



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**IMPLEMENTACIÓN Y PLAN DE NEGOCIO DE UNA
PLANTA DE COGENERACIÓN EN EDIFICIO
RESIDENCIAL**

Autor: Alberto Martínez de la Riva Muínelo

Director: Francisco González Hierro

Madrid

Agosto de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**IMPLEMENTACIÓN Y PLAN DE NEGOCIO DE UNA PLANTA DE
COGENERACIÓN EN EDIFICIO RESIDENCIAL**

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

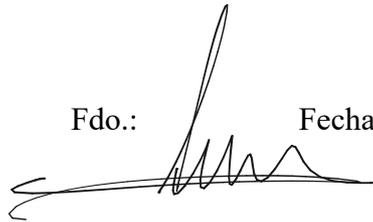
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y

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.:



Fecha: 21/ 08/ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.:

Fecha: 21/ 08/ 2025



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

IMPLEMENTACIÓN Y PLAN DE NEGOCIO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN EN EDIFICIO RESIDENCIAL

Autor: Alberto Martínez de la Riva Muínelo

Director: Francisco González Hierro

Madrid

Agosto de 2025

IMPLEMENTACIÓN Y PLAN DE NEGOCIO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN EN EDIFICIO RESIDENCIAL

Autor: Martínez de la Riva Muínelo, Alberto

Director: González Hierro, Francisco

Entidad Colaboradora: ICAI: Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo presenta un estudio técnico económico, así como un plan de negocio, para la implantación de plantas de cogeneración de pequeña escala en el sector residencial en España. El objetivo principal de este proyecto es la mejora de la eficiencia energética a través de la promoción de modelos de autoconsumo térmico y eléctrico más sostenibles.

Palabras clave: Cogeneración, Eficiencia energética, Autoconsumo, Ahorro de energía primaria

1. Introducción

EL aumento exponencial de la población ha derivado en un incremento sustancial de la demanda energética. Esto genera la necesidad de buscar nuevas vías de satisfacer esa demanda de manera que no tengan un impacto negativo en el medio ambiente, reduciendo las emisiones de CO₂, sustituyendo las tecnologías convencionales, por alternativas descarbonizadas.

En este contexto, el presente trabajo presenta una solución a través de la cogeneración de pequeña escala para suplir la demanda energética de los complejos residenciales, aprovechando el calor útil que genera esta tecnología para cubrir la demanda de calefacción y de agua caliente sanitaria, y autoconsumiendo la electricidad generada durante su funcionamiento.

2. Definición del proyecto

Para evaluar las ventajas e inconvenientes del uso de la cogeneración en el ámbito residencial se realiza un estudio energético, basado en la cobertura eléctrica y térmica de un complejo residencial piloto de unas 128 viviendas, diseñada conforme a la normativa vigente. Además, se realiza un análisis económico de la planta, donde no solo se estudia su viabilidad basada en el retorno de la inversión, sino que se hace un análisis estratégico del sector desarrollando un plan de negocio de una empresa especializada en la oferta de este tipo de soluciones.

3. Descripción de la planta diseñada

La planta, tras su respectivo proceso de optimización consta de dos motores de combustión interna de 70 y 19 kW de potencia alimentados por gas natural. Además, se instalan tres inter acumuladores de 5000 litros para almacenar el agua caliente sanitaria y por tanto de calor útil. Por último, se instala una calefacción central para cubrir los picos de la demanda térmica del complejo.

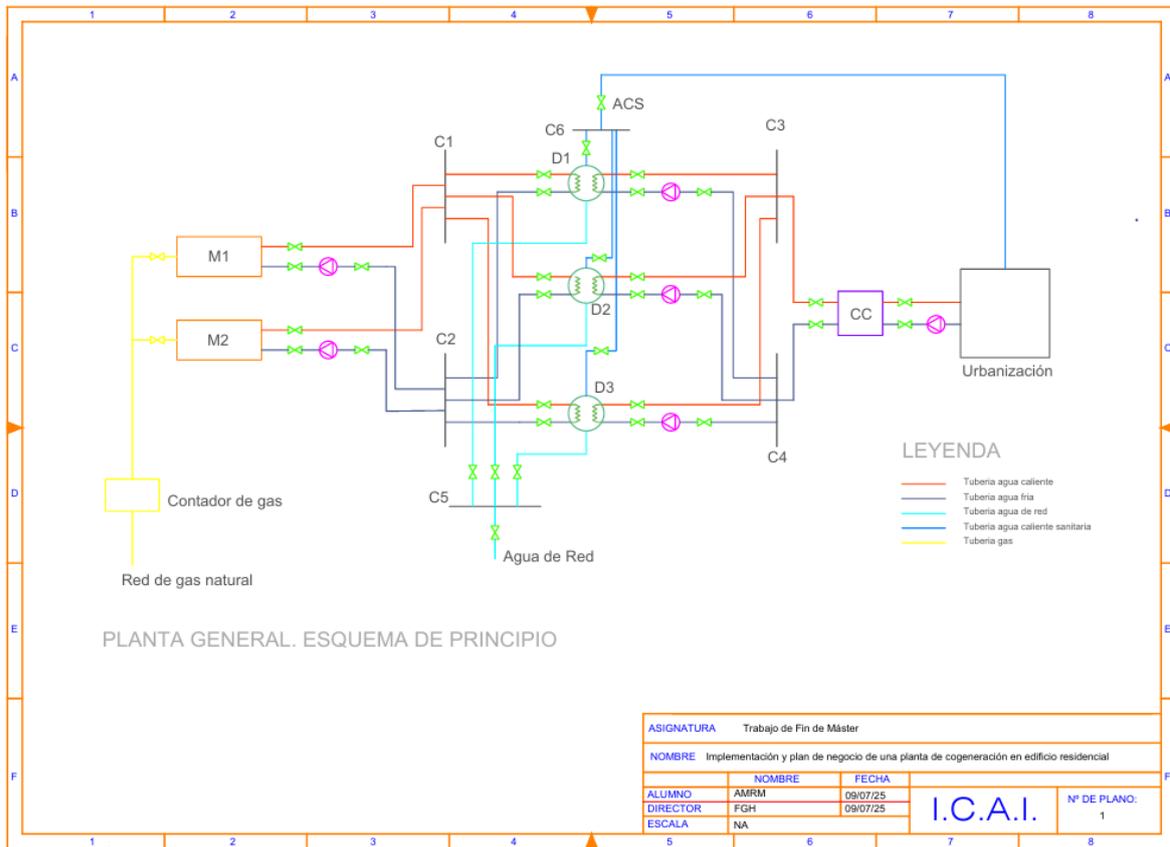


Ilustración 1 - Esquema de principio de la planta de cogeneración diseñada.

4. Resultados

En la tabla resumen presentada a continuación se puede determinar que en líneas generales, el uso de la cogeneración en el ámbito residencial tiene un impacto positivo en términos de eficiencia energética, alcanzando un ahorro de energía primaria anualizada del 15,5% cubriendo el 40,3% de la demanda térmica del edificio y el 70,7% de la demanda eléctrica.

Tabla 1: Resumen de los resultados energéticos de la planta

Mes	Demanda térmica (kWh)	Demanda eléctrica (kWh)	Energía eléctrica generada (kWh)	Calor útil generado (kWh)	AEP	Demanda térmica satisfecha	Demanda eléctrica satisfecha
Enero	412,366	69,957	66,216	102,408	19.3%	24.8%	94.7%
Febrero	324,697	62,879	59,808	92,498	19.3%	28.5%	95.1%
Marzo	329,415	61,895	66,216	102,408	19.3%	31.1%	100.0%
Abril	47,179	51,199	39,125	60,510	10.0%	100.0%	76.4%
Mayo	50,043	62,681	41,500	64,183	10.0%	100.0%	66.2%
Junio	38,734	82,671	32,122	49,680	10.0%	100.0%	38.9%
Julio	40,026	110,669	33,193	51,336	10.0%	100.0%	30.0%
Agosto	27,700	57,214	21,700	33,561	12.1%	100.0%	37.9%
Septiembre	70,784	59,742	48,300	74,700	17.3%	100.0%	80.8%
Octubre	199,116	66,754	52,080	80,546	19.3%	40.5%	78.0%
Noviembre	237,245	71,524	64,080	99,105	19.3%	41.8%	89.6%
Diciembre	486,342	78,342	66,216	102,408	19.3%	21.1%	84.5%
Total	2,263,646	835,529	590,557	913,342	15.5%	40.3%	70.7%

En el ámbito económico los resultados resultan menos beneficiosos de lo esperado, obteniendo una TIR del proyecto del 1,33%. Sin embargo, en términos de ahorro económico en la factura energética se consigue un ahorro de 319 € anuales por vecino.

5. Conclusiones

Se concluye que, desde el punto de vista del ahorro energético y la reducción de emisiones, la cogeneración representa una solución altamente eficiente, al permitir la producción simultánea de electricidad y calor útil en una misma instalación, como queda demostrado en los resultados presentados. No obstante, para fomentar su adopción a mayor escala y atraer inversión privada, resulta imprescindible la existencia de incentivos públicos debido a que, en el contexto actual de volatilidad en los mercados energéticos, especialmente en el precio del gas natural, estas subvenciones son clave para garantizar la viabilidad económica de los proyectos y ofrecer retornos suficientemente atractivos.

DEPLOYMENT AND BUSINESS STRATEGY FOR A RESIDENTIAL COGENERATION PLANT

Author: Martínez de la Riva Muínelo, Alberto

Supervisor: González Hierro, Francisco

Collaborating Entity: ICAI: Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This work presents a technical-economic study, along with a business plan, for the implementation of small-scale cogeneration plants in the residential sector in Spain. The main objective of this project is to improve energy efficiency by promoting more sustainable models of thermal and electrical self-consumption.

Keywords: Cogeneration, Energy Efficiency, Self-Consumption, Primary Energy Savings

1. Introduction

The exponential growth of the global population has led to a substantial increase in energy demand. This situation presents the urgent challenge of identifying new ways to meet such demand without compromising environmental balance, by prioritizing the reduction of CO₂ emissions and progressively replacing conventional technologies with more sustainable, decarbonized alternatives.

In this context, this project proposes a solution based on small-scale cogeneration as an energy production model for residential complexes. This technology makes it possible to simultaneously generate electricity and recover useful heat from the process, efficiently covering both heating and domestic hot water (DHW) needs, while allowing for self-consumption of the electricity generated during operation.

2. Definition of the project

To assess the advantages and disadvantages of cogeneration in the residential sector, an energy study is carried out based on the electrical and thermal coverage of a pilot residential complex of approximately 128 dwellings, designed in compliance with current regulations. In addition, an economic analysis of the plant is conducted, not only evaluating its viability through return on investment, but also including a strategic sector analysis and the development of a business plan for a company specialized in offering this type of solution.

3. Description of the plant

The plant, following its corresponding optimization process, consists of two internal combustion engines of 70 kW and 19 kW, powered by natural gas. In addition, three thermal storage tanks of 5,000 liters each are installed to store domestic hot water and, consequently, useful heat. Finally, a central heating system is installed to cover the thermal demand peaks of the residential complex.

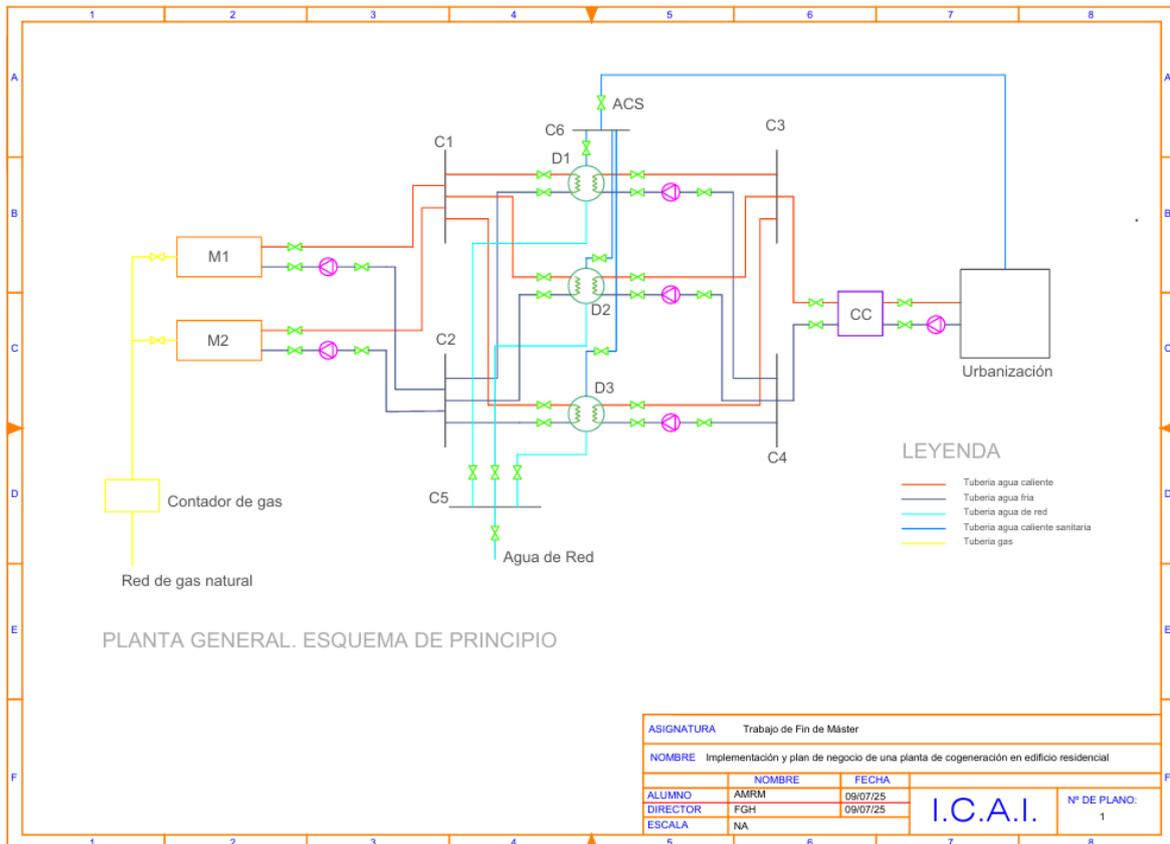


Figure 1: Schematic design of the cogeneration plant

4. Results

The summary table below shows that, overall, the implementation of a cogeneration system in the residential sector has a positive impact in terms of energy efficiency. The plant achieves annualized primary energy savings of 15.5%, covering 40.3% of the building's thermal demand and 70.7% of its electricity demand.

Table 1 Summary table of the energetic results of the operation of the plant

Month	Heating demand (kWh)	Electric demand (kWh)	Electricity generated (kWh)	Usefull heat geenerated (kWh)	PES	Share of thermal demand covered	Share of electric demand covered
January	412,366	69,957	66,216	102,408	19.3%	24.8%	94.7%
February	324,697	62,879	59,808	92,498	19.3%	28.5%	95.1%
March	329,415	61,895	66,216	102,408	19.3%	31.1%	100.0%
April	47,179	51,199	39,125	60,510	10.0%	100.0%	76.4%
May	50,043	62,681	41,500	64,183	10.0%	100.0%	66.2%
June	38,734	82,671	32,122	49,680	10.0%	100.0%	38.9%
July	40,026	110,669	33,193	51,336	10.0%	100.0%	30.0%
August	27,700	57,214	21,700	33,561	12.1%	100.0%	37.9%
Septembere	70,784	59,742	48,300	74,700	17.3%	100.0%	80.8%
October	199,116	66,754	52,080	80,546	19.3%	40.5%	78.0%
November	237,245	71,524	64,080	99,105	19.3%	41.8%	89.6%
December	486,342	78,342	66,216	102,408	19.3%	21.1%	84.5%
Total	2,263,646	835,529	590,557	913,342	15.5%	40.3%	70.7%

From an economic perspective, the results are less favorable than expected, with the project achieving an Internal Rate of Return (IRR) of 1.33%. However, in terms of energy bill savings, each resident benefits from an annual reduction of 319 €.

5. Conclusion

It is concluded that, from the perspective of energy savings and emissions reduction, cogeneration represents a highly efficient solution, as it enables the simultaneous production of electricity and useful heat within a single installation, as demonstrated by the results presented. However, to promote its large-scale adoption and attract private investment, public incentives are essential, given that in the current context of volatility in energy markets, particularly in natural gas prices, such subsidies are key to ensuring the economic viability of projects and delivering sufficiently attractive returns.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	7
1.1 Motivación del proyecto.....	8
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	9
2.1 Principio de la cogeneración	11
2.2 marco legal	12
2.2.1 Real Decreto 616/2007, de 11 mayo, sobre el fomento de la cogeneración	12
2.2.2 Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.	15
2.2.3 Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.....	17
Capítulo 3. Estado de la Cuestión	19
Capítulo 4. Definición del Trabajo	24
4.1 Justificación.....	27
4.1.1 Punto 1: Reducción energética.....	27
4.1.2 Punto 2: Beneficio económico.....	28
4.2 Objetivos	28
Capítulo 5. Diseño de la Instalación.....	30
5.1 Análisis de la demanda.....	31
5.1.1 Demanda eléctrica.....	31
5.1.2 Demanda térmica	33
5.2 Selección del motor de la planta.....	35
5.2.1 Cálculo de la potencia del motor	35
5.2.2 Elección del motor.....	39
5.3 Análisis económico	40
5.3.1 Ahorro energético eléctrico.....	41
5.3.2 Ahorro energético térmico y gasto en consumo de combustible.....	46
5.3.3 Cuenta de pérdidas y ganancias de la planta.....	50
5.3.4 Selección de la configuración.....	53
5.4 Diseño de la planta	55

5.4.1 Plano de implantación de equipos.....	56
5.4.2 Esquema unifilar de la instalación.....	62
Capítulo 6. Análisis de Resultados.....	64
6.1 Análisis energético	66
6.1.1 Perfiles de la demanda cubiertos	66
6.1.2 Ahorro de energía primaria de la planta	71
6.2 Análisis económico	73
6.2.1 Estados financieros del proyecto.....	73
6.2.2 Análisis de sensibilidad	81
6.2.3 Ahorro económico con el funcionamiento de la planta.....	86
Capítulo 7. Plan de negocio para una empresa.....	88
7.1 Análisis del Mercado.....	89
7.1.1 Cuota de mercado.....	89
7.2 modelo de negocio y análisis del sector	92
7.2.1 Modelo de negocio	92
7.2.2 Análisis del sector.....	96
7.3 Plan financiero.....	114
7.3.1 Empresa de ingeniería y diseño	114
7.3.2 Empresa esco (energy services company).....	123
Capítulo 8. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	124
Capítulo 9. Bibliografía.....	128
ANEXO I	132
Anexo II	138
ANEXO III	141
ANEXO IV	157

Índice de ilustraciones

Ilustración 1 - Esquema de principio de la planta de cogeneración diseñada.	8
Ilustración 2: Vista aérea del complejo residencial	24
Ilustración 3: Vista área de la localización de la planta de cogeneración	55
Ilustración 4 Plantilla de la herramienta “Business Model Canvas”	92
Ilustración 5 Bussines model Canvas para una empresa de cogeneración	96
Ilustración 6: Mapa de las plantas de cogeneración actualmente operativas. (Esios REE, 2025).....	106

Índice de gráficos

Gráfico 1: Consumo eléctrico en kWh de la urbanización de estudio durante el año 2023	32
Gráfico 2: Consumo térmico en kWh de la urbanización de estudio durante el año 2023 .	34
Gráfico 3: Demanda eléctrica satisfecha por la planta de cogeneración	66
Gráfico 4: Demanda térmica satisfecha por la planta de cogeneración.....	68
Gráfico 5: AEP mensualizado del complejo residencial con la planta en funcionamiento.	71
Gráfico 6: Evolución del mercado del gas natural en los últimos 6 años por cuatrimestres	83
Gráfico 7 Evolución del mercado del mercado eléctrico en los últimos 6 años por cuatrimestres	84

Índice de tablas

Tabla 1: Resumen de los resultados energéticos de la planta.....	9
Tabla 2: Consumos de energía eléctrica mensualizados expresados en kWh.....	32
Tabla 3: Consumos de energía térmica en kWh emitidos en las facturas	33
Tabla 4 Consumos térmicos en kWh normalizados mensualmente	34
Tabla 5 VAN obtenido en 1º escenario	38
Tabla 6 VAN obtenido en el 2º escenario	38
Tabla 7 Catálogo de motores disponibles.....	39
Tabla 8: Potencia óptima para cada mes en kW	39
Tabla 9 Potencia en kW, horas diarias de producción, y generación eléctrica mensual de la planta en kWh.....	41
Tabla 10 Potencia en kW, horas diarias de producción, y generación eléctrica mensual de la planta en kWh.....	41
Tabla 11 PVPC español en €/kWh. Fuente: www.esuis.ree.es	43
Tabla 12 Precio medio en el mercado libre español en €/kWh. Fuente: www.omie.es	43
Tabla 13 Ahorro eléctrico en €	44
Tabla 14: Ahorro eléctrico en €	45
Tabla 15: Perfiles energéticos térmicos en kWh	47
Tabla 16: Perfiles energéticos térmicos en kWh	47
Tabla 17: Precio medio del gas natural en España en €/kWh. Fuente: www.miggas.es	48
Tabla 18: Ahorros y gastos térmicos en €	49
Tabla 19: Ahorros y gastos térmicos en €	49
Tabla 20: Principales líneas de la cuenta de pérdidas y ganancias.....	53
Tabla 21: % de la demanda eléctrica mensualizada cubierta por la instalación.....	67
Tabla 22: % de la demanda térmica mensualizada cubierta por la planta de cogeneración.....	69
Tabla 23: Ahorro de CO ₂ y gas natural anual.....	72
Tabla 38: Cuenta de perdidas y ganancias de la planta diseñada en el presente trabajo	74

Tabla 39: Balance de la planta diseñada en el presente trabajo.....	75
Tabla 40: Estado de flujos de la caja de la planta diseñada en el presente trabajo.....	76
Tabla 41: División de las diferentes fuentes de ingresos de la planta diseñada	77
Tabla 42: Método de descuento de flujos de caja apalancado con retribución a la inversión	78
Tabla 43: Método de los descuentos de flujos de caja sin retribución a la inversión.....	79
Tabla 44: Impacto del nivel de apalancamiento con la TIR del proyecto	79
Tabla 24: Sensibilidad de la TIR ante cambios en el precio de los mercados energéticos .	81
Tabla 25: Impacto porcentual del EBITDA de la Planta ante una variación en el mercado del gas natural.....	82
Tabla 26 Impacto porcentual del EBITDA de la Planta ante una variación en el mercado eléctrico	82
Tabla 27: Sensibilidad de la TIR ante cambios bruscos en los mercados energéticos.....	84
Tabla 28: Unidades de climatización por tipo de tecnología (en miles de unidades) (INE., 2021).....	90
Tabla 29: Crecimiento del negocio a 5 años.....	116
Tabla 30: Número de empleados y días medios de cobro de la compañía	117
Tabla 31: Cuenta de pérdidas y ganancias de la compañía	117
Tabla 32: Balance de la compañía	118
Tabla 33: Estado de flujos de caja de la compañía.....	119
Tabla 34: Evolución de las diferentes fuentes de ingresos del negocio	120
Tabla 35: Método de Descuento de Flujos de Caja.....	121
Tabla 36: Escenarios de crecimiento	122
Tabla 37: Principales ratios del negocio en los diferentes escenarios en el 5º año	122

Índice de planos

Plano 1: Esquema de principio de la planta de cogeneración	26
Plano 2 Implantación de equipos de la planta de cogeneración	56
Plano 3: Esquema unifilar de la planta de cogeneración	62

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El incremento exponencial de la población en las últimas décadas ha ocasionado un aumento significativo en la demanda energética. Este fenómeno ha motivado a la sociedad a explorar alternativas para la obtención de energías que no solo sean eficientes, sino que también contribuyan a la reducción de emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero, en un esfuerzo por mitigar el calentamiento global.

En este contexto de transición hacia fuentes de energía más sostenibles, la cogeneración emerge como una solución innovadora. Se entiende por cogeneración la producción simultánea de dos o más formas de energía útil a partir de un solo combustible: trabajo (generalmente en forma de energía mecánica convertida en electricidad) y calor (generalmente en forma de calor residual). A diferencia de una central eléctrica convencional o un grupo electrógeno, un sistema de cogeneración permite satisfacer de manera más eficiente tanto las necesidades térmicas como eléctricas de un edificio o instalación, lo que resulta en una reducción del desperdicio y un aumento de la eficiencia energética.

El presente trabajo se centra en estudiar la viabilidad de la cogeneración como una alternativa energética eficiente en edificios residenciales, analizando sus ventajas, desafíos y el impacto potencial en la sostenibilidad urbana.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto tiene como principal objetivo analizar el impacto económico y energético derivado de la implementación de un sistema de cogeneración en edificios residenciales. Para ello, se diseñará una instalación de cogeneración en una urbanización de 6 edificios con unas 128 residencias individuales.

Este diseño permitirá evaluar de manera detallada el potencial de ahorro energético y los beneficios económicos asociados, proporcionando una base sólida para la viabilidad técnica y económica de esta solución en el contexto residencial.

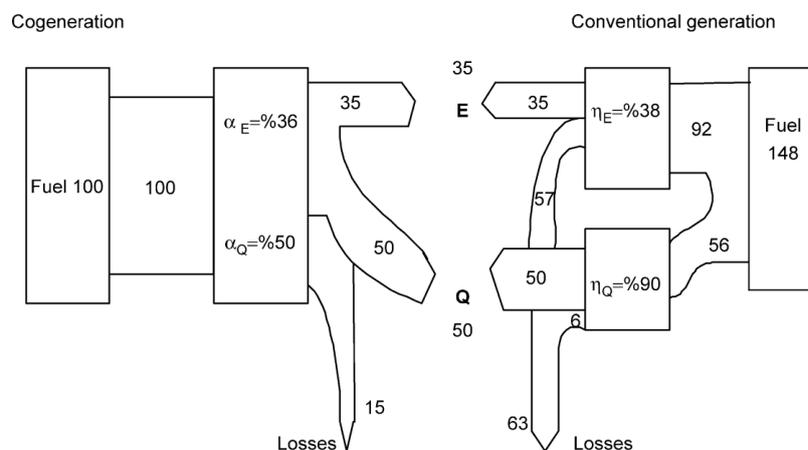
Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

El concepto de cogeneración no es un concepto nuevo. El desarrollo de la cogeneración se remonta alrededor de 1880 cuando el vapor era la primera fuente de energía para la industria, y la electricidad empezaba a surgir como producto de apoyo para el alumbrado y producción de energía. A medida que la energía eléctrica y sus métodos de obtención fueron evolucionando, los ingenieros empezaron a sustituir los mecanismos de correa y polea impulsados con vapor por energía y motores eléctricos. De hecho, durante los primeros años del siglo XX el 58 % de la potencia eléctrica total que se producía en Estados Unidos, se generaba en las mismas plantas industriales (Onovwiona & Ugursal 2006)

Con el desarrollo de la Industria eléctrica, y la construcción de plantas eléctricas especializadas en su producción, el coste de la energía disminuyó sustancialmente hasta el punto de que la industria empezó a comprar electricidad a las compañías generadoras y dejó de generar su propia energía. Esto, unido al incremento en las regulaciones para la generación de energía, la bajada de los precios de los combustibles, y mayores controles medioambientales provocaron que para 1950 la industria estadounidense generara únicamente el 15 % de la electricidad del país, disminuyéndose a un 5 % en 1974 (Onovwiona & Ugursal, 2006).

Sin embargo, esta tendencia decreciente comenzó a revertirse con la primera crisis de los combustibles en 1973. Debido a la subida en los precios de la energía, y la incertidumbre que se generó en los proveedores de combustible, provocó que sistemas que pudieran utilizar combustibles alternativos y de una alta eficiencia volvieran a ser muy atractivos. Asimismo, la cogeneración volvió a verse favorablemente debido a los bajos niveles de emisiones que producía y el poco combustible que consumía. Es por ello por lo que, actualmente, se está promoviendo este tipo de tecnología no solo en el sector industrial, sino también en otros sectores, tales como el residencial (Onovwiona & Ugursal, 2006).

En este proyecto, se pretende demostrar que, debido a sus distintivos atributos, la cogeneración surge como un candidato destacable en la transición energética hacia un mundo más sostenible. Con el propósito de evidenciar el alcance potencial de esta tecnología en el uso residencial, se ha insertado un gráfico en el que se puede observar el ahorro energético que supone la instalación de esta tecnología.



En la imagen se deduce como para la obtención de una misma cantidad de electricidad y calor, la planta de cogeneración utiliza una menor cantidad de combustible y genera unas pérdidas cuatro veces inferiores a los sistemas convencionales.

2.1 PRINCIPIO DE LA COGENERACIÓN

Se entiende como cogeneración la producción simultánea de dos o más tipos de energía. Comúnmente las energías generadas simultáneamente son energía térmica y eléctrica y/o mecánica (RD 616, 2007).

Tipos de Cogeneración:

Esta tecnología se puede clasificar de diferentes maneras:

- Según el tamaño de la planta:
 - Gran escala: por encima de 1 MWe
 - Pequeña escala: por debajo de 1 MWe
 - Microcogeneración: por debajo de 50 KWe
- La posición del generador eléctrico:
 - Ciclo de cabeza: en este tipo de plantas, el combustible se utiliza primero para generar energía eléctrica y el calor residual generado por la central se utiliza como fuente de energía térmica. Este es el más utilizado en la industria y se clasifican en cuatro tipos:
 - Ciclo combinado
 - Turbina de vapor
 - Turbina de gas
 - Motor de combustión interna.
 - Ciclo de cola: el principal recurso producido por la planta es en forma de energía térmica, y se utiliza la energía térmica residual generada en el proceso para producir electricidad.
- El combustible empleado: carbón o fuelóleo, gas natural, biomasa, biogás.

2.2 MARCO LEGAL

Con el fin de que el proyecto cumpla con todos los requisitos necesarios para que pueda ser una realidad, es necesario cumplir con los reales decretos vigentes para la cogeneración en la actualidad en el territorio español.

A continuación, se presentan un breve de resumen de dichos reales decretos:

2.2.1 REAL DECRETO 616/2007, DE 11 MAYO, SOBRE EL FOMENTO DE LA COGENERACIÓN

El Real Decreto 616/2007 tiene como objetivo la creación de un marco que asiente la bases y condiciones para el fomento de la cogeneración de alta eficiencia, basado en la demanda de calor útil y ahorro de energía primaria. Para este proyecto se analizan los artículos 2, 4, 5, así como los anexos I, II y III (ANEXO I).

El artículo 2 presenta un conjunto de definiciones técnicas que son esenciales para el desarrollo del proyecto, estableciendo un lenguaje técnico común indispensable para la evaluación, certificación y retribución de las instalaciones. A continuación, se presentan las definiciones de mayor relevancia:

- a) Cogeneración, generación simultánea en un proceso de energía térmica útil (calor útil) y eléctrica y/o mecánica.
- b) Calor útil, el calor producido en un proceso de cogeneración para satisfacer una demanda económicamente justificable de calor o refrigeración.
- c) Electricidad de cogeneración, la electricidad generada en un proceso relacionado con la producción de calor útil y calculada de acuerdo con la metodología establecida en el anexo II del presente real decreto.

- d) Ahorro de energía primaria (AEP), la diferencia entre el consumo de energía primaria que hubiera sido necesario en generación, separada de calor útil y electricidad (y/o energía mecánica) producidos en el proceso de cogeneración, y el consumo realmente habido, en dicho proceso.
- e) El ahorro de energía primaria porcentual (PES), se define en el anexo III del presente real decreto, es la relación entre el ahorro de energía primaria y la energía primaria que se hubiera consumido en generación separada de calor útil y electricidad y/o energía mecánica.
- f) Eficiencia global, la suma anual de la producción de electricidad y energía mecánica y de calor útil, dividida por la cantidad de combustible consumido para la producción de calor y para la producción bruta de electricidad y de energía mecánica, mediante un proceso de cogeneración.
- g) Unidad de microgeneración, la unidad de cogeneración con una potencia inferior a los 50 kW_e.
- h) Cogeneración a pequeña escala, la unidad de cogeneración con una potencia inferior a los 1000 kW_e.

De igual forma, el artículo 4 introduce los valores armonizados de eficiencia para la producción por separado de electricidad y calor, basados en la Decisión 2011/877/UE. De acuerdo con este artículo, el ordenamiento español se alinea con el marco normativo europeo, garantizando así una evaluación objetiva y tecnológicamente actualizada. Estos valores han sido actualizados en decisiones posteriores y actualmente se utiliza una eficiencia eléctrica por separado del 53% y una eficiencia térmica por separado del 92%.

El artículo 5 regula el modo de calcular la electricidad y el ahorro de energía primaria, remitiéndose a los anexos II y III de dicho RD. Este artículo destaca la posibilidad de adaptar los cálculos (período de referencia, relaciones calor/electricidad...) a las características específicas de las unidades, siempre bajo supervisión y previa notificación a la Comisión Europea, introduciendo flexibilidad normativa para atender a las particularidades tecnológicas de las instalaciones sin perder el rigor de control energético.

Asimismo, el Anexo I incluye un catálogo de tecnologías válidas, desde turbinas de gas hasta pilas de combustible. Este listado es clave para la clasificación y homologación de proyectos y también para la posibilidad de ampliación futura, lo que denota un enfoque abierto tecnológicamente.

El Anexo II establece que la producción de electricidad debe medirse en condiciones normales de operación anual. Además, fija umbrales mínimos de eficiencia para diferentes tipos de instalaciones (75 % u 80 %), lo que actúa como criterio objetivo para clasificar una instalación como eficiente y por tanto susceptible de beneficios o reconocimiento institucional.

Finalmente, en el Anexo III se explica la fórmula matemática

$$AEP = 1 - \frac{Q}{\frac{E}{\eta_e} + \eta_t V} \text{ donde:}$$

Q = combustible utilizado

E = electricidad generada

V = calor útil

η_e y η_v = eficiencias de referencia separadas para electricidad y calor

Este cálculo permite cuantificar de forma estándar el ahorro energético, ofreciendo un criterio medible para determinar si una instalación puede considerarse de alta

eficiencia. En el presente real decreto quedan definidas como cogeneración de alta eficiencia aquellas plantas en las que se alcance un AEP de al menos el 10% o aquellas unidades de cogeneración a pequeña escala o microgeneración que aporten un ahorro de energía primaria.

2.2.2 REAL DECRETO 413/2014, DE 6 DE JUNIO, POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS.

El Real Decreto 413/2014 del 6 de junio (véase Anexo II) regula la actividad, tanto del régimen económico como el jurídico, de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Los artículos 2 y 27 delimitan con claridad el ámbito de aplicación del RD y las condiciones de eficiencia que deben cumplir las instalaciones de cogeneración para ser reconocidas como de alta eficiencia y optar al régimen retributivo específico. El artículo 2 clasifica las instalaciones susceptibles de acogerse a la normativa según categorías técnicas y tipos de combustible, introduciendo una diferenciación clave entre cogeneración directa y energía residual.

La cogeneración directa distingue además entre instalaciones que utilizan gas natural como combustible principal, siempre que represente un mínimo del 95 % de poder calorífico o del 65 % (al menos) si el resto proviene de fuentes renovables como la biomasa; y las que funcionan principalmente con derivados del petróleo o carbón. La participación de estas debe superar el 95 % del consumo. Estas instalaciones, aunque técnicamente viables, podrían verse más restringidas en el acceso a determinados beneficios por su huella de carbono. Asimismo, se encuentra un grupo residual para instalaciones que no cumplen estrictamente ninguna de estas condiciones, permitiendo flexibilidad técnica, pero también sugiriendo un menor grado de prioridad normativa o incentivos.

La energía residual industrial incluye instalaciones que aprovechan energía residual de procesos industriales no orientados a la generación eléctrica, promoviendo el aprovechamiento de subproductos térmicos. Esta categoría estimula así la eficiencia industrial integral, permitiendo que procesos no energéticos contribuyan al sistema eléctrico mediante el reaprovechamiento de energía térmica.

El artículo 27 recoge los requisitos técnicos y procedimentales que deben cumplir las instalaciones de cogeneración para acceder a un régimen retributivo específico. Su redacción está íntimamente ligada al RD 616/2007, al que remite en múltiples ocasiones.

De acuerdo con este artículo, se exige que las instalaciones cumplan con la definición de “cogeneración de alta eficiencia” conforme al artículo 2 del RD 616/2007. Esto implica, entre otras cosas, alcanzar un ahorro mínimo del 10% en energía primaria respecto a la producción separada de electricidad y calor u operar en régimen de microgeneración o cogeneración a pequeña escala aportando un ahorro de energía primaria. Este criterio técnico se convierte en una condición económica, ya que solo las instalaciones que lo superen podrán optar a compensaciones.

Las instalaciones deben calcular anualmente su ahorro de energía primaria real, con obligación de presentarlo antes del 31 de marzo del año siguiente mediante vía electrónica. Este mecanismo de verificación garantiza transparencia y trazabilidad energética, y obliga a las plantas a mantener un sistema de medición y seguimiento fiable del calor útil y la energía generada.

Se excluyen del cálculo del AEP aquellos periodos en los que la instalación haya sido forzada a operar por instrucción del sistema eléctrico, y no por demanda propia del consumidor. Esto reconoce la existencia de circunstancias externas que pueden distorsionar los resultados energéticos de la planta, evitando penalizaciones injustas. Asimismo, en los casos en que se cede calor útil a terceros, el artículo exige la existencia de contratos formales de venta.

Finalmente, el artículo permite que las instalaciones cuyo calor útil se utilice para climatización puedan acogerse voluntariamente a condiciones específicas del régimen

retributivo. Este reconocimiento es importante para instalaciones que trabajan en entornos urbanos, donde la cogeneración puede actuar como herramienta de eficiencia energética local.

2.2.3 REAL DECRETO 244/2019, DE 5 DE ABRIL, POR EL QUE SE REGULAN LAS CONDICIONES ADMINISTRATIVAS, TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DEL AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El Real Decreto 244/2019 es una reforma del artículo 9 de la ley 24/2013, de 26 de diciembre en la que se introducen las siguientes modificaciones (véase Anexo III).

El Artículo 4 de este RD establece una clasificación de las modalidades de autoconsumo eléctrico en el sistema español. Distingue entre “autoconsumo sin excedentes” y “autoconsumo con excedentes”, siendo esta última subdividida a su vez en dos grupos: con compensación, siempre que se cumplan ciertos requisitos técnicos (como una potencia ≤ 100 kW y origen renovable), y sin compensación. Esta clasificación permite una regulación mucho más accesible y facilita la toma de decisiones para particulares, empresas y comunidades interesadas en producir su propia energía.

El artículo 7 define las condiciones de acceso y conexión de las instalaciones de autoconsumo a las redes de transporte y distribución. Se introduce una medida más favorable a los sistemas de baja potencia - la exención de obtener permisos de acceso y conexión para instalaciones de generación asociadas a autoconsumo sin excedentes además de para instalaciones con excedentes de hasta 15 kW en suelo urbanizado. Así, se reducen las barreras burocráticas y administrativas, facilitando el despliegue de instalaciones de autoconsumo doméstico y pequeñas instalaciones comerciales.

El artículo 14 introduce el mecanismo de compensación simplificada para los autoconsumidores con excedentes acogidos a dicha práctica. El sistema consiste en un balance económico mensual entre energía consumida y energía excedente inyectada a la red, sin que el valor de los excedentes pueda superar el valor de la energía adquirida. Se

contempla su aplicación tanto en el mercado libre como en el mercado regulado (PVPC), definiendo criterios de valoración según tipo de contrato. Así, se simplifica la contabilidad energética y permite una monetización parcial de los excedentes sin necesidad de constituirse como productor o asumir cargas fiscales adicionales.

En relación con lo establecido en la Ley 24/2013, el artículo 17 establece que la energía autoconsumida a partir de fuentes renovables, cogeneración o residuos se verá exenta del pago de peajes de acceso. Esta exención se justifica por la no utilización efectiva de las redes de transporte o distribución cuando se produce un consumo instantáneo de energía generada in situ. Se trata de una medida lógica desde el punto de vista técnico y coherente con los objetivos de eficiencia energética y reducción de pérdidas en el sistema eléctrico.

En esta misma línea, el artículo 18 determina la exención de cargos del sistema eléctrico para energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos. Estos cargos se destinan a cubrir costes estructurales del sistema eléctrico, pero la exención se fundamenta en que esta energía no implica una carga adicional para el sistema puesto que no transita por la red.

Este RD introduce una serie de definiciones técnicas que resultan esenciales para delimitar el alcance y las condiciones de aplicación de distintas modalidades de autoconsumo. Se precisan conceptos como instalación de generación, instalación aislada y autoconsumo eléctrico entre otros (véase ANEXO III).

El Anexo I del RD detalla los procedimientos matemáticos para la determinación de la energía horaria neta generada, consumida y excedente en instalaciones de autoconsumo colectivo o asociado a través de la red. Se introduce así un coeficiente de reparto β_i entre consumidores, lo que permite distribuir de forma proporcional la energía generada, ya sea en función de la potencia contratada, inversión realizada o acuerdo entre partes. Esto proporciona una solución clara y coherente para escenarios de generación distribuida colectiva, así como la garantía de los principios de trazabilidad y neutralidad tecnológica.

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

La cogeneración ha sido objeto de numerosos estudios académicos que destacan sus beneficios tanto en términos de reducción del consumo de energía primaria como en disminución de emisiones contaminantes y en optimización de costes operativos.

En su libro *Cogeneración: Diseño, operación y mantenimiento de plantas*, García Garrido y Fraile Chico (2008), establecen que la cogeneración permite alcanzar rendimientos energéticos significativamente superiores a los de las tecnologías de generación térmica más convencionales. La implementación de este sistema se ha asociado con una reducción directa del consumo de energía, por ello, resulta de especial relevancia.

Los autores concuerdan que la energía constituye una de las principales preocupaciones en la actualidad, particularmente, en 2008, España exhibía un elevado grado de dependencia energética del exterior, con un porcentaje mayor al 80 %, y carecía de recursos energéticos autóctonos. Asimismo, resulta esencial resaltar que más del 50 % de la demanda energética se satisfacía mediante el uso de combustibles fósiles, lo que subraya la importancia de la optimización del consumo energético. La cogeneración, por su parte, ayuda a alcanzar rendimientos energéticos significativamente superiores a los de las tecnologías de generación térmica tradicionales (García Garrido & Fraile Chico, 2008).

En el estudio titulado *Estudio para la implantación de una planta de cogeneración de energía en una industria alimenticia*, Biagini demuestra un ahorro significativo del 32,5 % en el consumo de gas natural frente a métodos tradicionales. Además, destaca la reducción de más del 65 % en emisiones del CO₂, con resultados positivos en temas económicos, reflejados en un VAN (Valor Actual Neto) positivo y una TIR (Tasa Interna de Retorno) del 10,2 % (Biagini, 2020).

Asimismo, Ospina Martínez (2012) demuestra la rentabilidad de una planta de cogeneración en la industria láctea en Valencia, confirmando la viabilidad económica del proyecto con un

periodo de recuperación de 2 años y medio, logrando así reducir notablemente los costes energéticos, emisiones contaminantes y mejorar la fiabilidad del suministro energético.

Por otro lado, el estudio de Gutiérrez Gutiérrez (2015) sobre una planta de cogeneración con motores de combustión interna para una fábrica de conservas pone de manifiesto el alcance de rendimientos globales entre el 75 % y el 80 %, además de una reducción en el consumo energético, disminución de emisiones contaminantes y una reducción en costos de operación. El REE obtenido con esta práctica fue del 61,15 %, confirmando así la rentabilidad de la cogeneración y el cumplimiento de la normativa.

En un contexto más cercano a este proyecto, Hernán Greciano (2019) estudia la viabilidad económica de una planta de cogeneración en un centro educativo en la Comunidad de Madrid, concluyendo que en efecto, esta implantación es viable económicamente, con un VAN y un TIR cercanos al 15 %. En su estudio, además, afirma que el período de recuperación económica sería de aproximadamente cinco años, resaltando la rentabilidad de la planta de cogeneración.

Más allá de los estudios académicos, la cogeneración es esencial en la estructura de la economía industrial española, especialmente en sectores que requieren uso intensivo de calor como la industria alimenticia, la química, la automovilística o la textil. Estos sectores dependen enormemente de un suministro estable de energía térmica, que la cogeneración puede proporcionar eficazmente (ACOGEN, 2024). El sector de la cogeneración aporta aproximadamente un 20 % del PIB industrial español, manteniendo más de 200 mil empleos industriales directos. Asimismo, consume entre el 15 % y el 20 % de la demanda total de gas natural del país, lo que representa aproximadamente un 30 % del gas empleado en el sector industrial (ídem).

Este estudio empleado por ACOGEN (2024) afirma que más del 60 % de las empresas de cogeneración en España son PYMES, mientras que el 60 % de la potencia instalada en el sector estaría gestionada por empresas multinacionales, que representan aproximadamente el 75 % de la capacidad de cogeneración.

Para la elaboración de este proyecto se han estudiado asimismo distintos tipos de tecnologías renovables, entre ellas la energía fotovoltaica. El estudio de Sánchez Pacheco recalca las numerosas ventajas que tiene el uso de esta tecnología en el ámbito residencial como la elevada calidad energética, o la obtención de ingresos adicionales para la comunidad de vecinos, además de rentabilizar el espacio desaprovechado. Sin embargo, también recalca los inconvenientes que tiene este tipo de tecnologías, como los elevados costes de instalación o la limitación del uso de esta tecnología en áreas que no tengan un número elevado de horas de Sol. En su estudio recalca que la instalación de una planta fotovoltaica en una vivienda, de unos 5,5 kW tiene un coste medio de unos 15.000 € pudiendo reducirse hasta los 6000 con ayudas gubernamentales y subvenciones. (Sánchez Pacheco, 2009).

No obstante, estudios más recientes como el de Montoya Mira (2017) resalta que para el proyecto de electrificación de una vivienda rural mediante energías renovables de manera autónoma, el presupuesto inicial para la instalación fotovoltaica asciende a más de 40.000 €, teniendo en cuenta componentes como módulos solares fotovoltaicos, reguladores Schneider o las baterías de plomo-ácido (Montoya Mira, 2017). De igual forma, de acuerdo con el estudio de Martín Soto (2022) el coste del aproximado de la instalación fotovoltaica, solo centrado en los componentes y ejecución material es de aproximadamente 170.000 €, sin contar gastos generales, beneficio industrial ni IVA, que elevarían el coste total a más de 250.000 € (Martín Soto, 2022).

Según el informe del Autoconsumo Fotovoltaico del 2024, (APPA, 2024) el ahorro estimado para los usuarios de autoconsumo fotovoltaicos se situó en 157 € por kW instalado en el sector residencial sin tener en consideración ahorros extraordinarios derivados del IVA no satisfecho en la factura eléctrica u otro tipo de ahorros indirectos como deducciones fiscales. Así, el estudio refleja que para una instalación tipo residencial de 4,7 kW, con un coste medio de inversión de 6.364 €, el ahorro anual habría sido de 736 € alcanzando una TIR equivalente al 11,6 %, recuperándose la inversión en 8 años y medio.

En cuanto a la potencia instalada de paneles fotovoltaicos para el autoconsumo, el informe de 2024 establece que se instalaron en España 1.431 MW, de los cuales el 24 % fueron para

uso residencial elevando la potencia instalada en este sector a 2.281 MW generando un total de 9.243 GWh y evitando la emisión de 1.866.000 toneladas de CO₂. Sin embargo debido a la moderación de los precios del mercado eléctrico y al din de las ayudas de autoconsumo de los fondos Next Generation de la Unión Europea, el crecimiento de la potencia instalada para aplicaciones residenciales sufrió una contracción del 34,3 %.

El presente trabajo estudia asimismo la tecnología aerotermia. En el trabajo *Análisis Económico, Energético y Ambiental del Uso de la Aerotermia* (Jiménez Macias, 2017) demuestra que el ahorro generado por este tipo de tecnologías como el suelo radiante puede alcanzar los 729 € anuales en la Comunidad de Madrid cubriendo el 100 % de la demanda térmica de la instalación y amortizando la instalación en unos 8 años reduciendo las emisiones en un 80 %.

Sin embargo, tanto el uso de la energía solar fotovoltaica, como el uso de la aerotermia, satisfacen únicamente uno de los dos consumos energéticos mayoritarios en el sector residencial, el consumo eléctrico, o el consumo térmico. Por otra parte, el informe de Greendök (2015) sobre cogeneración especifica que este sistema permite la producción simultánea de energía eléctrica y térmica a partir de una única fuente de combustible. Añaden además que a diferencia de las centrales convencionales que desechan casi el 60 % del calor generado a la atmósfera o al agua, la cogeneración aprovecha este calor residual para la calefacción. Esto es esencial para el proyecto, ya que en un edificio residencial la demanda de calor (y eventualmente de agua caliente) es constante, lo que hace que el aprovechamiento de este calor sea muy eficiente. El calor útil de la cogeneración en este caso incluiría valor de agua, aceites térmicos, gases directos, agua caliente y frío de climatización.

Asimismo, la cogeneración se caracteriza por su mayor eficiencia energética en comparación con la producción separada de electricidad y de calor. Estos sistemas pueden aprovechar el combustible hasta un 96 %, lo que se traduce en un ahorro de combustible y costes (Greendök, 2015).

Es esencial remarcar nuevamente que los sistemas de cogeneración producen electricidad allí donde el usuario lo necesite, lo que resulta crucial para un edificio residencial ya que se reducen costes de red y se evitan pérdidas de hasta un 10 % (a nivel nacional) ocasionadas en el transporte de electricidad (ACOGEN, 2024).

Por lo tanto, se concluye que, dadas las numerosas ventajas que ofrece la cogeneración en el sector industrial -especialmente en términos de eficiencia energética, reducción de emisiones y aprovechamiento de recursos-, así como la ventaja competitiva que supone la producción simultánea de electricidad y calor útil en una misma instalación frente a otras tecnologías energéticas, resulta plenamente justificado el estudio del potencial impacto y viabilidad de esta tecnología en el ámbito residencial.

Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

En este trabajo se pretende estudiar la viabilidad, tanto económica como energética que tiene aplicar la tecnología de cogeneración al ámbito residencial. Para ello, se va a realizar el diseño de una planta tipo de cogeneración para un complejo residencial de 128 viviendas situado en la localidad de Majadahonda, en la Comunidad de Madrid.

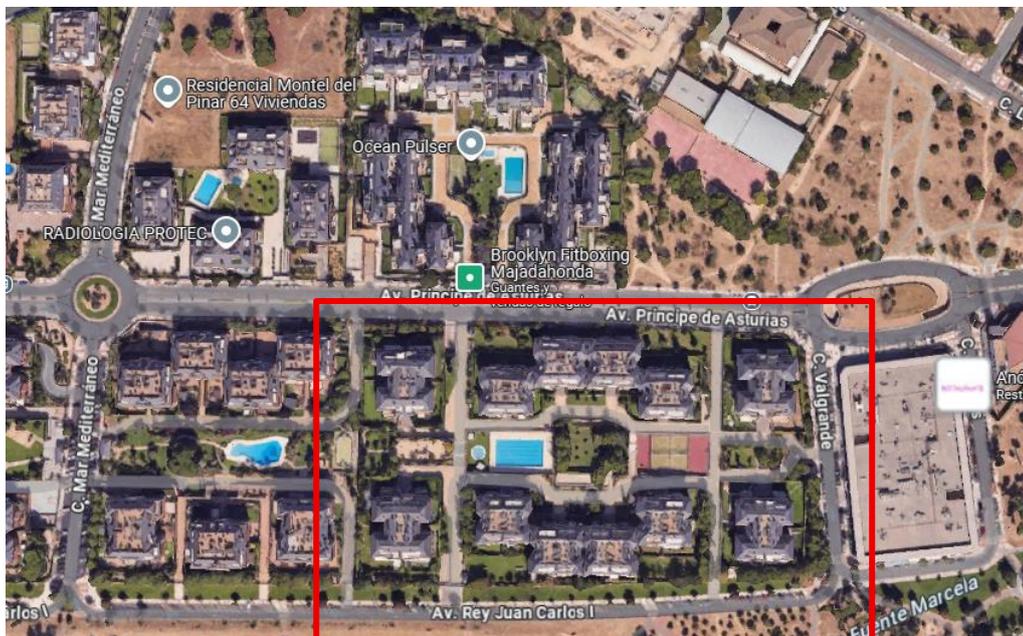
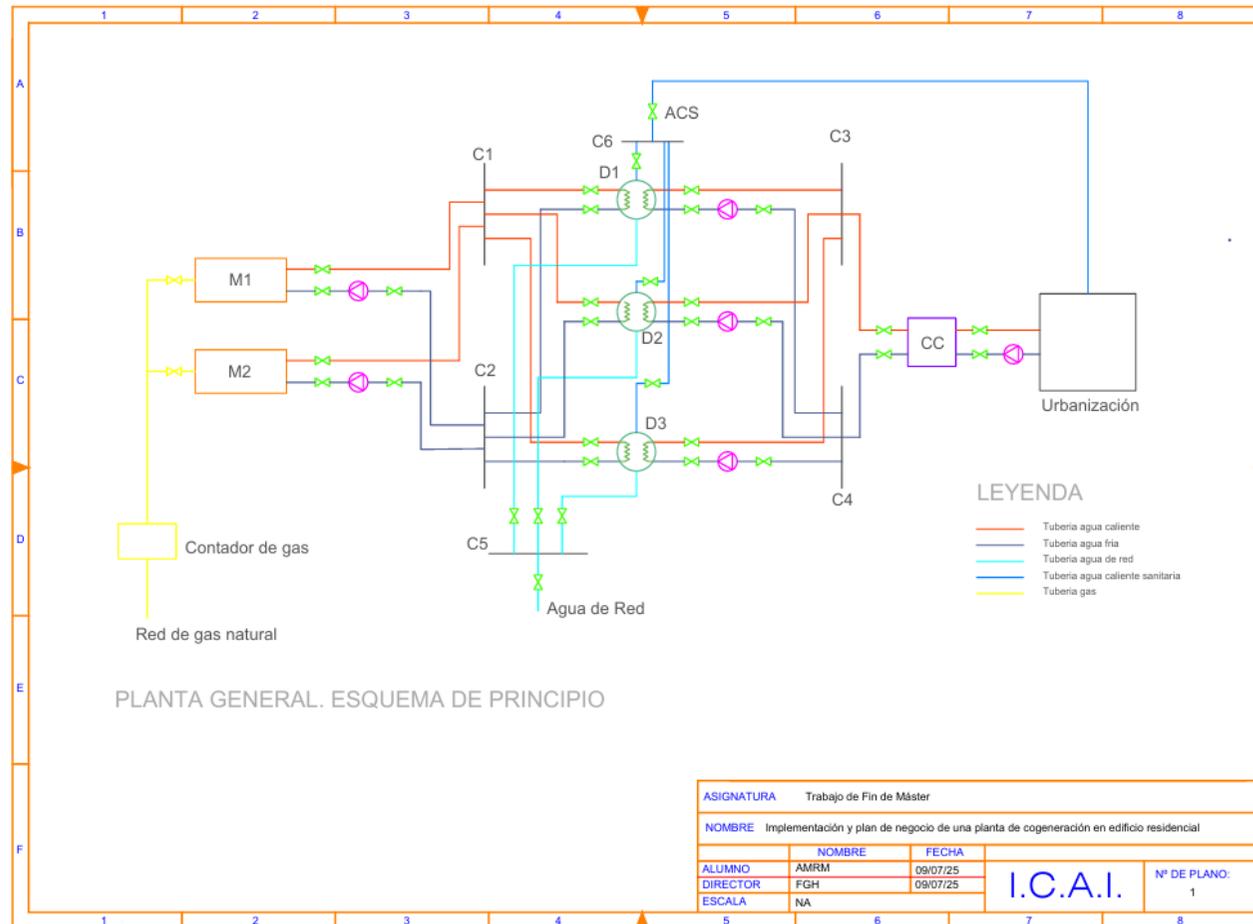


Ilustración 2: Vista aérea del complejo residencial

El diseño de la planta se realiza teniendo en cuenta la demanda térmica de la urbanización, satisfecha actualmente mediante caldera centralizada. Con el criterio de satisfacer la máxima demanda posible disipando el mínimo de energía térmica, de manera que el Ahorro de Energía Primaria (AEP) sea como mínimo del 10%, se calcula la potencia eléctrica del motor a instalar.

Como conclusión, se obtiene que el diseño óptimo de la planta consta de un motor de combustión interna alimentado con gas natural con una potencia de 89 kW. Además, la planta cuenta con tres acumuladores de agua para almacenar el agua caliente sanitaria (ACS)

además de una calefacción central para actuar en caso de que haya picos de demanda que no puedan ser abastecidos por el motor. En el marco legal, la planta se acogerá al régimen de retribución definido en el RD 244 2019 como régimen de autoconsumo con excedentes acogido a compensación y al régimen retributivo específico definido en el RD 413/2014 en caso de que sea aplicable. A continuación, se presenta un esquema de principio de la instalación:



Plano 1: Esquema de principio de la planta de cogeneración

4.1 JUSTIFICACIÓN

Se estima que en el futuro será indispensable disponer de sistemas de generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables. Por ello, de acuerdo con lo observado en el capítulo anterior, la tecnología de cogeneración resulta muy útil para aspectos de industria y de la vida cotidiana, por ello se pretende estudiar si esta tecnología pudiera ser aplicable a la vivienda.

Al analizar el proceso de cogeneración, se evidencia que produce energía eléctrica y energía térmica útil de manera simultánea a partir de una única fuente de combustible. Por tanto, se deduce que esta tecnología permite alcanzar rendimientos energéticos globales muy elevados. Asimismo, cabe destacar que supone un mejor aprovechamiento de la energía producida, reduciendo pérdidas de energía en transportes y distribución en las redes eléctricas gracias a la cercanía de las plantas al punto de consumo, lo que facilita una gestión más eficiente de la energía, así como una reducción en los costes.

Otro aspecto destacable es su impacto medioambiental. En este sentido, la cogeneración emerge como un procedimiento mucho más ecológico que la generación convencional ya que reduce emisiones de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono (CO₂) u óxido nítrico (NO_x).

4.1.1 PUNTO 1: REDUCCIÓN ENERGÉTICA

Se pretende obtener un ahorro de energía primaria superior al 10 % para asegurarse de que entre dentro de la normativa de cogeneración de alta eficiencia'

Así mismo, al tratarse de una planta de cogeneración con un motor de combustión interna la eficiencia global de la instalación tendrá que ser mayor o igual a 75 %, para poder acogerse a la retribución de cogeneración de alta eficiencia.

4.1.2 PUNTO 2: BENEFICIO ECONÓMICO

Se pretende obtener una tasa de interés de retorno (TIR), superior al 7 % para una planta con una vida útil de 15 años.

4.2 OBJETIVOS

Los principales objetivos del proyecto son los siguientes:

1. Objetivo general

Evaluar la viabilidad técnica, energética y económica de la instalación de un sistema de cogeneración en un edificio residencial, considerando su diseño, implementación y el impacto en el consumo energético y los costes operativos.

2. Objetivos específicos

- a. Diseño de la instalación de cogeneración:
 - i. Realizar el diseño técnico de una planta de cogeneración adaptada a un complejo residencial de 6 edificios de 4 plantas con 16 viviendas individuales, integrando los requerimientos técnicos, normativos y funcionales.
- b. Análisis energético:
 - i. Evaluar el impacto de la instalación en términos de ahorro energético, comparando el consumo del edificio con y sin el sistema de cogeneración.
- c. Análisis económico:
 - i. Determinar el coste de implementación del sistema y calcular el ahorro económico a largo plazo, incluyendo una estimación del periodo de retorno de la inversión.
- d. Cumplimiento normativo y sostenibilidad:
 - i. Verificar que el diseño cumple con las normativas vigentes en materia de eficiencia energética y sostenibilidad, destacando la contribución

del sistema a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

e. Propuesta de optimización:

- i. Identificar mejoras potenciales en el diseño o en los sistemas complementarios para maximizar los beneficios energéticos y económicos.

Capítulo 5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

En este capítulo se desarrolla el diseño técnico y económico y de la instalación objeto del presente proyecto. En él, se abordan los aspectos clave que permiten dimensionar y justificar la solución adoptada, garantizando tanto su viabilidad técnica como su eficiencia económica.

En primer lugar, se realiza un análisis detallado tanto de la demanda energética eléctrica como térmica de la urbanización, estableciéndose las condiciones de diseño a partir de las cuales se definen los requerimientos de la instalación. Una vez hemos realizado el análisis de la demanda, se procede con el cálculo de la potencia necesaria para la instalación, cumpliendo con la normativa vigente en este momento.

Posteriormente, se incluye un análisis económico que evalúa la inversión requerida, los costes operativos, y la rentabilidad del proyecto, proporcionando una visión completa del impacto financiero de la solución o soluciones propuestas. Finalmente, una vez se presenta el diseño que mayores retornos económicos proporciona, se expone el diseño general de la planta, incluyendo la distribución de equipos, la disposición física de los elementos, y las consideraciones técnicas fundamentales que rigen su implantación.

Este enfoque integral permite asegurar que la instalación propuesta cumple con los objetivos funcionales del proyecto, optimiza los recursos disponibles y responde a los criterios técnicos, económicos y medioambientales propios de un proyecto de ingeniería industrial.

5.1 ANÁLISIS DE LA DEMANDA

Para el análisis de la demanda se han considerado las siguientes hipótesis:

- El complejo residencial opera a plena capacidad, con un total de 128 viviendas ocupadas.
- Dado que todas las viviendas presentan características y dimensiones similares, se asume que su consumo energético, tanto eléctrico como térmico, es equivalente.
- Además, se asume que el consumo de energía anual es estable a lo largo de los años.

Por consiguiente, se toman como referencia los datos de consumo eléctrico y térmico de una sola vivienda a lo largo de un año, extrapolándolos posteriormente al total del complejo.

5.1.1 DEMANDA ELÉCTRICA

Para el estudio de la demanda eléctrica del complejo residencial, se ha tomado como base el perfil de consumo de una de las viviendas tipo. Este consumo individual se ha extrapolado al total de 128 viviendas que conforman el conjunto habitacional, mediante una multiplicación directa.

Con el fin de obtener un análisis detallado, se ha recopilado información de consumo horario correspondiente al año 2023. Esta granularidad permite una evaluación precisa de los patrones de demanda a lo largo del tiempo. A modo de síntesis, se presenta a continuación una tabla resumen con los consumos agregados por mes, facilitando así su interpretación y comparación:

Tabla 2: Consumos de energía eléctrica mensualizados expresados en kWh

Mes	Consumo/Casa	Consumo Total
Enero	547	69,957
Febrero	491	62,879
Marzo	484	61,895
Abril	400	51,199
Mayo	490	62,681
Junio	646	82,671
Julio	865	110,669
Agosto	447	57,214
Septiembre	467	59,742
Octubre	522	66,754
Noviembre	559	71,524
Diciembre	612	78,342
Total	6,528	835,529

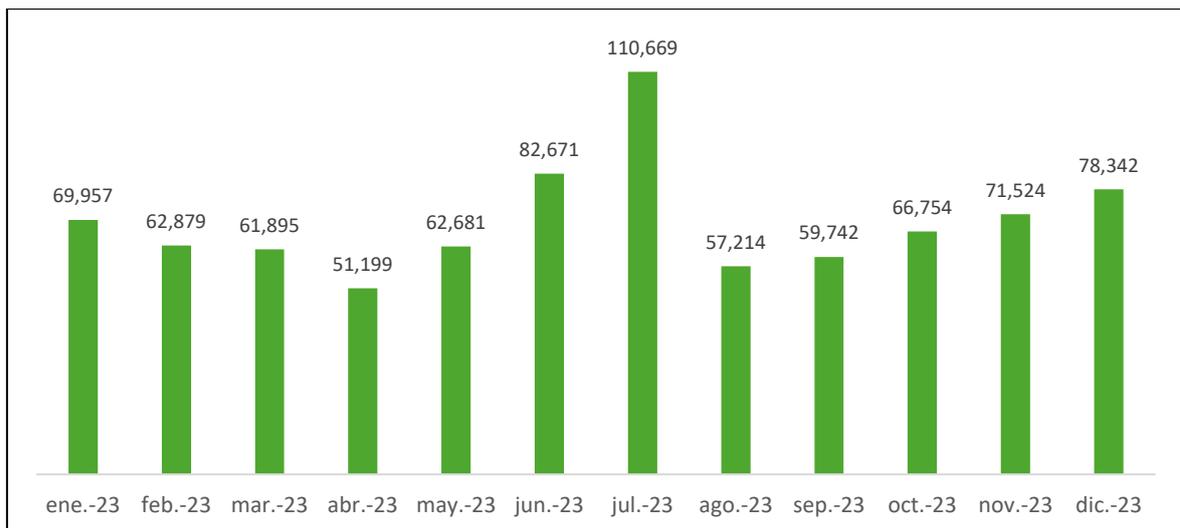


Gráfico 1: Consumo eléctrico en kWh de la urbanización de estudio durante el año 2023

5.1.2 DEMANDA TÉRMICA

Al igual que se hizo con el consumo eléctrico, la estimación de la demanda térmica parte del perfil de consumo de una vivienda tipo dentro del complejo. Después este perfil de consumos se extrapola a través de una multiplicación directa a las 128 viviendas que conforman la urbanización.

En este caso, debido a la limitación de datos más disgregados por parte del distribuidor, dichos consumos se han obtenido a partir de las facturas disponibles. Para obtener los consumos de manera mensual, se calculó un consumo diario promedio por factura, que posteriormente se normalizó y distribuyó de forma proporcional en cada mes del año, obteniendo así una aproximación razonable del perfil de consumos mensuales.

Tabla 3: Consumos de energía térmica en kWh emitidos en las facturas

Desde	Hasta	Días entre facturas	Consumo total	Consumo diario
27/11/2022	25/01/2023	59	6,320	107.12
31/12/2022	25/01/2023	25	2,678	107.12
25/01/2023	28/03/2023	62	5,617	90.60
28/03/2023	30/05/2023	63	774	12.29
30/05/2023	30/06/2023	31	313	10.09
30/06/2023	31/07/2023	31	313	10.09
31/07/2023	31/08/2023	31	313	10.09
31/08/2023	30/09/2023	30	457	15.22
30/09/2023	01/11/2023	32	1,556	48.61
01/11/2023	24/11/2023	23	1,118	48.61
24/11/2023	31/12/2023	37	4,535	122.57

Tabla 4 Consumos térmicos en kWh normalizados mensualmente

Mes	Consumo/Casa	Consumo Total
Enero	3,222	412,366
Febrero	2,537	324,697
Marzo	2,574	329,415
Abril	369	47,179
Mayo	391	50,043
Junio	303	38,734
Julio	313	40,026
Agosto	313	40,026
Septiembre	457	58,459
Octubre	1,556	199,116
Noviembre	1,853	237,245
Diciembre	3,800	486,342
Total	17,685	2,263,646

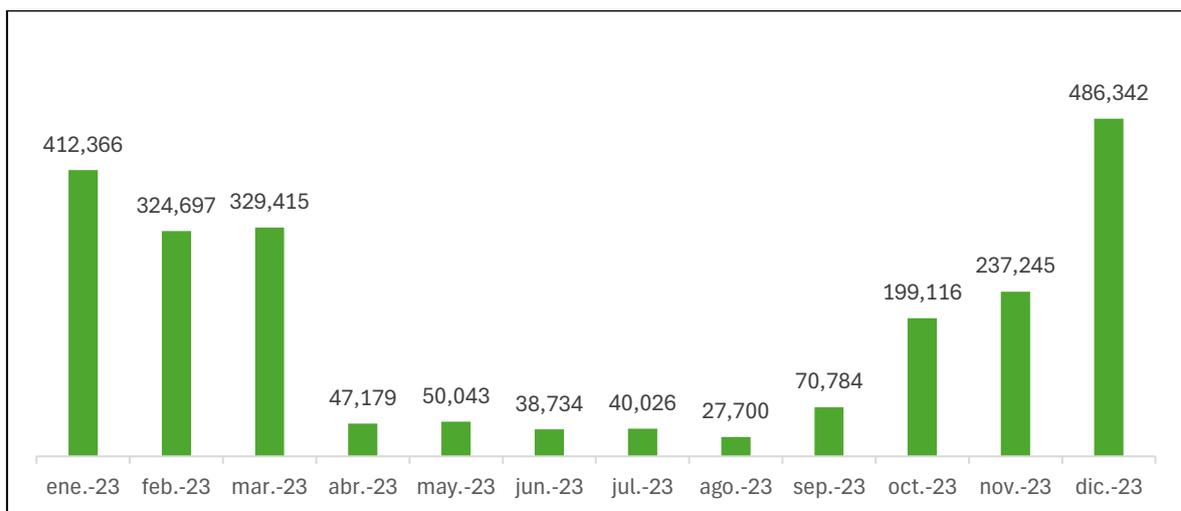


Gráfico 2: Consumo térmico en kWh de la urbanización de estudio durante el año 2023

5.2 SELECCIÓN DEL MOTOR DE LA PLANTA

5.2.1 CÁLCULO DE LA POTENCIA DEL MOTOR

Para el diseño de la potencia de la planta, se realiza un problema de optimización cuya función objetivo consiste maximizar el Valor Actual Neto (VAN) de la inversión realizada en la planta.

Para ello, se parte de una serie de parámetros orientativos que permiten realizar un análisis técnico económico de la planta. Con estos parámetros se consigue definir una base para calcular el problema de optimización asegurándonos unas soluciones técnicas y financieramente viables. Los parámetros son:

1. Rendimientos de producción separada de energía:

- a. Eléctrica: 52 %
- b. Térmica: 90 %

2. Rendimientos tipo del motor:

- a. Eléctrico (η_e): 30 %
- b. Térmico (η_t): 50 %

3. Parámetros económicos:

- a. Inflación (r): 2.5 %
- b. Interés (i): 7 %
- c. Años de duración: 15
- d. Precio del Motor: 1500 €/kW
- e. Precio de Mantenimiento: 0.15 €/kWh

4. Precio de la energía:

- a. Precio de energía eléctrica (p_e): 0.1335 €/kWh
- b. Precio de energía térmica (p_t): 0.055 €/kWh

Una vez se han definido los parámetros iniciales, el cálculo de la potencia óptima de la planta se aborda desde dos enfoques diferentes:

5.2.1.1 Maximizar el VAN

En este escenario, se plantea una optimización cuyo objetivo es maximizar el VAN de la planta bajo la condición de que el Ahorro Energético Primario de la planta sea superior al 10% de acuerdo con la normativa vigente, para así acogernos a la normativa de autoconsumo con excedentes.

$$\max VAN := V_e * f_{\Sigma_e} + E_r * f_{\Sigma_f} - F * f_{\Sigma_f} - O\&M * f_{\Sigma_{O\&M}} - INV$$

Sabiendo:

- $0 \leq t_{diario} \leq 24 \text{ horas}$
- $AEP_{anualizado} \geq 10\%$
- $E_e \leq D_e$
- $P_{instalación} \leq 100 \text{ kW}$

Donde:

- Er: Ahorro de energía eléctrica en €
 - $E_r = P_{instalación} * t_{diario} * d_{mes} * p_e$
 - $P_{instalación}$: Potencia de la instalación en kW
 - t_{diario} : horas diarias en funcionamiento de la instalación
 - d_{mes} : días del mes correspondiente
- F: Gasto de combustible en €
 - $F = \frac{E_r}{\eta_e} * p_t$
- Ve: Ahorro de energía térmica residual producida en €
 - $V_e = F * \eta_7 * p_t$

- f_{Σ} : Factor de acumulación
 - $f_{\Sigma} = k * \frac{1-k^{15}}{1-k}$
 - $k = \frac{1+r}{1+i}$
- AEP: Ahorro de energía primaria
 - $AEP = 1 - \frac{Q}{\frac{E}{\eta_e} + \frac{V}{\eta_t}}$

5.2.1.2 Maximizar AEP y VAN

En este escenario, se plantea una optimización cuyo objetivo es maximizar el VAN de la planta bajo la condición de que la Energía térmica producida sea siempre menor o igual a la demanda térmica del complejo maximizando así el Ahorro de Energía Primaria (AEP).

$$\max VAN := V_e * f_{\Sigma_e} + E_r * f_{\Sigma_f} - F * f_{\Sigma_f} - O\&M * f_{\Sigma_{O\&M}} - INV$$

Sabiendo:

- $0 \leq t_{diario} \leq 24 \text{ horas}$
- $AEP_{anualizado} \geq 10\%$
- $E_t \leq D_e$
- $P_{instalación} \leq 100 \text{ kW}$

Donde:

- E_r : Ahorro de Energía eléctrica en €
 - $E_r = P_{instalación} * t_{diario} * d_{mes} * p_e$
 - $P_{instalación}$: Potencia de la instalación en kW
 - t_{diario} : horas diarias en funcionamiento de la instalación
 - d_{mes} : días del mes correspondiente
- F : Gasto de combustible en €
 - $F = \frac{E_r}{\eta_e} * p_t$

- V_e : Ahorro de energía térmica residual producida en €

- $V_e = F * \eta_7 * p_t$

- f_Σ : Factor de acumulación

- $f_\Sigma = k * \frac{1-k^{15}}{1-k}$

- $k = \frac{1+r}{1+i}$

- AEP: Ahorro de energía primaria

- $AEP = 1 - \frac{Q}{\frac{E}{\eta_e} + \frac{V}{\eta_t}}$

5.2.1.3 Resultados

Ambos escenarios alcanzan una potencia máxima de 100kW, potencia límite para estar dentro de la normativa. Por tanto, a la hora de elegir se opta por la solución que nos aporte un mayor beneficio económico:

- 1º Escenario:

Tabla 5 VAN obtenido en 1º escenario

	INV	Combustible	O&M	Energía térmica ahorrada	Energía eléctrica producida	Total
VAN:	-150,000.00 €	-1,201,294.03 €	-98,287.69 €	600,647.02 €	874,760.47 €	25,825.76 €

- 2º Escenario:

Tabla 6 VAN obtenido en el 2º escenario

	INV	Combustible	O&M	Energía térmica ahorrada	Energía eléctrica producida	Total
VAN:	-150,000.00 €	-1,193,250.13 €	-97,629.56 €	596,625.07 €	868,903.05 €	24,648.43 €

5.2.2 ELECCIÓN DEL MOTOR

Para el diseño del sistema de cogeneración se ha optado por emplear módulos prefabricados de la marca Bosch, reconocida por su fiabilidad y eficiencia en aplicaciones industriales. Dentro del catálogo disponible, el modelo seleccionado ofrece cinco rangos de potencia, cuyas principales características técnicas se resumen en la tabla adjunta.

Tabla 7 Catálogo de motores disponibles

Modelo	CHP CE 19 NA	CHP CE 50 NA	CHP CE 70 NA	CHP CE 140 NA	CHP CE 240 NA
Potencia eléctrica en kWel	19	50	70	140	240
Potencia de calor en kWt	31	80	109	212	374
Uso de Material de combustión en kWt	54	148	204	384	669
Eficiencia eléctrica en %	35%	34%	34%	36%	36%
Eficiencia térmica en %	57%	54%	53%	55%	56%
Presión de servicio máximo admisible	6	6	6	6	6
Peso de servicio en kg	1,115	2,350	2,800	4,000	5,200
Longitud en mm	1,900	2,930	3,275	3,730	4,380
Ancho en mm	900	960	960	1,160	1,510
Altura en mm	1,300	1,730	1,730	1,930	1,980

En el proceso de selección de la potencia instalada, se han descartado los motores con potencias superiores a 100 kW, ya que exceden los límites establecidos por la normativa aplicable. Para los modelos restantes, elegimos la configuración que mejor se adapte a las potencias óptimas que se obtuvieron para cada mes en la sección anterior:

Tabla 8: Potencia óptima para cada mes en kW

Mes	Potencia (kW)
Enero	100.00
Febrero	100.00
Marzo	100.00
Abril	68.24
Mayo	68.87
Junio	70.91
Julio	69.92
Agosto	68.38
Septiembre	68.49
Octubre	100.00
Noviembre	100.00
Diciembre	100.00

En base a estos resultados se obtienen dos configuraciones que mejor se adaptan al perfil de potencia idóneo de la planta:

- 1. Una combinación de dos motores de 50 kW.**
- 2. Una combinación de un motor de 70 kW y un motor de 19 kW.**

De entre estas dos configuraciones se seleccionará la que mejor rendimiento económico obtenga del análisis realizado a continuación.

5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez se definidas las posibles configuraciones para la potencia instalada de la planta de cogeneración se procede a realizar un análisis económico más exhaustivo para determinar la opción más viable.

En primer lugar, se replantea el problema de optimización previamente realizado para el cálculo de la potencia de la planta, con el propósito de calcular las horas de servicio anuales de la planta cumpliendo con la normativa actual, así como la generación de energía eléctrica disponible anualmente. Dado que las configuraciones elegidas presentan distintas unidades de potencia, la potencia instalada de la planta se irá ajustando a la demanda térmica de la instalación a lo largo del año.

1º Configuración: 2 motor de 50 kW

Tabla 9 Potencia en kW, horas diarias de producción, y generación eléctrica mensual de la planta en kWh

Mes	Potencia (kW)	Tiempo de operación diario	Generación energía eléctrica
Enero	100	24	74400
Febrero	100	24	67200
Marzo	100	24	74400
Abril	50	24	36000
Mayo	50	24	37200
Junio	50	20	30020
Julio	50	20	31021
Agosto	50	13	20,150
Septiembre	50	24	36000
Octubre	100	24	74400
Noviembre	100	24	72000
Diciembre	100	24	74400

2º Configuración: 1 motor de 70 kW y 1 motor de 19 kW

Tabla 10 Potencia en kW, horas diarias de producción, y generación eléctrica mensual de la planta en kWh

Mes	Potencia (kW)	Tiempo de operación diario	Generación energía eléctrica
Enero	89	24	66.216
Febrero	89	24	59.808
Marzo	89	24	66.216
Abril	70	20	42.191
Mayo	70	21	44.752
Junio	70	16	34.639
Julio	70	16	35.794
Agosto	70	10	21,700
Septiembre	70	24	50.400
Octubre	70	24	52.080
Noviembre	89	24	64.080
Diciembre	89	24	66.216

5.3.1 AHORRO ENERGÉTICO ELÉCTRICO

A continuación, se presenta un análisis económico destinado a cuantificar el ahorro generado por la producción de energía eléctrica mediante la planta de cogeneración. Para calcularlo el presente trabajo se acoge a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación definida en el RD 244/2019.

De acuerdo con esta normativa, el cálculo del ahorro energético eléctrico se realiza bajo los siguientes criterios:

- **Energía horaria autoconsumida:** Toda la energía eléctrica producida por la planta y consumida directamente por el complejo urbanístico se valorará al mismo precio que establece la comercializadora eléctrica en las facturas del complejo.
- **Energía horaria consumida de la red:** Toda la energía demandada por el complejo urbanístico que no quede satisfecha por la planta y tenga que ser obtenida de la red, se valorará al mismo precio que establece la comercializadora eléctrica en las facturas del complejo.
- **Energía horaria excedentaria:** En el hipotético caso de que la generación eléctrica supere la demanda horaria, dicho excedente se valorará al precio medio del mercado eléctrico en ese momento (precio spot). Cabe recordar que, por normativa, el volumen total de energía generada no debe superar la demanda anual del complejo, por lo que este supuesto se utiliza únicamente como escenario técnico de referencia.

Para los casos de energía horaria autoconsumida, y la energía horaria consumida de la red, el kWh se tasa según el precio marcado en el mercado voluntario del pequeño consumidor (PVPC). Para ello, se recopilan los precios de la energía horaria en este mercado durante todo el 2024. En la siguiente tabla se presentan, a modo de resumen los precios medios mensuales de este mercado:

Tabla 11 PVPC español en €/kWh. Fuente: www.esuis.ree.es

Mes	2024
Enero	0.13950
Febrero	0.10664
Marzo	0.08997
Abril	0.08559
Mayo	0.09792
Junio	0.11703
Julio	0.13074
Agosto	0.14633
Septiembre	0.13408
Octubre	0.13621
Noviembre	0.16772
Diciembre	0.17647

En el caso de la energía horaria excedentaria, el kWh se tasa según lo marcado en el mercado libre español. Para ello, se recopilan los precios horarios de este mercado durante el año 2024. A continuación, se presenta a modo resumen los precios medios mensuales de este mercado:

Tabla 12 Precio medio en el mercado libre español en €/kWh. Fuente: www.omie.es

Mes	2024
Enero	0.0741
Febrero	0.0400
Marzo	0.0203
Abril	0.0137
Mayo	0.0304
Junio	0.0561
Julio	0.0723
Agosto	0.0911
Septiembre	0.0726
Octubre	0.0685
Noviembre	0.1044
Diciembre	0.1112

Una vez se han obtenido los precios del mercado eléctrico normalizados, se calcula el ahorro energético horario para todos los meses del año a través de la siguiente expresión

- *Ahorro Eléctrico:*
$$E(t) = \begin{cases} D_e(t) * p, & E(t) \leq D_e(t) \\ D_e(t) * p + (E(t) - D_e(t)) * r, & E(t) > D_e(t) \end{cases}$$

Donde:

- p: es el precio de la energía eléctrica en el mercado PVPC en €/kWh
- r: es el precio de la energía eléctrica en el mercado libre en €/kWh
- $D_e(t)$: es la demanda eléctrica del sistema en el tiempo en kWh
- $E(t)$: es la producción de energía eléctrica en el tiempo en kWh

Ahorro energético eléctrico de la primera configuración

Tabla 13 Ahorro eléctrico en €

Mes	2024
Enero	8,970
Febrero	6,141
Marzo	4,928
Abril	2,859
Mayo	3,544
Junio	3,507
Julio	3,783
Agosto	3,198
Septiembre	4,760
Octubre	8,759
Noviembre	10,925
Diciembre	12,095
Total	73,468

Ahorro energético eléctrico de la primera configuración

Tabla 14: Ahorro eléctrico en €

Mes	2024
Enero	8,157
Febrero	5,649
Marzo	4,601
Abril	3,014
Mayo	3,725
Junio	3,705
Julio	3,942
Agosto	3,361
Septiembre	6,082
Octubre	6,607
Noviembre	9,897
Diciembre	10,928
Total	69,668

5.3.2 AHORRO ENERGÉTICO TÉRMICO Y GASTO EN CONSUMO DE COMBUSTIBLE

Una vez calculado el importe procedente del ahorro de la energía térmica se procede a calcular tanto el gasto en combustible, como el ahorro generado por el aprovechamiento del calor útil de la planta de cogeneración.

Para ello se presentan los perfiles energéticos mensualizados del consumo del combustible y del calor útil generado por la planta, así como la demanda de calor del complejo residencial para ambas configuraciones obtenidos a partir de las expresiones:

- **Consumo de combustible:**
 - $\dot{F} = \dot{E} * \frac{1}{\eta_e}$
 - $\dot{E} = \text{energía eléctrica en kWh}$
 - $\eta_e: \text{rendimiento eléctrico}$
- **Ahorro térmico generado:**
 - $V(1) = \dot{E}(1) * \frac{\eta_t}{\eta_e}$
 - $\dot{E} = \text{energía eléctrica en kWh}$
 - $\eta_t: \text{rendimiento térmico}$
 - $\eta_e: \text{rendimiento eléctrico}$

Al haber diseñado la planta con dos unidades de motor de diferente potencia, y por ende de diferentes características, tanto el rendimiento térmico como eléctrico se obtienen del resultado de hacer una media ponderada de los rendimientos de las diferentes unidades de potencia utilizada para cada configuración:

- **Primera configuración:** 2 motores de 50 kW
 - Rendimiento eléctrico: 34,72 %
 - Rendimiento térmico: 54,05 %
- **Segunda configuración:** 1 motor de 70 kW y 1 motor de 19 kW
 - Rendimiento eléctrico: 34,75 %
 - Rendimiento térmico 53,75 %

1º Configuración: 2 motores de 50 kW

Tabla 15: Perfiles energéticos térmicos en kWh

Mes	Demanda térmica (kWh)	Consumo de combustible (kWh)	Calor útil generado (kWh)
Enero	412,366	220,224	119,040
Febrero	324,697	198,912	107,520
Marzo	329,415	220,224	119,040
Abril	47,179	106,560	57,600
Mayo	50,043	110,112	59,520
Junio	38,734	88,861	48,033
Julio	40,026	91,823	49,634
Agosto	27,700	59,644	32,240
Septiembre	58,459	106,560	57,600
Octubre	199,116	147,865	119,040
Noviembre	237,245	213,120	115,200
Diciembre	486,342	220,224	119,040

2º Configuración: 1 motor de 70 kW y 1 motor de 19 kW

Tabla 16: Perfiles energéticos térmicos en kWh

Mes	Demanda térmica (kWh)	Consumo de combustible (kWh)	Calor útil generado (kWh)
Enero	412,366	190,553	102,408
Febrero	324,697	172,112	92,498
Marzo	329,415	190,553	102,408
Abril	47,179	112,592	60,510
Mayo	50,043	119,427	64,183
Junio	38,734	92,440	49,680
Julio	40,026	95,521	51,336
Agosto	27,700	62,447	21,700
Septiembre	58,459	139,512	74,978
Octubre	199,116	149,873	80,546
Noviembre	237,245	184,406	99,105
Diciembre	486,342	190,553	102,408

Con los diferentes perfiles energéticos obtenidos, se tasa el kWh térmico al precio que marcaron los índices que marcaron diariamente el mercado regulado de gas natural español durante el 2024. A continuación, se presentan el precio medio del gas natural mensualizado durante el 2024:

Tabla 17: Precio medio del gas natural en España en €/kWh. Fuente: www.miggas.es

Mes	2024
Enero	0.02896
Febrero	0.03826
Marzo	0.04564
Abril	0.02953
Mayo	0.02543
Junio	0.03240
Julio	0.03459
Agosto	0.02655
Septiembre	0.03165
Octubre	0.04409
Noviembre	0.04016
Diciembre	0.03645

Una vez tenemos el precio del gas natural se obtiene el consumo del combustible y el ahorro obtenido del calor útil generado a través de las expresiones:

- *Consumo de combustible:* $F(t) = F(t) * p_c$
- *Ahorro termico:* $V(t) = \begin{cases} V(t) * p_v, & V(t) \leq D_t(t) \\ D_t(t) * p_v, & V(t) > D_t(t) \end{cases}$

Donde:

- p_c : es el precio del gas natural en el mercado español en €/kWh aplicando un factor de corrección de 1.65 para obtener el precio estimado de las comercializadoras reducido por la gran cantidad de gas natural que se consume en la instalación
- p_v : es el precio del gas natural en el mercado español en €/kWh aplicando un factor de corrección de 2 para obtener el precio estimado de las comercializadoras de referencia

- $F(t)$: es el consumo de combustible en €/kWh
- \dot{D}_t : es la demanda térmica del sistema en el tiempo en kWh
- $V(t)$: es la producción de calor útil en el tiempo en kWh

Obteniéndose un gasto de combustible y un ahorro energético térmico de:

Ahorro y gasto energético térmico de la primera configuración

Tabla 18: Ahorros y gastos térmicos en €

Mes	Gasto en combustible	Ahorro energético térmico
Enero	(11,911)	7,031
Febrero	(9,264)	5,468
Marzo	(10,709)	6,321
Abril	(5,653)	2,733
Mayo	(6,382)	3,167
Junio	(5,629)	2,679
Julio	(5,449)	2,594
Agosto	(4,180)	2,120
Septiembre	(7,113)	4,199
Octubre	(16,200)	9,562
Noviembre	(17,209)	10,158
Diciembre	(18,408)	10,866
Total	(118,106)	66,898

Ahorro y gasto energético térmico de la segunda configuración

Tabla 19: Ahorros y gastos térmicos en €

Mes	Gasto en combustible	Ahorro energético térmico
Enero	(10,306)	6,048
Febrero	(8,015)	4,704
Marzo	(9,266)	5,438
Abril	(5,973)	2,733
Mayo	(6,922)	3,167
Junio	(5,855)	2,679
Julio	(5,669)	2,594
Agosto	(4,376)	2,120
Septiembre	(9,313)	4,261
Octubre	(11,025)	6,470
Noviembre	(14,890)	8,739
Diciembre	(15,928)	9,348
Total	(107,504)	59,200

5.3.3 CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS DE LA PLANTA

Una vez se han obtenido los ahorros energéticos eléctricos se procede a proyectar los diferentes ingresos y costes que tendrá la planta a lo largo de su vida útil (15 años) en una cuenta de pérdidas y ganancias

La cuenta de resultados constará de los siguientes apartados:

- **Ingresos:** obtenidos como la suma de:
 - **Ingresos por ahorro de energía eléctrica:** el importe neto de ahorro eléctrico anual calculado anteriormente. Para proyectar los ingresos de ahorro energético eléctrico durante los 15 años de vida útil de la planta se utiliza la siguiente expresión:
 - $E(t) = E(1) * ((1 - f_d) * (1 + r))^t$ Donde:
 - t : es el año de proyección
 - $E(t)$: es el ahorro eléctrico del año de proyección en €
 - f_d : es el factor de degradación = 0,1 %
 - r : es la inflación = 2,5 %
 - **Ingresos por ahorro de energía térmica:** el importe neto anual de ahorro térmico residual calculada anteriormente. Para proyectar el ahorro térmico asociado durante los 15 años de vida útil estimada de la planta de cogeneración, se emplea la siguiente expresión:
 - $V(t) = V(1) * ((1 - f_d) * (1 + r))^t$ Donde:
 - $V(t)$: es el ahorro térmico del año de proyección en €
 - f_d : es el factor de degradación = 0,1 %
 - t : es el año de proyección
 - r : es la inflación = 2,5 %

- **Gastos:** divididos en:
 - **Combustible:** el precio del combustible utilizado para alimentar a la instalación a lo largo del año. Para proyectar dicho coste durante los 15 años de vida útil de la planta de cogeneración se utiliza la siguiente expresión:
 - $F(t) = F(1) * ((1 - f_d) * (1 + r))^t$ Donde:
 - $F(t)$: es el gasto en combustible del año de proyección en €
 - f_g : es el factor de degradación = 0,1 %
 - t : es el año de proyección
 - r : es la inflación = 2,5 %
 - **Servicio de O&M:** coste de operación y mantenimiento de la planta a lo largo de todo un año. Para proyectar este coste durante los 15 años de vida útil de la planta, se utiliza la siguiente expresión:
 - $O\&M(t) = E(1) * p_{O\&M} * (1 + r)^t$
 - t : es el año de proyección
 - r : es la inflación = 2,5%
 - $p_{O\&M}$: precio del O&M
 - **Coste de O&M:** impacto que sufre la planta por no estar en funcionamiento cuando está en mantenimiento. Para proyectar dicho coste durante los años de vida útil de la planta se utiliza la siguiente expresión:
 - $I_{O\&M}(t) = (E(t)_{hora} + V(t)_{hora} - F(t)_{hora}) * h_{mant} * n * (1 + r)^t$ Donde:
 - $E(t)_{hora}$: es la media anual de ahorro eléctrico por hora.
 - $V(t)_{hora}$: es la media anual de ahorro térmico por hora
 - $F(t)_{hora}$: es la media anual de consumo de combustible por hora
 - h_{mant} : horas de mantenimiento
 - n : numero de mantenimientos al año

- Se definieron dos tipos de mantenimiento a lo largo de todo el año:
 - Mantenimiento básico: cada 2250 horas un mantenimiento de 16 horas donde la estación está en parada.
 - Mantenimiento Intermedio: cada 7750 horas la estación se detiene durante 48 horas
- **Seguro:** seguro de la instalación. Para proyectar el coste del seguro se utiliza la siguiente expresión:
 - $Seguro(t) = Inv * t_s * (1 + r_s)^t$
 - *Inv:* Inversión de la instalación: $1500 \frac{€}{kW}$
 - t_s : tasa del seguro sobre la inversión = 0,6%
 - r_s : tasa de proyección del seguro = 0,6%
- **Gestión de la planta:** costes derivados de la gestión de la planta de cogeneración: Para proyectar dicho coste se utiliza la siguiente expresión:
 - $Gestión(t) = E(1) * p_g * (1 + r)^t$
 - p_g : tasa de la gestión de la planta en $\frac{€}{kW}$
- **EBITDA:** Ingresos menos gastos
- **EBIT:** EBITDA menos la amortización, calculada como:
 - **Amortización:** $\frac{Inv}{N}$
- **Beneficio antes de impuestos:** EBIT menos impuestos, calculados como:
 - **Impuestos (25%):** $EBT * T$

Obteniéndose una cuenta de pérdidas y ganancias:

Tabla 20: Principales líneas de la cuenta de pérdidas y ganancias

P&L
<i>Ingresos por ahorro de energía eléctrica</i>
<i>Ingresos por ahorro de energía térmica</i>
INGRESOS (€)
<i>Combustible</i>
<i>Servicio O&M</i>
<i>Coste de O&M</i>
<i>Seguro</i>
<i>Gestion de la planta</i>
GASTOS (€)
EBITDA
<i>Amortización</i>
EBT
<i>Impuestos (25%)</i>
Beneficio después imptos.
FLUJO CAJA LIBRE

5.3.4 SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN

Por último, se calcula la rentabilidad de las diferentes configuraciones utilizando sin aplicar el régimen retributivo específico:

- **El valor actual neto de la planta (VAN): con un interés del 7 %**
 - **Primera configuración: -55.196,09 €**
 - **Segunda configuración: -42.371,99 €**
- **La tasa interna de retorno (TIR):**
 - **Primera configuración: 0,28 %**
 - **Segunda configuración: 1,33 %**

Si se aplicamos al régimen retributivo específico presente en el RD 413/2014 para obtener la rentabilidad razonable vigente de normativa de 7,09% las diferentes configuraciones ingresarían:

- **Primera configuración:** una retribución a la inversión anual de 75.760,15 €/MWe resultando en un ingreso de 7.576 € el primer año de operación. Respecto a la retribución a la inversión vigente del año 2022 de las plantas de cogeneración de menos de 1MW tipo supone una reducción del 45 %.
- **Segunda configuración:** una retribución a la inversión anual de 65.397,80 €/MWe resultando en un ingreso de 5.580 € el primer año de operación. Respecto a la retribución a la inversión vigente del año 2022 de las plantas de cogeneración de menos de 1MW tipo supone una reducción del 53 %.

Ambas configuraciones no tienen derecho a una retribución a la operación puesto que los ingresos generados por el ahorro térmico y el ahorro eléctrico logran cubrir los gastos operativos de la planta.

A vista de los presentes resultados se opta por la segunda configuración por obtener una mejor rentabilidad sin ayuda del régimen retributivo y por tanto, permite realizar una mejor oferta en las subastas que se vayan a celebrar en el futuro.

5.4 DISEÑO DE LA PLANTA

A continuación, se presentan los planos de la instalación donde se instalará la planta de cogeneración.

El espacio estará situado cerca del punto a la red de la urbanización donde supondremos que esta la instalación de la calefacción central que se suministra a toda la urbanización

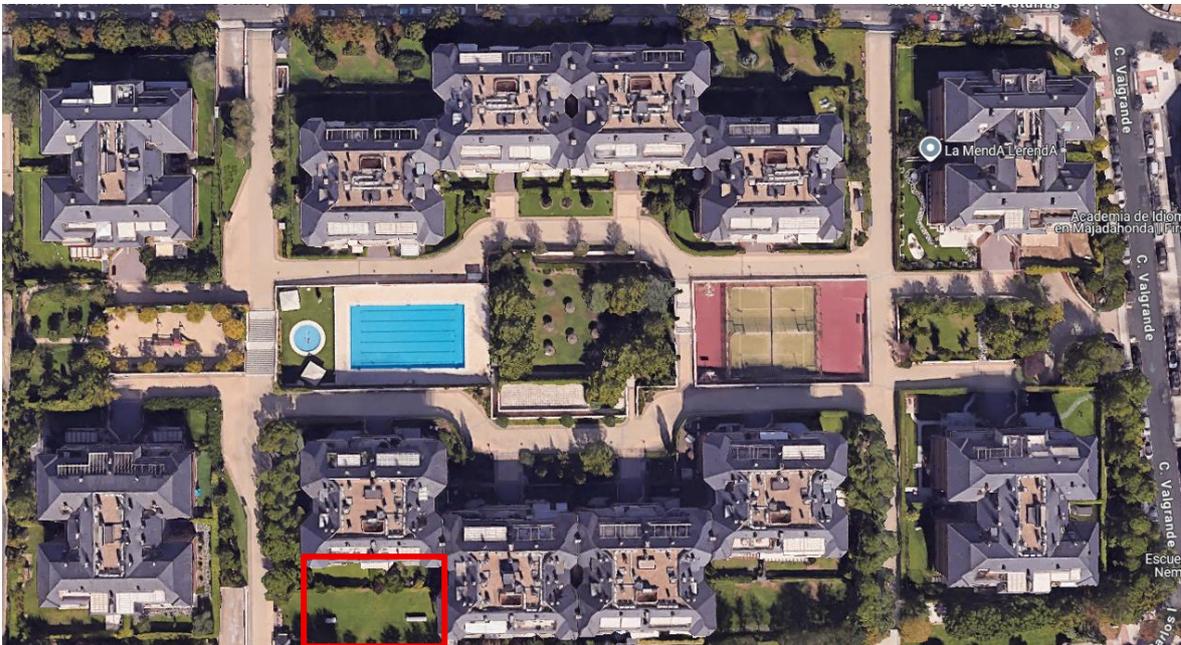
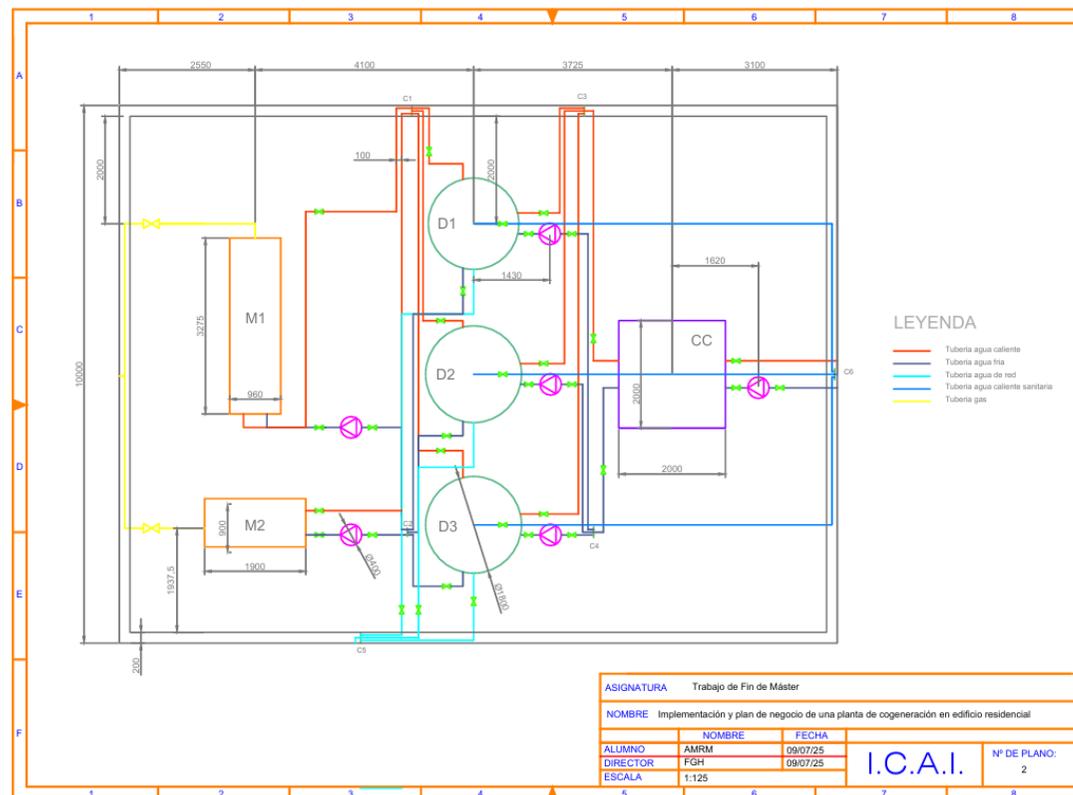


Ilustración 3: Vista área de la localización de la planta de cogeneración

Una vez elegido el espacio, se presenta en las siguientes secciones un plano de implantación de equipos y un plano unifilar eléctrico de la instalación.

5.4.1 PLANO DE IMPLANTACIÓN DE EQUIPOS



Plano 2 Implantación de equipos de la planta de cogeneración

Dimensionamiento de equipos:

1) Motores de combustión interna: dimensionados en el apartado anterior

- a) Motor CHP CE 19
- b) Motor CHP CE 70

3) Inter acumuladores: Inter acumulador FERCO VSDN5000 1S

Los Inter acumuladores tendrán dos funciones en la instalación, servir de almacenamiento para el agua caliente sanitaria, y servir de acumulador de calor para amortiguar los picos de la demanda térmica diaria.

Para dimensionar los Inter acumuladores se analizan los dos regímenes de funcionamiento de la instalación:

- **Régimen invernal: ambos motores em funcionamiento las 24 horas del día**

En este régimen, el complejo residencial, utiliza todo el calor útil generado en la planta de cogeneración. Por tanto, en las franjas horarias donde la demanda térmica del edificio sea ínfima, y la planta se dedique exclusivamente a calentar el agua caliente sanitaria, la planta debe ser capaz de almacenar toda el ACS generada durante ese tiempo.

Se estima esta franja de tiempo entre las 00:00 y las 05:00 obteniendo una franja de 5 horas. Con la planta funcionando a plena potencia se tiene una potencia térmica de 137,65 kWh, se supone que el agua de la red entra a una temperatura de 15° C y la temperatura objetivo para el ACS son 60° C. A través de la fórmula de transferencia de calor de un fluido se obtiene un caudal de calentamiento de:

$$Q = \dot{m} * c_p * \Delta T \rightarrow \dot{m} = \frac{Q}{c_p * \Delta T} = 0.7318 \frac{kg}{s}$$

Donde:

- \dot{Q} es la potencia térmica
- \dot{m} es el caudal másico
- c_p es el calor específico del fluido (kJ/kg*° C)= 4,18 kJ/kg*° C para el caso de agua
- ΔT salto térmico: 45° C

Resultando que, en 5 horas, se calientan 13.172 litros de ACS.

- **Régimen estival: motor de 70 kW**

En este régimen, el complejo residencial no aprovecha todo el calor útil generado por la planta, penalizando su AEP hasta el 10 %.

- **Junio/ Julio: 15 horas de funcionamiento: de 14:00 a 04:00**

Durante este régimen el edificio demanda 1291,15 kWh al día distribuidas entre las franjas horarias de 07:00 y las 09:00, las 14:00 y las 16:00 y las 19:00 y las 21:00 obteniendo una demanda de 215,20 kWh a la hora.

Por lo tanto, entre las 07:00 y las 09:00 donde la planta de cogeneración no se encuentra en funcionamiento se necesita tener al menos 430,38 kWt almacenados en los Inter acumuladores. Suponiendo el caso más desfavorable en el que los Inter acumuladores están completamente fríos, la planta sería capaz de generar 757,82 kWt en las 7 horas que está en funcionamiento y no exista demanda térmica en el edificio, cubriendo la demanda entre esas horas.

Para poder almacenar 757,82 kWt durante esas 7 horas los Inter acumuladores deberían tener una capacidad de:

$$Q = \dot{m} * c_p * \Delta T \rightarrow \dot{m} = \frac{Q}{c_p * \Delta T} = 0.5755 \frac{kg}{s} * 3600 * 7 = 14.504 \text{ litros}$$

Donde:

- \dot{Q} es la potencia térmica
- \dot{m} es el caudal másico
- c_p es el calor específico del fluido (kJ/kg*°C)= 4,18 kJ/kg*°C para el caso de agua
- ΔT salto térmico: 45°C

Por lo tanto, se establece que se necesita tener una capacidad para almacenar 15.000 l de ACS en nuestra planta distribuida en 3 Inter acumuladores de 5000 litros cada.

3) **Bombas:** bomba circuladora MAGNA3 25-100

Para realizar el dimensionado de las bombas de la planta de cogeneración primero necesitamos saber el caudal de trabajo de los motores utilizados. Para calcularlo se utiliza la expresión de transferencia de calor sensible en un fluido:

$$\dot{Q} = \dot{m} * c_p * \Delta T$$

Donde:

- \dot{Q} es la potencia térmica
 - Motor de 19 kW: 31 kW
 - Motor de 70 kW: 109 kW
- \dot{m} es el caudal másico
- c_p es el calor específico del fluido (kJ/kg*° C)= 4,18 kJ/kg*° C para el caso de agua
- ΔT salto térmico: 20 en ambos motores

Por lo tanto, el caudal de trabajo de los dos motores resulta:

- **Motor de 19 kW:** 1,33 m³/h
- **Motor de 70 kW:** 4,69 m³/h

Debido a las diferencias de caudal que suministran las diferentes unidades de potencia se dimensionan dos bombas diferentes: eligiéndose los modelos MAGNA3 de la marca GRUNDFOS

Además, se estima que la pérdida de carga a lo largo del circuito es de unos 4 bares: 0,5 a lo largo de las unidades de potencia, 2,5 a lo largo de los interacumuladores y 1,5 en el circuito de tuberías.

Así, para el motor de 19 kW se elige una bomba MAGNA3 25-40 N con la siguiente curva de funcionamiento:

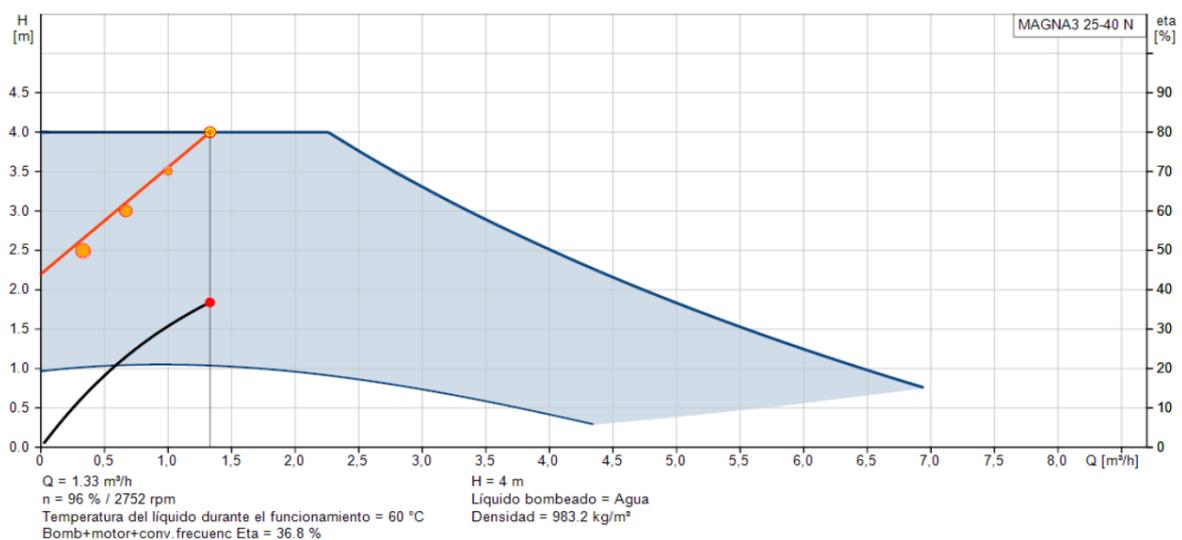


Figure 2: Curva de funcionamiento de la bomba MAGNA3 25-40 N

Y para el motor de 70 kW se elige una bomba MAGNA3 80-60 F con la siguiente curva de funcionamiento

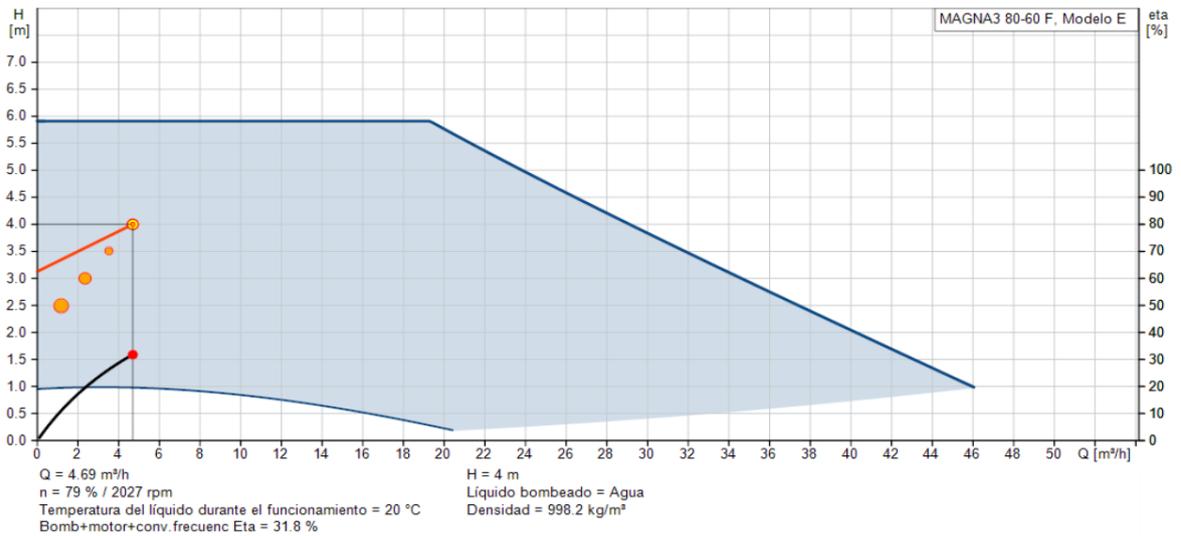
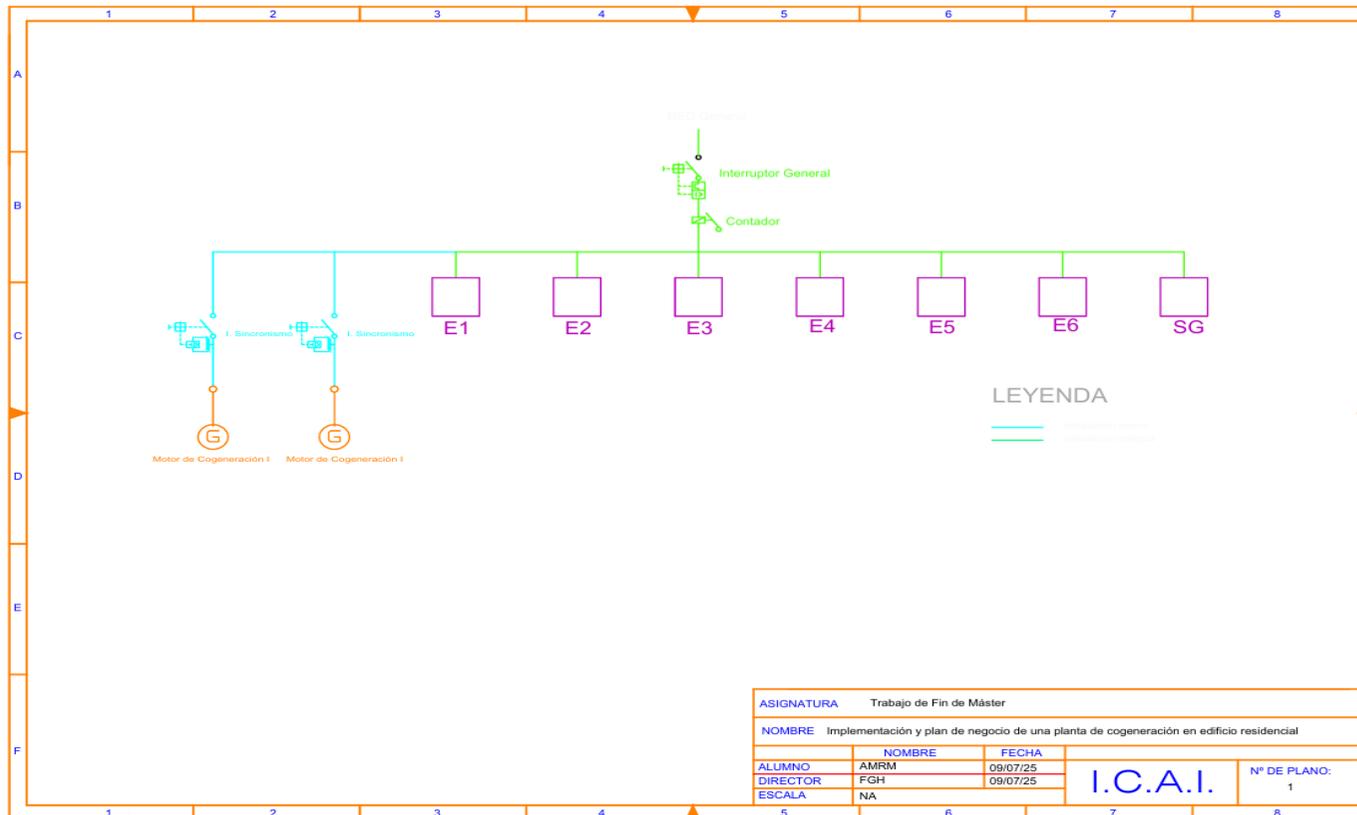


Figure 3: Curva de funcionamiento de la bomba MAGNA3 80-60

5.4.2 ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN



Plano 3: Esquema unifilar de la planta de cogeneración

Para realizar la conexión eléctrica de la instalación se conectan ambas unidades de potencia a la red, diseñando dos nuevos cableados desde el interruptor general hasta los motores, conectando un interruptor síncrono entre ambos para asegurarse de que la instalación arranque de correctamente y de forma segura.

Capítulo 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez finalizado el diseño de la planta se obtiene una potencia máxima de 89 kW de potencia máxima, funcionando a plena carga durante los meses invernales -enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre- y con un régimen parcial (solo el motor de 70 kW) durante el resto del año, obteniendo un ahorro de energía primaria del 15,5% anualizado durante el año y un tiempo de operación de 6.635 horas.

En el ámbito económico la configuración de la planta obtiene una tasa interna de retorno del 1,33 % y un VAN de -42.371,99 € para una vida útil de 15 años con un WACC del 7%. En el caso de poder contar con el régimen retributivo específico, la planta recibiría una retribución a la inversión de 5.820 € desde primer año de operación y se alcanzaría una tasa interna de retorno de 7,09 %.

Una vez obtenidos los resultados base, se presenta un análisis detallado con el diseño final de la planta. Este análisis se divide en dos bloques:

- **Análisis energético:** en este bloque se evalúa el rendimiento de la instalación en términos de cobertura de demanda y eficiencia energética, considerando los siguientes factores:
 - Porcentaje de la demanda eléctrica y térmica cubierta con el funcionamiento de la planta
 - Cantidad total de energía primaria ahorrada como resultado del funcionamiento de la planta.
- **Análisis económico:** analizándose la viabilidad económica de la planta, así como su impacto financiero incluyendo
 - Estados financieros de la planta: se expone una proyección de los estados financieros así como el cálculo de la TIR del proyecto apalancando la inversión inicial del proyecto en un 60%

- Tablas de sensibilidad mostrando la evolución de la TIR o el VAN ante variaciones de precios de la electricidad y del gas natural.
- Ahorro económico al instalar la planta del complejo entero e individualizado

6.1 ANÁLISIS ENERGÉTICO

6.1.1 PERFILES DE LA DEMANDA CUBIERTOS

En esta sección se analiza la demanda energética de la planta que queda satisfecha por el funcionamiento de la planta de cogeneración.

6.1.1.1 Demanda eléctrica:

La demanda eléctrica satisfecha por la planta de cogeneración se representa en el gráfico y la tabla siguiente:

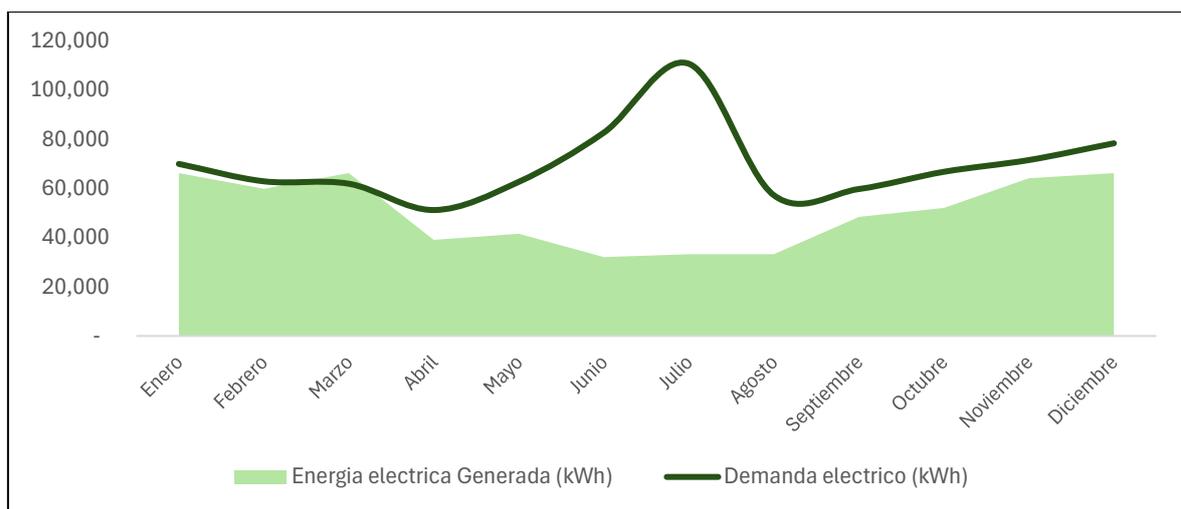


Gráfico 3: Demanda eléctrica satisfecha por la planta de cogeneración

Tabla 21: % de la demanda eléctrica mensualizada cubierta por la instalación

Mes	% de la demanda eléctrica satisfecha
Enero	94.7%
Febrero	95.1%
Marzo	100.0%
Abril	76.4%
Mayo	66.2%
Junio	38.9%
Julio	30.0%
Agosto	37.9%
Septiembre	81.1%
Octubre	78.0%
Noviembre	89.6%
Diciembre	84.5%
Total	70.7%

A partir de los datos obtenidos sobre la proporción de demanda eléctrica cubierta por la planta de cogeneración, se obtienen las siguientes conclusiones:

- La planta logra cubrir un **70,7 %** de la demanda eléctrica del **complejo residencial**, mostrando un desempeño **notable** de la planta de cogeneración en términos de autosuficiencia energética.
- Durante los meses de invierno y de **mayor demanda de calor útil**, y por tanto los de mayor **tiempo de operación**, se observa el mejor rendimiento eléctrico, con **coberturas cercanas o superiores al 90 %**, alcanzando el máximo en el mes de marzo, donde, como se observa en el gráfico, la generación de la planta logra superar la demanda del sistema.
- En los meses estivales, donde la demanda de **calor útil del sistema es mínima**, y la **demand a de energía eléctrica aumenta de forma notable**, principalmente por el uso intensivo de sistemas de climatización, se encuentran los niveles más bajos de cobertura eléctrica, registrándose el **mínimo en julio** con tan solo un **30 %**. En los meses de entretiempo (primavera y otoño), la **cobertura de la demanda alcanza valores superiores al 70 %**, lo que indica la **buena adaptación de la instalación** al

consumo energético del complejo mediante la desconexión selectiva de los motores de la planta.

Por tanto, se concluye que el diseño modular de la planta ha permitido ajustarse al perfil de la demanda, reflejando un resultado global adecuado entre eficiencia energética y dimensionamiento.

6.1.1.2 Demanda térmica

La demanda térmica satisfecha por la planta de cogeneración se representa en el gráfico y la tabla siguiente:

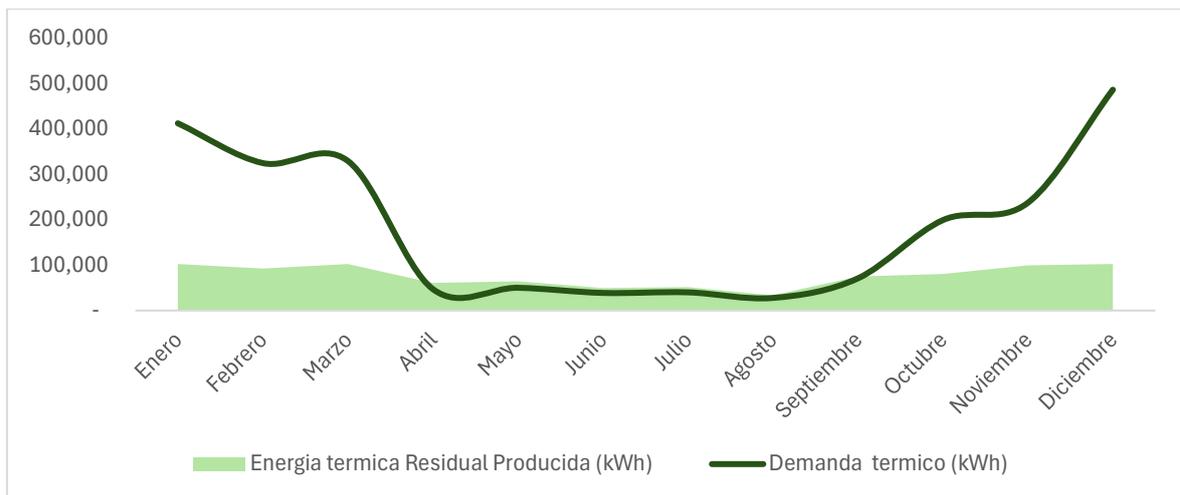


Gráfico 4: Demanda térmica satisfecha por la planta de cogeneración

Tabla 22: % de la demanda térmica mensualizada cubierta por la planta de cogeneración

Mes	% de la demanda eléctrica satisfecha
Enero	24.8%
Febrero	28.5%
Marzo	31.1%
Abril	100.0%
Mayo	100.0%
Junio	100.0%
Julio	100.0%
Agosto	100.0%
Septiembre	100.0%
Octubre	40.5%
Noviembre	41.8%
Diciembre	21.1%
Total	40.3%

A partir de los datos obtenidos sobre la proporción de demanda eléctrica cubierta por la planta de cogeneración, se obtienen las siguientes conclusiones:

- La planta de cogeneración cubre, en promedio anual, un **40,3 % de la demanda térmica total** del complejo residencial, lo que indica una contribución algo limitada, en comparación con la cobertura eléctrica.
- La **cobertura térmica es superior al 100 %** entre **abril y septiembre**, coincidiendo con los meses de **baja demanda térmica** por calefacción. Tal como se observa en el correspondiente gráfico, una pequeña parte del calor útil generado durante este tiempo se desaprovecha, lo que conlleva una penalización del ahorro de energía primaria. Durante este periodo, la planta genera calor útil suficiente para satisfacer plenamente las necesidades del sistema, presumiblemente ligadas al **agua caliente sanitaria (ACS)**
- Los **meses de invierno (diciembre, enero y febrero)** muestran las **coberturas térmicas más bajas**, con valores entre el **21,1 % y el 28,5 %**, lo cual refleja que la

capacidad térmica de la planta es insuficiente para cubrir la elevada demanda de calefacción durante ese periodo para el complejo residencial al completo.

- En **marzo octubre y noviembre**, la planta incrementa su contribución térmica hasta el **31,1 %**, el **40,5%** y el **69,2 %**, respectivamente, mostrando una mejor adaptación al perfil térmico de entretiempo.

En conjunto, el análisis térmico evidencia que a pesar de que **la planta haya sido dimensionada priorizando la cobertura de la demanda térmica**, exigiendo que el ahorro de energía primaria anualizado de la planta sea superior al 10%, por la **limitación legal de 100 kW de potencia instalada**, resulta en que la planta no sea capaz de cubrir completamente las necesidades térmicas del complejo durante los meses de máxima demanda invernal. Esta restricción normativa condiciona el rendimiento térmico global, especialmente en los periodos de alta carga térmica, si bien permite **un aprovechamiento total del calor generado** durante los meses de menor demanda, mejorando así la eficiencia estacional del sistema.

6.1.2 AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA DE LA PLANTA

La energía primaria ahorrada de la instalación mensualizada se presenta en el siguiente gráfico

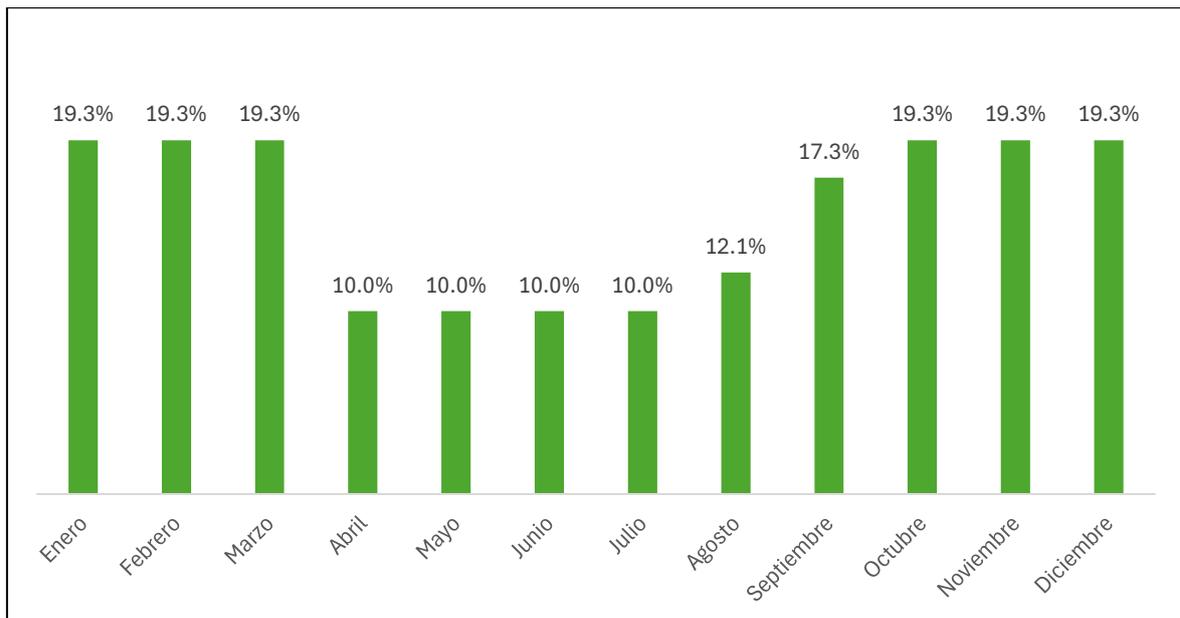


Gráfico 5: AEP mensualizado del complejo residencial con la planta en funcionamiento

A partir del siguiente gráfico se obtienen las siguientes conclusiones:

- La media de **ahorro de energía primaria** anualizada resulta del **15,5 %**, valor que supera el 10 %, cumpliendo con la normativa vigente para que la instalación sea considerada una planta de cogeneración de alto rendimiento y superando en un 5,5 % el objetivo marcado en el presente trabajo.
- Acorde a lo que se vio en los apartados anteriores, en los meses de alta demanda de calor útil el ahorro de energía primaria es máxima para las características de esta instalación.
- Sin embargo, en los meses más cálidos y de menor demanda térmica, el AEP se ve perjudicado a un valor mínimo del 10 % debido a la cantidad de calor útil que se desaprovecha durante este tiempo.

Esto supone una reducción de kg de CO₂ emitidos a la atmosfera y una reducción de volumen consumido de gas natural anuales de:

Tabla 23: Ahorro de CO₂ y gas natural anual

Mes	kg Co2 ahorrados	m3 de gas natural ahorrados
Enero	26,424	761
Febrero	23,867	687
Marzo	26,424	761
Abril	15,613	450
Mayo	16,561	477
Junio	12,819	369
Julio	13,246	382
Agosto	8,660	249
Septiembre	19,274	555
Octubre	20,783	599
Noviembre	25,572	737
Diciembre	26,424	761
Total	235,666	6,788

Los ahorros presentados en la tabla 21 se obtuvieron a partir de las siguientes expresiones:

- **Ahorro de emisiones:** $kg_{CO_2} = E(t) * \left(\frac{1}{\eta_e} - 1\right) * f_{CO_2}$ Donde:
 - $E(t)$ es la electricidad generada por la planta en kWh
 - η_e es el rendimiento eléctrico de un ciclo combinado convencional: 53 %
 - f_{CO_2} es el factor de conversión de kWh a kg de CO₂ emitidos. Usando como combustible el gas natural, el valor es de 0.45 kg_{CO2}/kWh
- **Ahorro de volumen consumido de gas natural:** $m_{gas}^3 = V(t) * \left(\frac{1}{\eta_t} - 1\right) * f_{gas}$
 - $V(t)$ es el calor útil generado por la planta en kWh
 - η_t es el rendimiento térmico por separado para la producción de calor: 92 %
 - f_{gas} es el factor de conversión de kWh a m³ de gas consumidos. 11.7 m³_{gas}/kWh.

6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

6.2.1 ESTADOS FINANCIEROS DEL PROYECTO

Los estados financieros de una la planta tipo con un apalancamiento del 60% a un interés del 5% y con un horizonte de la deuda de 15 años.

Los periodos medios de cobro se presentan a continuación.

- 1) **Periodo medio de cobro:** en este caso representan las compañías eléctricas y del gas natural en la que se refleja los importes que recibe la planta tanto por la energía térmica ahorrada, en caso de las compañías de gas natural, y el ahorro energético eléctrico en el caso de las compañías eléctricas. Debido a que la factura del gas suele recibirse en bimensualidades y la factura de la electricidad en mensualidades se establece un periodo medio de cobro de unos 45 días.
- 2) **Periodo medio de pago a proveedores:** el proveedor de la compañía sería la empresa que suministre el combustible, en este caso gas natural a la planta de cogeneración. Debido a que estas compañías suelen facturar por sus servicios cada dos meses se define el periodo medio de pago a los proveedores en 60 días.
- 3) **Periodo medio de pago a los acreedores:** en esta categoría entran todos los servicios considerados como costes fijos que tiene la compañía, operación y mantenimiento, seguro, gestión de la planta etc. Se define que estos servicios se pagan a final de cada mes por lo que se establece el periodo medio de pago a acreedores de 60 días.

A continuación, se presentan las proyecciones de los 3 estados financieros durante los 6 primeros años de su funcionamiento, suponiendo que se ha obtenido la retribución a la inversión de la subasta celebrada por el gobierno en el año 2025:

Tabla 24: Cuenta de perdidas y ganancias de la planta diseñada en el presente trabajo

P&L	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Ingresos por ahorro de energía eléctrica</i>	-	69,668	71,374	73,158	74,987	76,862
<i>Ingresos por ahorro de energía térmica</i>	-	59,200	60,650	62,166	63,720	65,313
<i>Retribución a la inversión</i>		5,820	5,966	6,115	6,268	6,425
INGRESOS (€)	-	134,688	137,989	141,439	144,975	148,599
<i>Combustible</i>		(107,504)	(110,137)	(112,890)	(115,712)	(118,605)
COGS (€)	-	(107,504)	(110,137)	(112,890)	(115,712)	(118,605)
MARGEN BRUTO	-	27,184	27,852	28,549	29,262	29,994
<i>% respecto ventas</i>	0.0%	20.2%	20.2%	20.2%	20.2%	20.2%
<i>Servicio O&M</i>	-	(8,858)	(9,075)	(9,302)	(9,535)	(9,773)
<i>Coste de O&M</i>	-	(260)	(266)	(273)	(280)	(287)
<i>Seguro</i>	-	(801)	(805)	(809)	(813)	(817)
<i>Gestión de la planta</i>	-	(2,953)	(3,027)	(3,102)	(3,180)	(3,259)
SG&A (€)	-	(12,872)	(13,173)	(13,487)	(13,808)	(14,137)
EBITDA	-	14,312	14,679	15,062	15,455	15,857
<i>% respecto ventas</i>	0.0%	10.6%	10.6%	10.6%	10.7%	10.7%
Amortización	-	(8,900)	(8,900)	(8,900)	(8,900)	(8,900)
EBIT	-	5,412	5,779	6,162	6,555	6,958
Intereses	-	(4,005)	(3,819)	(3,625)	(3,420)	(3,205)
EBT	-	1,407	1,960	2,538	3,135	3,753
Impuestos (25%)	-	(352)	(490)	(634)	(784)	(938)
NET INCOME	-	1,055	1,470	1,903	2,351	2,814
<i>% respecto ventas</i>	0.0%	0.8%	1.1%	1.3%	1.6%	1.9%

Tabla 25: Balance de la planta diseñada en el presente trabajo

Balance	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>PP&E</i>	133,500	133,500	133,500	133,500	133,500	133,500
<i>Amortización acumulada</i>	-	8,900	17,800	26,700	35,600	44,500
Activos Fijos	133,500	124,600	115,700	106,800	97,900	89,000
<i>Clientes</i>	-	15,888	16,277	16,684	17,101	17,528
<i>Caja</i>	-	7,263	11,975	16,922	22,107	27,536
Activos Corrientes	-	23,151	28,252	33,605	39,208	45,064
Activos	133,500	147,751	143,952	140,405	137,108	134,064
<i>Capital</i>	53,400	53,400	54,455	55,925	57,828	60,179
<i>Beneficio Neto a cuenta</i>	-	1,055	1,470	1,903	2,351	2,814
Fondos propios	53,400	54,455	55,925	57,828	60,179	62,994
Pasivo No Corriente	80,100	76,388	72,490	68,398	64,101	59,589
<i>Proveedores</i>	-	17,672	18,105	18,557	19,021	19,497
<i>Acreedores</i>	-	1,058	1,083	1,108	1,135	1,162
Pasivo Corriente	-	18,730	19,187	19,666	20,156	20,659
Pasivo y FFPP	133,500	147,751	143,952	140,405	137,108	134,064
<i>check</i>	-	-	-	-	-	-

Tabla 26: Estado de flujos de la caja de la planta diseñada en el presente trabajo

Estado de flujos de Caja	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Beneficio Neto a cuenta</i>	-	1,055	1,470	1,903	2,351	2,814
<i>Depreciación</i>	-	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900
Operational Cashflow	-	9,955	10,370	10,803	11,251	11,714
<i>(-) Δ Clientes</i>	-	(15,888)	(389)	(407)	(417)	(428)
<i>(+) Δ Proveedores</i>	-	17,672	433	453	464	476
<i>(+) Δ Acreedores</i>	-	1,058	25	26	26	27
(-) Δ Capital Circulante	-	2,842	68	71	73	75
Free Cash Flow	-	12,797	10,438	10,875	11,325	11,789
Cash Flow from Investing	(133,500)	-	-	-	-	-
<i>Capital</i>	53,400	-	-	-	-	-
<i>Deuda</i>	80,100	(3,712)	(3,898)	(4,092)	(4,297)	(4,512)
Cash Flow from Financing	133,500	(3,712)	(3,898)	(4,092)	(4,297)	(4,512)
Cash Flow	-	9,085	6,541	6,782	7,027	7,277
<i>Efectivo al principio</i>	-	-	9,085	15,626	22,408	29,435
<i>Cashflow</i>	-	9,085	6,541	6,782	7,027	7,277
Caja	-	9,085	15,626	22,408	29,435	36,713

De los estados financieros proyectados se sacan las siguientes conclusiones

- 1) **Estructura del capital y de la financiación:** con el 60% de la inversión a realizar apalancada, la estructura del capital de la inversión queda de la siguiente forma:
 - a) **Fondos propios:** 53.400 € de fondos propios
 - b) **Pasivo no corriente:** un total de 80.100 € de deuda
- 2) **Márgenes de la cuenta de resultados:** los costes variables representan el 80,8% de los beneficios obteniendo un margen bruto del 20,2%. A su vez, una vez se han imputado los costes fijos el margen con respecto a las ventas del EBITDA queda reducido a un 10,6%. Por último, el margen de beneficio crece del 0,6% al 4,4% debido a la reducción de los intereses pagados resultantes del apalancamiento.

- 3) En cuanto a la división de los ingresos se presenta la siguiente tabla donde se puede ver que tan solo un 4,3% de los ingresos provienen de subvenciones del estado, un 51,7% de los ingresos provenientes del ahorro de la energía eléctrica, y el otro 44% del ahorro de la energía térmica. Al estar proyectado los mismos precios de mercado afectados únicamente por la inflación del proyecto, los porcentajes son iguales para todos los años de operación.

Tabla 27: División de las diferentes fuentes de ingresos de la planta diseñada

División de los ingresos	2026
% Ingresos por ahorro de energía eléctrica	51.7%
% Ingresos por ahorro de energía térmica	44.0%
% Retribucion a la inversion	4.3%
Ingresos Totales	100.0%

- 4) Por último, las principales ratios de rentabilidad evolucionan según:
- Retorno sobre el capital:** evoluciona desde el 3,10% en el primer año de operación, al 9,10%
 - Retorno sobre los activos:** evoluciona desde el 0,58% del primer año de operación hasta el 7,08%.

Al igual que se hizo con la empresa de las instalaciones para calcular la TIR del proyecto se calculan los flujos de caja libres del proyecto utilizando el método de los descuentos de flujos de caja obteniendo una rentabilidad del 7,5%. Sin embargo, para este caso se analiza el impacto que tiene la deuda en la rentabilidad del proyecto.

Para ello, se proyectan los pagos de los principales de la deuda durante los años del funcionamiento de la planta, así como el impacto de los intereses de la deuda.

Tabla 28: Método de descuento de flujos de caja apalancado con retribución a la inversión

DCF	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>EBIT</i>	-	5,412	5,779	6,162	6,555	6,958
<i>(-) Impuestos</i>	-	(1,353)	(1,445)	(1,541)	(1,639)	(1,739)
NOPAT	-	4,059	4,334	4,622	4,916	5,218
<i>(+) Depreciación</i>	-	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900
Operational Cash Flow	-	12,959	13,234	13,522	13,816	14,118
<i>(-) Δ Capital Circulante</i>	-	2,842	68	71	73	75
<i>(-) Capex</i>	(133,500)	-	-	-	-	-
Free Cash Flow	(133,500)	15,801	13,303	13,593	13,889	14,193
TIR	7.46%					
<i>Deuda</i>	80,100	(3,712)	(3,898)	(4,092)	(4,297)	(4,512)
<i>Intereses</i>	-	(4,005)	(3,819)	(3,625)	(3,420)	(3,205)
<i>Impuestos</i>	-	1,001	955	906	855	801
Debt	80,100	(6,716)	(6,762)	(6,811)	(6,862)	(6,916)
Leverage Free Cash Flow	(53,400)	9,085	6,541	6,782	7,027	7,277
TIR FFPP	12.21%					

Como podemos observar, debido a que la inversión inicial que se tiene que hacer en el proyecto con el apoyo de la deuda es significativamente menor, la rentabilidad del proyecto se dispara del 7,46% al 12,21% convirtiéndose en una oportunidad de negocio muy interesante.

Sin embargo, en el caso en el que alguna de las hipótesis presentadas no se cumpliera, como puede ser el otorgamiento de la subvención por parte del estado, puede hacer que un proyecto que sin apalancamiento tuviese una TIR positiva, pasase a tener una rentabilidad negativa como se observa a continuación:

Tabla 29: Método de los descuentos de flujos de caja sin retribución a la inversión

DCF	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>EBIT</i>	-	(409)	(187)	47	287	533
<i>(-) Impuestos</i>	-	102	47	(12)	(72)	(133)
NOPAT	-	(307)	(140)	35	215	400
<i>(+) Depreciación</i>	-	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900
Operational Cash Flow	-	8,593	8,760	8,935	9,115	9,300
<i>(-) Δ Capital Circulante</i>	-	2,842	68	71	73	75
<i>(-) Capex</i>	(133,500)	-	-	-	-	-
Free Cash Flow	(133,500)	11,436	8,828	9,007	9,188	9,375
TIR	1.69%					
<i>Deuda</i>	80,100	(3,712)	(3,898)	(4,092)	(4,297)	(4,512)
<i>Intereses</i>	-	(4,005)	(3,819)	(3,625)	(3,420)	(3,205)
<i>Impuestos</i>	-	1,001	955	906	855	801
Debt	80,100	(6,716)	(6,762)	(6,811)	(6,862)	(6,916)
Leverage Free Cash Flow	(53,400)	4,720	2,066	2,196	2,326	2,459
TIR FFPP	-1.70%					

Por lo tanto, se puede observar que el efecto del apalancamiento en la financiación amplifica la rentabilidad de la planta, tanto si el negocio funciona como esperaba y se obtienen los beneficios esperados, aumentando la TIR del proyecto, como si las hipótesis del modelo no se cumplen y hace que la TIR sea todavía más negativa para los inversores.

En línea con este razonamiento, se presenta la siguiente tabla de sensibilidad donde se analiza el impacto en la rentabilidad del proyecto con el nivel de apalancamiento y con la obtención o no, de la subvención por parte del estado.

Tabla 30: Impacto del nivel de apalancamiento con la TIR del proyecto

	0%	20%	40%	60%	80%	90%
Si	7.5%	8.5%	10.0%	13.0%	21.0%	35.4%
No	1.7%	1.4%	0.8%	-0.3%	-4.0%	-12.5%

A vista de los resultados obtenidos en la tabla, se observa que a partir de un nivel de apalancamiento del 60%, el impacto en la TIR empieza a resultar negativo.

Por tanto en el caso de que se tenga un apetito en la rentabilidad más conservador se recomienda apalancar la planta en un 40% donde se obtendría una TIR del 10% en caso de poder optar a la subvención del estado, y una TIR del 0,8 en caso contrario, que a pesar de ser muy baja, seguiría siendo positiva.

6.2.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

A continuación, se presentan dos tablas de sensibilidades para analizar la flexibilidad que tiene nuestra inversión ante los movimientos del mercado eléctrico y del gas natural. Las tablas mostradas a continuación reflejan el resultado de una variación del $\pm 10\%$ del precio del kWh eléctrico en el eje vertical, y una variación del mismo grado porcentual en el eje horizontal para el kWh térmico, sin la contribución obtenida por el régimen retributivo específico.

Tabla 31: Sensibilidad de la TIR ante cambios en el precio de los mercados energéticos

1.33%	90%	92%	94%	96%	98%	100%	102%	104%	106%	108%	110%
90%	-1.2%	-2.5%	-3.9%	-5.5%	-7.2%	-9.2%	-11.6%	-14.8%	-19.6%	NA	NA
92%	0.5%	-0.7%	-1.9%	-3.3%	-4.8%	-6.4%	-8.3%	-10.5%	-13.3%	-17.1%	-24.5%
94%	2.1%	1.0%	-0.2%	-1.4%	-2.7%	-4.1%	-5.7%	-7.4%	-9.5%	-12.0%	-15.2%
96%	3.5%	2.5%	1.5%	0.3%	-0.8%	-2.1%	-3.5%	-4.9%	-6.6%	-8.5%	-10.8%
98%	4.9%	3.9%	3.0%	1.9%	0.8%	-0.3%	-1.5%	-2.8%	-4.3%	-5.8%	-7.6%
100%	6.2%	5.3%	4.4%	3.4%	2.4%	1.3%	0.2%	-1.0%	-2.2%	-3.6%	-5.1%
102%	7.4%	6.6%	5.7%	4.8%	3.8%	2.8%	1.8%	0.7%	-0.4%	-1.7%	-3.0%
104%	8.6%	7.8%	7.0%	6.1%	5.2%	4.3%	3.3%	2.3%	1.2%	0.1%	-1.1%
106%	9.8%	9.0%	8.2%	7.3%	6.5%	5.6%	4.7%	3.7%	2.7%	1.7%	0.6%
108%	10.9%	10.1%	9.3%	8.5%	7.7%	6.9%	6.0%	5.1%	4.1%	3.2%	2.2%
110%	12.0%	11.2%	10.5%	9.7%	8.9%	8.1%	7.2%	6.4%	5.5%	4.6%	3.6%

De los resultados de las tabla de sensibilidad se pueden obtener las siguientes conclusiones

- Una variación del precio del mercado eléctrico de un $\pm 10\%$ con el mercado del gas constante provoca un impacto significativo en la rentabilidad del proyecto, aumentando la tasa interna de retorno (TIR) hasta en 5,65 % puntos porcentuales en caso de subida o disminuyéndola hasta en 7,08 puntos porcentuales en caso de bajada.
- Una variación del precio del mercado del gas natural del $\pm 10\%$ con el mercado eléctrico constante, genera una variación en la TIR de hasta 4,66 puntos porcentuales en caso de disminución de los precios o que disminuya 4.01 puntos porcentuales en caso contrario.
- Por lo que se puede observar, el modelo es más resiliente ante variaciones en el precio de mercado del gas, ya que como se puede deducir de las tablas, las caídas en el mercado eléctrico provocan TIR ligeramente inferiores a las provocadas por el aumento del precio del gas. Esto se debe a que, a pesar de que un aumento en el mercado del gas natural supone un aumento en los costes operativos de la planta, también provoca un aumento de los ingresos, mientras que una disminución en el mercado eléctrico supone únicamente un descenso de los ingresos de la planta. Esto se puede observar más claramente en las tablas de sensibilidad de a continuación donde se puede observar que una variación del precio en el mercado eléctrico supone un impacto en el EBITDA de la planta mayor que lo que supondría una variación del mercado del gas natural:

Tabla 32: Impacto porcentual del EBITDA de la Planta ante una variación en el mercado del gas natural

	0.90	0.95	1.00	1.05	1.10
1.00	33.8%	16.9%	0.0%	(16.9%)	(33.8%)

Tabla 33 Impacto porcentual del EBITDA de la Planta ante una variación en el mercado eléctrico

	0.90	0.95	1.00	1.05	1.10
1.00	(48.7%)	(24.3%)	0.0%	24.3%	48.7%

- Debido a que tanto la zona de viabilidad económica, escenarios donde la TIR sea mayor que el 7 % impuesto al comienzo del presente trabajo, es notoriamente pequeña, y la alta variabilidad de la tabla, se concluye que con la situación actual de los mercados tanto del gas natural como el eléctrico hacen muy difícil que se obtenga una rentabilidad razonable utilizando cogeneración.

Las conclusiones obtenidas en este apartado parecen bastante desalentadoras, sin embargo, debido a la complicada situación geopolítica que atraviesa actualmente Europa, en especial por el conflicto armado entre Rusia y Ucrania, se ha provocado un aumento del 70,6 % en el mercado del gas natural, y del 46 % en el mercado eléctrico, debido a la interrupción del suministro de gas ruso a los países europeos (MIBGAS, OMIE)

Si analizamos la evolución de estos mercados en el periodo de 2019 hasta hoy, se puede observar que a pesar de haber pasado la crisis provocada por el estallido del conflicto (donde el mercado del gas natural habría aumentado hasta en un 285 % en 2022), los precios se podrían estar estabilizando, pero sin alcanzar los niveles previos a la negativa:

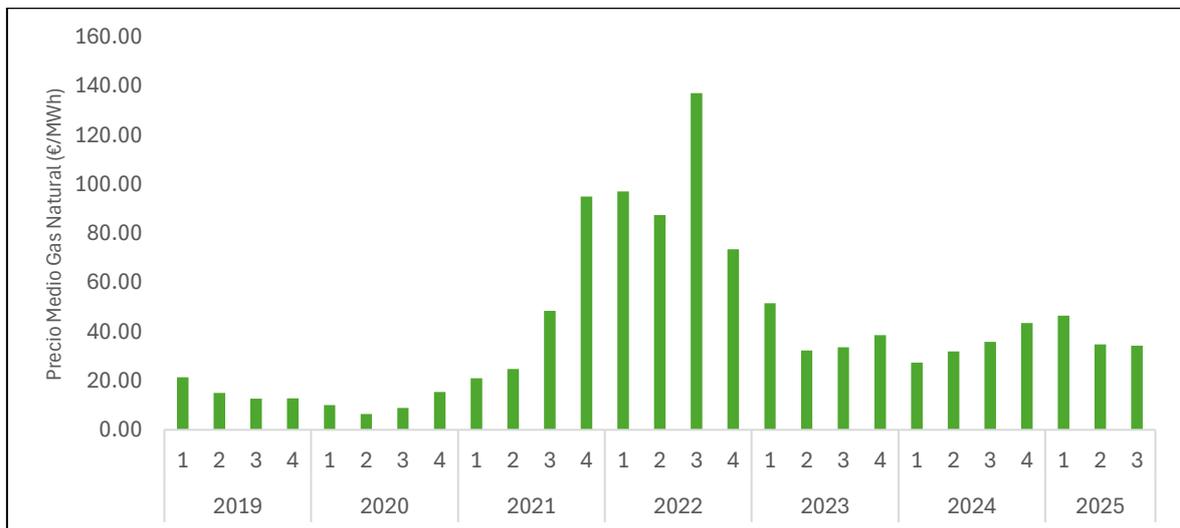


Gráfico 6: Evolución del mercado del gas natural en los últimos 6 años por cuatrimestres

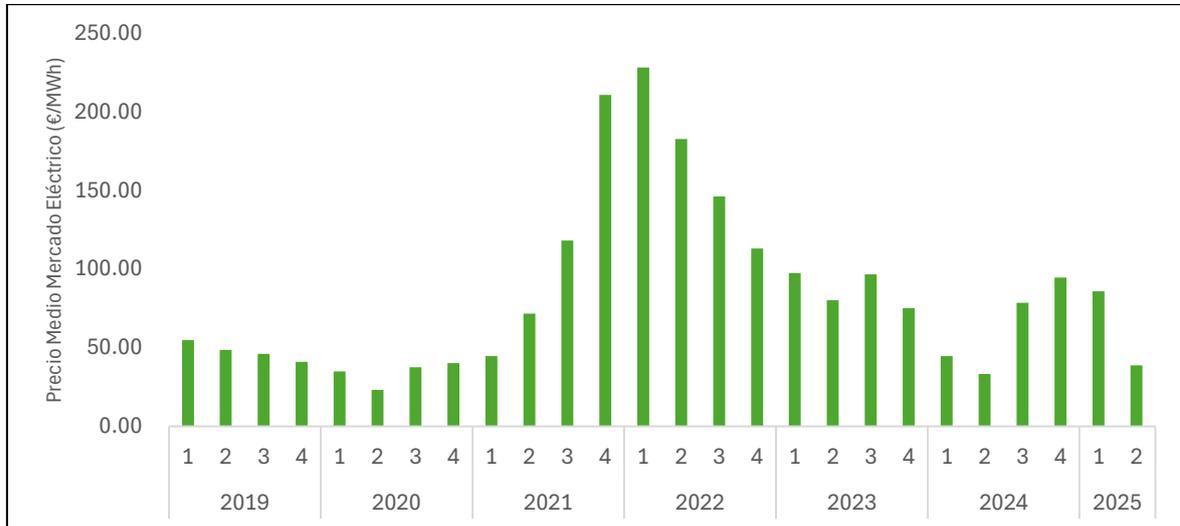


Gráfico 7 Evolución del mercado del mercado eléctrico en los últimos 6 años por cuatrimestres

Por lo tanto, si se establece como hipótesis que los precios, especialmente en el mercado del gas natural, van a seguir disminuyendo hasta estabilizarse en los niveles alcanzados en 2019 (año pre-Covid y pre-conflicto). donde el precio medio del gas natural estuvo en 15.45 €/MWh y el precio medio en el mercado eléctrico en 47,71 €/MWh -lo que representa una disminución con respecto a 2024 hasta el 44,5 % y del 75,9 % respectivamente- la planta obtendría una TIR alrededor del 10 %, lo que representa una rentabilidad significativamente superior a la alcanzada en el momento actual.

Tabla 34: Sensibilidad de la TIR ante cambios bruscos en los mercados energéticos

1.33%	0%	20%	40%	60%	80%	100%	120%	140%	160%	180%	200%
0%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
20%	-10.3%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
40%	7.7%	-2.6%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
60%	18.2%	11.2%	2.6%	-13.5%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
80%	27.1%	21.0%	14.4%	6.7%	-4.2%	NA	NA	NA	NA	NA	NA
100%	35.5%	29.7%	23.8%	17.4%	10.3%	1.3%	-18.3%	NA	NA	NA	NA
120%	43.6%	38.0%	32.3%	26.4%	20.3%	13.6%	5.7%	-6.1%	NA	NA	NA
140%	51.5%	46.0%	40.4%	34.8%	29.0%	23.0%	16.6%	9.4%	0.0%	NA	NA
160%	59.4%	53.9%	48.4%	42.9%	37.3%	31.6%	25.7%	19.5%	12.8%	4.6%	-8.2%
180%	67.3%	61.8%	56.4%	50.9%	45.4%	39.8%	34.2%	28.4%	22.3%	15.9%	8.5%
200%	75.1%	69.7%	64.2%	58.8%	53.3%	47.8%	42.3%	36.7%	30.9%	25.0%	18.8%

Además, según lo observado en la tabla anterior, la rentabilidad del proyecto es más resiliente ante bajadas de ambos mercados energética, tendencia que impera ahora mismo en las proyecciones de los mercados de los próximos años. El mercado eléctrico debido al aumento de la capacidad de generación de tecnologías renovables como la solar fotovoltaica o la eólica, que tienen unos costes de operación muy inferiores a las tecnologías tradicionales y por tanto, tienden a reducir el precio del MWh, además de la consecuente bajada del precio del gas natural provocada por la estabilización del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania

6.2.3 AHORRO ECONÓMICO CON EL FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA

Una vez hemos analizado el rendimiento económico que conlleva la instalación de la planta de cogeneración, se procede a realizar un análisis del ahorro real que conlleva en la factura de la luz y del gas, el uso de una planta de cogeneración.

Para ello se realiza una cuenta de pérdidas y ganancias donde se refleja la comparativa del gasto en energía del complejo residencial con la instalación de la planta y sin ella.

A continuación, se presenta a modo de ejemplo, dicha comparativa durante el primer año de operación reflejada para todo el complejo residencial e individualizada para cada vivienda:

P&L	2025		
	Con planta	Sin planta	Dif
<i>Ingresos por ahorro de energía eléctrica</i>	8,235	-	8,235
INGRESOS (€)	8,235	-	8,235
<i>Combustible</i>	(107,504)	-	(107,504)
<i>Energía eléctrica consumida de la red</i>	(26,452)	(110,681)	84,228
<i>Energía térmica consumida de la red</i>	(81,609)	(158,120)	76,511
<i>O&M</i>	(8,858)	-	(8,858)
<i>Impacto de O&M</i>	(260)	-	(260)
<i>Seguro</i>	(801)	-	(801)
<i>Gestion de la planta</i>	(2,953)	-	(2,953)
GASTOS (€)	(225,485)	(268,801)	43,316
EBITDA	(217,250)	(268,801)	51,551
Amortización	(8,900)	-	(8,900)
EBT	(226,150)	(268,801)	42,651
Impuestos (25%)	56,537	67,200	(10,663)
Beneficio después imptos.	(169,612)	(201,601)	31,988
		-	
FLUJO CAJA LIBRE (EBITDA-impuestos)	(160,712)	(201,601)	40,888

P&L por vivienda	Con planta	Sin planta	Dif
<i>Ingresos por ahorro de energía eléctrica</i>	64	-	64
INGRESOS (€)	64	-	64
<i>Combustible</i>	(840)	-	(840)
<i>Energía eléctrica consumida de la red</i>	(207)	(865)	658
<i>Energía térmica consumida de la red</i>	(638)	(1,235)	598
<i>O&M</i>	(69)	-	(69)
<i>Impacto de O&M</i>	(2)	-	(2)
<i>Seguro</i>	(6)	-	(6)
<i>Gestión de la planta</i>	(23)	-	(23)
GASTOS (€)	(1,762)	(2,100)	338
EBITDA	(1,697)	(2,100)	403
Amortización	(70)	-	(70)
EBT	(1,767)	(2,100)	333
Impuestos (25%)	442	525	(83)
Beneficio después imptos.	(1,325)	(1,575)	250
FLUJO CAJA LIBRE (EBITDA-impuestos)	(1,256)	(1,575)	319

Resultando en un ahorro de unos 319 € de flujo de caja libre por vecino durante el primer año de operación y unos 2.260,55 € en los 15 años de vida útil de la planta con una inversión inicial de 1042 € en el año de construcción.

Capítulo 7. PLAN DE NEGOCIO PARA UNA EMPRESA

Una vez realizado el análisis de las ventajas asociadas a la instalación de una planta de cogeneración en un complejo residencial, tanto en aspectos de ahorro energético como económico, se realiza un plan de negocio orientado a la creación de una empresa de instalaciones de plantas de cogeneración, especializada en su diseño, instalación y mantenimiento.

Esta empresa tendrá como principal objetivo responder a la creciente demanda de soluciones energéticas eficientes y sostenibles en el sector residencial, utilizando como principal tecnología la cogeneración.

7.1 ANÁLISIS DEL MERCADO

7.1.1 CUOTA DE MERCADO

Para evaluar la viabilidad de implantación de plantas de cogeneración en España, se realiza un análisis preliminar de las temperaturas medias mínimas anuales de la península, con el objetivo de detectar las regiones más frías del país, y por tanto, aquellas regiones que tengan una mayor demanda térmica anual, donde el aprovechamiento de la cogeneración pueda resultar más eficiente y rentable:

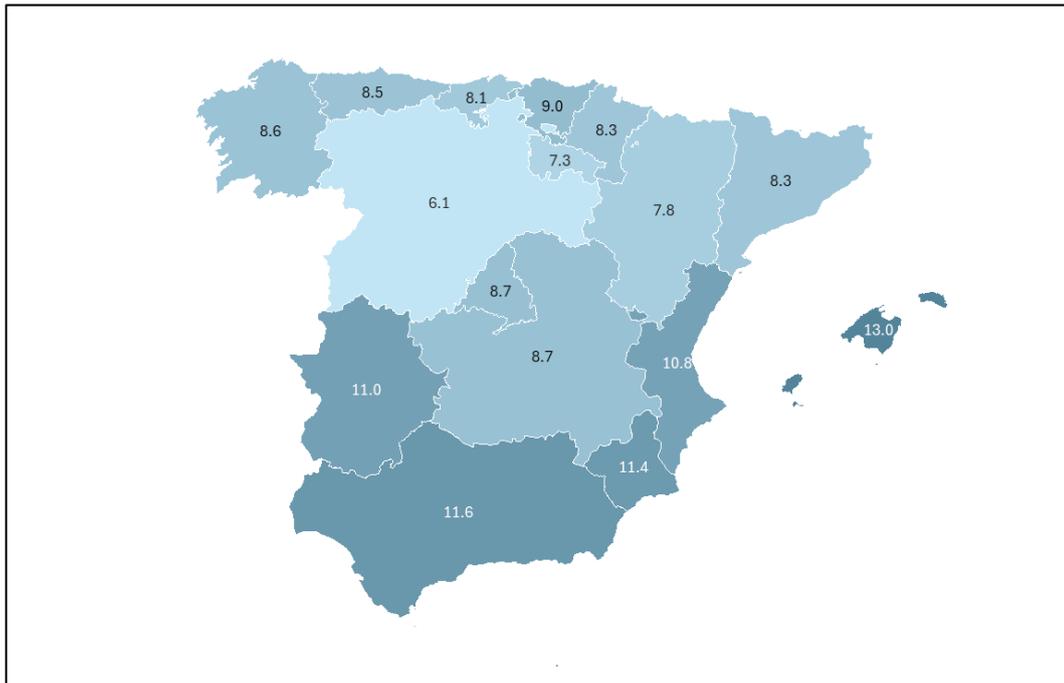


Ilustración 7: Mapa de España de las temperaturas medias mínimas anuales. (Agencia Estatal de Meteorología, 2024)

Se establece como criterio de selección **una temperatura media mínima anual inferior a 10° C**, considerando que las regiones con una temperatura media mínima superior a este umbral no tendrán una demanda de calor útil suficiente para que la cogeneración sea una solución rentable. En base a este criterio, se descartan la Comunidades Valenciana, la Región

de Extremadura, Andalucía, la Región de Murcia, Islas Canarias, Islas Baleares Ceuta y Melilla.

Una vez realizado este primer filtro, se procede a analizar las características de los sistemas de calefacción predominantes en las comunidades restantes, con el fin de determinar el potencial real de integración de sistemas de cogeneración en cada una de ellas:

Tabla 35: Unidades de climatización por tipo de tecnología (en miles de unidades) (INE., 2021)

Comunidad Autónoma	Sin calefaccion	Colectiva	Individual	Otros dispositivos	Total
<i>C. Madrid</i>	103	510	1,822	191	2,626
<i>Aragón</i>	21	131	345	41	538
<i>Asturias</i>	31	69	304	51	454
<i>Cantabria</i>	20	16	182	27	244
<i>Castilla y León</i>	36	165	763	58	1,023
<i>Castilla la Mancha</i>	66	73	563	91	793
<i>Cataluña</i>	412	157	1,987	486	3,041
<i>Galicia</i>	133	122	665	180	1,100
<i>Navarra</i>	5	64	181	9	259
<i>País Vasco</i>	38	159	633	79	909
<i>La Rioja</i>	4	27	94	6	131
Total	870	1,493	7,538	1,218	11,120

De todas las tecnologías presentadas en la tabla anterior, los sistemas de calefacción colectiva son los que presentan una mayor facilidad para integrarse con un sistema de cogeneración.

Tras el primer análisis térmico, de las comunidades seleccionadas, se contabilizan 1.492.578 residencias presentan este tipo de tecnología, lo que supone un 13,4 % del total.

Dentro de este grupo, se establece que la Comunidad de Madrid es la mejor región para establecer la primera fase de negocio, ya que esta es la que mayor número de residencias con sistemas de calefacción central tiene, con un total de 509.514 edificios, lo que representaría un 34.1 % de los edificios de esta categoría.

Esta concentración convierte a Madrid en la región mejor colocada, al ofrecer un entorno urbano denso, demanda térmica significativa y un gran número de sistemas compatibles con cogeneración.

A continuación, se sitúan Castilla y León, el País Vasco y Cataluña como las comunidades con mayor número de viviendas equipadas con calefacción colectiva, consolidándose también como mercados secundarios de alto interés para fases posteriores de expansión.

7.2 **MODELO DE NEGOCIO Y ANÁLISIS DEL SECTOR**

7.2.1 **MODELO DE NEGOCIO**

Una vez se ha analizado la cuota de mercado disponible, se procede a realizar el modelo de negocio de la empresa. Para ello se utilizará la plantilla llamada “*Bussiness Model Canvas*”, una herramienta utilizada por empresarios de todo el mundo que representa de manera visual los componentes clave de su negocio. La plantilla se divide en 9 secciones que se explicarán a continuación



Ilustración 4 Plantilla de la herramienta “Business Model Canvas”

1. **“Value Proposition” o “Propuesta de valor”**: en esta sección se responden a preguntas como: ¿Qué valor se está dando a los clientes? o ¿Qué necesidades de los clientes se están satisfaciendo? En el caso de una empresa de cogeneración la propuesta de valor se puede dividir en:
 - a. Una solución que proporcione un suministro sostenible y eficiente de electricidad, calefacción y ACS para complejos residenciales

- b. Ahorro energético para las comunidades de vecinos, contribuyendo positivamente a la reducción de emisiones.
 - c. Mayor independencia energética
 - d. Ahorro económico en la factura energética (luz y gas)
 - e. Una solución adaptada a las necesidades de cada cliente y con una metodología llave en mano, es decir, la empresa se encarga del diseño, instalación, operación y mantenimiento de la planta
- 2. “Customer segments” o “Segmentos de clientes”:** en este apartado se responde a la pregunta de para quién estamos creando valor y quiénes son nuestros clientes más importantes. Al estar la empresa enfocada en el sector residencial los clientes están formados por:
- a. Complejos residenciales con sistemas de calefacción central
 - i. Comunidades de vecinos
 - ii. Residencias de ancianos, estudiantes
 - iii. Hospitales,
 - iv. Hoteles.
 - b. Promotores inmobiliarios para instalar sistemas de cogeneración en viviendas de nueva construcción.
- 3. “Channels” o “Canales”:** en esta sección se responde a los medios con los que se contactará tanto a los nuevos clientes como a los clientes existentes:
- a. Contacto directo con administradores de fincas y gestores de comunidades.
 - b. Participación en ferias de eficiencia energética
 - c. Página web propia
 - d. Campañas publicitarias dirigidas a administradores de la propiedad
 - e. Campañas de marketing a través de redes sociales propias para dar a conocer el producto
- 4. “Customer Relationships” o “Relaciones con los Clientes”:** en esta sección se trata de responder que tipo de relaciones se van a establecer para capturar retener e incrementar el número de clientes:

- a. Estudios técnicos y simulaciones de ahorro económico y energético.
 - b. Servicio de postventa con mantenimiento integral y monitorización remota 24/7.
 - c. Apps de monitorización de consumo individual para los clientes.
- 5. “Revenue Stream” o “Formas de Pago”:** las formas en que los clientes pagan por los servicios de la empresa:
- a. Venta directa e instalación completa: los clientes pagan por los servicios prestados por la empresa al finalizar la instalación de la planta.
 - b. Modelo ESCO: método de financiación en el cual los clientes pagarían por la instalación con el ahorro generado por la planta de cogeneración, de tal manera que la empresa presta sus servicios e instala la planta de cogeneración, pero los clientes involucrados no tienen que aportar nada de capital inicial.
 - c. Contratos de mantenimiento y asistencia técnica
 - d. Acuerdos con comercializadoras
- 6. “Key Resources” o “Recursos Clave”:** recursos de una importancia vital para que una empresa pueda funcionar correctamente. En el caso de una empresa de cogeneración:
- a. Equipos de climatización:
 - i. Motores de cogeneración
 - ii. Acumuladores
 - iii. Intercambiadores

- iv. Calderas
 - b. Softwares de diseño y simulación energética.
 - c. Técnicos e ingenieros especializados en el diseño e instalación de equipos de climatización
 - d. Plataforma de monitorización remota para controlar el estado de todas las plantas, así como sus consumos.
- 7. **“Key Activities” o “Actividades clave”**: aquellas actividades que tienen una importancia vital para que la empresa opere correctamente:
 - a. Estudios de viabilidad para la fase de preventa y diseño técnico de las plantas
 - b. Instalación, legalización y puesta en marcha de las instalaciones.
 - c. Obtención de financiación
 - d. Relación comercial con comunidades de vecinos y promotores inmobiliarios.
- 8. **“Key Partnerships” o “Socios Clave”**: que entidades son importantes para el desarrollo de tu negocio:
 - a. Fabricantes de equipos de climatización
 - b. Distribuidoras de gas y electricidad
 - c. Entidades financieras
 - d. Inmobiliarias
 - e. Gobiernos y legisladores locales
- 9. **“Cost structure” o “Estructura de costes”**: cuales son los costes más importantes asociados al desarrollo de tu negocio:
 - a. Inversión inicial por planta (equipos e instalación)

- b. Costes de instalación y mantenimiento
- c. Sueldos y salarios de la plantilla
- d. Marketing, formación, legalización, etc.

Key Partnerships 	Key Activities 	Value Propositions 	Customer Relationships 	Customer Segments 
<ul style="list-style-type: none"> Fabricantes de equipos de climatización. Instaladoras e ingenierías locales. Distribuidoras de gas y electricidad. Entidades financieras Inmobiliarias Gobierno y legisladores 	<ul style="list-style-type: none"> Estudios de viabilidad y diseño técnico de las plantas Instalación, legalización y puesta en marcha de las instalaciones. Obtención de financiación Relación comercial con comunidades y promotores 	<ul style="list-style-type: none"> Suministro sostenible y eficiente de electricidad, calefacción y ACS para complejos residenciales. Ahorro energético para comunidades de vecinos. Mayor independencia energética y reducción de emisiones Ahorro económico en la factura energética (luz y gas) Solución llave en mano: diseño, instalación, operación y mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> Simulaciones de ahorro y estudios técnicos Servicio postventa con mantenimiento integral y monitorización remota 24/7. Apps de monitorización del consumo. 	<ul style="list-style-type: none"> Comunidades de propietarios con sistemas de calefacción central Residencias de estudiantes y ancianos Promotores inmobiliarios
	Key Resources 		Channels 	
	<ul style="list-style-type: none"> Equipos de climatización. Software de diseño y simulación energética Técnicos e ingenieros Plataforma de monitorización remota 		<ul style="list-style-type: none"> Contacto directo con administradores de fincas y gestoras de comunidades. Participación en ferias de eficiencia energética Página web propia Campañas publicitarias dirigidas a administradores. 	
Cost Structure 		Revenue Streams 		
<ul style="list-style-type: none"> Inversión inicial por planta (equipos + instalación) Costes de operación y mantenimiento Sueldos y salarios de la plantilla Marketing 		<ul style="list-style-type: none"> Modelo ESCO: Venta directa e instalación completa Contratos de mantenimiento y asistencia técnica Acuerdos con comercializadoras 		

Ilustración 5 Bussines model Canvas para una empresa de cogeneración

7.2.2 ANÁLISIS DEL SECTOR

Una vez evaluados los campos clave que permiten desarrollar satisfactoriamente una empresa especializada en soluciones de cogeneración es necesario analizar el entorno socioeconómico en el que esta empresa se introduciría. Comprender estas tendencias y movimientos externos del mercado, permite anticipar los riesgos, identificar oportunidades y encarar correctamente el modelo de negocio

El análisis se divide en 4 bloques fundamentales En primer lugar se van a analizar las **tendencias del mercado del sector energético**, en segundo lugar se evaluarán las **fuerzas**

actuales que están afectando al mercado, en tercer lugar, se realizará un **análisis de la industria** a través de las 5 fuerzas de Porter para evaluar el grado de competitividad que hay ahora mismo en el sector de la cogeneración en España, y más específicamente en el sector residencial, y por último, se estudiarán las **fuerzas macroeconómicas** para entender los factores que están influyendo en la economía española, y más específicamente, en el sector energético.

7.2.2.1 Tendencias del mercado del sector energético:

Tras un breve periodo de ralentización del consumo global de energía, debido a la pandemia por el coronavirus, la guerra de Ucrania, y la crisis económica, todas las previsiones apuntan a que tanto en este presente año 2025 como en los años posteriores, se experimente un aumento de la demanda energética y el consumo de combustibles, situación que resulta una amenaza para el objetivo de la reducción de emisiones contaminantes. Según la Agencia Internacional de la Energía, en 2025 tendremos un exceso de petróleo con más de 1 millón de barriles diarios, sin embargo, para contrarrestar este aumento de los combustibles fósiles se estima que cerca del 90% del crecimiento del consumo eléctrico mundial provenga de fuentes renovables siguiendo el plan trazado de las 4D (descarbonizado, descentralizado, democratizado y digitalizado). (IEA, 2025)

Estas fuentes de energía limpia estarán lideradas por la producción de energía solar y eólica, donde la AIE afirma que liderarán el avance de capacidad instalada para 2025 y espera que para el año 2030, la energía fotovoltaica se convierta en la tecnología renovable con mayor generación mundial, y la energía eólica alcance el nivel de energía producida por la energía hidroeléctrica situándose alrededor de los 5 TWh. (Moreno, 2024)

La integración de este tipo de energías renovables en las que la producción de energía está sujeta a escenarios impredecibles, está obligando a contar con redes eléctricas cada vez más digitalizadas y resistentes a situaciones volátiles. Si en 2024 la innovación vino de la mano de las Smart Grids, la ciberseguridad en las redes eléctricas o las comunidades energéticas, durante el año 2025 se esperan importantes avances en las redes autónomas, que de la mano de inteligencia artificial, continuarán evolucionando hasta que estas puedan ajustar

automáticamente la distribución de la energía para responder a cambios en la demanda sin intervención humana, facilitando la integración de energías renovables, optimizándose la carga y la descarga de energías intermitentes como la solar y eólica, facilitando una respuesta rápida a fluctuaciones de suministro.

Además, debido a la tendencia a la descentralización del sistema eléctrico, nos encontramos ante una importante revolución en materia de las relaciones humanas con respecto a la energía. Cada vez son más frecuentes los escenarios en los que gracias a la aparición de nuevas plataformas para la gestión energética descentralizada, los pequeños productores y consumidores no solo puedan consumir, sino también vender energía excedente de vuelta a la red. (Moreno, 2024)

Dentro de este ambiente de máxima innovación y desarrollo de tecnologías 100 % renovables, parece que la cogeneración empezaba a quedarse sin sitio dentro del mix energético del mercado español. De hecho, en 2024, el 25% de las cogeneraciones en España alcanzó el final de su vida útil regulatoria. Sin embargo, según ACOGEN y REE, a pesar de la incertidumbre regulatoria que azota al sector, especialmente a raíz de la reforma energética del año 2013-2014, la cogeneración sigue aportando más del 10% de la electricidad nacional, siendo la mitad de ella autoconsumida, destacando su uso en sectores como el papelerero, el cerámico, químico o agroalimentario, al ser industrias con una gran demanda de calor, así como en el sector residencial en edificios con calefacciones colectivas. ACOGEN (2024)

Esto se debe a que a pesar de no ser una tecnología 100 % verde, la cogeneración aporta eficiencia, estabilidad, garantía de potencia firme, resiliencia y competitividad industrial.

Por ello, el gobierno desde el año 2023 ha comenzado a relanzar la cogeneración como tecnología estratégica de transición. En efecto, a fecha de 7 de febrero de 2025 y hasta el 7 de marzo de este mismo año, el Ministerio de Transición Ecológica lanzó una consulta pública para adjudicar una retribución regulada a 1200 MW de cogeneración hasta 2027, a través de una propuesta de real decreto y una orden ministerial (Monforte, 2025)

Las instalaciones a las que se le adjudique dicha retribución podrán operar con gas natural y con biomasa y, además de aportar una elevada eficiencia, deberán estar preparadas para consumir al menos un 10 % de hidrógeno verde, y a autoconsumir más del 30 % de la producción de electricidad. El ministerio, prevé celebrar tres subastas entre 2025 y 2027 para otorgar un régimen retributivo específico a centrales de cogeneración a razón de 400 MW por año (ACOGEN, 2024).

Aquellos que participen en las subastas, ofertaran un porcentaje sobre el valor estándar de inversión de la instalación tipo en la que encuadre la instalación ofertante según normativa. Para el cálculo de la retribución a la inversión se utilizará el valor vigente de 7,09 % y las plantas tendrán una vida útil regulatoria de 10 años para aquellas que funcionen con gas natural, y de 20 años para aquellas que funcionen con biomasa.

Para ser legible dentro de estas subastas, las plantas no podrán superar una potencia máxima de 100MW en la península, y 15 MW en las regiones no peninsulares, y deberán ser catalogadas como instalaciones de cogeneración de alta o de muy alta eficiencia, demostrando un ahorro de energía primaria anualizado del 5 % para potencias menores de 1 MW, y del 15 % para las mayores. (Monforte, 2025)

Con esta medida se espera la reactivación del sector, así como la renovación del parque existente y alinear la cogeneración con los objetivos del plan nacional integrado de energía y clima (PNIEC) 2023-2030.

A pesar de estas políticas que intentan reimpulsar la cogeneración en España, el sector sigue teniendo grandes retos por delante, como la volatilidad establecida en los precios del gas natural debido al conflicto armado de Ucrania, que ha provocado cortes con el suministro ruso, disparando el precio del gas, y afectando drásticamente a la rentabilidad de estas plantas o la falta de flexibilidad regulatoria antes comentada.

Todo esto hace que el sector de la cogeneración se encuentre en un punto de inflexión en el que tras años de estancamiento, podría ver como gracias una modernización tecnológica, como la incorporación de motores más eficientes, el almacenamiento térmico y el uso de

combustibles renovables podría reforzarse en el sector industrial, donde ya juega un importante papel en España, y expandirse en nuevos sectores que hasta ahora no resultaban del todo atractivos como el sector residencial y el sector terciario. La viabilidad de todo esto dependerá de la estabilización de los precios energéticos, una normativa más laxa, y la capacidad del sector para adaptarse a un sistema energético cada vez más flexible y descentralizado (Monforte, 2025)

7.2.2.2 Fuerzas Actuales que impactan en el sector

En cuanto a las fuerzas que impactan actualmente en el sector se pueden destacar las siguientes:

1. La volatilidad de los precios del gas natural y la electricidad.

La volatilidad de los precios del gas natural y la electricidad ha aumentado enormemente durante los últimos años, impactando a la industria europea.

Si bien el mercado energético siempre ha sido volátil, el incremento observado en los últimos años, especialmente para el gas natural es notable, y se debe a causas relacionadas con la geopolítica mundial como la guerra en Ucrania, y a nuevas tendencias en el sector.

Una de las razones principales para este comportamiento asimétrico en la industria es el cambio rápido y profundo en el suministro de gas natural, que ha pasado de los gasoductos al Gas Natural Licuado (ahora GNL). El mercado del GNL es mundial y su demanda permite unos precios más altos y volátiles, debido a los costes de licuefacción y transportes.

Asimismo, la invasión de Ucrania ha impactado gravemente en los precios de la energía, especialmente por la reducción del 80 % del suministro del gas ruso a la Unión Europea. La inestabilidad en ciertas regiones del Mediterráneo y Oriente Próximo (entre las que se encuentran los principales proveedores de gas natural a Europa) añade aún más riesgos y tensiones a la ecuación. Por todo ello, la incertidumbre geopolítica se considera un factor duradero, no temporal (Tapia & Feás, 2025).

El cambio climático y los fenómenos meteorológicos extremos como tormentas, inundaciones o huracanes pueden dañar significativamente el suministro, provocar picos de demanda inesperados y generar aún más volatilidad.

En cuanto a la electricidad, el aumento del coste del GNL tiene una importancia desproporcionadamente alta en la fijación del precio de la electricidad, ya que, en Europa, aproximadamente el 20 % de la electricidad proviene del gas natural. Asimismo, resulta esencial destacar que la electricidad representa un tercio del consumo energético en la industria europea (Tapia & Feás, 2025).

2. La presión regulatoria sobre las emisiones y el uso de combustibles fósiles.

La presión regulatoria sobre emisiones y uso de combustibles fósiles es un aspecto fundamental para la elaboración de este proyecto ya que numerosos acuerdos internacionales y políticas regionales persiguen la neutralidad climática y la reducción de gases de efecto invernadero.

La COP 28 y el Acuerdo de Dubái marcaron el principio del fin de los combustibles fósiles, indicando que la eliminación de estos recursos es inevitable. Durante esta conferencia, 198 países firmaron un acuerdo que apuesta por la completa reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, el aumento de la capacidad mundial de energías renovables, la aceleración de la reducción progresiva de la energía producida con carbón, el avance hacia sistemas energéticos limpios y un desarrollo de tecnologías con cero o bajas emisiones (Pacto Mundial: Red España, 2023).

Asimismo, el Objetivo 55 impulsado por la Unión Europea es una iniciativa de gran relevancia ya que la UE se ha comprometido a lograr la neutralidad climática en el año 2050, reduciendo sus emisiones netas de gases de efecto invernadero en al menos un 55% para 2030 (Unión Europea, 2022).

Un aspecto central de este objetivo es la revisión del Reglamento de Reparto del Esfuerzo que establece nuevos objetivos específicos para cada Estado miembro de la UE. Así, esta

regulación se centra en sectores como los edificios y residuos, que serán de gran interés para el proyecto. Hasta el momento, los esfuerzos realizados por la UE ya han dado resultados significativos, ya que en 2022 se logró una reducción de emisiones del 32,5 % - este avance posiciona a Europa como líder global en la lucha contra los gases de efecto invernadero (Unión Europea, 2022).

Paralelamente, el diseño regulatorio tiene una gran influencia en el funcionamiento de los mercados energéticos europeos, ya que impacta en la estabilidad y volatilidad de los precios. Se puede tomar de ejemplo la reforma del mercado eléctrico articulada mediante la Directiva EU/2024/1711 y el Reglamento EU/2024/1747 por los que se pretende reducir la dependencia del modelo marginalista del mercado mayorista, que suele amplificar las fluctuaciones en los precios, particularmente cuando suben los costes de insumos como el gas natural (Unión Europea, 2022).

3. El incremento de costes energéticos afecta a consumidores residenciales y empresas.

Los individuos se ven directamente afectados por el aumento de los precios energéticos en sus facturas de gas natural y electricidad. Estos suministros son esenciales para actividades cotidianas como la calefacción, la producción de agua caliente sanitaria, iluminación o uso de electrodomésticos. Cabe destacar que los edificios por sí solos suponen más del 30 % del consumo total de energía en España, por eso, los hogares están expuestos a la alta volatilidad de los precios de la electricidad, lo que provoca unas facturas mensuales impredecibles (IDAE, n.d.). En este contexto, la autoproducción energética, especialmente mediante sistemas como la cogeneración, emerge como una medida eficaz para reducir las facturas de manera significativa, disminuir la dependencia de las fluctuaciones del mercado energético y contribuir a una menor utilización de combustibles fósiles.

Por otro lado, las empresas, especialmente aquellas destinadas a las manufacturas también enfrentan importantes desafíos derivados al incremento de costes energéticos. La industria manufacturera, siendo uno de los mayores consumidores energéticos de España, representa

algo más del 50 % del consumo total nacional (Meléndez et al., 2022). Por este alto nivel de consumo, esta industria es especialmente vulnerable a las subidas de precio.

Uno de los principales factores que han impulsado el encarecimiento de la electricidad es la notable volatilidad en los precios del gas natural. En concreto, en el año 2021 se registró una inflación del 340 % (cifra extraordinaria) en los precios de este gas. Aunque años posteriores se produjera cierta estabilización, las proyecciones indicaban que para el 2025 los precios subirían por encima de las medias históricas en Europa y Asia. Esto es reflejo de una tendencia estructural hacia una mayor volatilidad en el mercado europeo del gas natural (Martínez, 2025).

Este encarecimiento energético ha tenido claras repercusiones sobre la economía española. Datos recientes sugieren que el precio medio anual de cierre de la electricidad en España registró un incremento del 70 % entre los años 2021 y 2022, pasando de unos 118 euros/MWh a 202 euros/MWh. Actualmente, el mercado energético español se encuentra en medio de una profunda transformación motivada por la transición hacia fuentes renovables, aumento de la demanda por la energía limpia y la volatilidad en el precio de los combustibles fósiles (Dary Beltrán, 2023).

Asimismo, cabe señalar el elevado coste público relacionado con el consumo de combustibles fósiles. En 2022, España destinó más de 24 mil millones de euros a subvenciones a estos combustibles, lo que supuso un incremento del 21% respecto a 2021 (Arnal Calvo, 2024). Específicamente, las subvenciones dedicadas al gas fósil aumentaron en un 11 % en comparación con 2021, sin embargo, cabe destacar que existe un consenso sobre la eliminación progresiva de dichas subvenciones de acuerdo con Arnal Calvo (2024).

4. La escasez de instaladores cualificados y proveedores especializados en cogeneración

Actualmente, el sector de la instalación y mantenimiento en España se enfrenta a una importante escasez de mano de obra cualificada. Este problema se ve reflejado en la persistencia de más de diez mil puestos de trabajo que las empresas no logran cubrir debido

a la falta de trabajadores con competencias adecuadas. Además, aproximadamente el 65 % de las compañías dedicadas a esta actividad tienen dificultades para encontrar personal (Alonso & Bosada Morán, 2023). Esta situación no es exclusiva de España, si no que afecta a otros países europeos. Según datos de la Industria Europea de la Calefacción (IEE), para alcanzar los objetivos planteados por el plan RePowerEU será necesario aumentar en un 50 % el número actual de los instaladores europeos antes del 2030 (ídem).

Entre las causas principales de este déficit destaca el reemplazo generacional, ya que muchos profesionales se acercan a la jubilación, sin que exista un número suficiente de nuevos trabajadores preparados para sustituirlos. Asimismo, la escasa percepción de atractivo profesional que estas ocupaciones tienen para los jóvenes, ya que la profesión de instalador suele considerarse físicamente exigente y con escasas perspectivas profesionales (Rodríguez, 2023).

7.2.2.3 Análisis de la industria

Para el análisis de la industria se utilizará una de las herramientas más conocidas en el mundo de la estrategia empresarial, las 5 fuerzas de Porter.

1. Rivalidad entre los competidores existentes

El mercado español de la cogeneración se caracteriza actualmente por la escasa fragmentación, con un número reducido de empresas que ostentan una gran cuota de mercado. A pesar de ello, la escasa demanda de proyectos de cogeneración actual hace que estas empresas generen un entorno competitivo intenso en la lucha por la adquisición de estos proyectos. Además, debido a la crisis sufrida en el sector en los últimos años muchas de estas compañías han diversificado su actividad hacia soluciones energéticas más demandadas en los últimos años, como la eficiencia energética, las energías renovables o la descarbonización industrial, dejando de lado parcialmente o por completo la instalación de plantas de cogeneración, reforzando aún más la posición de los principales actores del sector.

Entre los principales actores del sector que se dedican total o parcialmente a la instalación de plantas de cogeneración, se pueden destacar:

- **IDOM:** firma global e independiente de consultoría, ingeniería y arquitectura que cuenta con más de 5.760 profesionales con más de 68 años de experiencia y con presencia en 125 países. Cuenta con más de 17 líneas de negocio y solo en cogeneración en España han diseñado proyectos para CEPSA con 80 MW de potencia instalada en una refinería y 93,6 MW distribuidas en diferentes industrias.
- **GENESAL ENERGY:** ubicados en Galicia son una empresa especializada en la fabricación de grupos electrógenos, ofreciendo sus servicios en más de 40 países repartidos en 5 continentes. GENERAL ENERGY tiene una gran oferta de motores en un gran rango de potencias teniendo presencia en un gran número de industrias (sector industrial, militar, tratamiento de aguas).
- **LEVENGER:** empresa especializada en el diseño y la instalación de cogeneración y energías renovables. Levenger ofrece servicios de ingeniería consultoría, suministro de equipos de cogeneración, instalación y mantenimiento, y cuenta con más de dos décadas de experiencia en el sector y es el representante oficial de la empresa TEDOM, el mayor fabricante de los equipos de cogeneración en Europa.

A pesar del peso de estas empresas en el sector, ninguna de ellas parece tener como foco principal la microcogeneración o la cogeneración de pequeña escala en entornos residenciales o mixtos, lo cual representa una clara oportunidad estratégica de nicho. Tal como se ha evidenciado en apartados anteriores, la demanda potencial en este segmento es significativa, particularmente en regiones como la Comunidad de Madrid, donde existe una alta concentración de viviendas con calefacción central.

Por tanto, una empresa especializada en plantas de cogeneración de pequeña escala, orientadas a complejos residenciales, edificios públicos o pequeñas industrias, podría posicionarse competitivamente en un nicho aún poco explotado, aprovechando el contexto favorable de políticas públicas, apoyo europeo a la eficiencia energética y necesidad de descarbonización del parque energético urbano.

A continuación, se presenta un mapa de las plantas de cogeneración actualmente operativas en España. Este análisis revela como la gran mayoría de las instalaciones se concentran en entornos industriales, y con una presencia anecdótica en los núcleos urbanos, donde esta tecnología, como ha quedado demostrado en los resultados presentados en este trabajo, podría contribuir no solo a reducir las emisiones y contribuir en alcanzar los objetivos de eficiencia energética establecidos en el PNIEC, sino que presenta también un importante ahorro económico en la factura energética de los usuarios de este tipo de plantas.

Esto refleja no solo una falta de desarrollo tecnológico adaptado al sector residencial, sino una oportunidad de mercado aun por desarrollarse.

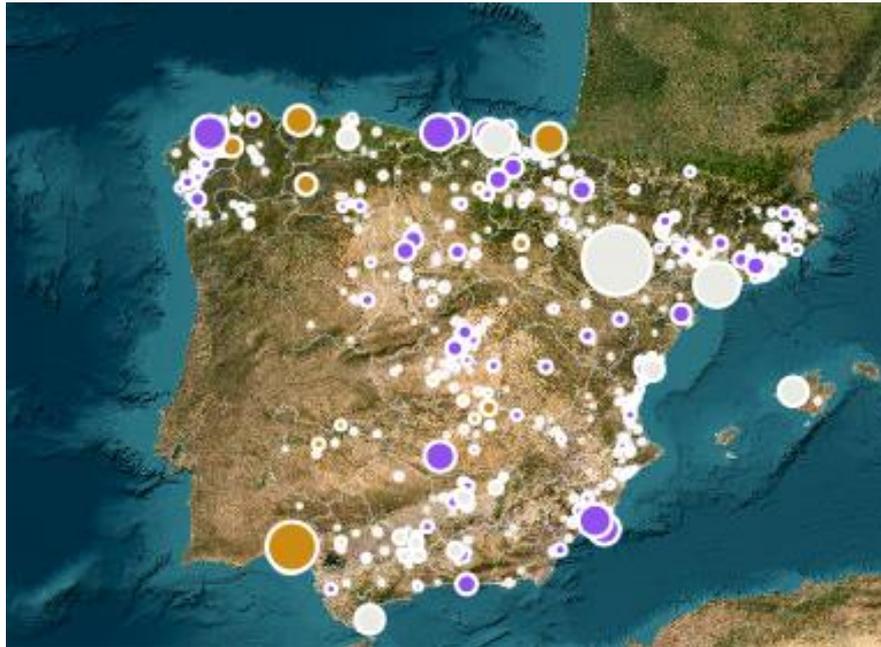


Ilustración 6: Mapa de las plantas de cogeneración actualmente operativas. (Esios REE, 2025)

Por lo tanto, se puede concluir que la competitividad entre las empresas enfocadas en el sector industrial es alta, pero baja en empresas enfocadas en el sector residencial, al ser un mercado todavía en desarrollo

2. Amenaza de entrada de nuevos competidores:

En empresas que quieren explotar la cogeneración en una escala industrial, la amenaza de entrada de nuevos competidores es muy limitada debido a una combinación de barreras estructurales, económicas y regulatorias:

- **Estancamiento del mercado:** como se explicó anteriormente, debido a la incertidumbre regulatoria del sector, al importante avance en soluciones 100 % renovables, como la energía solar o fotovoltaica, y un mercado eléctrico y de gas natural muy volátil han hecho que la rentabilidad de esta tecnología baje considerablemente ha desincentivado la entrada de nuevos actores al sector.
- **Presencia de actores consolidados:** como vimos anteriormente, existen grandes empresas con una alta experiencia en este tipo de proyectos, como IDOM o Levenger, que cuentan con décadas de experiencia que hace que dispongan de ventajas competitivas estructurales. Estas empresas pueden ofrecer precios más competitivos al beneficiarse de economías de escala, un mejor acceso a la financiación, con mejores condiciones, y unas relaciones consolidadas con los grandes clientes industriales.

Sin embargo, en el sector de la cogeneración residencial o de pequeña escala, la situación es diferente:

- **Mercado sin explotar:** el sector residencial representa una **oportunidad emergente**. Actualmente no existe una empresa dominante con una posición consolidada ni con una oferta adaptada a este nicho, lo que reduce la posibilidad de que no aparezcan nuevos actores.
- **Alta fragmentación y escasa especialización:** la falta de empresas especializadas en microgeneración facilita que nuevos actores con una propuesta eficiente, innovadora y de calidad puedan consolidarse como los referentes del mercado y ganar una importante cuota de mercado rápidamente.
- **Inversión Inicial menos exigente:** al ser proyectos más pequeños, con una potencia instalada no mayor a 100kW, provoca que los actores emergentes no necesiten de una inversión inicial elevada para llevar a cabo sus primeros proyectos. Esto, unido a

las fomento institucional y apoyo público como la existencia de programas de financiación verde, facilita la entrada de nuevas empresas si el mercado comienza a resultar atractivo.

Por lo tanto, se puede concluir que mientras que para el sector de la cogeneración industrial más tradicional las barreras de entrada son elevadas, el sector residencial presenta unas condiciones más favorables a la aparición de nuevos competidores.

3. Poder de negociación del cliente

El poder de negociación de los clientes en el sector de cogeneración varía significativamente según el sector analizado.

En el sector industrial, el poder de negociación es alto, aunque moderado por ciertas condiciones actuales del mercado:

- **Oferta limitada de empresas cualificadas:** debido a que no existen muchas empresas con la capacidad y el conocimiento técnico para diseñar e instalar plantas de cogeneración provoca que el poder de negociación del cliente se reduzca.
- **Alta competitividad y caída de la demanda:** La disminución del número de proyectos adjudicados y la alta competencia entre empresas con capacidad para afrontar este tipo de proyectos han transferido una gran parte del poder de negociación a los clientes. Estos pueden presionar sobre los precios, condiciones contractuales o plazos, otorgando los proyectos a quienes presenten ofertas más atractivas.

En el sector residencial, el poder de negociación de los clientes es aún más elevado debido a los siguientes factores:

- **Mercado emergente con múltiples ofertas:** Al tratarse de un sector en desarrollo, en caso de que el mercado resulte interesante y la demanda aumente rápidamente, la falta de un actor dominante puede provocar una gran dispersión de ofertas

procedentes de nuevas empresas que compiten en precio e innovación. Esto permite a los clientes comparar, negociar y elegir entre múltiples alternativas.

- **Existencia de tecnologías alternativas:** La presencia de tecnologías alternativas como paneles solares fotovoltaicos, aerotermia o bombas de calor fortalece el poder de negociación del consumidor final, quien puede optar por soluciones más maduras o percibidas como más sostenibles.

Por lo tanto, se puede concluir que mientras que en el sector residencial el poder de negociación de los clientes es significativo pero limitado por la escasa oferta de empresas con capacidad para afrontar estos proyectos, en el ámbito residencial el poder es muy elevado, derivado tanto por la existencia de otras ofertas de energía verde y eficiencia energética igual o más atractivas dependiendo de los escenarios, como por las escasas barreras de entrada ante la aparición de nuevos actores en el sector.

4. Poder de negociación de los proveedores:

En ambos sectores los proveedores tienen un poder de negociación medio, y diferente según los segmentos de la industria:

- **Motores y unidades de potencia:** las marcas que trabajan en el diseño de estos motores son relativamente limitados, especialmente en potencias relativamente bajas. Esto les otorga un poder de negociación alto, aunque es probable que estén dispuestos a ofrecer descuentos y diferentes ventajas para reactivar el sector y así aumentar la demanda sobre sus modelos. Por ello estos proveedores se podría considerar con un poder de negociación alto. Además debido a la aparición de nuevas tecnologías y tipos de combustibles como el biometano o el hidrogeno, puede provocar que nuevas marcas saquen al mercado modelos más innovadores y mejorados aumentando la oferta sobre estos y disminuyendo por tanto su poder de negociación.
- **Componentes auxiliares:** en este segmento lo componen todos los equipos de climatización que sirven de apoyo al motor de la planta (intercambiadores de calor,

acumuladores, calderas, etc.). Todos estos componentes se encuentran en un mercado mucho más competitivo con un mayor número de actores ofreciendo estos componentes y por tanto el poder de negociación del proveedor es bastante limitado.

5. Amenaza de productos sustitutivos

Tradicionalmente, el sector de la cogeneración ha sido una solución muy eficiente para sectores con demandas térmicas constantes, como lo son ciertos segmentos del sector industrial. Sin embargo, para sectores de menor demanda térmica, como lo puede ser el residencial, existen varias soluciones alternativas que han ido ganando terreno y han puesto en duda que la microcogeneración o cogeneración de pequeña escala sea la mejor solución para estos segmentos, especialmente en un país como España donde las horas de sol, son predominantes en casi todo el país. Algunas de las principales tecnologías que ofrecen una alternativa a la cogeneración son las siguientes:

- **Energía solar térmica combinada con una bomba de calor:** una instalación que utiliza paneles solares térmicos para capturar la energía solar que se utiliza para calentar un fluido. Una vez el fluido se ha calentado este transfiere su calor en un acumulador que se abastece de agua caliente sanitaria. Este sistema es apoyado por una bomba de calor aire-agua que extrae calor del aire exterior para cubrir los posibles picos de la demanda térmica. Esta instalación presenta una eficiencia muy alta además de ser compatible con la electrificación del edificio. A pesar de no generar electricidad, esta tecnología compite con la cogeneración cuando el objetivo principal es cubrir la demanda térmica con un mínimo coste operativo.
- **Caldera de condensación combinada con energía solar fotovoltaica:** la caldera se encarga de cubrir la demanda térmica utilizando el gas natural como combustible y recuperando el calor latente de los humos que despide mejorando su eficiencia mientras que los paneles fotovoltaicos se encargan de cubrir la demanda eléctrica convirtiendo la energía solar en electricidad. Esta solución es la más conocida en el ámbito residencial y es fácil de instalar en edificios existentes con sistemas de

calefacción central. Por esta razón, unida a su bajo coste de entrada, su simplicidad a la hora de instalación, y una mayor flexibilidad desacoplando la producción térmica con la eléctrica supone una gran amenaza para la cogeneración a pesar de tener esta, una mayor eficiencia global.

- **Sistema 100 % eléctrico con paneles solares y baterías:** los paneles fotovoltaicos generan electricidad que cubren la demanda eléctrica además de alimentar las bombas de calor eléctricas que se encargan de cubrir la demanda térmica. Esta solución consigue una reducción drástica de emisiones desplazando completamente las tecnologías basadas en tecnologías fósiles como la cogeneración. Representa una potencia amenaza en regiones geográficas con una buena radiación solar.

La amenaza de productos sustitutivos en el ámbito de la cogeneración es elevada, especialmente en regiones con alta radiación solar y baja demanda térmica, donde tecnologías como la fotovoltaica con baterías o los sistemas híbridos eléctricos (PV + bomba de calor) ofrecen soluciones más simples y ambientalmente atractivas. Estas alternativas permiten cubrir las necesidades energéticas de forma eficiente sin recurrir a combustibles fósiles, lo que las posiciona como una opción preferente en edificios residenciales y terciarios de nueva construcción o rehabilitados energéticamente.

No obstante, en zonas climáticas frías o con baja insolación, donde existe una demanda térmica constante y elevada, la cogeneración continúa siendo una opción altamente eficiente y competitiva. Su capacidad para producir simultáneamente electricidad y calor útil, en especial, cuando se adapta correctamente al perfil de consumo, le confiere una ventaja estratégica frente a otras soluciones que dependen exclusivamente de la electricidad.

7.2.2.4 Fuerzas Macroeconómicas

Para entender el estado de las fuerzas macroeconómicas se evalúan las siguientes métricas:

1. Crecimiento del PIB:

Según los estudios oficiales de la UE el PIB real de España se proyecta en un 2,6 % para 2025, reduciéndose ligeramente al 2,0 % en el 2026, esto es debido a la previsión de una actividad económica respaldada por la demanda interna, producida por una disminución en la tasa de desempleados que produce un aumento en el consumo privado, y por el aumento de la inversión. Sin embargo, debido al contexto de crecientes tensiones comerciales en el exterior, se espera una contribución de la demanda exterior neta negativa en ambos años. Esta incertidumbre en torno a los aranceles y al comercio mundial afectará a la inversión privada, a pesar de que la exposición que tienen la economía española a las políticas arancelarias de estados unidos es generalmente limitada (Economic Forecast for Spain - European Commission, 2025)

Asimismo, esta situación podría impactar negativamente en el crecimiento del PIB debido al constante escenario de incertidumbre. Esto podría derivar en un entorno económico menos positivo de lo esperado dificultando la financiación pública y privada de proyectos de cogeneración.

2. Tipos de interés e inflación en España

Debido a la situación de incertidumbre en el entorno económico global presente, motivado por la inestabilidad geopolítica y del comercio mundial, el banco central europeo ha ralentizado la disminución del tipo de interés, estabilizándose alrededor del 2 %. A pesar de ello, la tasa de interés ha experimentado una reducción cercana al 2 % respecto a su valor en 2023 (Lopez, 2025)

En cuanto a inflación se estima que continúe con su desaceleración en 2025 situándose en un 2,3 %, impulsado principalmente por la desaceleración de los precios de la energía, y por la disminución más gradual de los precios de los servicios. Esta situación podría verse

afectado en caso de aranceles más alto, encareciendo las exportaciones e importaciones al país. (Economic Forecast for Spain - European Commission, 2025)

Por lo tanto, se estima un clima económico moderadamente favorable para las inversiones en el país, sustentado en un crecimiento del PIB superior al promedio europeo y el respaldo de políticas públicas vinculadas a la transición energética. Sin embargo, este entorno podría verse afectado negativamente si se agravaran las tensiones en el comercio internacional, especialmente ante el impacto de los aranceles promovidos por la administración estadounidense, que ya han generado revisiones a la baja en las previsiones de crecimiento y una mayor cautela inversora.

7.3 PLAN FINANCIERO

Para diseñar el plan financiero se analizará la viabilidad de dos modelos de negocio integrados dentro de un mismo grupo empresarial:

7.3.1 EMPRESA DE INGENIERÍA Y DISEÑO

El primero de ellos corresponde con una empresa especializada en la instalación de plantas de cogeneración dentro del sector residencial. Esta empresa realiza el proceso completo del diseño e instalación de la planta utilizando la modalidad “llave en mano”. Para ello, se dimensiona la planta de cogeneración acogiéndose a las demandas energéticas de los clientes. Una vez se tiene dimensionada la planta se realiza un estudio económico para obtener la rentabilidad esperada de la planta, así como el diseño técnico de la planta. Una vez se ha completado el proceso de prediseño, se lleva a cabo la instalación de la planta en el complejo residencial correspondiente hasta su puesta en funcionamiento.

Una vez se ha realizado el diseño completo de la planta de cogeneración, la empresa ofrece los servicios de mantenimiento preventivo y correctivo para garantizar el funcionamiento óptimo de la planta. Además, se realizan todos los servicios correspondientes a la gestión de la planta, como puede ser la adquisición del suministro de gas natural, o la contabilización de la energía eléctrica autoconsumida, la contabilización de la compra de la energía eléctrica consumida de la red, o la contabilización de la venta de la energía eléctrica excedentaria generada por la planta.

Para llevar a cabo la proyección de los tres estados financieros de esta primera empresa se definen los siguientes drivers o hipótesis del modelo:

1) Drivers operativos:

- a) Inflación: se fija en 2,5% al igual que todo el proyecto.
- b) Sueldo base de los empleados: 35.000 en base a lo ofrecido en el mercado laboral dentro del sector.

- c) Gastos comerciales: se fija en un 20% respecto al sueldo base de los empleados para cubrir transporte, dietas, desplazamientos etc.
 - d) Mejora por volumen: se ofrece un descuento del 3% en todos los costes variables debido al crecimiento de la empresa. Se aplica el descuento a partir del 3º año de operación de la empresa.
 - e) Impuestos: se fija en el 25%
- 2) Drivers base de las plantas:**
- a) Precio de la instalación: se fija en 1500 €/kW utilizando el mismo valor que en el análisis económico del diseño de la planta.
 - b) Potencia base de la instalación: atendiendo a las características de los edificios con calefacción central en España, se estima que la potencia base utilizada en la mayoría de las plantas será de 60 kW.
 - c) Horas equivalentes: 6000 horas
 - d) Tiempo de instalación: se estima que la planta tipo queda instalada en unas 200 horas, incluyendo el prediseño y la instalación técnica.
 - e) Coste de instalación: se fija en una media de unos 45 €/hora trabajada.
 - f) Margen de materias primas: se fija en un 70% con respecto al precio de venta de la instalación.
 - g) Ingreso por O&M: se fija en 0,015 €/kWh, el valor impuesto en el análisis financiero del capítulo 5.
 - h) Coste por O&M: se fija en 0,013 €/kWh
 - i) Gestión de la planta: se fija en 0,005 €/kWh, el valor impuesto en el análisis financiero del capítulo 5.
 - j) Depreciación: 5 años.
- 3) Drivers de financiación:**
- a) Interés: 4%
 - b) Horizonte de la deuda: 20 años.

Una vez se han presentado los drivers principales del negocio de instalaciones se desarrolla el modelo con los 3 estados financieros. Para ello, se fija como principal objetivo haber alcanzado en los primeros 5 años de operación un total de 17 plantas, con un crecimiento reflejado en la siguiente tabla:

Tabla 36: Crecimiento del negocio a 5 años

Proyecciones	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Crecimiento</i>			30%	20%	10%	10%
Plantas instaladas/año		2	3	4	4	4
<i>Plantas totales</i>		2	5	9	13	17
Potencia Instalada		120	300	540	780	1,020

En cuanto a los costes generados por la operación del negocio se utilizan los drivers presentados anteriormente, comenzando el negocio con 1 empleado encargado de la gestión de las plantas, así como de su fase de diseño. Más adelante, en el año 2028, debido a que el crecimiento del volumen de plantas a gestionar se ha doblado con respecto al primer año de operación, se contrata a un segundo trabajador para repartir las funciones comentadas anteriormente.

Además, para gestionar el capital circulante de la compañía se utiliza los periodos medios de cobro, obteniendo los siguientes:

- 1) Inventario:** para el inventario se divide el numero de plantas a instalar entre el número de días del año, para estimar los periodos de entrada y salida de los equipos necesarios para la instalación de las plantas.
- 2) Clientes:** para los ingresos recurrentes de la compañía como son los servicios de mantenimiento y de gestión de la planta. Se estima que para estos ingresos se imputa una factura recurrente al final de cada mes.
- 3) Proveedores:** el importe de la maquinaria comprada se paga a los proveedores por mensualidades cada 30 días.
- 4) Remuneraciones pendientes de pago:** equivalen a los sueldos y salarios a pagar a final de cada mes.

Tabla 37: Número de empleados y días medios de cobro de la compañía

Proyecciones	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>n° de empleados</i>		1	1	2	2	2
<i>Días en almacén</i>		183	122	91	73	61
<i>Días de cobro</i>		30	30	30	30	30
<i>Días de pago a proveedores</i>		30	30	30	30	30
<i>Días de pago a acreedores</i>		30	30	30	30	30

Así, los estados financieros proyectados a 5 años resultan:

Tabla 38: Cuenta de perdidas y ganancias de la compañía

P&L	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Ingresos por instalación</i>		180,000	276,750	378,225	387,681	397,373
<i>Ingresos por O&M</i>		10,800	27,675	51,060	75,598	101,330
<i>Ingresos por gestión</i>		3,600	9,225	17,020	25,199	33,777
Ingresos		194,400	313,650	446,306	488,478	532,479
<i>% crecimiento ingresos</i>		0%	61%	42%	9%	9%
<i>Compra de materias primas</i>		(126,000)	(198,568)	(266,240)	(279,718)	(293,879)
<i>Coste MOD</i>		(18,000)	(27,675)	(37,823)	(38,768)	(39,737)
<i>Servicio de mantenimiento</i>		(9,360)	(23,985)	(42,925)	(63,552)	(85,185)
COGS		(153,360)	(250,228)	(346,987)	(382,039)	(418,801)
<i>% respecto a ventas</i>		79%	80%	78%	78%	79%
Margen bruto		41,040	63,422	99,319	106,439	113,679
<i>% respecto a ventas</i>		21%	20%	22%	22%	21%
<i>Sueldos y salarios</i>		(35,000)	(35,875)	(73,544)	(75,382)	(77,267)
<i>Gastos comerciales</i>		(7,000)	(7,354)	(15,453)	(16,236)	(17,058)
<i>Alquiler</i>		(3,000)	(3,075)	(3,152)	(3,231)	(3,311)
SG&A		(45,000)	(46,304)	(92,149)	(94,849)	(97,636)
<i>% respecto a ventas</i>		23%	15%	21%	19%	18%
EBITDA		(3,960)	17,118	7,170	11,590	16,043
<i>% respecto a ventas</i>		-2%	5%	2%	2%	3%
<i>depreciación</i>		(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)
EBIT		(4,960)	16,118	6,170	10,590	15,043
<i>% respecto a ventas</i>		-3%	5%	1%	2%	3%
<i>intereses</i>		(1,600)	(1,546)	(1,490)	(1,432)	(1,372)
EBT		(6,560)	14,571	4,679	9,158	13,671
<i>% respecto a ventas</i>		-3%	5%	1%	2%	3%
<i>impuestos</i>		1,640	(3,643)	(1,170)	(2,289)	(3,418)
Net Income		(4,920)	10,928	3,509	6,868	10,253
<i>% respecto a ventas</i>		-3%	3%	1%	1%	2%

**IMPLEMENTACIÓN Y PLAN DE NEGOCIO DE UNA PLANTA DE
COGENERACIÓN EN EDIFICIO RESIDENCIAL**

Tabla 39: Balance de la compañía

Balance	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>PP&E</i>	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
<i>Depreciacion acumulada</i>	-	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000
Activos fijos	5,000	4,000	3,000	2,000	1,000	-
<i>Inventario</i>	-	63,000	66,189	66,560	69,930	73,470
<i>Clientes</i>	-	1,184	3,033	5,596	8,285	11,105
<i>Caja</i>	85,000	29,608	41,172	50,626	52,254	56,969
Activos corrientes	85,000	93,792	110,395	122,781	130,468	141,543
Activos	90,000	97,792	113,395	124,781	131,468	141,543
<i>Capital</i>	50,000	50,000	45,080	56,008	59,518	66,386
<i>Beneficio Neto a cuenta</i>		(4,920)	10,928	3,509	6,868	10,253
Fondos propios	50,000	45,080	56,008	59,518	66,386	76,639
Pasivo a largo plazo	40,000	38,657	37,260	35,807	34,296	32,724
<i>Deuda C/P</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Proveedores</i>		10,356	16,321	21,883	22,991	24,154
<i>Remuneraciones ptes de pago</i>		3,699	3,806	7,574	7,796	8,025
Pasivos corrientes	-	14,055	20,127	29,457	30,786	32,179
Pasivo y FFPP	90,000	97,792	113,395	124,781	131,468	141,543
<i>check</i>	-	-	-	-	-	-

Tabla 40: Estado de flujos de caja de la compañía

Cash Flow	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Net Income</i>	-	(4,920)	10,928	3,509	6,868	10,253
<i>deprecacion</i>	-	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Operational Cashflow	-	(3,920)	11,928	4,509	7,868	11,253
<i>(-) Δ Inventario</i>	-	(63,000)	(3,189)	(371)	(3,370)	(3,540)
<i>(-) Δ Clientes</i>	-	(1,184)	(1,849)	(2,563)	(2,689)	(2,820)
<i>(+) Δ Proveedores</i>	-	10,356	5,965	5,562	1,108	1,164
<i>(+) Δ Acreedores</i>	-	3,699	107	3,768	222	229
(-) Δ Capital Circulante	-	(50,129)	1,033	6,397	(4,729)	(4,967)
Free Cash Flow	-	(54,049)	12,961	10,906	3,140	6,286
Cashflow form Investing	(5,000)	-	-	-	-	-
<i>(+) Deuda</i>	40,000	(1,343)	(1,397)	(1,453)	(1,511)	(1,571)
<i>(+) Capital</i>	50,000					
Cashflow from financing	90,000	(1,343)	(1,397)	(1,453)	(1,511)	(1,571)
Cashflow	85,000	(55,392)	11,564	9,453	1,629	4,714
<i>Efectivo al principio</i>	-	85,000	29,608	41,172	50,626	52,254
<i>Cashflow</i>	85,000	(55,392)	11,564	9,453	1,629	4,714
Caja	85,000	29,608	41,172	50,626	52,254	56,969

De los estados financieros proyectados del negocio se sacan las siguientes conclusiones:

- En cuanto a la inversión necesaria para el comienzo del negocio, al ser una empresa de servicios, no se necesita de un gran capital para comenzar. Se estima que con una inversión de fondos propios de 50.000 € y una deuda de 40.000 € a 20 años al 4% es necesario para afrontar los primeros años del negocio donde todavía el negocio no es solvente.
- Los ingresos correspondientes a los servicios de mantenimiento y de gestión de las plantas van aumentando progresivamente a lo largo de los años, obteniendo un mayor peso dentro de las operaciones del negocio, otorgando una mayor estabilidad a la empresa, al ser unos ingresos recurrentes, que la empresa se asegura durante todos los años en los que la planta esté en funcionamiento. Como se observa en la siguiente tabla, esta categoría de ingresos pasa a ser de un 7,5% del negocio a un 25,3%.

Tabla 41: Evolución de las diferentes fuentes de ingresos del negocio

División de los ingresos	2025	2026	2027	2028	2029	2030
% Ingresos por Instalación		92.6%	88.2%	84.7%	79.4%	74.6%
% Ingresos por O&M		5.6%	8.8%	11.4%	15.5%	19.0%
% Ingresos por gestión		1.9%	2.9%	3.8%	5.2%	6.3%
Ingresos totales		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

- En cuanto a los costes variables de la compañía se dividen en las siguientes categorías: compra de materias primas que representan el 70% de los ingresos por instalación, el coste de mano de obra directa de las instalaciones imputados a 45 €/hora y los servicios de mantenimiento que se imputan a 0,013 €/kWh, dando un margen en los primeros años de operación, hasta obtener el descuento por volumen de 0,002 €/kWh
- El margen bruto de la cuenta de resultados ronda el 20% de los ingresos a lo largo de todos los años, y el margen de EBITDA pasa del -2% al 3% de los ingresos. En 2028 coincidiendo con la contratación del segundo empleado, el margen desciende del 5% al 2% lo que refleja que el volumen de negocio generado en ese año no es suficiente para mantener el crecimiento de la empresa. Sin embargo, al año siguiente se recupera el margen perdido volviendo al margen del 3% continuando con el crecimiento sostenido de la empresa.
- En cuanto al retorno sobre los fondos propios y el retorno sobre los activos acaban ambos en márgenes superiores al 20% en el quinto año de operación por encima del 20% con una caída en el año 2028 por la contratación del segundo empleado.

Ratios	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ROE		-11%	20%	6%	10%	13%
ROA		-5%	10%	3%	5%	7%
Margen de Beneficio		-3%	3%	1%	1%	2%

Para evaluar la rentabilidad de la compañía se utiliza el método de descuentos de los flujos de caja. Este método, establece que el valor de una compañía se determina a partir del valor presente de sus futuros flujos de caja libre. Este método es uno de los más utilizados para la valoración de empresas, y aunque no se recomienda utilizarlo para empresas recién establecidas, la falta de empresas públicas en el mercado con la que realizar una comparativa, y la recurrencia de sus operaciones, convierten en este método el adecuado.

Para obtener los flujos de caja libre se sigue el siguiente proceso:

- 1) **Obtención del NOPAT (“Net operating profit after taxes”):** $NOPAT = EBIT * (1 - \text{Impuestos})$
- 2) **Obtención del “Operational Cashflow”:** $OCF = NOPAT + \text{depreciación}$
- 3) **Obtención del “Free Cash Flow”:** $FCF = OCF - CAPEX - \Delta NWC$
- 4) **Obtención del “Terminal Value”:** obtenido a partir de la fórmula financiera llamada perpetuidad. Esta fórmula establece que el valor presente de un importe constante en el tiempo se calcula con la presente fórmula $TV = FCF_5 * \frac{1+g}{wacc-g}$
- 5) **Obtención del “Free Cash Flow Total”** se suma el free cash Flow con el terminal value del año 5.

Tabla 42: Método de Descuento de Flujos de Caja

DCF	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>EBIT</i>		(4,960)	16,118	6,170	10,590	15,043
<i>impuestos</i>		1,240	(4,029)	(1,542)	(2,648)	(3,761)
<i>NOPAT</i>	-	(3,720)	12,088	4,627	7,943	11,282
<i>depreciación</i>		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Operational Cashflow	-	(2,720)	13,088	5,627	8,943	12,282
<i>(-) CAPEX</i>	(5,000)	-	-	-	-	-
<i>(-) Δ Capital Circulante</i>	-	(50,129)	1,033	6,397	(4,729)	(4,967)
Free Cash Flow	(5,000)	(52,849)	14,121	12,024	4,214	7,315
<i>Terminal Value</i>						99,968
Free Cash Flow Total	(5,000)	(52,849)	14,121	12,024	4,214	107,283

Una vez se ha completado el proceso se calcula el VAN de los flujos de caja obtenidos y la TIR del proyecto. El VAN resultante es de 33.775 euros con un wacc definido del 10% y una TIR del 29%.

Con el fin de presentar un análisis más exhaustivo, se definen diferentes escenarios de crecimiento para obtener una perspectiva más global y poder comprobar como se comporta el negocio en diferentes condiciones:

Tabla 43: Escenarios de crecimiento

Escenarios de crecimiento	2027	2028	2029	2030
1	30%	20%	10%	10%
2	40%	30%	20%	15%
3	20%	10%	10%	10%

En la tabla anterior se presentan los diferentes escenarios a analizar, el primero representa el caso base estudiado anteriormente, el segundo caso, presenta un escenario de mayor crecimiento del esperado, y el tercer y último caso presenta un escenario donde el crecimiento de la compañía fue menor de lo esperado. A continuación, se presentan las ratios principales de la compañía en el último año de la proyección según los diferentes escenarios.

Tabla 44: Principales ratios del negocio en los diferentes escenarios en el 5º año

Escenarios	ROE	ROA	TIR
1	13%	7%	29%
2	33%	20%	90%
3	11%	6%	1%

Como se puede observar incluso en el ultimo escenario, donde el crecimiento de la empresa era menor al esperado, las ratios principales siguen siendo mayor que 0, lo que indica la resiliencia de la empresa ante escenarios adversos.

7.3.2 EMPRESA ESCO (ENERGY SERVICES COMPANY)

Las empresas ESCO son empresas especializadas en proporcionar soluciones de mejoras de eficiencia energética. La peculiaridad de este modelo es que asumen con sus clientes parte o la totalidad del riesgo técnico y financiero del proyecto, recuperando su inversión en función del ahorro real conseguido por sus clientes.

Este negocio actuando en paralelo con la compañía de diseño e instalación presentada anteriormente puede tener un efecto positivo dentro del grupo empresarial creado debido a los siguientes motivos:

- En primer lugar, puede ser utilizado como una herramienta de marketing o de convicción para los posibles nuevos clientes, debido a que exhibe que realmente se cree en la solución que estas ofreciendo a tus clientes al querer formar parte del proyecto con ellos. Esto puede resultar tranquilizador para los clientes ayudando a cerrar nuevas ventas.
- En segundo lugar, al hacerte con parte de la planta de cogeneración diseñada, estas añadiendo al grupo otra fuente de ingresos recurrentes en forma de dividendos durante los años de operación de la planta.
- Por último, al tener detrás una corporación que invierta conjuntamente con los complejos residenciales, puede hacer que se obtengan mejores condiciones de financiación para construir la planta..

No obstante, al invertir en las plantas de cogeneración diseñadas para los clientes también se incrementa el riesgo de tu negocio, y en ambientes poco favorables, la planta podría dar pérdidas en lugar de beneficios, teniendo un impacto negativo en el grupo

Capítulo 8. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Una vez se ha realizado el diseño de la planta y el plan de negocio de un grupo empresarial especializado en implantar soluciones de cogeneración en el ámbito residencial se obtienen las siguientes conclusiones en los siguientes ámbitos:

Ámbito energético:

- Se prueba que la cogeneración es una solución capaz de reducir el impacto energético que tienen los complejos residenciales, alcanzando AEP del 15,5% a lo largo de todo un año de operación en la planta tipo diseñada en este trabajo.
- En cuanto a la capacidad de la planta para cubrir la demanda térmica del complejo modelo, se obtienen unos resultados algo inferiores a los esperados. Esto se debe a que en los meses invernales, con una elevada carga térmica, el complejo de las 128 viviendas resulta demasiado exigente para las capacidades de la planta, concluyendo que, con las limitaciones regulatorias vigentes actuales que regulan la potencia máxima instalada a 100 kW, este tipo de plantas de microcogeneración o de cogeneración a pequeña escala resultan más eficientes en complejos residenciales de entre 60 u 80 viviendas.
- Por otro lado, en el plano eléctrico, se obtienen resultados mejores de los esperados, alcanzando niveles por encima del 80% en el periodo invernal, otoñal y primaveral. Sin embargo en el periodo estival debido a que es el periodo con menor demanda térmica, y por tanto donde menos horas al día está la planta en funcionamiento, y donde mayor demanda eléctrica se produce, debido a los sistemas de aire acondicionado, la demanda cubierta desciende a niveles entre el 30 y el 40% resultando en una demanda anualizada del 70,7%. De esta energía eléctrica, alrededor del 88% se autoconsume en el complejo residencial generando solamente un 12% de energía excedentaria.

Ámbito económico:

- Debido a los actuales precios del mercado energético, especialmente el del gas natural, para que el proyecto resulte atractivo económicamente, se necesita que el gobierno aporte subvenciones de capital.
- Sin dicha subvención la tasa interna de retorno de la planta ronda el 1,5% y un ahorro neto por vecino de 319 € de flujo de caja libre.
- En el caso de que se celebrasen nuevas subastas amparadas bajo el régimen retributivo específico, la planta modelo, podría pujar con una retribución a la inversión de 65.397,80 €/MWe para alcanzar una tasa interna de retorno del 7,09%, lo que supone un 53% menos de la retribución que se concedió en la última actualización para la planta tipo a la que se acoge el presente proyecto, por lo que, si se celebrasen nuevas subastas, las plantas de cogeneración destinadas al ámbito residencial, estarían en una buena posición para acogerse dentro de este régimen.

Oportunidad de negocio:

- Debido a la falta de una regulación clara en el ámbito de la cogeneración y la falta de subvenciones que ayuden a amortiguar el impacto generado por el aumento del precio del gas natural, ha provocado una crisis en el sector. Debido a esto el gobierno está promoviendo una serie de subastas mencionadas anteriormente para volver a incentivar el uso de esta tecnología que está considerada como estratégica para lograr alcanzar la reducción de emisiones para el año 2030.
- Por este motivo, y por la naturaleza de las necesidades energéticas del ámbito residencial, podría tratarse del momento idóneo para crear una empresa especializada en este tipo de sector.
- En cuanto a la cuota de mercado disponible, se fijó que los clientes objetivos que estaban en una mejor posición para aprovechar esta tecnología son los edificios o complejos residenciales que dispongan de una calefacción central, debido a la fácil adaptabilidad de los equipos con dicho sistema. Si nos enfocamos solo en esta rama

dejando de lado los complejos de nueva construcción, solo en la Comunidad de Madrid existen más de 500.000 edificios con este tipo de tecnología.

- En cuanto a la posibilidad de obtener una parte de dichas plantas para compartir los beneficios obtenidos por su operación, depende de si finalmente se celebran las subastas propuestas por el gobierno, porque sin ese aporte de capital, las TIR obtenidas en las plantas no son lo suficientemente atractivas como para captar capital de los inversores privados.

En cuanto a las posibles nuevas vías de investigación se destacan las siguientes:

- Estudio de la misma planta con un combustible alternativo de origen renovable como la biomasa. Esto reduciría aún más el impacto medioambiental de la planta, además de reducir la dependencia de la planta al gas natural, especialmente en momentos como los actuales donde la tensión geopolítica que atraviesa ahora el mundo genera una alta volatilidad en los precios, además de tener acceso a mayores subvenciones y ayudas públicas. No obstante, debido a que se trata de un sector relativamente nuevo y en constante desarrollo, la viabilidad del proyecto con este tipo de combustibles depende mucho de la disponibilidad que se tenga de suministro, circunstancia que puede elevar los costes operativos y los costes de inversión. Además, estos combustibles suelen contar con una menor densidad energética, así como una menor eficiencia de combustión impactando negativamente en los rendimientos de la planta.
- Estudiar el resultado de combinar la cogeneración con un parque de paneles fotovoltaicos instalados en el edificio. La combinación de ambas tecnologías puede resultar muy interesante, especialmente en los meses estivales, donde la demanda de calor útil es muy baja, y por tanto la planta de cogeneración opera menos horas del día, y la demanda eléctrica anual es más elevada debido al uso de los sistemas de climatización. Así, los paneles fotovoltaicos instalados podrían cubrir buena parte de la demanda eléctrica diurna, mientras que la cogeneración operaría en las horas nocturnas aportando el calor útil necesario demandado por el complejo, cubriendo,

además, la demanda eléctrica durante las horas nocturnas del día. Con la combinación de ambas tecnologías, se podría llegar a cubrir prácticamente la demanda energética del complejo residencial, mejorando los rendimientos anuales de la planta y maximizando el autoconsumo.

- Incorporar un sistema inteligente capaz de monitorizar el funcionamiento de la planta, optimizando las horas de operación y ajustando la potencia de la planta utilizada en función de condiciones externas a la planta, como las previsiones meteorológicas, o los precios del mercado energético proyectados al día siguiente. Con la incorporación de este sistema, no solo se mejoraría la eficiencia operativa, sino que también se ofrecería a los usuarios la posibilidad de visualizar las métricas más importantes de la planta, como el combustible consumido, la energía eléctrica autoconsumida, o el calor útil ahorrado. Con este sistema, además de aumentar la transparencia y el control por parte del usuario, permitiría la implementación de estrategias de operación más ajustadas a la demanda eléctrica y térmica diaria, obteniendo mayores rendimientos globales de la planta y una reducción de los costes operativos

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

ACOGEN. (2024). *COGENERACIÓN 2024: GESTIÓN Y TRANSFORMACIÓN Mercados,*

Digitalización y Descarbonización. Asociación Española de Cogeneración

Autogeneración Fotovoltaica, Annual Report . (2024). APPA Renovables

<https://www.appa.es/wp-content/uploads/2025/02/Informe-Autoconsumo-Fotovoltaico-2024.pdf>

Biagini, D. (2020). *ESTUDIO PARA LA IMPLANTACIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA EN UNA INDUSTRIA ALIMENTICIA* (I. Font Pujulà, Ed.). *Universidad Politécnica de Cataluña.*

Economic forecast for Spain - European Commission. (2025, May 19). Economy and Finance.

https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-surveillance-eu-economies/spain/economic-forecast-spain_en

España. (2007). *Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.* En Ministerio de Industria. *BOE* (Número 114).
<https://www.boe.es/eli/es/rd/2007/05/11/616/con>

ESPAÑA. (2014). *Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.* Ministerio de Industria *BOE* (Número 140). *BOE.*

ESPAÑA. (2019). *Real Decreto 244/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.* En MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA. *BOE.* <http://www.boe.es>

Estadística de vigilancia del clima. (2024). Agencia Estatal de Meteorología.

https://www.aemet.es/es/datos_abiertos/estadisticas/vigilancia_clima

García Garrido, S., & Fraile Chico, D. (2008). *Cogeneración: Diseño, operación y mantenimiento de plantas*. Editorial Díaz de Santos, S.A.

<https://www.editdiazdesantos.com/wwwdat/pdf/9788479788452.pdf>

Greendök. (2015). *Cogeneración vs sistema tradicional de producción separada*. Greendök.

<https://greendok.com/cogeneracion-vs-sistema-tradicional-de-produccion-separada>

Gutiérrez Gutiérrez, B., & de la Peña Aranguren, V. (2015). *PLANTA DE COGENERACIÓN DE 5 MW CON MACI PARA UNA FÁBRICA DE CONSERVAS* [Trabajo Fin de Máster]. Universidad País Vasco.

Jiménez Macías, E., (2017). *ANÁLISIS ECONÓMICO, ENERGÉTICO Y AMBIENTAL DEL USO DE LA AEROTERMIA* [Tesis Doctoral]. Universidad de la Rioja.

Hernán Greciano, J., & Domingo González-Seco, E. P. (2019). *Estudio de viabilidad económica de una planta de cogeneración en un instituto* [Trabajo de Fin de Grado]. Universidad Carlos III.

Instituto nacional de estadística. (2021). *Encuesta de Características Esenciales de la Población y las Viviendas*. INE. Instituto Nacional de Estadística. Retrieved July 23, 2025, from <https://www.ine.es>

Martín Soto, I. (2022). *Diseño, implementación y estudio económico de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en un edificio del sector terciario* (J. M. González Ramírez, Ed.) [Trabajo Fin de Máster]. Universidad de Sevilla.

- (2025). MIBGAS - Mercado Ibérico del Gas. Retrieved August 1, 2025, from <https://www.mibgas.es/>
- (2025). OMIE <https://www.omie.es/es>
- (2025). International Energy Agency: IEA. Retrieved August 2, 2025, from <https://www.iea.org/>
- Montoya Mira, R. (2017). *Proyecto de electrificación de una vivienda rural mediante energías renovables, sita en el término municipal de Aiello de Malferit, Valencia*. [Trabajo Fin de Máster]. Universidad Miguel Hernández de Elche.
- Ospina Martínez, A., & Conde, E. (2012). *ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA INSTALAR UNA PLANTA DE COGENERACION* [Proyecto Fin de Carrera]. Universidad Politécnica de Madrid.
- Sánchez Pacheco, C. (2009). *SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA APLICADOS A VIVIENDAS RESIDENCIALES EN ENTORNO URBANO* (N. Martin Chivelet, Ed.) [Trabajo Fin de Máster]. UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCÍA (UNIA).
https://dspace.unia.es/bitstream/handle/10334/503/0115_Sanchez%20.pdf?sequence=1
- Lopez, C. (2025, July 21). ¿Qué hará el BCE este jueves? ¿Cómo afectará al Euríbor? *Euribor hoy*. <https://www.euribor.com.es/2025/07/21/que-hara-el-bce-este-jueves-como-afectara-al-euribor/>
- Mapa Instalaciones de cogeneración, residuos y biomasa/biogás | ESIOS electricidad · datos · transparencia*. (2025). Esios REE. <https://www.esios.ree.es/es/mapas-de-interes/mapa-instalaciones-cogeneracion-residuos-biomasa-biogas>

Monforte, C. (2025, February 14). Transición lanza las subastas para adjudicar una retribución regulada a 1.200 MW de cogeneración. *Cinco Días*.

<https://cincodias.elpais.com/companias/2025-02-14/transicion-lanza-las-subastas-para-adjudicar-una-retribucion-regulada-a-1200-mw-de-cogeneracion.html>

Moreno, J. M. (2024, 04 20). *¿Qué tendencias energéticas veremos en 2025?* *cuervaenergia.com*.

<https://cuervaenergia.com>

ANEXO I

Artículos Seleccionados del Real Decreto 616/2007

Artículo 2: Definiciones

- a) Cogeneración:** la generación simultánea en un proceso de energía térmica útil (calor útil) y eléctrica y/ mecánica.
- b) Calor útil:** el calor producido en un proceso de cogeneración para satisfacer una demanda económicamente justificable de calor o refrigeración.
- c) Demanda económicamente justificable:** la demanda que no supere las necesidades de calor o refrigeración y que, de no recurrirse a cogeneración, se satisfaría en condiciones de mercado mediante procesos de producción de energía distintos de la cogeneración.
- d) Electricidad de cogeneración:** la electricidad generada en un proceso relacionado con la producción de calor útil y calculada de acuerdo con la metodología establecida en el anexo II del presente real decreto.
- e) Electricidad de reserva:** la electricidad suministrada a través de la red eléctrica siempre que el proceso de cogeneración se vea perturbado, incluidos los periodos de mantenimiento, o esté averiado
- f) Electricidad de complemento:** la electricidad suministrada a través de la red eléctrica en los casos en que la demanda de electricidad sea superior a la producción eléctrica del proceso de cogeneración.

- g) Ahorro de energía primaria (AEP):** la diferencia entre el consumo de energía primaria que hubiera sido necesario en generación separada de calor útil y electricidad (y/o energía mecánica) producidos en el proceso de cogeneración, y el consumo realmente habido, en dicho proceso.
- h) Eficiencia global:** la suma anual de la producción de electricidad y energía mecánica y de calor útil, dividida por la cantidad de combustible consumido para la producción de calor y para la producción bruta de electricidad y de energía mecánica, mediante un proceso de cogeneración,

Artículo 4: Valores de referencia para la producción por separado de electricidad y calor

- 1) A efectos de determinar la eficiencia de la cogeneración, de conformidad con lo preceptuado en el anexo III del presente real decreto, se utilizarán los valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de calor y electricidad, establecidos en la Decisión de Ejecución 2011/877/UE de la Comisión, de 19 de diciembre de 2011 modificados, en su caso, por los factores de corrección correspondientes, de acuerdo con lo establecido en dicha Decisión.
- 2) Estos valores se revisarán periódicamente a fin de tener en cuenta la evolución tecnológica y los cambios surgidos en la distribución de las fuentes de energía, siguiendo los criterios establecidos por la Comisión Europea

Artículo 5: Métodos de cálculo de electricidad de cogeneración

- 1) El ahorro de energía primaria conseguido a través de la producción de calor y electricidad y energía mecánica se calculará según lo previsto en el párrafo b) del anexo III del presente real decreto, siendo la electricidad procedente de la cogeneración la calculada de acuerdo con lo preceptuado en su anexo II. Esta producción se considerará cogeneración de alta eficiencia siempre que se cumplan los criterios de eficiencia establecidos en el párrafo a) del citado anexo III.
- 2) El Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá, en relación al cálculo de la electricidad de cogeneración, y previa notificación a la Comisión:
 - a) Establecer valores por defecto para la relación entre electricidad y calor de las unidades de los tipos f), g), h), i), j) y k) del anexo I.
 - b) Establecer la relación entre electricidad y calor como una relación entre la electricidad y el calor útil cuando se opere en modo de cogeneración a baja potencia utilizando datos operativos de la unidad específica.
 - c) Considerar períodos de referencia distintos del período de un año indicado
- 3) El Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá, en relación con el cálculo del ahorro de energía primaria, y previa certificación a la Comisión, considerar periodos de referencia distintos del periodo de un año indicado.

ANEXO I: Tecnologías de cogeneración consideradas:

- a) Turbina de gas de ciclo combinado con recuperación del calor.

- b) Turbina de contrapresión sin condensado.
- c) Turbina de extracción de vapor de condensación.
- d) Turbina de gas con recuperación del calor.
- e) Motor de combustión interna.
- f) Microturbinas.
- g) Motores Stirling.
- h) Pilas de combustible.
- i) Motores de vapor.
- j) Ciclos Rankine con fluido orgánico.
- k) Cualquier otro tipo de tecnología o combinación de tecnologías que corresponda a la definición que figura en el artículo 2, apartado a).

ANEXO II Cálculo de la electricidad de cogeneración

Los valores utilizados para calcular la electricidad de cogeneración se determinarán sobre la base del funcionamiento previsto o real de la unidad en condiciones normales de utilización. En el caso de las unidades de microcogeneración, el cálculo podrá basarse en valores certificados.

- 1) La producción de electricidad mediante cogeneración se considerará igual a la producción total anual de electricidad de la unidad medida en el punto de conexión de los generadores principales.
 - a) Para las plantas del tipo b), d), e), f), g) y h) mencionados en el anexo I del presente real decreto, si la eficiencia anual es mayor o igual al 75%

- b) Para las plantas del tipo a) y c) mencionados en el anexo I del presente real decreto, si la eficiencia global anual es mayor o igual al 80%

ANEXO III: Método de la determinación de la eficiencia del proceso de cogeneración

Los valores utilizados para calcular la eficiencia de la cogeneración y el ahorro de energía primaria se determinarán sobre la base del funcionamiento previsto o real de la unidad en condiciones normales de utilización durante un periodo de referencia de un año natural.

- 1) **Cogeneración de alta eficiencia.-A:** efectos del presente real decreto, la cogeneración de alta eficiencia deberá cumplir los criterios siguientes:
 - a) La producción de cogeneración procedente de unidades de cogeneración deberá aportar un ahorro de energía primaria de al menos el 10%, calculado con arreglo al párrafo b, en relación con los datos de referencia de la producción por separado de calor y electricidad.
 - b) La producción de las unidades de cogeneración a pequeña escala y de microcogeneración que aporten un ahorro de energía primaria podrán considerarse cogeneración de alta eficiencia
- 2) El ahorro de energía primaria aportado por la producción mediante cogeneración definida de conformidad con el anexo II del presente real decreto se calculará mediante la fórmula siguiente:

a) $AEP = 1 - \frac{Q}{\frac{E}{\eta_e} + V}$ donde

- i) Q: combustible que alimenta a la planta
- ii) E: la electricidad generada por cogeneración
- iii) V: calor útil obtenido de la planta
- iv) η_e : valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de electricidad
- v) η_v : valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor

Fuente: España (2007)

ANEXO II

Selección Artículos RD 413/2014

Artículo 2: **Ámbito de aplicación**

- 1) Estarán incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto las instalaciones de **producción de energía eléctrica** a partir de las fuentes de **energía renovables, cogeneración y residuos** pertenecientes a las siguientes categorías, grupos y subgrupos:
 - a) **Categoría a):** productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales. Esta categoría se divide en dos grupos:
 - i) **Grupo a.1:** instalaciones que incluyan una central de cogeneración. Dicho grupo se divide en los siguientes subgrupos:
 - (1) **Subgrupo a.1.1:** cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que ése suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, o al menos el 65 por ciento de la energía primaria utilizada cuando el resto provenga de biomasa o biogás de los grupos b.6, b.7 y b.8; siendo los porcentajes de energía primaria utilizada citados medidos por el poder calorífico inferior.
 - (2) **Subgrupo a.1.2:** cogeneraciones que utilicen como combustible principal derivados del petróleo o carbón, siempre que suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, pedida por el poder calorífico inferior.

- (3) **Subgrupo a.1.3:** resto de cogeneraciones que utilicen gas natural o derivados de petróleo o carbón, y no cumplan con los límites de consumo establecido por los subgrupos a.1.1 o a.1.2
- b) Categoría b):** instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica.

Artículo 27: Condiciones de eficiencia energética de las cogeneraciones

- 1) Las instalaciones de cogeneración que tengan otorgado un régimen retributivo específico deberán cumplir con la definición de cogeneración de alta eficiencia establecida en el artículo 2 del **Real Decreto 616/2007**, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.
- 2) Estas instalaciones deberán calcular y acreditar el ahorro de energía primaria porcentual real alcanzado por su instalación en cada año en los términos previstos en el **Real Decreto 616/2007**, de 11 de mayo, comunicándolo por vía electrónica al organismo encargado de la liquidación antes del 31 de marzo del año siguiente. Para ello, deberán acreditar y justificar el calor útil producido por la planta y efectivamente aprovechado por la instalación consumidora del mismo. Para ser consideradas como cogeneraciones de alta eficiencia deberán superar los mínimos exigidos en dicho real decreto.
- 3) Quedan excluidos de los cálculos mencionados en el anterior apartado aquellos periodos en los que la instalación haya sido programada por el operador del

sistema para mantener su producción cuando el consumidor asociado reduzca la potencia demandada en respuesta a una orden de reducción de potencia.

- 4) En el caso en que exista una cesión de energía térmica producida, será necesaria la formalización de uno o varios contratos de venta de energía térmica por el total del calor útil de la planta.
- 5) Las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia en las cuales el aprovechamiento de calor útil se realice con el propósito indistinto de utilización como calor o frío para climatización de edificios, podrán acogerse de manera voluntaria a las particularidades para la aplicación del régimen retributivo específico que se establecerán por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Fuente: (ESPAÑA, 2014)

ANEXO III

Selección de Artículos RD 244/2019

- Se realiza una nueva definición de autoconsumo, recogiendo que se entenderá como tal el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas.
- Se realiza una nueva definición de las modalidades de autoconsumo, reduciéndolas a solo dos: “autoconsumo sin excedentes”, que en ningún momento puede realizar vertidos de energía a la red y “autoconsumo con excedentes”, en el que sí se pueden realizar vertidos a las redes de distribución y transporte.
- Se exime a las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, para las que el consumidor asociado ya disponga de permiso de acceso y conexión para consumo, de la necesidad de la obtención de los permisos de acceso y conexión para consumo, de la necesidad de la obtención de los permisos de acceso y conexión de las instalaciones de generación.
- Se habilita a que reglamentariamente se puedan desarrollar mecanismos de compensación entre el déficit y el superávit de los consumidores acogidos al autoconsumos con excedentes para instalaciones de hasta 100 kW.
- En cuanto al registro, se opta por disponer de un registro de autoconsumo, pero muy simplificado. Este registro de ámbito estatal tendrá fines estadísticos

para poder evaluar si se está logrando la implantación deseada, analizar los impactos en el sistema y para poder computar los efectos de una generación renovable en los planteamientos integrados de energía y clima. Este registro se nutrirá de la información recibida de las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla

Asimismo, en este texto se recogen las necesidades expuestas por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, para aprobar un reglamento en el que se regulen las configuraciones de medida simplificadas, las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a la red de las instalaciones de producción asociadas al autoconsumo, los mecanismos de compensación entre déficits y superávit de los consumidores acogidos al autoconsumo con excedentes para instalaciones de hasta 100 kW y la organización del registro administrativo.

Por último, en la disposición final segunda se introducen algunas modificaciones en la ITC-BT-40 del Reglamento electrotécnico para baja tensión, en las que se regulan los requisitos de los mecanismos antivertido y diversos requisitos de seguridad de instalaciones generadoras de baja tensión. La disposición final primera modifica el Real Decreto 1110/2007m de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, entre los que cabe señalar que se habilita la posibilidad

de que se integren en los sistemas de telegestión y telemedida los equipos ubicados en baja tensión en las fronteras tipo 3 y 4.

Definiciones

- a) **Consumidor asociado:** consumidor en un punto de suministro que tiene asociadas instalaciones próximas de red interior o instalaciones próximas a través de red.
- b) **Instalación de generación:** instalación encargada de la producción de energía eléctrica a partir de una fuente de energía primaria.
- c) **Instalación de producción:** instalación de generación inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica, donde se reflejarán las condiciones de dicha instalación, en especial su respectiva potencia.

Adicionalmente, también tendrán consideración de instalaciones de producción aquellas que:

- i. Tengan una potencia no superior a 100 kW
- ii. Esten asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo
- iii. Puedan inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución

- d) **Instalación aislada:** aquella en la que no existe en ningún momento capacidad física de conexión eléctrica con la red de transporte o distribución ni directa ni indirectamente a través de una instalación propia o ajena. Las instalaciones

desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes no se considerarán aisladas a los efectos de la aplicación de este real decreto.

- e) Instalación conectada a la red:** aquella instalación de generación conectada en el interior de una red de un consumidor, que comparte infraestructuras de conexión a la red con un consumidor o que este unida a este a través de una línea directa y que tenga o pueda tener, en algún momento, conexión eléctrica con la red de transporte o distribución. También se tendrá en consideración de instalación de generación conectada a la red aquella que está conectada directamente a las redes de transporte o distribución.
- f) Autoconsumo colectivo:** se dice que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proviene de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos. El autoconsumo colectivo podrá pertenecer a cualquiera de las modalidades de autoconsumo definidas en el artículo 4 tanto en la modalidad de instalaciones próximas de red interior, como las de autoconsumo con excedentes cuando se realice entre instalaciones próximas a través de la red.
- g) Energía horaria autoconsumida individualizada:** autotoconsumo neto horario realizado por un consumidor que realiza autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red. Esta energía se calculará según lo establecido en el anexo I. En todo caso se considerará 0 cuando el valor sea negativo.

- h) Energía horaria consumida individualizada:** energía neta horaria total consumida por cada uno de los consumidores que realizan autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red. Para el cálculo de la misma se utilizará el equipo de medida en el punto de frontera. En todo caso se considerará 0 cuando el valor sea negativo
- i) Energía horaria consumida de la red individualizada:** saldo neto horario de energía eléctrica recibida de la red de transporte o distribución de un consumidor no procedente de instalaciones de generación próximas y asociadas al punto de suministro, y que participa de una instalación de autoconsumo colectivo. Esta energía se calculará como la diferencia entre la energía horaria consumida individualizada por cada consumidor y la energía horaria autoconsumida individualizada, cuando esta sea mayor que cero. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo.
- j) Energía horaria excedentaria individualizada:** Saldo neto horario de la energía horaria excedentaria correspondiente a un consumidor que participa de una instalación de autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red. Esta energía se calculará como la diferencia entre la energía horaria neta generada individualizada y la energía horaria consumida individualizada por cada consumidor. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo.
- k) Energía horaria neta generada individualizada:** Será la energía bruta generada menos la consumida por los servicios auxiliares de producción en un

periodo horario correspondiente a un consumidor acogido a la modalidad de autoconsumo colectivo o a un consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red. Esta energía se calculará según lo establecido en el anexo I. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo.

- 1) Energía horaria excedentaria de generación:** Es la energía neta horaria excedentaria vertida de cada una de las instalaciones de generación que participen en autoconsumo colectivo o instalación próxima a través de la red. Esta energía se calculará según lo establecido en el anexo I. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo.

Artículo 4: Clasificación de modalidades de autoconsumo

1) Se establece la siguiente clasificación de modalidades de autoconsumo:

- a) Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes: en esta modalidad, se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o distribución.
- b) Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes: en estas modalidades las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para el autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución,

2) La modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes se divide en:

- a) Modalidad con excedentes acogida a compensación: pertenecerán a esta modalidad, aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes en

los que voluntariamente el consumidor, y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación con excedentes. Esta opción solo será posible en aquellos casos en los que se cumpla con todas las condiciones que seguidamente se recogen:

- i)* La fuente de energía primaria sea de **origen renovable**.
 - ii)* La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a **100kW**.
 - iii)* Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumidor asociado y para los consumos auxiliares de producción con una **empresa comercializadora**.
 - iv)* El consumidor y el productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del presente real decreto.
 - v)* La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional específico.
- b)* Modalidad con excedentes no acogida a compensación: pertenecerán a esta modalidad, todos aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación o que voluntariamente opten por no acogerse a dicha modalidad.

- 3) **Adicionalmente a las modalidades de autoconsumo señaladas, el autoconsumo podrá clasificarse en individual o colectivo en función de si se trata de uno o varios consumidores los que estén asociados a las instalaciones de generación.**
- 4) **El punto de suministro o instalación de un consumidor deberá cumplir con los requisitos establecidos en la normativa de la aplicación.**
- 5) **Los sujetos acogidos a alguna de las modalidades de autoconsumo reguladas podrán acogerse a cualquier otra modalidad distinta.**

Artículo 7: Acceso y conexión a la red en las modalidades de autoconsumo

- 1) En relación con los permisos de acceso y conexión, para acogerse a cualquiera de las modalidades de autoconsumo los sujetos acogidos a ellas deberán:
 - a) En relación con las instalaciones de consumo, tanto en las modalidades de autoconsumo sin excedentes, como en las modalidades de autoconsumo con excedentes, los consumidores deberán disponer de permisos de acceso y conexión por sus instalaciones de consumo, si procede.
 - b) En relación con las instalaciones de generación, de acuerdo con lo previsto en la disposición adicional segunda del Real Decreto ley 15/2018:
 - i) Las instalaciones de generación de los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión

- ii) En las modalidades de autoconsumo con excedentes, las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW que se ubiquen en suelo urbanístico, estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión.
 - iii) En las modalidades de autoconsumo conexcedentes, los sujetos productores a los que no les sea de aplicación lo dispuesto en el apartado II, anterior, deberán disponer de sus correspondientes permisos de acceso y conexión por cada una de las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo que no sean titulares.
- 2) A efectos de contratación del suministro de energía eléctrica resultará de aplicación la normativa específica del sector eléctrico en esta materia.

Artículo 14: Mecanismo de compensación simplificada

- 1) De acuerdo con lo previsto en el artículo 9.5 y con el artículo 24.4 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, se define el **contrato de compensación de excedentes** como aquel suscrito entre el **productor** y el **consumidor** asociado acogidos a la **modalidad de autoconsumos con excedentes acogida a compensación**, para el establecimiento de un **mecanismo de compensación simplificada** entre los déficits de sus consumos y la totalidad de los excedentes de sus instalaciones de generación asociadas. El contrato de compensación de excedentes de los sujetos que realicen autoconsumo colectivo, utilizará los criterios de reparto, en su caso coincidentes con los comunicados a la empresa distribuidora, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4.3.

- 2) También podrán acogerse voluntariamente a un mecanismo de compensación simplificada los consumidores que realicen autoconsumo colectivo sin excedentes. En este caso no será necesaria la existencia de contrato de compensación de excedentes, al no existir productor, y bastará con un acuerdo entre todos los sujetos consumidores utilizando los criterios de reparto.
- 3) El mecanismo de compensación simplificada consistirá en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación con las siguientes características:
 - a) En el caso de que se disponga de un contrato de suministro con una **comercializadora libre**:
 - i) **La energía horaria consumida** de la red será valorada al precio horario entre las partes
 - ii) **La energía horaria excedentaria**, será valorada al precio horario acordado entre las partes.
 - b) En el caso de que se disponga de un contrato de suministro al precio voluntario para el pequeño consumidor con una **comercializadora de referencia**:
 - i) **La energía horaria consumida** de la red será valorada al coste horario de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor en cada hora, TCUh, definido en el artículo 7 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.
 - ii) **La energía horaria excedentaria**, será valorada al precio medio horario, Pmh: obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la

hora h, menos el coste de ellos desvíos CDSVh, definidos en los artículos 10 y 11, respectivamente del **Real Decreto 216/2014 del 28 de Marzo**.

En ningún caso, el **valor económico** de la **energía horaria excedentaria** podrá ser superior al **valor económico** de la **energía horaria consumida de la red** en el periodo de facturación, **el cual no podrá ser superior a un mes**.

- 4) La energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada, no tendrá consideración de energía incorporada al sistema eléctrico de energía eléctrica y, en consecuencia, estará exenta de satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2001.
- 5) Para la aplicación del mecanismo de compensación simplificada, los consumidores acogidos a dicho mecanismo, deberán remitir directamente a la empresa distribuidora, o a través de su comercializadora el mismo contrato, o en su caso acuerdo, de compensación de excedentes entre todos los sujetos participantes, solicitando la aplicación del mismo, según lo dispuesto en el apartado 2. En el caso de autoconsumo colectivo sin excedentes, se deberá remitir un mismo acuerdo entre todos los consumidores afectados, según lo dispuesto en el apartado 2.
- 6) En aquellos casos de consumidores que se acojan al **mecanismo de compensación simplificada** y sean suministrados por un **comercializador de**

referencia, este deberá realizar la **facturación** de acuerdo con los siguientes términos:

- a) Deberá efectuar la facturación en los términos previstos en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.
- b) Sobre las cantidades a facturar antes de impuestos, deberá descontarse el término de la energía horaria excedentaria, valorada de acuerdo con con lo previsto en el apartado 3.b.ii del presente artículo. De acuerdo con lo previsto en dicho apartado, la cuantía a descontar será tal que en ningún caso el valor económico de a energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación
- c) A los consumidores vulnerables acogidos al bono social, a la diferencia entre las dos cantidades anteriores se le aplicará lo previsto en el artículo 6.3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se reula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.
- d) Una vez obtenida la cuantía final, se le aplicarán los correspondientes impuestos.

Artículo 17 Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los consumos en las modalidades de autoconsumo.

- 1) De acuerdo con lo previsto en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de peajes.

Artículo 18 Cargos del sistema eléctrico de aplicación a las modalidades de autoconsumo

- 2) De acuerdo con lo previsto en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos.

ANEXO I: Cálculo de las energías y potencias a efectos de facturación y liquidación para el autoconsumo colectivo o asociado a una instalación a través de la red

Las energías y potencias a efectos de facturación y de liquidación definidas en el artículo 3 del presente real decreto se calcularán de acuerdo con lo establecido a continuación:

- 1) **La energía horaria neta generada individualizada** de aquellos sujetos i que realicen autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red, $ENG_{h,i}$, será:
- a) $ENG_{h,i} = \beta_i * ENG_h$ donde:

- i) ENG_h : Energía neta horaria total producida por el generador o los generadores.
- ii) β_i : Es el coeficiente de reparto de la energía generada entre los consumidores que participan del autoconsumo colectivo. Para cada consumidor i participante del autoconsumo colectivo, este coeficiente tomará el valor que figure en un acuerdo firmado por todos los consumidores participantes del autoconsumo colectivo y notificado a la empresa distribuidora como encargada de lectura de los consumos. El valor de estos coeficientes podrá determinarse en función de la potencia a facturar de cada uno de los consumidores asociados participantes, de la aportación económica de cada uno de los consumidores para la instalación de generación, o de cualquier otro criterio siempre que exista acuerdo firmado por todos los participantes y siempre que la suma de estos coeficientes β_i de todos los consumidores que participan en el autoconsumo colectivo sea la unidad. En cualquier caso, el valor de dichos coeficientes deberá ser constante. El coeficiente tomará el valor de 1 en los casos en que solo exista un consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red.
- 2) La energía horaria autoconsumida individualizada de aquellos sujetos que realicen autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red, $E_{auth,i}$, de cada uno de los consumidores i se calculará como:

- a) Si la energía horaria consumida individualizada del consumidor es superior en valor absoluto a la energía horaria neta generada individualizada, el autoconsumo horario individualizado será el valor de la energía horaria neta generada individualizada:
- i) $E_{\text{aut}_{h,i}} = \text{ENG}_{h,i}$
- ii) Si es inferior, el autoconsumo horario individualizado $E_{\text{aut}_{h,i}}$, será el valor de la energía horaria consumida individualizada de cada consumidor.
- 3) En su caso, para las instalaciones de autoconsumo con excedentes, en los que existan varias instalaciones de producción con un solo equipo de medida de generación neta, el reparto de la energía horaria excedentaria de generación vertida entre cada una de las instalaciones de producción k que participen en dicho autoconsumo colectivo o instalaciones próximas a través de la red será:
- a) $V_{h,k} = \alpha_k * (\text{ENG}_h - \sum_i E_{\text{aut}_{h,i}})$ donde:
- i) $V_{h,k}$; es el vertido neto horario de la instalación.
- ii) $\text{ENG}_{h,k}$: es la energía neta horaria producida por la instalación k .
- iii) α_k : es el coeficiente de reparto de la energía horaria neta generada por la instalación k que se utilizará en ausencia de definición de coeficientes de reparto por acuerdo firmado por todos los sujetos participantes del autoconsumo colectivo y notificado al distribuidor como encargado de lectura de la generación siempre que la suma de estos coeficientes de todos los consumidores que participan en el autoconsumo colectivo sea la unidad.

- 4) En cualquier caso, la suma de la energía horaria excedentaria y la energía horaria autoconsumida de todos los consumidores asociados debe ser igual a la energía neta horaria total producida por el generador o los generadores.

Fuente: (ESPAÑA, 2019)

ANEXO IV

En el presente anexo se incluye un breve resumen con las alineaciones del presente proyecto con los Objetivos de desarrollo sostenible (ODS):

- 1. ODS 7, Energía asequible y no contaminante:** debido a la promoción de una solución energética eficiente y sostenible para el entorno urbano
- 2. ODS11, Ciudades y comunidades sostenibles:** debido a que ofrece una alternativa para la transformación del parque residencial hacia un modelo más descentralizado y autosuficiente.
- 3. ODS 12, Producción y consumo responsables:** debido a que favorece un uso más eficiente de la energía, reduciendo las pérdidas de energía.
- 4. ODS 13, Acción por el clima:** debido a que se trata de una solución que reduce las emisiones de CO₂ favoreciendo la descarbonización del mercado energético.