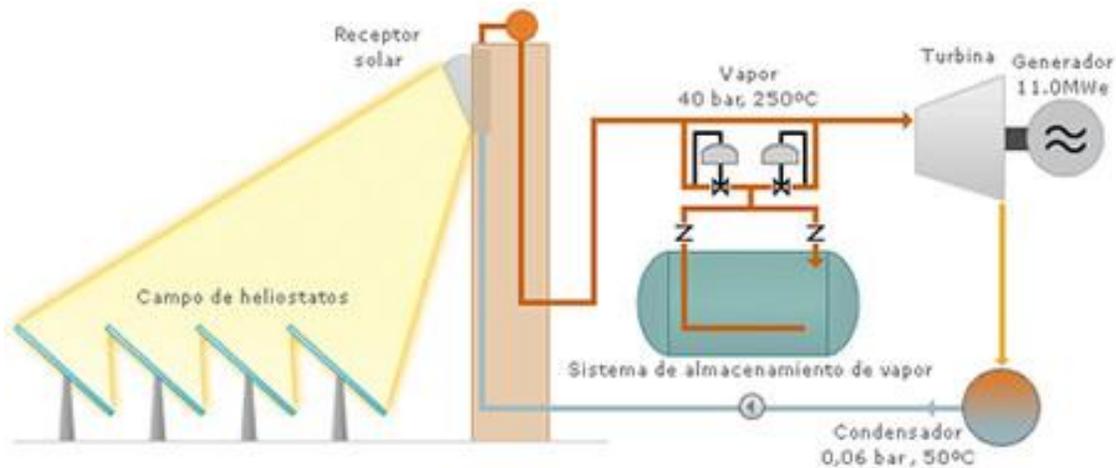


Ilustración 10: Esquema central termo solar (xataka.com)

Con esta solución se aprovechan muchas partes de la planta se intercambia la procedencia de la fuente de calor, pero más tarde el proceso es el mismo, se calienta agua, para mover la turbina para transformar ese movimiento en energía eléctrica. Es una solución muy atractiva (se realizará más adelante un cálculo del retorno del capital invertido).



Selección de la central térmica:

Los criterios para hacer esta selección son los mismos que en el apartado anterior donde se propone la energía solar. Por tanto, se concluye igualmente que la planta que mejor se adapta a esta solución es también la central térmica de Los Barrios (Cádiz).

3.2.3 Aprovechamiento de la energía Geotérmica

Lo primero y más importante que se debe evaluar es el potencial geotérmico de la zona, incluyendo la temperatura y profundidad de los recursos subterráneos. Además, hay que elegir la tecnología de perforación que mejor se adapte y el diseño de la planta geotérmica adecuada. Otro factor importante es el estudio económico (el cual se realizará más tarde) para así poder comparar los costes de inversión inicial y los costes operativos a largo plazo, así como explorar opciones de financiación y subsidios disponibles para proyectos de energía renovable.

El impacto ambiental también es un factor clave, evaluando la reducción de emisiones de CO₂ y otros contaminantes, y considerando posibles impactos locales como la gestión de fluidos geotérmicos y la sismicidad inducida. Además, se sabe que en algunas ocasiones este tipo de tecnologías ha dado lugar a derrumbes por estar manipulando el agua de las capas internas de la tierra.

Una parte positiva de esta transición es que una gran parte de la infraestructura necesaria para esta solución ya está dentro de la infraestructura existente. Se muestra en la siguiente ilustración la infraestructura necesaria para el funcionamiento de una planta geotérmica:

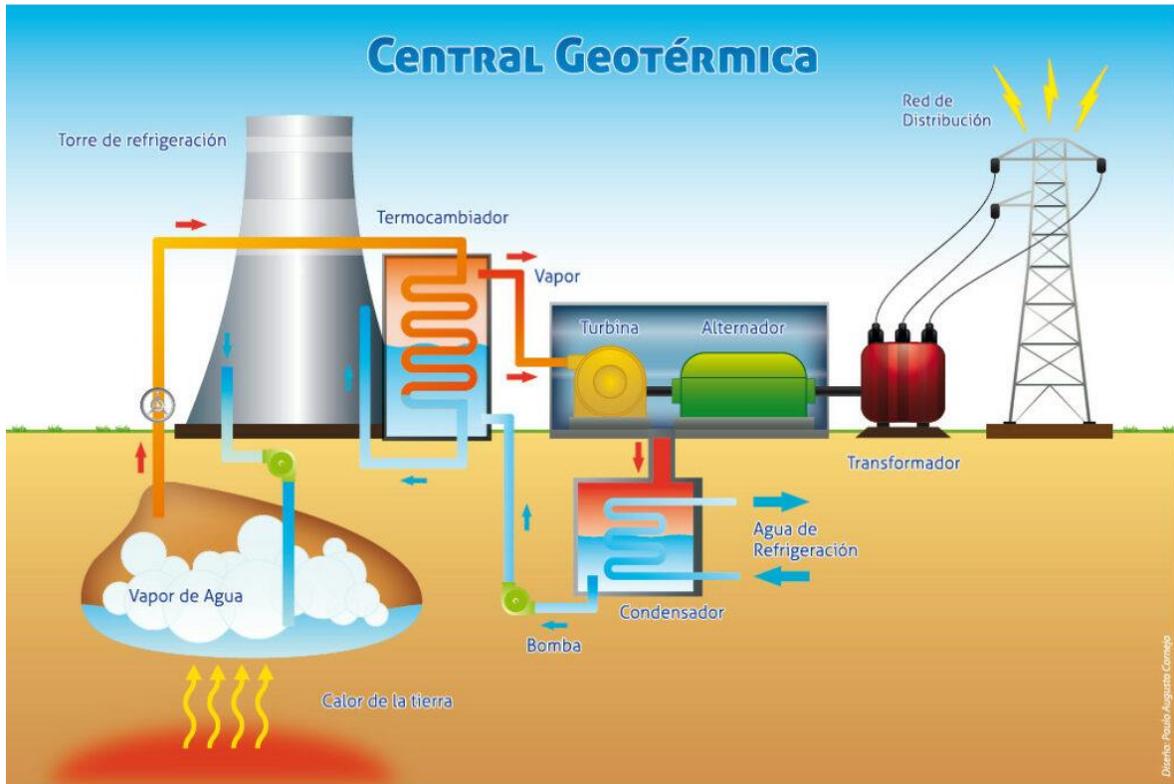


Ilustración 11: Esquema central Geotérmica (inpraindsa.com)

Se puede observar cómo gran parte de las instalaciones las comparten con una central térmica. Esto rebaja los costes relacionados con dismantelar y demoler la planta. Esta solución también aporta grandes beneficios para la comunidad, como la creación de empleo y el desarrollo económico.

Es importante tener cuidado y se deben identificar y evitar los riesgos geológicos y desarrollar planes de emergencia para posibles fallos técnicos o geológicos.

Selección de la central térmica:

El factor más importante a la hora de seleccionar la central térmica que se va a transformar hacia la energía geotérmica es la cantidad de electricidad que se puede generar a partir de los recursos que hay a una distancia inferior a 15 kilómetros bajo la superficie de la tierra.

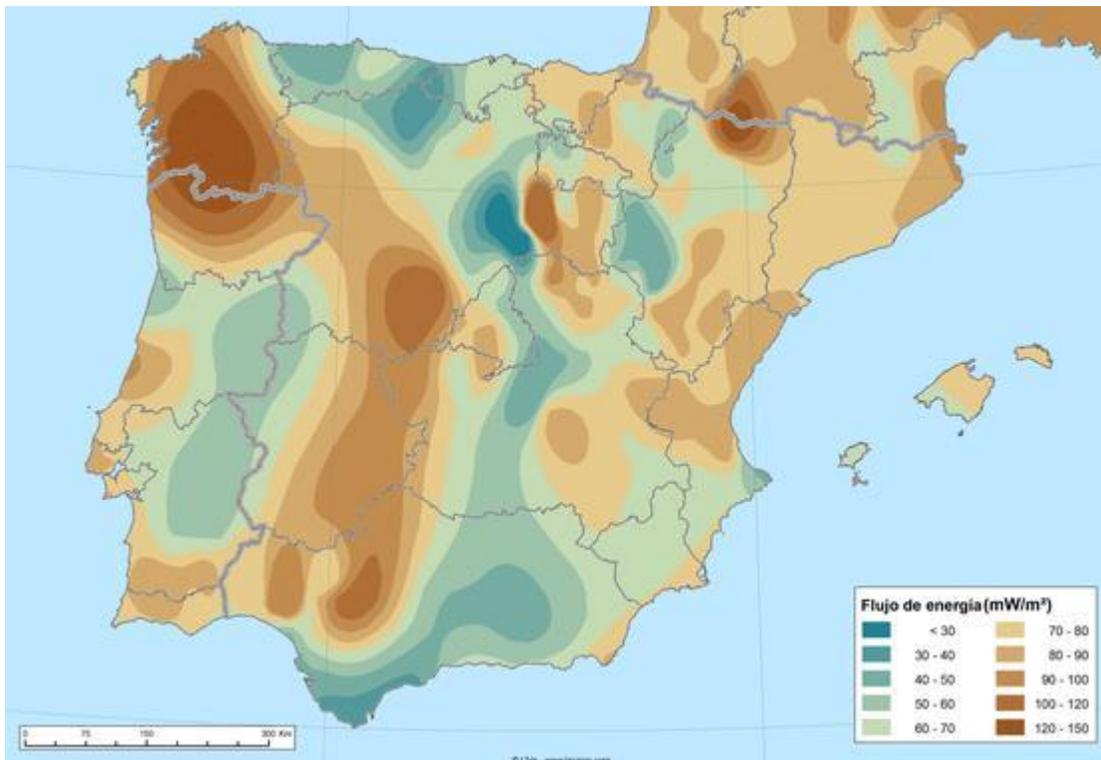


Ilustración 12: Oportunidades Geotérmicas en España (blogthinkbig.com)

Este estudio está hecho por los ingenieros de la Universidad de Valladolid. La conclusión que se saca de esta imagen es que la mejor zona para desarrollar una central que aproveche los recursos geotérmicos es en Galicia.

Es la zona en la que mayor número de MW se pueden generar por metro cuadrado. Al final es la variable más importante ya que es la base de la financiación de este proyecto. Por tanto, la central térmica de carbón que mejor se adapta a esta tecnología es la Central Térmica de Meirama.

3.2.4 Generación y combustión de hidrógeno verde

En áreas difíciles de descarbonizar, el hidrógeno verde está ganando popularidad como alternativa a los combustibles fósiles. Para así poder cumplir con los compromisos climáticos del Acuerdo de París y alcanzar los objetivos de cero emisiones necesarias ante la crisis climática, es fundamental el uso de esta nueva tecnología.



Ilustración 13: Esquema producción hidrógeno verde (iagua.es)



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Sin embargo, la forma de conseguir el hidrógeno verde puede ser una tarea con alta complicidad. Hay dos posibles opciones, se puede generar o se puede comprar. Ambas opciones tienen asociadas grandes costes. Todo esto se tendrá en cuenta a la hora de hacer el estudio económico.

En el caso en el que la planta genere su propio hidrógeno verde (que va a ser el caso de estudio), los requisitos geográficos son: tener cerca una fuente de agua y buenas condiciones de viento o sol para poder utilizar energía renovable dentro de este proceso.

Selección de la central térmica:

Para que la central genere el hidrógeno verde que va a consumir, tiene que cumplir con los requisitos de ubicación para la central solar y de acceso a alguna fuente de agua. Sin embargo, habría que evaluar la calidad del agua ya que si es salada habría primero hacer un proceso de desalación que sería inviable económicamente.

La central térmica de carbón que mejor se adapta a estos requisitos es la central térmica de Puente Nuevo en la provincia de Córdoba. La nubosidad de la zona es de las mejores de España para la producción de energía solar. Además, su proximidad al embalse de Puente Nuevo le aporta a la central un adecuado suministro de agua para esta transformación.

3.2.5. Transformación en una planta de biomasa.

La transformación de una central térmica de carbón a una de biomasa permite aprovechar gran parte de la infraestructura existente, lo que puede reducir significativamente los costes y el tiempo de conversión. Ambas tecnologías comparten componentes clave como el sistema de generación de vapor (caldera), turbinas, generadores eléctricos y la infraestructura de transmisión de electricidad. Pero es necesario adaptar o reemplazar el sistema de alimentación de combustible, las calderas y los sistemas de manejo de cenizas para procesar y quemar biomasa de manera eficiente. También se deben implementar sistemas de almacenamiento y manejo de biomasa, que es menos densa energéticamente que el carbón y requiere mayores volúmenes de almacenamiento.

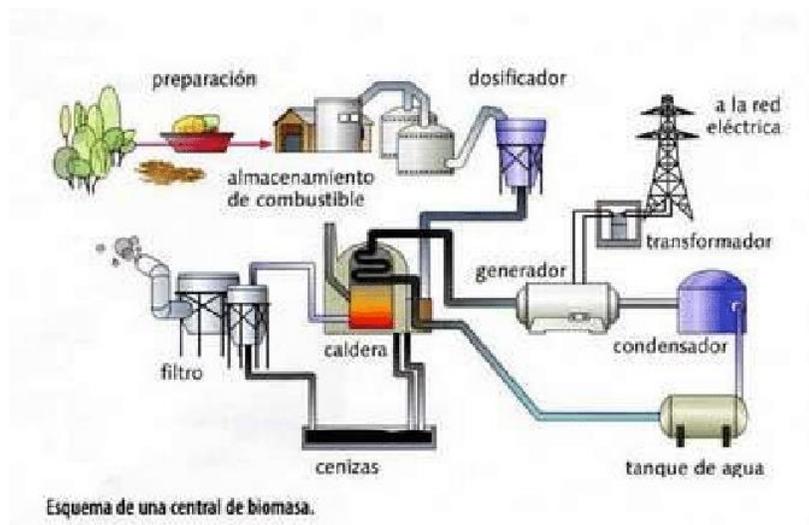


Ilustración 14: Esquema planta de biomasa (researchgate.net)

Durante la conversión, se debe considerar la disponibilidad y sostenibilidad del suministro de biomasa, asegurando que el recurso sea renovable y no compita con la producción de alimentos.

La biomasa genera diferentes tipos de residuos y subproductos que requieren métodos de manejo específicos. Es fundamental realizar estudios de impacto ambiental y obtener las



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

autorizaciones correspondientes, ya que, aunque la biomasa es más limpia que el carbón, su combustión también libera contaminantes y puede afectar la calidad del aire si no se controla adecuadamente. La viabilidad económica de la transformación dependerá del coste y la estabilidad del suministro de biomasa y será estudiado más adelante.

Selección de la central térmica:

La Central Térmica de Meirama, en Galicia, sería una elección ideal para su transformación de carbón a biomasa debido a su robusta infraestructura que puede ser adaptada, la abundancia de recursos forestales y agrícolas en la región, y su alineación con las políticas locales de energías renovables.

Esta conversión no sólo reduciría las emisiones de CO₂ y otros contaminantes, sino que también impulsaría la economía local mediante la creación de empleos y el desarrollo de una cadena de suministro de biomasa eficiente, beneficiándose de posibles incentivos gubernamentales para energías renovables.



Capítulo 4. Energía Solar

La energía solar es una forma de energía renovable que se obtiene de la radiación solar. Esta energía puede capturarse y convertirse en electricidad o calor utilizando diferentes tecnologías, como los paneles fotovoltaicos, que convierten directamente la luz solar en electricidad a través de células solares. También está la energía solar térmica, que utiliza colectores para absorber el calor del sol, y la energía solar de concentración, que utiliza espejos o lentes para concentrar la luz solar en un pequeño haz para generar calor y electricidad. Este último tipo de energía proveniente del sol será analizada en otro apartado más adelante.

A nivel mundial, el uso de la energía solar ha crecido significativamente en las últimas décadas. Esto se debe a los siguientes factores: la reducción de costes de los paneles solares, el aumento en la eficiencia de las tecnologías solares y un mayor enfoque en las energías renovables debido a preocupaciones ambientales y de cambio climático.

En 2023, la capacidad mundial instalada de energía solar superó los 1,000 gigavatios (GW), según la Agencia Internacional de Energía (IEA). Este crecimiento ha sido impulsado principalmente por países como China, Estados Unidos, India y la Unión Europea.

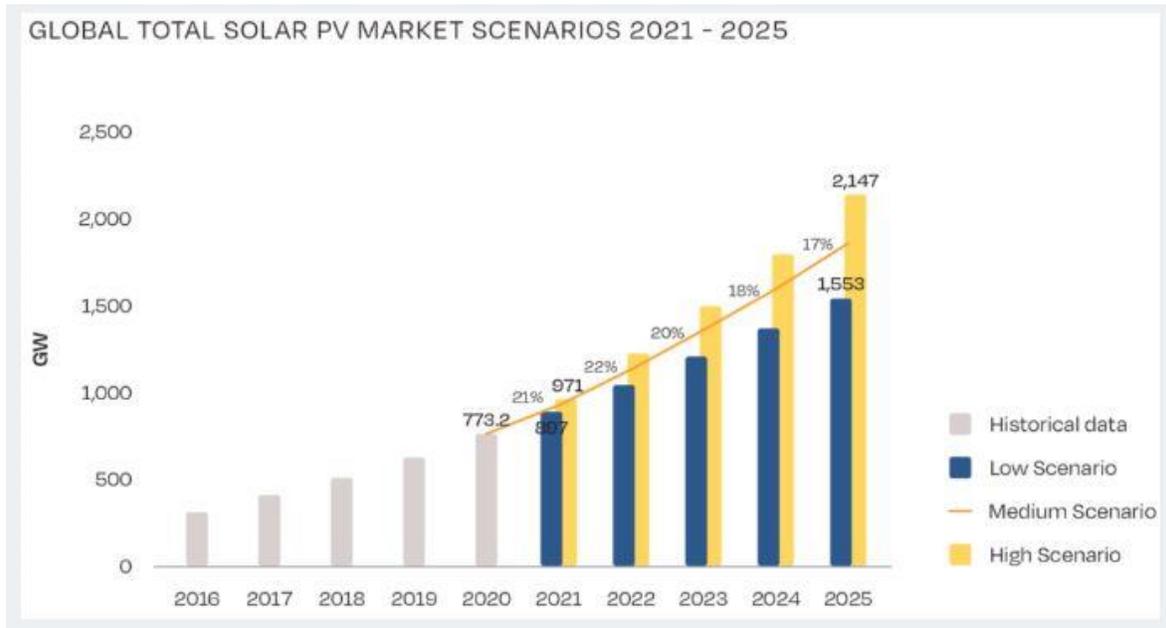


Ilustración 15: Proyección de la evolución de la producción solar. (portalsolar.com)

La energía solar contribuye aproximadamente con el 3% de la producción mundial de electricidad. Aunque esta cifra puede parecer pequeña, está en constante aumento y se espera que siga creciendo. En algunos países, como Alemania y España, la energía solar representa un porcentaje mucho mayor del suministro de electricidad, especialmente en días soleados.

Las inversiones en energía solar también han aumentado considerablemente. En 2022, las inversiones globales en energía solar superaron los 150 mil millones de dólares, según Bloomberg NEF.

Muchos países se han propuesto objetivos ambiciosos para las energías renovables, en los que la energía solar juega un papel crucial. Por ejemplo, la Unión Europea pretende que el 40% de su electricidad provenga de fuentes renovables para 2030. La energía solar ofrece varios beneficios, como la sostenibilidad, al ser una fuente inagotable y no contaminante, y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero al sustituir a los



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

combustibles fósiles. También facilita el acceso a la electricidad en áreas remotas y su coste de instalación y mantenimiento ha disminuido, haciendo la energía solar más accesible y económica.

4.1. Dimensionamiento y producción de la planta fotovoltaica

El criterio empleado a la hora de realizar el dimensionamiento es aprovechar el máximo terreno posible para así producir la mayor cantidad de energía solar posible y comercializarla. La Central Térmica los Barrios cuenta con una superficie total de 350.000 m^2 . Para realizar los siguientes cálculos voy a estimar que la superficie efectiva que se puede emplear para la planta fotovoltaica es de 200.000 m^2 .

El panel que va a ser utilizado para el cálculo del dimensionamiento y producción de la planta es panel monocristalino JA Solar 54S31 de 410 W.



Ilustración 16: Panel solar JA Solar 54S31 (jasolar.com)

Algunas de las características principales de este panel son las siguientes:

- Potencia Pico: 410 Wp
- Eficiencia del módulo: 21,5%
- Dimensiones: $1769 \times 1052 \times 35$ mm
- Superficie: $1,86 \text{ m}^2$

Para poder calcular la cantidad de paneles que se pueden emplear en la planta hay que tener en cuenta también un espacio extra para evitar sombras y que se pueda llevar a cabo el mantenimiento necesario. Es por eso por lo que vamos a suponer un factor conservador de espacio de 1.5. Sabiendo eso el cálculo para el número de paneles que se pueden utilizar es el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Numero de paneles} &= \frac{\text{Area Total Disponible}}{\text{Area Efectiva por Panel}} = \frac{200.000 \text{ m}^2}{1.86 \frac{\text{m}^2}{\text{panel}} * 1.5} \\ &= \mathbf{71.684 \text{ paneles}} \end{aligned}$$

Actualmente la potencia de la central térmica es de 567,5 MW. La potencia de la planta fotovoltaica será de:

$$\text{Potencia planta} = 410 \text{ W} * 71684 = \mathbf{29,39 \text{ MW}}$$

Esto representa la cantidad de energía máxima que puede producir la planta.

A continuación, se va a hacer el cálculo aproximado de la energía que se puede generar a lo largo de un año en la planta fotovoltaica:

La radiación solar media para una zona geográfica como la del proyecto es aproximadamente de 5,5 kWh / m²/ día. A partir de la eficiencia del módulo obtenemos la energía solar por panel por día:

$$\text{Energía diaria por panel} = 5,5 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 * \text{dia}} * 0,215 = 1,1825 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 * \text{dia}}$$

Multiplicando esto por 365 días en un año y por 71684 paneles en la instalación:

$$\begin{aligned} \text{Energía anual producida} &= 1.1825 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 * \text{dia}} * 1.86 \frac{\text{m}^2}{\text{panel}} * 365 \text{ dias} * 71684 \text{ paneles} = \\ &= \mathbf{57.547,6 \frac{\text{MWh}}{\text{año}}} \end{aligned}$$

4.2. Almacenamiento energético

Al tratarse de un recurso energético que depende del sol es necesario añadir sistemas de almacenamiento energético. La parte principal de la generación energética ocurre solamente a lo largo del día y en las horas pico, sin embargo, el complejo tiene que ser capaz de proporcionar a la red una potencia constante y por eso es necesario el almacenamiento energético.

Para el caso de la planta, hay que realizar un cálculo conservador para no desperdiciar energía producida. Sin embargo, el sistema de almacenamiento es uno de los mayores gastos que supone la planta y esto también se debe tener en cuenta.

Una empresa que se dedica a la fabricación y distribución de este tipo de equipamiento es SMA. En esta imagen de la página web se muestra cuáles son los equipos necesarios para esta instalación.

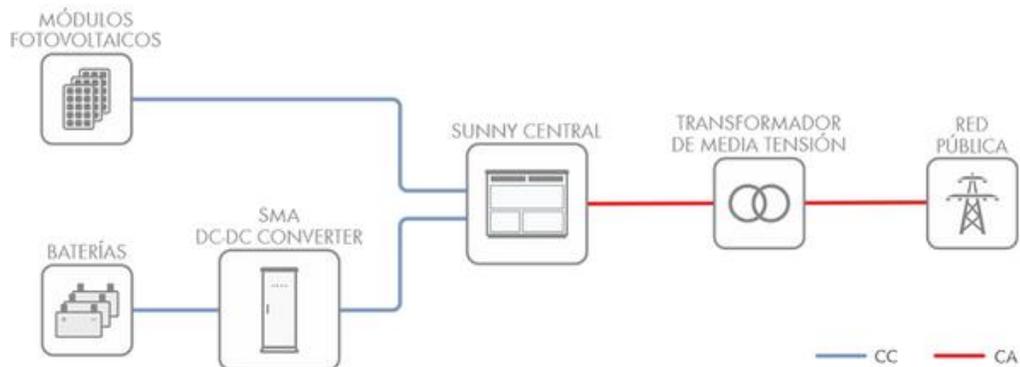


Ilustración 17: Equipos necesarios complejo fotovoltaico (sma.de)

La planta tiene una capacidad de 30 MW estimando que un día normal de producción será de 6 horas. Sin embargo, nunca se almacenará toda la energía generada. Para el cálculo



se va a estimar que el máximo almacenado va a ser del 10% de la máxima generación en un día. La capacidad de almacenamiento que vamos a necesitar es de:

$$\text{Capacidad de almacenamiento} = 30 \text{ MW} * 6 \text{ h} * 0,1 = 18 \text{ MWh}$$

4.3. Análisis de costes

Los principales costes en todas las posibles soluciones propuestas se van a categorizar dentro de los siguientes tres: costes de equipo, costes de instalación y costes de operación y mantenimiento (O&M).

Costes de Equipos: estos costes comprenden la compra de paneles solares, inversores, baterías, estructuras de montaje.

Costes de Instalación: Mano de obra, ingeniería y diseño, transporte. Preparación del terreno, infraestructura eléctrica, permisos y licencias.

Costes de Operación y Mantenimiento: Mantenimiento, seguros, monitoreo.

Coste de desmantelamiento: Además hay que tener el coste de desmantelamiento de la planta, que se estima en unos 20 millones de euros. Desmantelar una central termoeléctrica de carbón implica una serie de costes significativos. Esto incluye la realización de estudios ambientales y planificación, contratación de mano de obra especializada y equipos de demolición, descontaminación y eliminación segura de materiales peligrosos, demolición de infraestructuras, logística y transporte de residuos, reciclaje de materiales valiosos, y restauración del sitio para su futura reutilización. Cada una de estas etapas es esencial para asegurar un proceso de desmantelamiento seguro, eficiente y en cumplimiento con las normativas ambientales, lo que ayuda a minimizar los costes y maximizar los beneficios a largo plazo.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) del gobierno de España, los costes asociados con la instalación de una planta fotovoltaica “se contabiliza un coste de 556.000 euros por MW nuevo de fotovoltaica”.

Por lo tanto, en el proyecto que se está planteando para la central térmica los costes estimados iniciales serian:

$$Ci = 556.000 * 29,39 + 20.000.000 = 36.340.840€$$

Con respecto a los gastos recurrentes, se estiman en 20.000€/MW cada año para el mantenimiento y operaciones. Se estima también un gasto de 300.000 €/año en salarios (gerente de la planta, ingenieros y personal de limpieza)

4.4. Viabilidad económica y ambiental

El estudio de la viabilidad económica se va a hacer teniendo en cuenta que el proyecto se financiará a 25 años y ese será su tiempo de operación. La selección de los 25 años de duración está hecha teniendo en cuenta que la mayoría de los equipos tienen una vida útil de entre 25-30 años.

Además, este tiempo es el más largo posible ya que cuanto más largo sea el periodo más tiempo de operación tendrá la planta para poder generar la energía solar y poder venderla para pagar los costes incurridos. Pero no se eligen 30 años para estudiar el proyecto dentro de un escenario conservador para que todo el equipamiento dure sin necesidad de altas inversiones.



Ilustración 18: Vida útil placas solares (energiadesol.com)

Para ello es necesario estimar el precio medio al que se generará el MWh. Realizar una previsión precisa del precio del MWh (megavatio-hora) es un desafío difícil por la multitud de factores dinámicos y variables que influyen en el mercado de la energía. Por ejemplo, la fluctuación de los precios de los combustibles fósiles, el petróleo, el gas natural y el carbón, tienen un impacto directo en el coste de generación de energía.

Además de esos factores, otros que también tienen un gran impacto son las políticas gubernamentales, como los subsidios a las energías renovables o los impuestos al carbono, que pueden alterar significativamente el panorama del mercado. La transición hacia fuentes de energía más sostenibles también introduce variabilidad, ya que la integración de tecnologías renovables como la solar y la eólica, que dependen de condiciones climáticas impredecibles, añade otra capa de incertidumbre en la previsión de precios.



Ilustración 19: Impacto económico de la guerra de Ucrania (semana.com)

Otro gran desafío para la previsión del precio del MWh es la influencia de factores macroeconómicos y geopolíticos. Cambios en la demanda de energía, causados por el crecimiento económico, pueden alterar los precios de manera imprevisible. Otros acontecimientos que también pueden afectar la previsión que se haga más adelante podrían ser: eventos geopolíticos, como conflictos internacionales (ej. la guerra entre Ucrania- Rusia) o cambios en las políticas comerciales, pueden afectar el suministro de combustibles y la estabilidad de los mercados energéticos globales. Por todo lo que se ha explicado se entiende por qué la previsión del precio del MWh sea una tarea difícil y sujeta a un alto grado de incertidumbre.

En la siguiente imagen se puede observar la gran variabilidad de los históricos precios de energía en España (OMIE)

Year	Avg. Price (€/MWh)
2011	49,93
2012	47,23
2013	44,26
2014	42,13
2015	50,32
2016	39,67
2017	52,24
2018	57,29
2019	47,71
2020	33,96
2021	111,43
2022	167,84
2023	88,19

Ilustración 20: Histórico precios energía en España (OMIE.es)

A partir de estos datos se va a estimar un valor para la venta de la energía solar producida en la planta. Esta estimación va a ser realizada desde un punto de vista conservador para que así el break-even del proyecto sea más realista.

El precio de venta de la energía se ha estimado en 60€, siguiendo las estimaciones provenientes de profesionales en el mercado. Es un precio superior al actual, pero se tiene en cuenta que el proyecto tiene una duración de 25 años y el precio de la energía irá incrementando a lo largo de los años.

Con estos datos se realiza el siguiente cálculo del valor presente ajustado y de la tasa interna de retorno. Ambas se han calculado con un coste de oportunidad del 6% que es el

medio de los últimos diez años en España. Se han ocultado desde el año 4 al 16 incluidos, ya que no varían los datos para estos años y que así se puedan apreciar mejor los resultados.

Año	0	1	2	3	22	23	24	25
<i>Inversión inicial</i>	- 16.340.840 €							
<i>Desmantelamiento</i>	- 20.000.000 €							
<i>Ingresos produccion</i>		3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €	3.452.856 €
<i>Gastos recurrentes</i>		- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €	- 320.000 €
<i>Flujos de Caja</i>	- 36.340.840 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €	3.132.856 €

<i>VAN</i>	3.707.574 €
<i>TIR</i>	7%

Ilustración 21: Análisis del VAN / TIR de la inversión

Como conclusión de este cálculo de la rentabilidad del proyecto se pueden sacar varias observaciones. El valor del proyecto ajustado a valor presente es de 3.707.574 € (el dinero que se va a ganar con este proyecto es equivalente a invertir hoy en día 3.707.574 € a un 6% anual) lo que hace que el proyecto aún con todas las previsiones conservadoras que se han hecho sea rentable.

Como segunda observación se puede analizar el valor obtenido de la TIR la cual compara ese valor actúa neto (VAN) con el tamaño de la inversión inicial hecha, para ver la rentabilidad media anual que se le está dando al dinero invertido. De esta segunda observación se observa que es un proyecto muy atractivo al no haber deuda de por medio.

Estos tipos de proyectos siempre son financiados con una gran parte de deuda ya que se necesita una inversión inicial muy alta. La mayoría de los fondos de capital inversión (Private Equity) que son los principales inversores que realizan estos proyectos buscan una TIR del 20% para el proyecto, financiándolo con deuda. Al tener este proyecto un 7% de TIR sin deuda y con una previsión conservadora a la baja, provoca que sea fácil conseguir una TIR del 20 % con deuda sin necesidad de apalancarse demasiado.



Capítulo 5. Uso de energía termo solar de concentración

5.1. Energía Termo Solar de Concentración

La energía termo solar de concentración es una forma de aprovechar el sol para generar electricidad. A diferencia de los paneles solares comunes, que convierten directamente la luz solar en electricidad, este tipo de energía usa espejos o lentes para concentrar la luz del sol en un sólo punto. Esto genera mucho calor, que luego se utiliza para producir vapor. Este vapor mueve una turbina conectada a un generador, creando electricidad.

La idea de concentrar la luz solar para producir calor no es nueva. De hecho, se remonta a la antigua Grecia, donde se usaban espejos para encender antorchas en ceremonias religiosas. Sin embargo, la tecnología moderna de energía termo solar de concentración empezó a desarrollarse seriamente en los años 80. Una de las primeras plantas grandes se construyó en California, en el Desierto de Mojave, donde el sol brilla intensamente la mayor parte del año.

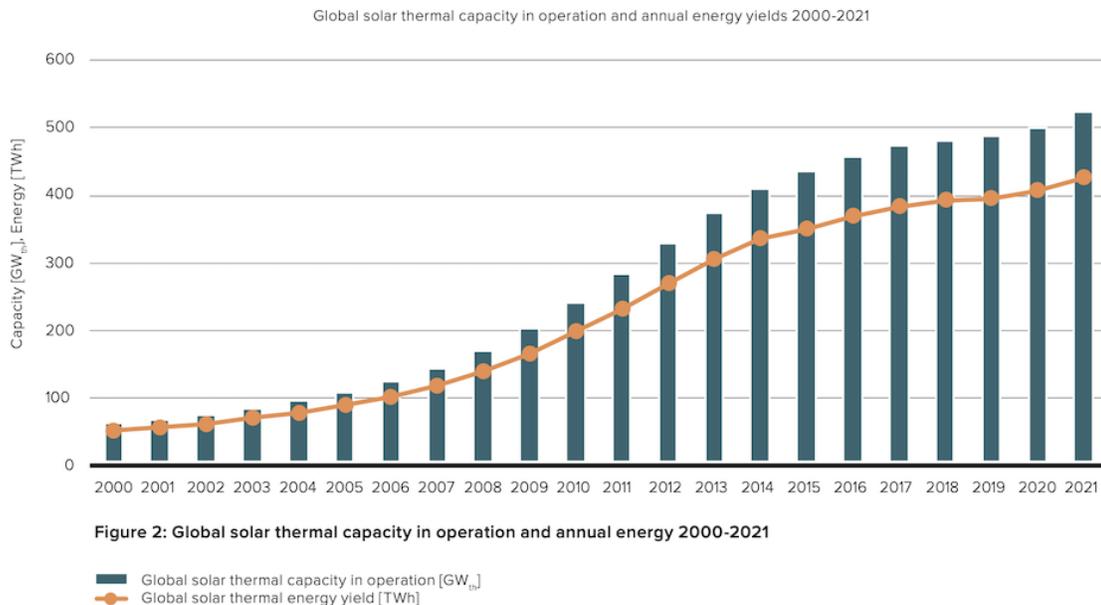


Ilustración 22: Proyección de la evolución de la producción de energía termo solar (energías-renovables.com)

Hoy en día, la energía termo solar de concentración se usa en varias partes del mundo, especialmente en lugares con mucho sol. Países como España, Estados Unidos, Marruecos y los Emiratos Árabes Unidos han construido grandes plantas termo solares. Estas plantas ayudan a reducir la dependencia de los combustibles fósiles y disminuyen las emisiones de gases de efecto invernadero, aunque también requieren mucha agua para enfriar el sistema, lo que puede ser un problema en zonas desérticas.

5.2. Dimensionamiento de la planta termo solar

El dimensionamiento de una planta termo solar tiene muchos puntos en común con el realizado para la planta fotovoltaica. Se van a emplear la misma superficie efectiva de 200.000 m^2 . La superficie de cada uno de los heliostatos (paneles solares que se emplean con esta tecnología) son de 140 m^2 . Utilizando el mismo coeficiente de espacio necesario para conseguir un buen mantenimiento y evitar sombras, la superficie media de cada heliostato y la cantidad de heliostatos viene dada por:

$$\text{Superficie media heliostato} = 140 \text{ m}^2 \times 1.5 = 210 \text{ m}^2$$

$$\text{N}^\circ \text{ de heliostatos} = \frac{200.000 \text{ m}^2}{210 \text{ m}^2} = 952 \text{ heliostatos}$$

La potencia de la planta termo solar va a ser calculada con una regla de tres comparando el número de heliostatos de la planta termo solar de Atacama (Chile) y con su potencia. Esa planta termo solar cuenta con 10.600 heliostatos y una potencia instalada de 110 MW. Haciendo una simple regla de tres la potencia instalada que se puede alcanzar en nuestra planta es de 9.8 MW.



Ilustración 23: Complejo termo solar Atacama, Chile (contenedores para residuos.cl)



5.3. Análisis de la producción energética

El aprovechamiento de esta potencia no va a ser igual en la situación geográfica que se encuentra la central térmica. La planta de Atacama se encuentra en medio del desierto de Atacama, por tanto, no se va a poder aprovechar de la misma manera. Haciendo una regla de tres para obtener un orden de magnitud. La energía diaria que se conseguiría se calcula como 9.8 MW por 10 horas al día. Se calcula con 10 horas debido a que ni la intensidad de radiación ni la nubosidad son de tan alta calidad como en Atacama. En Atacama se consigue una producción de 17,5 horas al día ya que se utilizan sales que permiten almacenar el calor durante más horas que las de la producción solar.

Por tanto, con la energía termo solar para las restricciones de espacio que tenemos se observa una producción de energía diaria de $98 \frac{MWh}{día}$ lo que equivale a $35.770 \frac{MWh}{año}$.

5.4. Viabilidad económica y ambiental

Al tratarse de una solución que produce menos energía al año que la eléctrica además de que es más costosa no es rentable para las restricciones de espacio y geográficas de las centrales térmicas.

Esto es debido a que un factor principal a la hora de la selección de la ubicación de la planta es de vital importancia que la zona tenga una alta irradiación como por ejemplo en los desiertos.



Ilustración 24: zona de alta radiación (desierto) (latercera.com)

Capítulo 6. Aprovechamiento de la Energía Geotérmica

6.1. Energía Geotérmica

La energía geotérmica es una forma de energía renovable, limpia e inagotable que se obtiene del calor almacenado en el interior de la Tierra. Este calor puede ser aprovechado para generar electricidad o para proporcionar calefacción. En nuestro caso utilizaremos ese calor para evaporar el agua de la caldera y así mover la turbina.

Existen varias formas de capturar esta energía, como las plantas geotérmicas de vapor seco, que utilizan vapor extraído directamente del suelo para accionar turbinas y generar electricidad, y las plantas de vapor flash, que convierten el agua caliente de alta presión en vapor. También están las plantas de ciclo binario, que transfieren el calor del agua geotérmica a un fluido secundario que se vaporiza a temperaturas más bajas y acciona una turbina.

A nivel mundial, el uso de la energía geotérmica ha crecido de manera constante y notable. Esta energía es especialmente valiosa en regiones con alta actividad geotérmica, como Islandia, donde constituye una parte importante del suministro de energía. En 2023, la capacidad mundial instalada de energía geotérmica se situó en aproximadamente 15 gigavatios (GW), con Estados Unidos, Filipinas, Indonesia, México e Islandia liderando en capacidad instalada.

En España el uso de este recurso es muy escaso. Las comunidades que más potencial tienen son Cataluña (donde se encuentra la mayor planta geotérmica española) y en las islas Canarias. Sin embargo, ha habido una reciente inversión grande para conseguir la concesión de ayudas para así poder estudiar la viabilidad de la energía geotérmica profunda. Esto ocurrió el pasado el 17 de enero de 2024, con la publicación en la Sede Electrónica del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Entre las empresas que se encuentran estudiando esta energía están Iberdrola y Repsol.

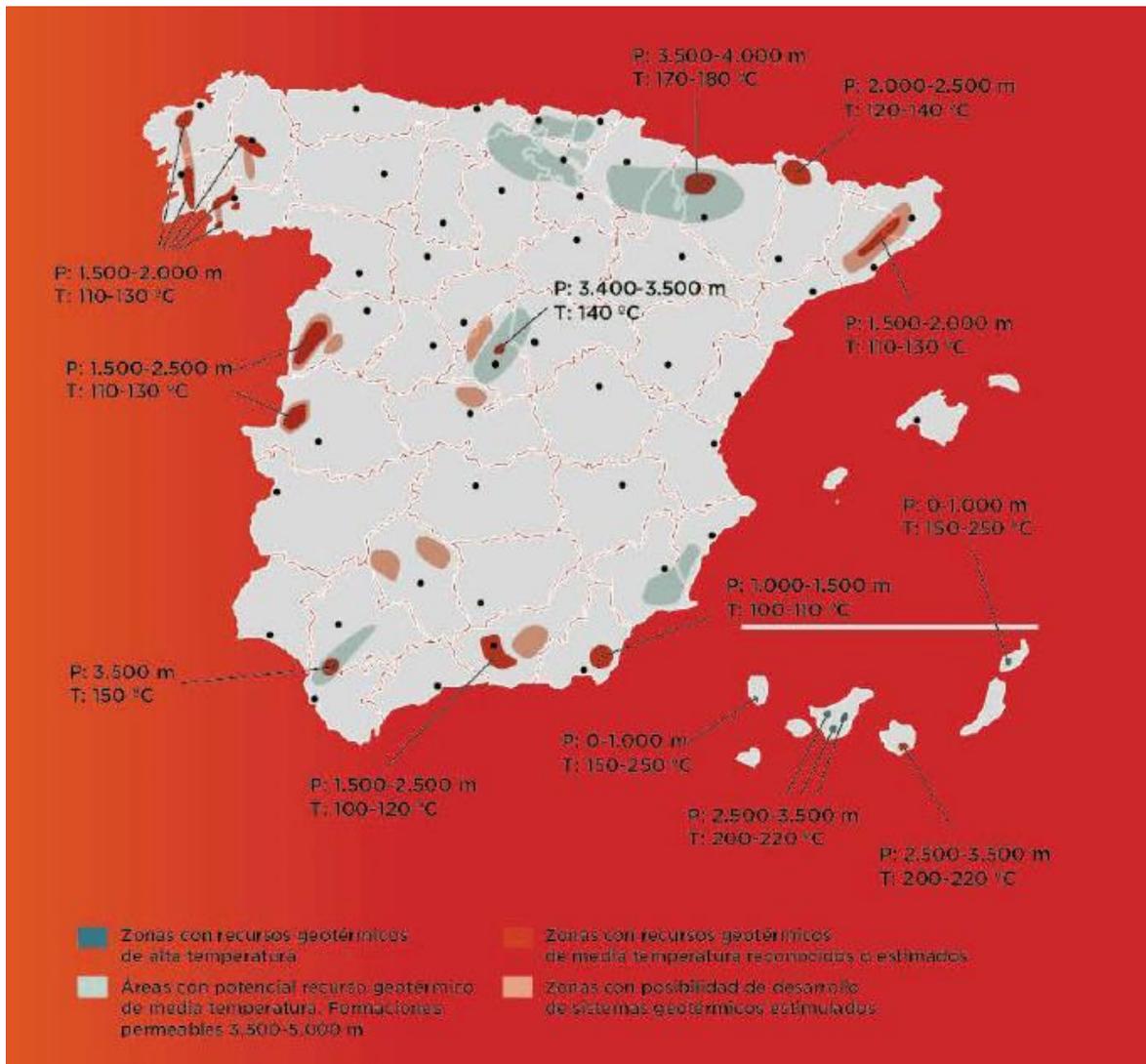


Ilustración 25: Potencial geotérmico (alta temperatura) español (greenheiss.com)

Aunque la energía geotérmica representa una pequeña fracción de la producción mundial de electricidad, su papel es crucial en algunas áreas. En países como Islandia, la energía geotérmica proporciona casi el 100% de la calefacción y una parte importante de la electricidad. Las inversiones en energía geotérmica también están creciendo, impulsadas por la necesidad de fuentes de energía sostenibles y de baja emisión de carbono.

La energía geotérmica ofrece varios beneficios, como la producción de energía constante y confiable, ya que no depende de las condiciones climáticas como la energía solar o eólica. Además, es una fuente de energía de bajo coste operativo una vez que la planta está construida. Sin embargo, requiere una inversión inicial significativa y es geográficamente limitada a áreas con acceso a recursos geotérmicos.

6.2. Potencial geotérmico de la ubicación

La energía geotérmica se basa en el principio de aprovechar el calor interno de la tierra y transformarlo en electricidad a base de mover una turbina con el vapor de agua. El planeta tierra está formado por varias capas.

Se suelen diferenciar en tres distintas capas. El núcleo, el manto y la corteza.

- La corteza, la capa más externa, se divide en corteza continental, más gruesa y menos densa, y corteza oceánica, más delgada y densa, ambas compuestas principalmente de silicatos.

- El manto, que se extiende hasta unos 2.900 km de profundidad, está hecho de silicatos ricos en hierro y magnesio, y se divide en el manto superior (incluyendo la litosfera y la astenosfera) y el manto inferior, más denso y rígido.

-El núcleo se divide en núcleo externo, compuesto de hierro y níquel en estado líquido que genera el campo magnético terrestre, y núcleo interno, compuesto de hierro y níquel en estado sólido debido a las altas presiones.

Las lluvias se filtran por la corteza de la tierra dando lugar a grandes acumulaciones de agua que por estar en contacto con el calor del subsuelo llegan a estar a altas temperaturas y más tarde se aprovecha tanto en forma líquida como en gaseosa. Hay otras veces donde sí que se puede encontrar esa zona con el calor, pero no hay masa de agua y en ese caso se procede a inyectar el agua.

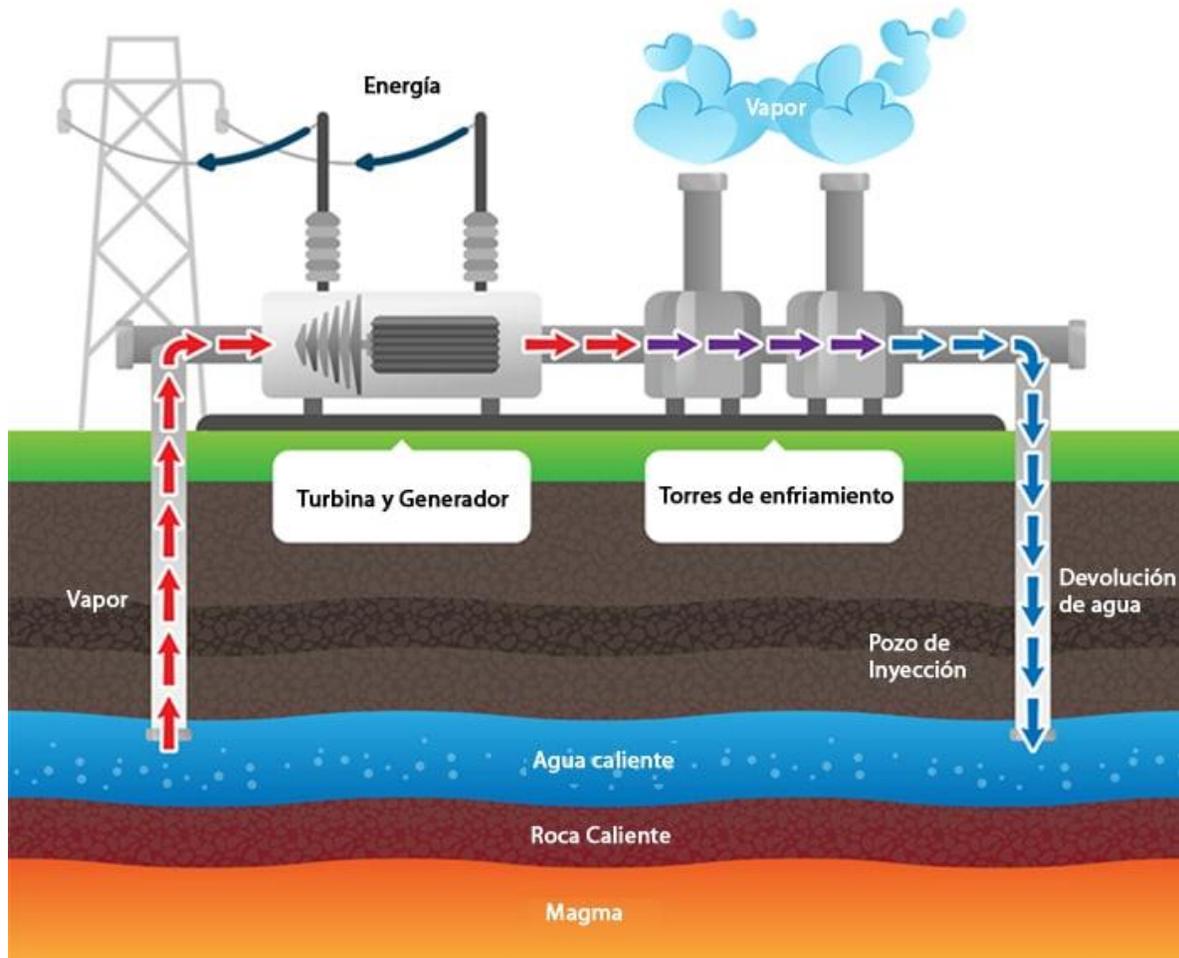


Ilustración 26: Esquema planta geotérmica (radarenergetico.com)

6.3. Adaptación de la central térmica

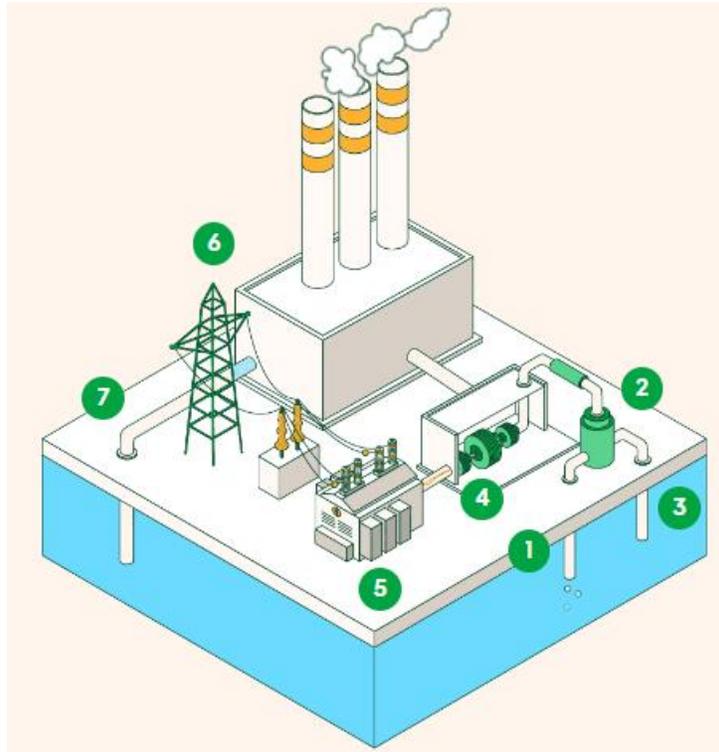


Ilustración 27: Esquema detallado planta geotérmica (iberdola.es)

En esta figura se puede observar la distribución que tiene una central geotérmica y sus diferentes partes:

1. Se extrae tanto agua como vapor de el pozo subterráneo que se haya encontrado o construido.
2. Aquí se separa el vapor de agua de las moléculas de agua
3. El agua se devuelve para que se vuelva a calentar.
4. Circulación del vapor de agua a la turbina donde se genera la electricidad.
5. Generador
6. Transformador

7. Expulsión del vapor de agua sobrante

A partir del punto número cuatro incluido en adelante todos los puntos se pueden encontrar tanto en las centrales geotérmicas como en las centrales térmica de carbón.

6.4. Dimensionamiento del proyecto

Las posibilidades de uso y desarrollo del recurso geotérmico dependen sobre todo de dos factores, la temperatura y el caudal del flujo térmico. En nuestro caso necesitamos flujos de alta temperatura (más de 150 grados centígrados) para así poder transformar directamente el vapor de agua en energía eléctrica. Por tanto, gran parte de la viabilidad económica dependerá de la ubicación donde este la central térmica.

Existen dos tipos de centrales geotérmicas: sistema flash y sistema binario.

En las plantas con sistema flash las aguas salen del reservorio a alta temperatura hacia el separador, el vapor de agua hace funcionar una turbina generadora y los fluidos separados junto con el vapor condensado se devuelven a la tierra.

El sistema binario funciona con aguas a menor temperatura. Estos salen del reservorio hacia un intercambiador de calor donde entregan el calor a otro fluido que se evaporará y hará girar la turbina. Siendo reinyectados inmediatamente.

Al comparar las tecnologías, una planta binaria genera menos emisiones e inyecta más frío el fluido a la tierra, pero necesita más pozos y por tanto el reservorio se enfriará más rápidamente. Duran entre 50 y 100 años. Se tienen que mantener las válvulas, equipos pozos y cañerías, optimizar el reservorio y si fuese necesario hacer más pozos.

6.4.1 Análisis de Ingresos

Para este análisis hay que tener en cuenta que como se quiere aprovechar la maquinaria de la planta, la potencia máxima que se puede generar es la potencia máxima de la central térmica de carbón.

En este caso, en el apartado de selección de la central térmica se ha seleccionado la Central Térmica de Meirama. La central cuenta con cuatro grupos de carbón (todos fueron cerrados el 27 de diciembre de 2019). Entre los cuatro cuentan con una potencia de 563 MW.

Sin embargo, la mayor planta de energía geotérmica del mundo es The Geysers, en California, donde hay un conjunto de centrales térmicas donde entre todas suman una potencia de 1500MW, pero sólo se hace uso de 950 MW (60% de la capacidad).



Ilustración 28: Central Geotérmica The Geysers (sais-isep.org)



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Por lo tanto, no es coherente asumir que se podrán aprovechar las instalaciones de la planta para conseguir 563 MW. Las centrales geotérmicas de mayor tamaño necesitan estar ubicadas en zonas de actividad volcánica como por ejemplo geiseres. Como la ubicación en la que se encuentra la central no es de esas características se va a asumir una potencia de 250 MW proveniente de la energía geotérmica, lo que equivale a uno de los cuatro grupos de carbón.

El mayor beneficio de la energía geotérmica es que con esta fuente como combustible, la planta puede funcionar 24 horas al día los 7 días a la semana. Esto es debido a que el calor interno de la tierra está activo en todo momento.

Además, se va a utilizar un factor de 0.9 para calcular la capacidad efectiva de la planta, es difícil que se consiga aprovechar el 100% de la capacidad de la planta. Sabiendo esto se calcula la energía generada anual:

$$\text{Energía Producida} = 0,9 * 24 \frac{h}{\text{día}} * 365 \text{ dias} * 250 \text{ MW} = 1.971.000 \text{ MW}$$

Utilizando el mismo precio del MWh asumido anteriormente ofrece unos ingresos anuales de:

$$\text{Ingresos (€)} = 1.971.000 \text{ MW} * 50 \frac{€}{\text{MWh}} = 98,550 \text{ millones de €}$$

6.4.2 Análisis de costes

Lo primero que se tiene que calcular es la cantidad de vapor de agua que se necesita para producir la misma cantidad de vapor que los cuatro grupos de carbón.

El generador de vapor de la Central Térmica de Meirama producen alrededor de 1000 TM/h de vapor de agua. Como se quiere producir un 44% de la capacidad total de la planta, se necesitarán 440 TM/h de vapor de agua.

Como se puede observar en la ilustración número 24 en la zona que se encuentra la central térmica seleccionada para esta transformación, a una profundidad de 1km a 2km se puede obtener agua a +150 C°.

Para poder trabajar con un vapor de agua a tan baja temperatura la central geotérmica tendrá que ser del tipo binario. Donde se añade otro fluido que suele ser isobutano o isopentano los cuales tienen una temperatura de ebullición más baja y de esa forma aprovechar más el calor.

El primer coste para evaluar es el de la perforación de los pozos, para una central geotérmica del tamaño que hemos calculado se necesita la perforación de 20 pozos con un coste medio por pozo de 5 millones de euros.

El coste medio estándar del kW instalado en la energía geotérmica es según la EIA (EEUU) de aproximadamente 2850 euros/kW.

Se estima un coste anual de mantenimiento y operación de 100 euros por KW instalado.

A continuación, se calculan los costes iniciales y de operación por separado:

$$C_{inicial} = C_{pozos} + C_{construccion\ y\ equipamiento}$$

$$= 20\ pozos * 5.000.000 \frac{\text{€}}{\text{pozo}} + 250.000\ kW * 2850 \frac{\text{€}}{kW}$$

$$= 812,5\ millones\ \text{€}$$

Los costes de operación y mantenimiento:

$$C_{o\&m} = 100 \frac{\text{€}}{kW} * 250.000\ kW = 25\ millones\ \text{€/año}$$

6.5. Cálculo de rentabilidad del proyecto

La rentabilidad del proyecto se estudia a 50 años por tratarse de una central geotérmica y necesitar una gran inversión inicial. Este cálculo de rentabilidad se ha estudiado de la misma manera que el realizado para la energía solar:

Coste de oportunidad: 6 % anual.

Valor del MWh: 50 €

El valor de gasto recurrente ha sido calculado teniendo en cuenta que la instalación tanto de la central geotérmica como de la térmica de carbón van a necesitar mantenimiento recurrente para poder funcionar correctamente durante 50 años.

Se han eliminado desde la columna 4 a la 46 incluidas, para poder mostrar con una mayor claridad los resultados y porque no varían los datos a lo largo de esas columnas.

Año	0	1	2	3	47	48	49	50
<i>Inversión inicial</i>	- 812.500.000 €							
<i>Ingresos produccion</i>		98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €	98.550.000 €
<i>Gastos recurrentes</i>		- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €	- 25.000.000 €
<i>Flujos de Caja</i>	- 812.500.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €	73.550.000 €

<i>VAN</i>	346.784.850 €
<i>TIR</i>	9%

Ilustración 29: Análisis del VAN / TIR de la inversión

Para analizar correctamente este cálculo de rentabilidad hay que tener en cuenta que es difícil pronosticar el precio del kWh, sobre todo para dentro de 50 años. Sin embargo, el precio del MWh de 50 € es un precio conservador teniendo en cuenta la tendencia de los últimos 10 años. También la decisión de si sale adelante el proyecto se tiene que hacer sabiendo que el proyecto se paga a si mismo pasados 11 años de la inversión inicial.

El proyecto presenta un VAN mayor que el de la energía solar. Esto es lógico ya que el proyecto requiere una inversión inicial mayor y para que sea un proyecto atractivo el valor actual neto tiene que ser también grande para tener una buena rentabilidad. Sin embargo, tiene una TIR inferior. Es necesario tener en cuenta que estas dos métricas son directamente dependientes del precio del MWh y que un precio del MWh constante durante los próximos 50 años es un escenario poco probable. Si la energía mantiene un crecimiento de precio durante los próximos 50 años la energía geotérmica será la mejor inversión.

Debido a esta incertidumbre y a la gran inversión inicial necesaria es un proyecto con un elevado riesgo, que hoy en día sólo se lo puede permitir el sector público.



Capítulo 7. Hidrógeno Verde

7.1. Hidrógeno verde

El hidrógeno verde es una forma de energía renovable que se produce mediante la electrólisis del agua, un proceso que utiliza electricidad para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno. Cuando esta electricidad proviene de fuentes renovables como la solar, eólica o hidroeléctrica, el hidrógeno resultante se denomina "verde" debido a su producción sin emisiones de carbono.

A nivel mundial, el uso del hidrógeno verde está en crecimiento debido a su potencial para descarbonizar sectores difíciles de electrificar, como la industria pesada, el transporte de larga distancia y la aviación. En 2023, la capacidad global de producción de hidrógeno verde aún era limitada, pero numerosos proyectos y políticas gubernamentales están impulsando su expansión. Países como Alemania, Japón y Australia están liderando iniciativas para aumentar la producción y uso del hidrógeno verde.



Ilustración 30: Planta generación hidrógeno verde (chilemineria.cl)

Aunque el hidrógeno verde representa una pequeña fracción de la producción mundial de energía, se espera que su papel aumente significativamente en las próximas décadas. Por ejemplo, la Unión Europea ha establecido objetivos ambiciosos para la producción de hidrógeno verde como parte de su estrategia de descarbonización. Se prevé que para 2030, el hidrógeno verde podría proporcionar hasta el 13% de las necesidades energéticas globales, según algunas proyecciones.

La producción de hidrógeno verde para más tarde producir energía en una central termoeléctrica provoca que se consuma más energía de la que se está produciendo. Aunque



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

la producción de hidrogeno parezca poco eficiente desde una perspectiva energética directa, el valor del hidrógeno reside en su capacidad de almacenamiento de la energía (propiedad que las energías renovables no poseen).

El hidrógeno verde ofrece varios beneficios, como la capacidad de almacenar energía a largo plazo y su versatilidad como combustible. Puede utilizarse en celdas de combustible para generar electricidad, en la industria química para producir amoníaco y metanol, y como combustible limpio en vehículos de hidrógeno. Sin embargo, la producción de hidrógeno verde requiere una inversión significativa en infraestructura y la disponibilidad de electricidad renovable a bajo coste.

7.2. Dimensionamiento del sistema electrolizador

El uso del hidrogeno en la planta a transformar se emplearía para formar vapor de agua y a través de la turbina y el generador poder transformar esta energía en electricidad. Entonces la gran parte de la central se podría aprovechar. Toda la maquinaria relacionada con la generación y la combustión del carbón de la central tendrá que ser desmantelada.

La Central Térmica de Meirama cuenta con un grupo térmico de carbón de 557 MW. El objetivo de esta transición es aprovechar el máximo posible de esa potencia.

Hoy en día “aproximadamente se necesitan entre diez y doce litros de agua y 57 kW para obtener ese kilo de hidrógeno que contiene 33,3 kW de energía. Y con esa energía uno es capaz de andar entre 120 y 130 kilómetros en un vehículo o tener una bombilla de 100 vatios encendida durante 24 horas” (Emilio Nieto, director del Centro Nacional del Hidrógeno de España). Sin embargo, asumiendo un valor del MWh de 60 € esos 33,3kW tendría un precio de 2 €. Es por ello por lo que se va a estudiar la opción de vender el hidrogeno por kg y no intentar aprovecharlo para el funcionamiento de la planta.

Con esta información se puede calcular la masa de hidrógeno necesaria para la que la central esté funcionando durante todo un año. Para ello se va a tener en cuenta que:

- La planta funciona al 100% de su capacidad durante todo el año
- Se consigue aprovechar un 50% de esta energía en forma de calor.

La masa de hidrógeno necesaria anualmente para suplir a la central térmica viene dada por:

$$M_{H_2} = \frac{557.000 \text{ KW} * 24 \frac{h}{\text{día}} * 365 \frac{\text{días}}{\text{año}}}{33 \frac{\text{KWh}}{\text{Kg}} * 0.5} = 295.716.363 \frac{\text{Kg}}{\text{año}}$$

La energía necesaria para producir esa cantidad de hidrógeno será:

$$E_{H_2} = 57 \frac{\text{KWh}}{\text{Kg}} * 295.716.363 \text{ Kg} = 16.855 \text{ TWh/ año}$$

Para poder producir esa cantidad de energía de forma renovable hay que tener una planta de una potencia de:

$$\text{Potencia necesaria} = \frac{16.855 * 10^6 \text{ MWh}}{356 \text{ días} * 24 \frac{h}{\text{día}}} = 1.924,18 \text{ MW}$$

Teniendo en cuenta que actualmente el parque solar más grande de España es el de Núñez de Balboa y que este tiene 500 MW, no es un objetivo viable plantearse hacer un parque solar de ese tamaño. Por lo tanto, el objetivo de suministrar el 100% de la central térmica con hidrógeno no es un objetivo viable.

Entonces se va a estudiar la transición de la central termoeléctrica hacia una producción y almacenamiento de hidrógeno verde. Se va a estudiar la demolición de la planta para la incorporación de un sistema electrolizador que requiera de una potencia de 30 MW. La energía requerida será aportada por una fuente de energía renovable para que así el hidrógeno pueda considerarse verde.

No hay información acerca de la superficie exacta que ocupa la Central de Meirama, pero intuendo que ocupa lo mismo que otra central con la misma potencia. Por ejemplo, la central térmica de Los Barrios ocupa $350.000 m^2$. Se va a utilizar el mismo proyecto evaluado en la sección de energía solar el cual ocupa $200.000 m^2$ y ya tiene en cuenta el coste de desmantelamiento de la planta.

El proyecto tiene una potencia de aproximadamente 30 MW por lo tanto se incorporará un sistema electrolizador de 30 MW para así poder aprovechar la máxima energía solar cuando el parque este en producción pico.

7.2.1. Análisis de ingresos

Los ingresos de este proyecto provienen de la venta del hidrógeno verde que sea producido. Para ello hay que calcular la cantidad de hidrógeno que se va a producir anualmente y estimar el precio al que se espera vender cada kg de hidrógeno verde producido.

Según la información que se ha expuesto anteriormente, para la fabricación de un kg de hidrógeno se necesitan 57 KWh. Estimando que la planta solar produce anualmente lo que fue calculado anteriormente, se produce la siguiente cantidad de hidrogeno al año:

$$MH_2 = \frac{57.547.600 KWh/año}{57 \frac{KWh}{Kg}} = 1.009.607 Kg/año$$



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Según la Agencia Internacional de la Energía, 1 kilogramo de hidrógeno verde cuesta entre 3,50 y 5 euros. Se utilizará un valor medio para la estimación de ingresos, pero con el aumento de usos y posibilidades que aparecen con el hidrógeno verde, es de esperar que el precio del hidrógeno suba al igual que lo hará la demanda.

Además, el gobierno español en la hoja de ruta del hidrógeno renovable conforma el Componente 9 del Plan de Recuperación, destinará 1.550 millones de euros para conseguir pasar de 300 MW a 600 MW lo que supone una inversión de:

$$\text{Inversión por MW} = \frac{1.550.000.000 \text{ €}}{300 \text{ MW}} = 5,16 \text{ millones de euros por MW instalado}$$

Por lo tanto, teniendo el proyecto 30 MW la ayuda que correspondería al tamaño de la nueva planta es de 150.000.000€

Los ingresos anuales

$$\text{Ingresos} = 1.009.607 \text{ Kg} * 4.25 \frac{\text{€}}{\text{Kg}} = 4.290.829 \text{ €}$$

7.2.2 Análisis de Costes

En este apartado se van a tener en cuenta todos los costes asociados a la demolición de la planta, construcción del complejo fotovoltaico y construcción del sistema electrolizador:

Costes de demolición estimado: 20.000.000 €

Costes de construcción del complejo fotovoltaico estimado: 16.340.840 €

Coste construcción sistema electrolizador: según Naturgy y wikiwand los costes por cada KW instalado de esta tecnología están entorno a los 1000 €/kW:

$$Coste\ CSE = 1000 \frac{\text{€}}{KW} * 30.000\ KW = 30.000.000\text{€}$$

Costes de O&M: para el cálculo de estos costes se van a sumar los del complejo fotovoltaico a los de este proyecto, los costes de mantenimiento para el proyecto de hidrógeno se estiman en 500.000 €/año.

$$C_{O\&M} = 320.000 \frac{\text{€}}{\text{año}} + 500.000 \frac{\text{€}}{\text{año}} = 820.000 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

7.2.3 Cálculo de la rentabilidad del proyecto

La rentabilidad del proyecto se va a estudiar a 20 años, igual que para el complejo fotovoltaico, se van a suponer los mismos parámetros calculados en el resto de los cálculos de rentabilidades realizados anteriormente.

Año	0	1	2	3	22	23	24	25
<i>Inversión inicial</i>	- 46.340.840 €							
<i>Desmantelamiento</i>	- 20.000.000 €							
<i>Ingresos produccion</i>		4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €	4.898.686 €
<i>Gastos recurrentes</i>		- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €	- 820.000 €
<i>Flujos de Caja</i>	- 66.340.840 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €	4.078.686 €
<i>VAN</i>	- 14.201.544 €							
<i>TIR</i>	2%							

Ilustración 31: Análisis del VAN / TIR de la inversión

El proyecto presenta un VAN negativo lo que significa que con las condiciones que se ha estudiado, el proyecto no es rentable. Sin embargo, a la hora de hacer este cálculo no se han tenido en cuenta las ayudas que da el gobierno español a los proyectos de este estilo. Esto es porque no es seguro que esas ayudas se reciban.

Capítulo 8. Biomasa

8.1. Biomasa

La biomasa es una fuente de energía renovable que se obtiene a partir de materiales orgánicos, tanto de origen vegetal como animal. Estos materiales incluyen residuos agrícolas como la paja y las cáscaras de frutos secos, residuos forestales como la madera y el aserrín, residuos urbanos de alimentos y desechos verdes, residuos industriales de la industria maderera y de la fabricación de papel, y cultivos energéticos específicos.



Ilustración 32: Planta de biomasa (acciona.es)

La biomasa puede convertirse en energía de varias formas. Una de ellas es la combustión directa, que implica quemar la biomasa para producir calor. Este calor puede usarse tal cual o para generar electricidad mediante turbinas de vapor. Otra opción es la gasificación, que convierte la biomasa en gas de síntesis a través de un proceso de alta

temperatura con una cantidad controlada de oxígeno o vapor. Este gas puede quemarse para producir electricidad o transformarse en biocombustibles.

El proceso de pirólisis descompone la biomasa a altas temperaturas sin oxígeno, generando biochar, bioaceite y gases que pueden ser utilizados como combustibles. La digestión anaeróbica permite que la materia orgánica se descomponga mediante bacterias en ausencia de oxígeno, produciendo biogás (una mezcla de metano y dióxido de carbono) y digestato, que luego se utiliza como fertilizante. Por último, la fermentación de los azúcares presentes en la biomasa produce bioetanol, y esto se utiliza como un tipo de biocombustible.

El uso de la biomasa es muy diverso en todo el mundo. Muchas plantas de energía queman residuos agrícolas y forestales para generar calor y electricidad. En las zonas rurales, la leña y otros residuos de biomasa se utilizan comúnmente para calefacción y cocina. En cuanto a los biocombustibles, el bioetanol se produce principalmente a partir de cultivos como el maíz y la caña de azúcar y se usa como aditivo de gasolina, mientras que el biodiésel se produce a partir de aceites vegetales y grasas animales, sustituyendo al diésel convencional.



Ilustración 33: Aumento número de plantas de biomasa (hargassner.es)



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Además, muchas empresas utilizan residuos de biomasa para generar electricidad y calor, la biomasa se puede transformar en una variedad de productos químicos y materiales renovables. La biomasa presenta muchos beneficios importantes, como por ejemplo ser una fuente de energía renovable y sostenible. Si se gestiona correctamente, puede contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y ayudar a conseguir una economía circular al aprovechar los residuos que de otro modo serían desechados.

También puede fomentar el desarrollo rural al proporcionar una fuente adicional de ingresos para los agricultores y productores de biomasa.

No obstante, su producción debe gestionarse adecuadamente para evitar la deforestación y la pérdida de biodiversidad. Aunque es más limpia que los combustibles fósiles, la combustión de biomasa puede producir contaminantes como partículas y óxidos de nitrógeno. No sólo eso, sino que también la producción de cultivos energéticos puede competir con la producción de alimentos, lo que podría afectar mucho a la seguridad alimentaria.



8.2. Dimensionamiento de la planta de biomasa

La planta de biomasa más grande de España produce 50 MW, vamos a estudiar la viabilidad económica de una planta de biomasa de 30 MW para poder compararla con el complejo fotovoltaico estudiado en apartados anteriores.

Para poder conseguir este proyecto de transición hay que asegurarse un suministro sostenible de biomasa, de aproximadamente 36,000 toneladas anuales (suponiendo 1.2 toneladas de biomasa por MWh y 30 MW funcionando a plena capacidad).

Por la ubicación de la planta el tipo de biomasa que se empleará será sobre todo proveniente de madera (corteza de madera, astilla de madera, madera virgen). El precio de la biomasa ronda los $120 \frac{\text{€}}{\text{Tonelada}}$.

Por tanto, el gasto en biomasa será de:

$$C_{\text{biomasa}} = 36.000 \text{ toneladas} * 200 \frac{\text{€}}{\text{tonelada}} = 7.200.000 \text{ €}$$



8.2.1. Análisis de ingresos

Con respecto a los ingresos, la fuente principal será la comercialización de la energía producida con la biomasa. Se supone que la planta estará en funcionamiento 23 horas al día (todas las horas al día excepto por las operaciones de mantenimiento). Además, como esta energía no depende de factores meteorológicos no es necesario el uso de sistemas de almacenamiento, ya que no va a haber falta de potencia. Por lo tanto la energía total producida:

$$\text{Energía producida} = 30 \text{ MW} * 23 \frac{\text{h}}{\text{día}} * 365 \text{ días} = 251.850 \text{ MWh}$$

Los ingresos por la venta de la energía estimando un mismo valor de la energía que para la energía solar:

$$\text{Ingresos} = 251.850 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} * 60 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 15.111.000 \text{ €/año}$$



8.2.2. Análisis de costes

Los costes principales son el coste de desmantelamiento y adaptación de la planta. Con respecto al desmantelamiento se estima que el coste será menor que para el complejo fotovoltaico ya que se podrán aprovechar muchos equipos y otros habrá que adaptarlos (como la caldera). Por lo tanto, se va a estimar el coste de desmantelamiento en 20 millones de euros y el coste de adaptación y compra de nuevos equipamientos en 30 millones de euros (se estima que 1 KWh de biomasa cuesta 1000 € la instalación, lo que resultaría en 30 millones de euros para esta central,).

Además, la central tendrá un gasto de operación y mantenimiento donde se tiene en cuenta todo el equipo y revisiones necesarias para que funcione la planta. Este gasto ronda los 30-50 € por cada KW instalado, por tanto, se estiman en 1.500.000 € al año.

8.3. Análisis del ROI

Para el análisis del retorno de la inversión se ha hecho un cálculo para los próximos 25 años, es un periodo largo lo suficiente para poder rentabilizar la inversión. Sin embargo, no es un pronóstico tan largo como el de la central geotérmica ya que no es necesario para recuperar la inversión inicial y el pronóstico del precio de la energía a 50 años vista añade mucho riesgo a el proyecto, lo que dejaría fuera a inversores privados.

Año	0	1	2	3	22	23	24	25
Inversión inicial	- 30.000.000 €							
Desmantelamiento	- 20.000.000 €							
Ingresos producción		15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €	15.111.000 €
Gastos O&M		- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €	- 1.500.000 €
Consumo biomasa		- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €	- 7.200.000 €
Flujos de Caja	- 50.000.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €	6.411.000 €

VAN	31.954.096 €
TIR	11%

Ilustración 34: Análisis del VAN / TIR de la inversión

Observando el cálculo de la rentabilidad se puede observar que es la inversión que mejores rentabilidades presenta. Presenta un VAN de 31.954.096 € que después del proyecto de la planta geotérmica es el mayor. Sin embargo, es el que mayor TIR tiene, lo que quiere decir que es la inversión donde mejor se está aprovechando cada euro.

Es importante destacar que toda estimación ha sido hecha desde un punto de vista conservador, desde los costes de desmantelamiento e instalación hasta el coste de la biomasa.

Capítulo 9. Conclusiones

9.1. Comparativa de los proyectos de transición energética

A lo largo de este proyecto se han presentado 5 posibles transiciones de las centrales termoeléctricas de carbón hacia fuentes de energía renovables: energía solar, energía solar de concentración, energía geotérmica, hidrógeno verde y biomasa. No se analizó la opción eólica porque después de analizar la solar se quería analizar proyectos que diesen uso a el equipo e instalaciones de la planta, en vez de desmantelarla y darle nuevos usos al terreno.

Después de hacer cálculos de rentabilidad conservadores se ha observado que las tres posibilidades rentables son: energía solar, energía geotérmica y biomasa. Las otras dos soluciones según los cálculos realizados no han resultado económicamente viables.

Sin embargo, se ha observado que cada solución propuesta es muy dependiente de la situación geográfica en la que se encuentra cada central térmica de carbón. La solución más rentable de las estudiadas es la transformación hacia una planta de biomasa. Además, es la solución que menor dependencia de la ubicación presenta.

Este estudio permite comparar cualquiera de las centrales térmicas de carbón españolas, con las propuestas en este trabajo para cada solución y en base a eso seleccionar la que mejor se adapte.

9.2. Demanda energética mundial

Se puede observar y es de conocimiento general que la demanda energética mundial ha experimentado un aumento en las últimas décadas. Esto ha sido provocado en gran parte por el crecimiento poblacional y el desarrollo económico en países más desarrollados. A medida que la población mundial se está acercando a los 8 mil millones, la necesidad de recursos energéticos para sostener el aumento en las actividades industriales, transporte y el consumo residencial ha crecido exponencialmente.

Este crecimiento no sólo se debe al aumento en el número de personas, sino también a la mejora en el nivel de vida, que conlleva una mayor demanda de electricidad para



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

dispositivos electrónicos, calefacción, y otros servicios esenciales para el confort humano. En países emergente como China e India, con grandes poblaciones y economías en rápido desarrollo, se ha podido observar un incremento significativo en su consumo energético, lo que ha llevado a una mayor presión sobre los recursos energéticos globales y se han dado cuenta de la necesidad de fuentes de energía más sostenibles y eficientes.

El avance de la tecnología, especialmente la inteligencia artificial (IA), también está jugando un papel crucial en la evolución de la demanda energética. La IA está siendo utilizada para optimizar el consumo energético, desde la gestión de redes eléctricas inteligentes hasta la mejora en la eficiencia de edificios y fábricas. Sin embargo, el desarrollo y la implementación de tecnologías de IA también requieren grandes cantidades de energía, particularmente en centros de datos y para el entrenamiento de modelos de aprendizaje profundo que consumen una cantidad significativa de electricidad.

Este doble filo de la tecnología ha llevado a un aumento en la demanda energética, pero también ofrece soluciones para gestionar y reducir el consumo en el largo plazo. La capacidad de la IA para predecir y gestionar la demanda pone en duda si será más importante el consumo energético que va a causar (se estima que el consumo energético de la IA será en torno al 6% del consumo energético global) o si por el contrario será capaz de mejorar la eficiencia en el uso final para asegurar un suministro estable y sostenible para las generaciones venideras.

Sin embargo, las fuentes de energía no están creciendo al mismo nivel lo que provoca que el precio de la energía aumente en los próximos años, haciendo este tipo de inversiones más atractivas.



9.3. Oportunidades en la deuda

El mayor punto en contra al que se enfrentan estos proyectos es la gran cantidad de inversión inicial necesaria para el desarrollo de estos proyectos. Sin embargo, al tener unos flujos de caja futuros estables se abre una oportunidad de financiar el proyecto con deuda e ir pagándola año a año.

La deuda abre significativas oportunidades para financiar proyectos de energía renovable, permitiendo a las empresas acceder a grandes cantidades de capital sin necesidad de diluir la propiedad a través de la emisión de acciones. La financiación mediante deuda, a menudo en forma de bonos verdes o préstamos a largo plazo, proporciona los fondos necesarios para la construcción y operación de proyectos de energía eólica, solar, y otras fuentes renovables.

Esta forma de financiación es atractiva cuando hay bajos tipos de interés globales y las políticas gubernamentales favorables que buscan promover la transición hacia energías más limpias. En 2024 los tipos de interés están en valores del 5% anual por lo que no se ha estudiado la opción de añadir deuda para financiar los proyectos. Además, las condiciones estables y predecibles de los flujos de caja junto con que están respaldados por contratos de compra de energía (PPA), hacen que estos proyectos sean percibidos como inversiones seguras para los prestamistas.

También permite mejorar la TIR del proyecto, ya que se necesitará una menor inversión inicial y el retorno sobre la inversión será mucho mayor. Esto ocurre en los proyectos donde la TIR resultante sea mayor que el tipo de interés de la deuda (coste del capital, WACC).

Esto no sólo ayuda a satisfacer la creciente demanda de energía sostenible, sino que también impulsa la innovación tecnológica y la creación de empleos en el sector de las energías renovables. La capacidad de apalancar la deuda para financiar grandes proyectos de infraestructura permite a las empresas escalonar sus operaciones rápidamente, contribuyendo



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

de manera significativa a la mitigación del cambio climático y a la transición global hacia un futuro energético más limpio y sostenible.



Capítulo 10. Bibliografía

Enerdata. (n.d.). Datos consumo internacional. Retrieved from <https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2024). VIAGEO_Prop_Resol_Definitiva_Adjudicacion_Def_FIRMADO. Retrieved from https://sede.idae.gob.es/lang/extras/tramites-servicios/2024/GEOTERMIA/VIAGEO_Prop_Resol_Definitiva_Adjudicacion_Def_FIRMADO.pdf

El Periódico de la Energía. (n.d.). España se lanza a por la energía geotérmica a gran escala con varios estudios en Canarias y Madrid. Retrieved from <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-se-lanza-a-por-la-energia-geotermica-a-gran-escala-con-varios-estudios-en-canarias-y-madrid/>

Hatch. (2023, March). Repurposing coal-fired power plants: Benefits and challenges. Retrieved from <https://www.hatch.com/es-CL/About-Us/Publications/Blogs/2023/03/Repurposing-coal-fired-power-plants-benefits-and-challenges>

Comisión Nacional de Energía (CNE). (2020, March). ICTG Marzo 2020. Retrieved from <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>

Iberdrola. (n.d.). Energía geotérmica. Retrieved from <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-empresa/energias-renovables/energia-geotermica#:~:text=La%20energ%C3%ADa%20geot%C3%A9rmica%20permite%20utilizar,sigue%20siendo%20una%20gran%20desconocida.>

INTA. (n.d.). Copernicus. Retrieved from https://www.inta.es/INTA/en/blogs/copernicus/BlogEntry_1631257453049

EDP Energía. (n.d.). JA Solar. Retrieved from <https://www.edpenergia.es/es/hogares/energia-solar/productos/paneles-solares/ja-solar/>



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

El Periódico de la Energía. (n.d.). El coste medio por cada nuevo megavatio de renovable ascenderá a 1,68 millones hasta 2030: La FV, la más barata; termosolar y bombeo, las más caras. Retrieved from <https://elperiodicodelaenergia.com/el-coste-medio-por-cada-nuevo-megavatio-de-renovable-ascendera-a-168-millones-hasta-2030-la-fv-la-mas-barata-termosolar-y-bombeo-las-mas-caras/>

OMIE. (n.d.). Retrieved from <https://www.omie.es/>

BBVA OpenMind. (n.d.). Pros y contras de la energía solar de concentración. Retrieved from <https://www.bbvaopenmind.com/tecnologia/innovacion/pros-y-contras-energia-solar-de-concentracion/>

El Periódico de la Energía. (n.d.). España es el paraíso de los PPA renovables con los precios más baratos de Europa. Retrieved from <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-es-el-paraíso-de-los-ppa-renovables-con-los-precios-mas-baratos-de-europa/>

MiROptics. (n.d.). Energía fotovoltaica de concentración: La clave para descarbonizar. Retrieved from <https://www.miroptics.cl/energia-fotovoltaica-de-concentracion-la-clave-para-descarbonizar/>

Wikipedia. (n.d.). Central térmica As Pontes. Retrieved from https://es.wikipedia.org/wiki/Central_t%C3%A9rmica_As_Pontes

Naturgy. (n.d.). Generadores de vapor industrial: Usos y tecnologías. Retrieved from <https://www.naturgy.es/empresas/blog/generadores-de-vapor-industrial-usos-y-tecnologias#:~:text=Un%20generador%20de%20vapor%20es,procesos%20industriales%20de%20todo%20tipo.>

Greenheiss. (n.d.). El gran potencial de la geotermia en España. Retrieved from <https://www.greenheiss.com/el-gran-potencial-de-la-geotermia-en-espana/>



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

El Confidencial. (2022, June 22). Una turbina sustituye el gas por hidrógeno en la producción de energía verde. Retrieved from https://www.elconfidencial.com/tecnologia/novaceno/2022-06-22/turbina-sustituye-gas-hidrogeno-energia-verde_3447522/



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

12. Anexo I

[VAN TIR TFG](#)