



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Diseño técnico y análisis económico de una planta de biomasa de 5 MW en Jaén

Autor: Jorge Álvarez Moreno

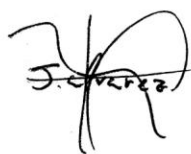
Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Diseño técnico y análisis económico de una planta de biomasa de 5 MW en Jaén
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.: Jorge Álvarez Moreno

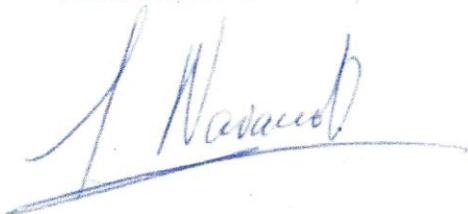
Fecha: 11 / 7 / 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Jaime Navarro Ocón

Fecha: 11 / 7 / 2025



DISEÑO TÉCNICO Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE BIOMASA DE 5 MW EN JAÉN

Autor: Álvarez Moreno, Jorge.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El objeto principal de este proyecto es la valorización de residuos del olivar como vía para avanzar en la transición energética. Para lograrlo, se diseña una planta de biomasa de 5 MW en Jaén. En el trabajo se abordan todas las fases del proyecto, desde la caracterización del recurso y la selección del emplazamiento hasta la definición del proceso productivo, el diseño eléctrico completo y la evaluación de viabilidad económica

Palabras clave: Biomasa, hueso de aceituna, generación eléctrica, Jaén.

1. Introducción

La biomasa representa una fuente de energía renovable con un papel muy relevante en la transición energética, especialmente por su capacidad para generar electricidad de forma gestionable y aportar inercia al sistema eléctrico. Sin embargo, su presencia en el mix energético español sigue siendo reducida, representando solo el 4,2 % [1] de la generación renovable en 2022, frente al 52,4 % de la eólica y el 23,9 % de la solar [2].

En regiones como Andalucía, y particularmente en la provincia de Jaén, existe un elevado potencial de aprovechamiento energético a partir de subproductos del olivar. Estos residuos, generados en almazaras, extractoras y entamadoras, presentan características diversas en cuanto a humedad, poder calorífico y contenido en cenizas. Su valorización energética permite reducir el impacto ambiental de la actividad agrícola y avanzar hacia un modelo de economía circular.

Con este objetivo, se plantea la instalación de una planta de biomasa de 5 MW en el Polígono Industrial Nuevo Jaén, sobre una superficie total de 29.983 m². La elección del emplazamiento responde a criterios técnicos y logísticos, como la proximidad a las agroindustrias del olivar, el acceso directo por carretera y la cercanía a la subestación eléctrica V_COSTAL, situada a menos de un kilómetro, lo que facilita la conexión a red y reduce los costes de evacuación.

2. Diseño técnico

La planta requiere un suministro anual de 29.968,5 toneladas de hueso de aceituna. Este combustible se almacena inicialmente en una nave de 280 m² y 6,2 m de altura, con capacidad para garantizar una semana de autonomía. Desde allí, se transporta mediante un tornillo sin fin hasta un silo con tolva de 159 m³, que actúa como alimentador intermedio. En este punto, un segundo tornillo conduce el biocombustible directamente a la caldera, donde se produce finalmente la combustión.

La caldera de parrilla móvil empleada en la planta genera los gases calientes necesarios para alimentar el ciclo de agua-vapor. En este ciclo Rankine, el vapor sobrecalentado acciona una turbina de vapor acoplada a un generador síncrono, transformando la energía térmica en mecánica y, posteriormente, en electricidad.

Tras su paso por la turbina, el vapor se condensa en un intercambiador de calor, cediendo su energía a una corriente de agua que circula en un circuito cerrado procedente de una torre de refrigeración. Para reponer las pérdidas por evaporación y purga, el ciclo de refrigeración capta agua del río Guadalbullón, situado a unos 2 km de la planta. Por otro lado, los gases generados en la combustión atraviesan un sistema de depuración compuesto por un ciclón y un filtro de mangas, que reducen eficazmente la concentración de partículas antes de su emisión a la atmósfera.

Respecto a la producción eléctrica, la corriente generada en la maquina síncrona eleva su tensión a la de red mediante un transformador de potencia, desde cuyas barras parte una línea subterránea de 890 metros que conecta la planta con la subestación V_COSTAL, donde se vierte la energía producida. Desde ese mismo punto parte también una derivación hacia un transformador auxiliar, encargado de alimentar los servicios auxiliares de la instalación. A lo largo del sistema eléctrico se han dispuesto transformadores de medida de tensión e intensidad y un conjunto completo de protecciones eléctricas, las cuales se han ajustado y coordinado para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro eléctrico.

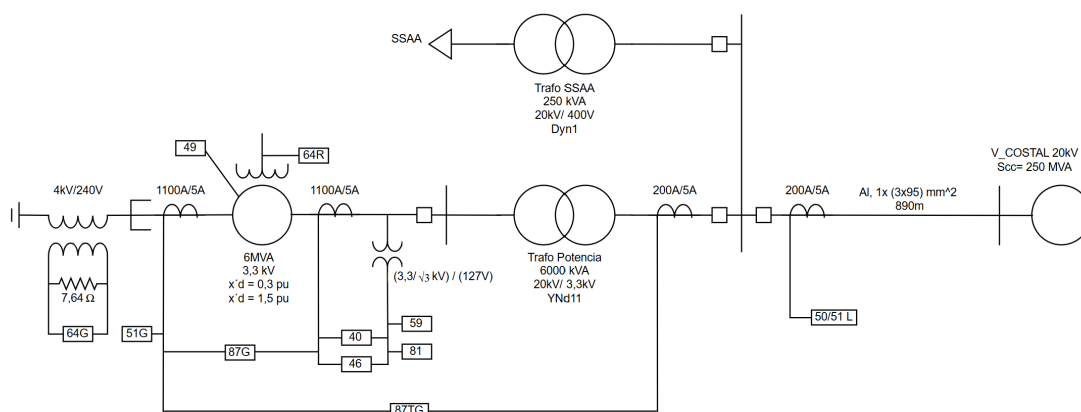


Ilustración 1. Diagrama unifilar de la instalación eléctrica. (Elaboración: Propia)

3. Análisis económico

El análisis económico del proyecto incluye tanto la inversión inicial como los gastos recurrentes derivados de la operación, mantenimiento y suministro de combustible a lo largo de la vida útil de la planta. Este plazo, al igual que el de devolución del préstamo solicitado, se estima en 25 años. Asimismo, se ha establecido que el 80% del coste sea financiado por una entidad financiera mientras que, el 20% restante, se financie por fondos propios de la empresa. A partir de estas condiciones, se han calculado los principales costes normalizados e indicadores financieros que verifican que el proyecto es económicamente viable.

Coste normalizado de la inversión (CAPEX)	819.595,18 € /año
Coste normalizado de los gastos (OPEX)	4.435.872,20 € /año
Ingresos normalizados por la venta de energía (VE _N)	6.333.868,05 € /año
Coste normalizado específico de la energía (LCOE)	136,86 € /MWh
Tarifa normalizada (T _N)	164,94 € /MWh
Valor actual neto (VAN)	17.026.350,13 €
Tasa interna de rentabilidad (TIR)	12,64 %
Periodo de retorno (PR)	9,91 años

Tabla 1. Resumen de viabilidad económica. (Elaboración: Propia)

4. Referencias

- [1] International Renewable Energy Agency, Datos de Generación eléctrica en GWh.
<https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Bioenergy-and-biofuels>
- [2] Red Eléctrica Española, «Informe resumen de energías renovables», 2023.
https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2023-03/Informe_Renovables_2022.pdf

TECHNICAL DESIGN AND ECONOMIC ANALYSIS OF A 5 MW BIOMASS PLANT IN JAÉN

Author: Álvarez Moreno, Jorge.

Supervisor: Navarro Ocón, Jaime.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

The main objective of this project is the valorisation of olive grove residues as a way to advance the energy transition. To achieve this, a 5 MW biomass plant is designed in Jaén. The work addresses all phases of the project, from the characterisation of the resource and the selection of the site to the definition of the production process, the complete electrical design, and the economic viability assessment.

Keywords: Biomass, olive stone, electricity generation, Jaén.

1. Introduction

Biomass represents a renewable energy source that plays a highly significant role in the energy transition, especially due to its capacity to generate electricity in a manageable way and to contribute inertia to the electrical system. However, its presence in the Spanish energy mix remains limited, accounting for only 4.2% [1] of renewable generation in 2022, compared to 52.4% from wind power and 23.9% from solar [2].

In regions such as Andalusia, and particularly in the province of Jaén, there is a high potential for energy utilization from olive grove by-products. These residues, generated in oil mills, extractors, and pitting machines, exhibit diverse characteristics in terms of moisture content, calorific value, and ash content. Their energy valorization helps reduce the environmental impact of agricultural activity and contributes to progress towards a circular economy model.

With this objective, the installation of a 5 MW biomass plant is proposed in the Nuevo Jaén Industrial Estate, covering a total area of 29,983 m². The choice of location responds to technical and logistical criteria, such as proximity to olive agro-industries, direct road access, and closeness to the V COSTAL electrical substation, located less than one kilometer away, which facilitates grid connection and reduces evacuation costs.

2. Technical design

The plant requires an annual supply of 29,968.5 tons of olive stone. This fuel is initially stored in a warehouse covering 280 m² and 6.2 meters in height, with capacity to guarantee one week of autonomy. From there, it is transported by a screw conveyor to a silo with a 159 m³ hopper, which acts as an intermediate feeder. At this point, a second screw conveyor carries the biofuel directly to the boiler, where combustion finally takes place.

The moving grate boiler used in the plant generates the hot gases required to feed the water-steam cycle. In this Rankine cycle, the superheated steam drives a steam turbine coupled to a synchronous generator, transforming thermal energy into mechanical energy and, subsequently, into electricity.

After passing through the turbine, the steam condenses in a heat exchanger, transferring its energy to a stream of cooling water circulating in a closed circuit from a cooling tower. To replenish losses through evaporation and blowdown, the cooling system draws water from the Guadalbullón River, located around 2 km from the plant. On the other hand, the gases produced in combustion pass through a gas cleaning system composed of a cyclone and a bag filter, which effectively reduce the concentration of particles before their emission into the atmosphere.

Regarding electricity production, the current generated in the synchronous machine is stepped up to the grid voltage using a power transformer, from which an 890-meter underground line departs to connect the plant to the V_COSTAL substation, where the produced energy is fed into the grid. From this same point, diversion also leads to an auxiliary transformer responsible for supplying power to the plant's auxiliary services. Throughout the electrical system, voltage and current measuring transformers have been installed, together with a complete set of electrical protections, all of which have been sized and coordinated to ensure the safety and reliability of the electrical system.

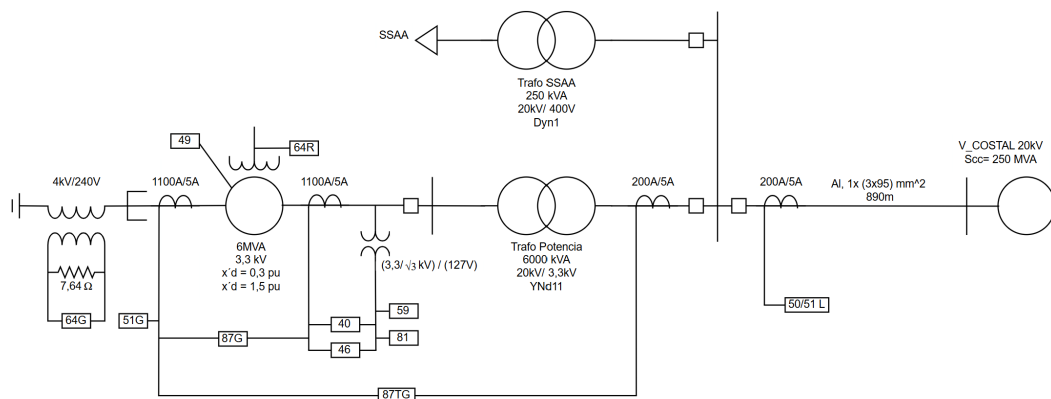


Illustration 2. Single-line diagram of the electrical installation. (Source: Own elaboration)

3. Economic analysis

The economic analysis of the project includes both the initial investment, and the recurring expenses derived from operation, maintenance, and fuel supply throughout the useful life of the plant. This period, as well as that for the repayment of the requested loan, is estimated at 25 years. Likewise, it has been established that 80% of the cost will be financed by a financial institution, while the remaining 20% will be financed with the company's own funds. Based on these conditions, the main normalized costs and financial indicators have been calculated to verify that the project is economically viable.

Normalised investment cost (CAPEX)	819.595,18 € /year
Normalised operating cost (OPEX)	4.435.872,20 € /year
Normalised revenue from energy sales (VE_N)	6.333.868,05 € /year
Normalised cost of energy (LCOE)	136,86 € /MWh
Normalised tariff (T_N)	164,94 € /MWh
Net present value (VAN)	17.026.350,13 €
Internal rate of return (TIR)	12,64 %
Payback Period (PR)	9,91 years

Table 2. Summary of economic viability. (Source: Own elaboration)

4. References

- [1] International Renewable Energy Agency, Data on electricity generation in GWh.
<https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Bioenergy-and-biofuels>
- [2] Red Eléctrica Española, «Informe resumen de energías renovables», 2023.
https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2023-03/Informe_Renovables_2022.pdf

Índice de la memoria

<i>Índice de la memoria</i>	<i>I</i>
<i>Índice de figuras</i>	<i>IV</i>
<i>Índice de tablas</i>	<i>VI</i>
Capítulo 1. Introducción	7
1.1 Contexto	7
1.2 Estado de la cuestión	10
1.3 Motivación del proyecto.....	11
1.4 La biomasa del olivar	13
1.4.1 Las agroindustrias del olivar	14
1.4.2 Subproductos del olivar.....	16
1.5 Situación y emplazamiento	18
1.5.1 Criterio de elección y emplazamiento	18
1.5.2 Ubicación de la planta	19
1.6 Normativa y legislación de aplicación	23
1.6.1 Normativa urbanística.....	23
1.6.2 Normativa ambiental.....	24
1.6.3 Normativa sobre biocombustibles	24
1.6.4 Normativa eléctrica.....	24
1.6.5 Normativa técnica aplicable a equipos	25
1.6.6 Normativa sobre uso del agua.....	25
Capítulo 2. Evaluación técnica	26
2.1 Entrada de materias primas	26
2.2 Suministro y almacenamiento de la biomasa	29
2.2.1 Recepción de la biomasa	29
2.2.2 Almacenamiento de la biomasa.....	31
2.2.3 Transporte interno de la biomasa	32
2.3 Caldera de combustión	35

2.3.1 Caldera de parrilla.....	35
2.3.2 Caldera de lecho fluidizado.....	36
2.3.3 Elección tecnología de combustión.....	37
2.4 Ciclo Rankine.....	38
2.4.1 Ciclo Rankine con regeneración.....	41
2.5 Ciclo de refrigeración.....	42
2.6 Sistema tratamiento de gases.....	43
2.7 proceso productivo.....	44
Capítulo 3. Diseño eléctrico de la central.....	47
3.1 Generador.....	47
3.1.1 Puesta a tierra.....	48
3.1.2 Reactancias de secuencia.....	50
3.2 Transformador de potencia.....	52
3.3 Línea de media tensión.....	54
3.4 Subestación eléctrica.....	58
3.5 Sistema de alimentación de servicios auxiliares.....	62
3.6 Transformadores de medida.....	63
3.7 Unifilar de la planta.....	64
3.8 Protecciones eléctricas.....	66
3.8.1 Circuitos de secuencia de la instalación eléctrica.....	66
3.8.2 Protección del bloque generador - transformador.....	68
3.8.3 Protección de la línea de media tensión.....	85
Capítulo 4. Evaluación económica.....	91
4.1 Costes del proyecto.....	91
4.1.1 Servicios de ingeniería.....	91
4.1.2 Compra de terrenos.....	92
4.1.3 Permisos y licencias.....	92
4.1.4 Obra civil.....	92
4.1.5 Equipos.....	93
4.1.6 Montaje y puesta en marcha.....	96
4.1.7 Presupuesto.....	96
4.2 Financiación.....	98

4.3	Gastos	100
4.3.1	Coste de operación y mantenimiento.....	101
4.3.2	Coste del combustible.....	104
4.4	Ingresos	105
4.5	Cálculo de viabilidad económica.....	107
4.5.1	Valor Actual Neto.....	108
4.5.2	Tasa Interna de Rentabilidad.....	108
4.5.3	Periodo de Retorno.....	109
Capítulo 5. Conclusiones.....		110
Capítulo 6. Bibliografía.....		112
ANEXO I: Alineación con los ODS.....		115
ANEXO II: Fichas catastrales.....		117

Índice de figuras

Ilustración 1. Diagrama unifilar de la instalación eléctrica	5
Illustration 2. Single-line diagram of the electrical installation	8
Ilustración 3. Distribución del empleo por tecnología renovable en España 2023	13
Ilustración 4. Producción agroindustrias del olivar	16
Ilustración 5. Emplazamiento de la planta sobre mapa de España	19
Ilustración 6. Emplazamiento de la planta sobre mapa de Andalucía	20
Ilustración 7. Emplazamiento de la planta sobre mapa de la provincia de Jaén.....	20
Ilustración 8. Emplazamiento de la planta sobre mapa municipal de Jaén	21
Ilustración 9. Emplazamiento de la planta en Polígono Industrial Nuevo Jaén	21
Ilustración 10. Representación del volumen de la nave de almacenamiento	32
Ilustración 11. Plano de dimensiones exteriores del silo con tolva	34
Ilustración 12. Cámara de combustión de parrilla móvil.....	38
Ilustración 13. Esquema básico de un ciclo de Rankine.....	39
Ilustración 14. Esquema del ciclo de Rankine con regeneración	41
Ilustración 15. Esquema de funcionamiento del sistema de refrigeración en circuito cerrado	43
Ilustración 16. Diagrama de bloques del proceso productivo de la planta de biomasa.....	45
Ilustración 17. Generador síncrono previsto para su instalación en la planta	48
Ilustración 18. Plano de dimensiones exteriores del generador.....	52
Ilustración 19. Mapa del cableado subterráneo de la línea MT.....	55
Ilustración 20. Fachada de la subestación eléctrica V_COSTAL	59
Ilustración 21. Esquema de transformación desde OLIVARES 220 kV hasta V_COSTAL 20 kV	60
Ilustración 22. Circuito de secuencia directa de la conexión OLIVARES - V_COSTAL..	60
Ilustración 23. Diagrama unifilar de la instalación eléctrica	65
Ilustración 24. Circuitos de secuencia de la planta.....	67
Ilustración 25. Protección G60 del generador	69
Ilustración 26. Curva característica 64G	70

Ilustración 27. Curva característica 64R.....	72
Ilustración 28. Conexión circuitos de secuencia ante $F2\Phi$ en bornes del generador	73
Ilustración 29 Conexión circuitos de secuencia ante $F3\Phi$ en bornes del generador	73
Ilustración 30. Curva característica 87G	75
Ilustración 31. Curva característica 87TG	76
Ilustración 32. Curva característica 51G	78
Ilustración 33. Curva característica 46	80
Ilustración 34. Curva característica 59	81
Ilustración 35. Curva característica 40	83
Ilustración 36. Curva característica 81	84
Ilustración 37. Protección MiCOM P127 de la línea de 20kV	85
Ilustración 38. Conexión circuitos de secuencia ante $F3\Phi$ al principio de la línea.....	86
Ilustración 39. Conexión circuitos de secuencia ante $F2\Phi$ al final de la línea.....	88
Ilustración 40. Curva característica 50/51L.....	90

Índice de tablas

Tabla 1. Resumen de viabilidad económica	6
Table 2. Summary of economic viability	9
Tabla 3. Producción bruta de electricidad por combustibles renovables en el sistema eléctrico español en GWhe.....	9
Tabla 4. Disponibilidad de los subproductos considerados en la planta	18
Tabla 5. Información catastral de las parcelas.....	22
Tabla 6. Especificaciones subestación V_COSTAL	23
Tabla 7. Características energéticas de los biocombustibles considerados en la planta.....	27
Tabla 8. Dimensiones del equipo silo con tolva.....	34
Tabla 9. Parámetros del generador	51
Tabla 10. Valores mínimos de impedancia de cortocircuito para transformadores	53
Tabla 11. Parámetros del transformador de potencia	54
Tabla 12. Intensidad máxima admisible en servicio permanente para cables de Aluminio aislados con HEPR sin armadura	56
Tabla 13. Parámetros del cable AL EPROTENAX H COMPACT	58
Tabla 14. Presupuesto total del proyecto.....	97
Tabla 15. Presupuesto corregido con márgenes EPC	98

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO

La biomasa, según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), se define como "materia orgánica derivada de plantas o animales disponible de forma renovable". Su uso energético abarca desde aplicaciones tradicionales como la calefacción o la cocción de alimentos, hasta tecnologías modernas de generación combinada de calor y electricidad o producción de biocombustibles.

Desde el siglo XIX, la biomasa comenzó a considerarse una fuente energética en el contexto de la revolución industrial, aunque su uso quedó limitado frente a la creciente disponibilidad de combustibles fósiles como el carbón y el petróleo. A mediados del siglo XX, especialmente tras las crisis energéticas del petróleo de los años setenta, resurgió el interés por fuentes renovables y locales, entre ellas la biomasa. Sin embargo, su expansión global se vio limitada por los elevados costes logísticos y la baja densidad energética del recurso en comparación con otras fuentes de energía.

A partir de los años noventa, con el avance de las políticas climáticas, incentivos públicos y el desarrollo de tecnologías de combustión más eficientes, la biomasa se empezó a popularizar como fuente para la generación eléctrica mediante ciclos de vapor. A pesar de esta evolución tecnológica, la biomasa aún no ha alcanzado los niveles de generación de otras renovables como la eólica o la solar, en gran parte debido a las complicaciones que se presentan en su recogida, almacenamiento y suministro a gran escala.

En el contexto actual, el aumento de la demanda de energía eléctrica, provocado por el crecimiento poblacional y el desarrollo industrial, ha generado una fuerte presión sobre los sistemas energéticos actuales. El problema yace en que las principales fuentes que cubren esta demanda a nivel mundial, como el gas natural, el petróleo, el carbón o la nuclear,

presentan limitaciones desde el punto de vista ambiental e importantes repercusiones sobre el cambio climático.

En el caso de España, la generación eléctrica ha experimentado una evolución significativa en los últimos años, con una creciente incorporación de tecnologías renovables. Sin embargo, según Red Eléctrica Española (REE), el 43,2% de la energía eléctrica generada en 2024 proviene de fuentes no renovables, destacando entre estas la alta contribución del gas natural al mix energético nacional en las centrales de ciclo combinado. Esta dependencia no solo compromete los objetivos climáticos, sino que también incrementa la vulnerabilidad del sistema ante las fluctuaciones de los mercados energéticos internacionales.

Para abordar estos retos en términos de sostenibilidad, transición y autonomía energética es crucial buscar alternativas más sostenibles y que aprovechen los recursos locales. Entre estas alternativas se encuentra la implementación de plantas de biomasa en España. A diferencia de otras energías renovables, como la solar o la eólica, la biomasa tiene la ventaja de ser una fuente de generación estable, independiente de factores meteorológicos y continua, lo que aporta una mayor robustez al sistema eléctrico nacional. Además, presenta la ventaja de contribuir al tratamiento de residuos agrícolas y forestales, convirtiendo un problema ambiental en una oportunidad energética.

Los recursos que se emplean en estas plantas presentan una gran heterogeneidad, tanto en su origen como en su composición. Entre los más utilizados destacan los residuos forestales, los subproductos agrícolas y ganaderos y los cultivos energéticos. En concreto, entre todos los residuos agrarios, los restos vegetales procedentes de la poda del olivar suponen los mayores volúmenes en Andalucía, alcanzando las 3.746.000 toneladas anuales¹, únicamente considerando la biomasa generada en esta comunidad autónoma. Esta cifra pone de manifiesto el enorme volumen de recursos actualmente infrautilizados y, al mismo

¹ Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (2012). Producción y consumo sostenibles y residuos agrarios.

tiempo, la oportunidad de impulsar proyectos que favorezcan la transición energética con un fuerte arraigo territorial.

A pesar de sus beneficios, la participación de la biomasa en el mix de generación renovable español aún es limitada. A partir de cálculos propios basados en datos publicados por REE e IRENA correspondientes al año 2022, tan solo el 4,2% de la generación renovable fue aportada por plantas de biomasa, frente al 52,4 % de la generación eólica y el 23,9 % de la fotovoltaica. Ante esta situación, se presenta una gran oportunidad para aumentar el peso de generación por biomasa y diversificar aún más el mix energético nacional.

La Tabla 3, elaborada a partir de datos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), muestra la evolución de la generación eléctrica renovable de los últimos años en España y la previsión de esta para el año 2030.

AÑO	2019	2020	2025	Objetivo 2030
Hidráulica	24.646	30.507	31.517	28.764
Eólica	55.647	56.444	74.721	130.102
Solar	15.103	20.667	88.780	150.253
Biomasa y residuos	5.640	6.292	6.309	9.993
Total Renovable	104.340	118.482	217.017	347.181

Tabla 3. Producción bruta de electricidad por combustibles renovables en el sistema eléctrico español en GWh. (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)

A partir de los datos mostrados en la Tabla 3, se aprecia que la generación eléctrica producida en plantas biomasa experimenta un crecimiento en términos absolutos, pasando de 5.640 GWh en 2019 a una previsión de 9.993 GWh en el año 2030. Sin embargo, este incremento no se traduce en una mayor representación dentro del conjunto de las fuentes renovables, ya que su peso relativo sobre el total renovable disminuye del 5,4 % en 2019 al

2,9 % en 2030. Esta tendencia decreciente resalta la necesidad de invertir en plantas de estas características e impulsar políticas específicas de apoyo, dado que la generación por biomasa resulta imprescindible, no solo por las múltiples ventajas que se han comentado previamente, sino también por ser de las pocas fuentes renovables que aporta inercia al sistema eléctrico nacional sin emitir gases de efecto invernadero. Esta capacidad convierte las plantas de biomasa en una herramienta clave para garantizar la estabilidad y seguridad del suministro eléctrico en un contexto de descarbonización del sistema.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

A nivel internacional, la biomasa se ha ido consolidando como una fuente energética renovable con un papel relevante en el proceso de descarbonización. La biomasa en el año 2012 representaba el 10 % del consumo energético total a escala mundial², siendo especialmente predominante en países con una importante actividad agrícola o forestal. No obstante, una parte significativa de esta energía fue empleada para usos más tradicionales como el aprovechamiento de calor en el ambiente doméstico, mientras que su aprovechamiento en forma de electricidad contaba con un peso inferior. En concreto la biomasa cubrió cerca de un 1,5% de la demanda eléctrica mundial ese mismo año, equivalente a unos 280 TWhe.

En España, el aprovechamiento energético de la biomasa, especialmente para generación eléctrica, presenta un importante margen de desarrollo como se muestra en la Tabla 3. En cuanto al número de instalaciones, a finales de 2019 la potencia instalada en España en plantas de biomasa sólida para generación eléctrica era de 718 MW³. Entre los ejemplos más representativos de plantas de biomasa en España se encuentra la planta de ENCE en Huelva, con la mayor potencia instalada en el país, 137 MW. También destacan la

² IRENA (2015). Biomass for Heat and Power.

³ FEDEA (2020). Biomasa en España. Generación de valor añadido y análisis prospectivo.

planta de Curtis-Teixeiro en A Coruña, con 50 MW instalados, y la planta Biollano de Puertollano en Ciudad Real, con otros 50 MW.

En el ámbito europeo, algunos países punteros en el aprovechamiento de la biomasa para la generación eléctrica muestran cifras mucho más elevadas que las de España. Según datos de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) para el mismo año 2019, Alemania contaba con 7.782 MW instalados, Francia con 1.931 MW y Finlandia con 1.804 MW. Esta gran diferencia con otros países europeos resulta difícil de justificar si se tiene en cuenta la extensa superficie agrícola y forestal presente en España, particularmente en regiones como Andalucía.

La comunidad andaluza cuenta con 3.674.000 hectáreas dedicadas al sector agrícola, de las cuales 1,4 millones de hectáreas pertenecen al olivar⁴, la gran mayoría situadas en Jaén. Sin embargo, actualmente en esta provincia, tan solo existen tres plantas que gestionen estos residuos para la generación eléctrica⁵: la planta Bioenergética de Linares (15 MW), La Loma en Villanueva del Arzobispo (16 MW) y Aldebarán Energía del Guadalquivir en Andújar (6 MW). Esto resalta la importancia de seguir invirtiendo en este tipo de tecnología y de promover la construcción de nuevas plantas de biomasa en la región jienense.

1.3 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En el contexto energético actual, la implantación de nuevas infraestructuras de generación renovable no solo responde a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, sino también al objetivo de garantizar un sistema eléctrico más independiente y estable. Por este motivo, la instalación de nuevas plantas de biomasa resulta una de las alternativas más completas y con mayor impacto positivo a nivel técnico, económico, ambiental y social.

⁴ Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (2012). Producción y consumo sostenibles y residuos agrarios.

⁵ Agencia Andaluza de la Energía (2024). Informe infraestructuras energéticas provincia Jaén.

En primer lugar, la biomasa, al tratarse de una fuente de energía renovable, contribuye directamente en la descarbonización del sistema eléctrico español. Además, su condición de tecnología gestionable permite integrarla en el sistema actuando como apoyo para la incorporación de otras fuentes renovables no gestionables, como la fotovoltaica o la eólica, sin comprometer la continuidad del suministro eléctrico.

Además, este tipo de instalaciones refuerzan la autonomía energética nacional. Actualmente, una fracción considerable de la electricidad que se consume en España procede de centrales térmicas de ciclo combinado alimentadas por gas natural importado. En cambio, la biomasa aprovecha recursos autóctonos lo que reduce la dependencia de mercados internacionales y promueve un modelo energético más autosuficiente.

Desde el punto de vista de la estabilidad del sistema eléctrico, la biomasa presenta una ventaja importante respecto a otras renovables. El uso de generadores síncronos en estas plantas permite aportar inercia al sistema, lo cual es esencial para mantener la red estable ante cualquier perturbación. Esta característica, propia hasta ahora de centrales térmicas convencionales, es muy relevante en la actualidad, donde la creciente incorporación de tecnologías asíncronas ha reducido la capacidad de respuesta del sistema ante desequilibrios. Prueba de ello fue el apagón que dejó a oscuras a España, Portugal, sur de Francia y Andorra el pasado 28 de abril de 2025, cuya causa inicial fue una sobretensión que el sistema no fue capaz de absorber por falta de inercia, lo que provocó la desconexión en cascada de varias centrales de generación y, finalmente, el colapso de la red eléctrica.

Por otro lado, este tipo de proyectos también tienen un claro impacto positivo desde la perspectiva medioambiental. En zonas agrícolas como Jaén, donde se genera un gran volumen de residuos vegetales derivados de la producción olivarera, la instalación de plantas de biomasa permite gestionar estos subproductos, evitando su acumulación y desperdicio. De este modo, se reduce el impacto ambiental asociado a la actividad agrícola y se avanza hacia un modelo de economía circular.

Por último, más allá de sus ventajas técnicas y ambientales, la biomasa también genera una actividad económica significativa tanto en su fase de construcción como de

operación, a través de empleos vinculados al mantenimiento, logística y gestión. Según los datos de generación de empleo recogidos en la Ilustración 3, en España, el sector de la biomasa proporciona puestos de trabajo a unas 28.000 personas, situándose así como la tercera fuente renovable con mayor capacidad de generación de empleo, solo por detrás de la solar fotovoltaica y la eólica.

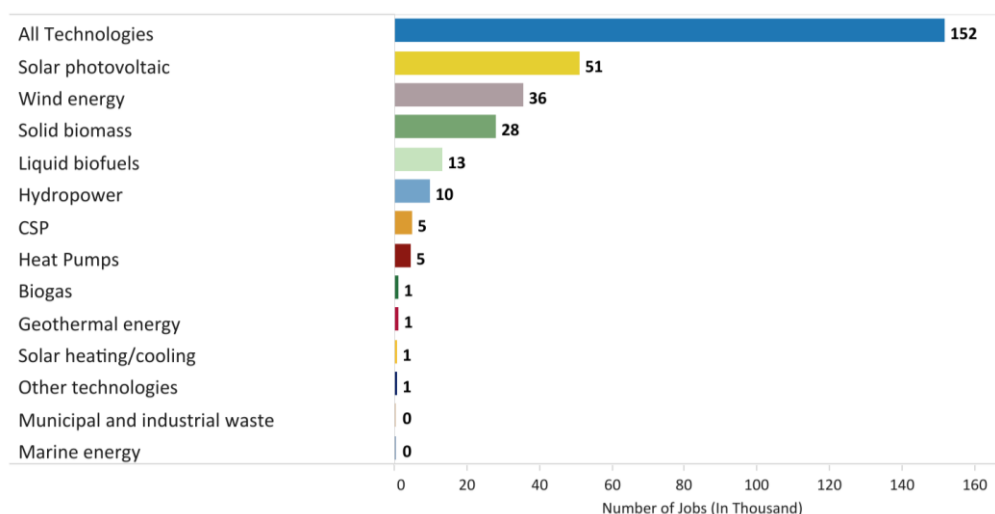


Ilustración 3. Distribución del empleo por tecnología renovable en España 2023. (Fuente: IRENA, Elaboración: IRENA)

En conclusión, en este trabajo se desarrollará el diseño técnico de una planta de biomasa de 5 MW en la provincia de Jaén, como respuesta a los retos actuales del sistema eléctrico. A través de esta propuesta, se demostrará cómo esta tecnología permite no solo avanzar en la descarbonización y la estabilidad de red, sino también generar empleo local y aprovechar residuos agrícolas actualmente infrautilizados.

1.4 LA BIOMASA DEL OLIVAR

El olivar es uno de los cultivos agrícolas más característicos y extensos de Andalucía, especialmente concentrado en la provincia de Jaén, que alberga la mayor superficie dedicada a este cultivo en España. Este sector genera una considerable cantidad de residuos derivados

tanto de las labores agrícolas como del procesamiento industrial de la aceituna en almazaras, extractoras y entamadoras. Estos subproductos, si bien tradicionalmente han tenido un uso limitado o han sido tratados como desechos, presentan un elevado potencial para ser aprovechados energéticamente en plantas de biomasa.

1.4.1 LAS AGROINDUSTRIAS DEL OLIVAR

Las principales instalaciones involucradas en la producción del aceite y la aceituna de mesa, que generan los subproductos que forman la biomasa residual, son las almazaras, las extractoras y las entamadoras.

1.4.1.1 Almazaras

Las almazaras son las instalaciones donde se procesa la aceituna para obtener aceite de oliva. La obtención del aceite se realiza en tres etapas principales: molienda, batido y separación de fases. Primero, la aceituna se limpia y tritura para liberar el aceite. Después, la pasta se bate a temperatura controlada para facilitar la separación del aceite. Finalmente, mediante centrifugación, se separan el aceite, los residuos sólidos y las aguas residuales y, por último, el aceite extraído se almacena en depósitos de acero inoxidable para su conservación.

Los subproductos principales que se obtienen de este proceso son restos de hojas y ramas finas (hojín), huesos de aceituna y orujo o alperujo dependiendo del sistema de separación de fases empleado. Estos últimos, aunque presentan características distintas, es común que se les denomine orujo indistintamente. De todas formas, un gran porcentaje del orujo producido en las almazaras se emplea como materia prima en las extractoras para la extracción de aceite de orujo de oliva, lo que implica que no puede ser considerado un subproducto disponible para la planta de biomasa a desarrollar.

1.4.1.2 Extractoras

Las extractoras son instalaciones donde se obtiene el aceite de orujo de oliva a partir del orujo graso generado en las almazaras. Este proceso puede realizarse mediante métodos físicos o químicos.

En el caso de la extracción física, se emplean centrífugas horizontales que permiten extraer el aceite contenido en el orujo gracias a la diferencia de densidades. A diferencia de esta, la extracción química conlleva un mayor número de fases. El proceso comienza con el secado del orujo en secaderos rotativos. Una vez seco, el orujo se macera con un disolvente orgánico para extraer el aceite contenido en el material sólido. A continuación, el aceite extraído se somete a un proceso de refinado y, finalmente, se mezcla con aceite de oliva virgen para mejorar sus propiedades.

Los principales subproductos generados en este proceso, el orujillo y el hueso de aceituna, son materiales con un gran potencial para ser aprovechados energéticamente.

1.4.1.3 Entamadoras

Las entamadoras son instalaciones donde se procesa la aceituna de mesa para su consumo. El proceso comienza con el tratamiento del fruto en una solución diluida de sosa cáustica para eliminar su amargor natural. Tras este cocido, la aceituna se lava para eliminar residuos químicos y posteriormente se introduce en fermentadores con salmuera donde, durante varios meses, las levaduras y bacterias lácticas desarrollan su sabor. Finalmente, las aceitunas se clasifican y se envasan. Los principales subproductos generados en este proceso son el hojín y los huesos de aceituna, útiles como combustible en la planta de biomasa.

Resumiendo, la Ilustración 4 muestra de forma gráfica las agroindustrias descritas anteriormente junto con sus productos y subproductos más importantes.

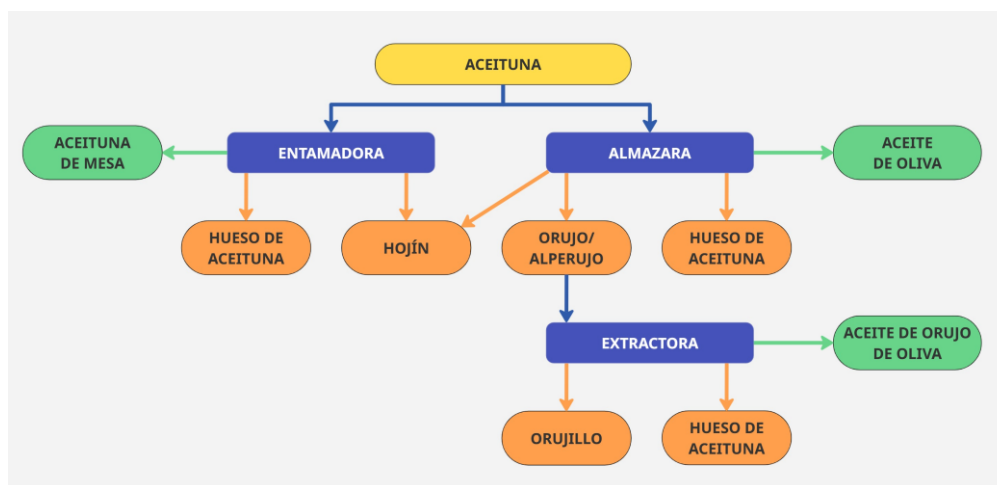


Ilustración 4. Producción agroindustrias del olivar. (Fuente: Consejería de agricultura y pesca, Elaboración: Propia)

1.4.2 SUBPRODUCTOS DEL OLIVAR

Los principales subproductos generados en el cultivo y procesamiento del olivar son el hojín, el hueso de aceituna y el orujillo, siendo el orujo excluido por su uso prioritario en la producción de aceite de orujo en las extractoras.

1.4.2.1 Hojín

El hojín, compuesto por restos de hojas y ramas finas, es un subproducto generado durante la limpieza de la aceituna en las almazaras y entamadoras. Históricamente ha sido empleado para alimentación animal y compostaje, pero en los últimos años ha aumentado su uso como combustible en plantas de generación eléctrica mediante biomasa. Sin embargo, su elevado contenido de humedad presenta un inconveniente para su aprovechamiento energético en este tipo de plantas.

La producción media anual de hojín en Andalucía se estima en 432.984 toneladas⁶, siendo principalmente generado en almazaras (98,2%) y en menor proporción en entamadoras (1,8%). Por lo general, este subproducto está disponible en su totalidad ya que no se suele reutilizar en estas agroindustrias.

1.4.2.2 Hueso de aceituna

El hueso de aceituna se obtiene principalmente en las almazaras a partir del orujo mediante procesos físicos. Desde el punto de vista técnico y medioambiental, el hueso de aceituna se presenta como un recurso especialmente apropiado para la planta de biomasa, no solo por su bajo contenido de humedad, sino por contar con una combustión muy eficiente. Esto último se debe a su reducido contenido en cenizas y a las características del proceso de combustión.

La producción anual estimada de hueso de aceituna en Andalucía es de alrededor de 277.063 toneladas, procedentes en su mayoría de almazaras (86,7%) y extractoras (13,3%). No obstante, parte de esta producción se destina al autoconsumo en los propios procesos de producción, quedando únicamente disponibles para otros usos unas 198.636 toneladas anuales. Cabe destacar que no se incluyen los huesos generados en las entamadoras que elaboran aceitunas sin hueso o rellenas, ya que estos se trasladan directamente a las almazaras para incorporarse en la producción del aceite de oliva.

1.4.2.3 Orujillo

El orujillo se obtiene en las extractoras tras el proceso de secado y extracción de aceite del orujo graso. Está compuesto principalmente por una mezcla de piel, hueso y sólidos finos de pulpa. Al igual que el hueso de aceituna, el orujillo cuenta con un bajo contenido de humedad y un poder calorífico inferior (PCI) elevado, lo que supone un alto valor como combustible para la planta de biomasa.

⁶ Consejería de Agricultura y Pesca (2010). Potencial energético de los subproductos de la industria oliverera en Andalucía.

En Andalucía, la producción anual de orujillo en las extractoras alcanza aproximadamente las 985.551 toneladas. De esta cantidad, un 11,3% del total es utilizada internamente para cubrir necesidades del proceso de producción; por tanto, quedan disponibles para otros fines cerca de 874.282 toneladas al año.

La Tabla 4 presenta la disponibilidad de los principales subproductos del olivar considerados en este proyecto.

<i>Biocombustible</i>	<i>Producción disponible anual (toneladas)</i>
Hojín	432.984
Hueso de aceituna	198.636
Orujillo	874.282

Tabla 4. Disponibilidad de los subproductos considerados en la planta. (Fuente: Consejería de Agricultura y Pesca, 2010)

1.5 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

1.5.1 CRITERIO DE ELECCIÓN Y EMPLAZAMIENTO

La selección del emplazamiento para la planta de biomasa responde a una serie de criterios que garantizan la viabilidad del proyecto y optimizan su operación e integración con el entorno. Los aspectos considerados más relevantes han sido los siguientes:

- Proximidad a las agroindustrias mencionadas anteriormente para reducir costes de transporte de materias primas y emisiones asociadas.
- Acceso próximo a subestación eléctrica para verter la energía generada sobre la red.
- Ubicación alejada de zonas residenciales para minimizar posibles molestias por ruido o actividad industrial.
- Acceso directo por carretera, para facilitar la recepción de la biomasa en camiones.
- Cercanía a un polígono industrial.

1.5.2 UBICACIÓN DE LA PLANTA

Siguiendo estos criterios técnicos, se ha optado por situar la planta en el Polígono Industrial Nuevo Jaén, dentro del término municipal de Jaén en Andalucía. Los terrenos seleccionados se ubican en la Calle Beatriz Núñez Panadera, Manzana 9, Parcelas 12, 13, 14, 15, 16 y 17 y suman una superficie de 29.983 m², lo que garantiza el espacio suficiente para albergar las instalaciones previstas.

En los siguientes mapas (Ilustración 5, Ilustración 6, Ilustración 7, Ilustración 8 e Ilustración 9), se puede apreciar de forma detallada y en varios niveles la posición exacta del emplazamiento.



Ilustración 5. Emplazamiento de la planta sobre mapa de España. (Fuente: Catastro)

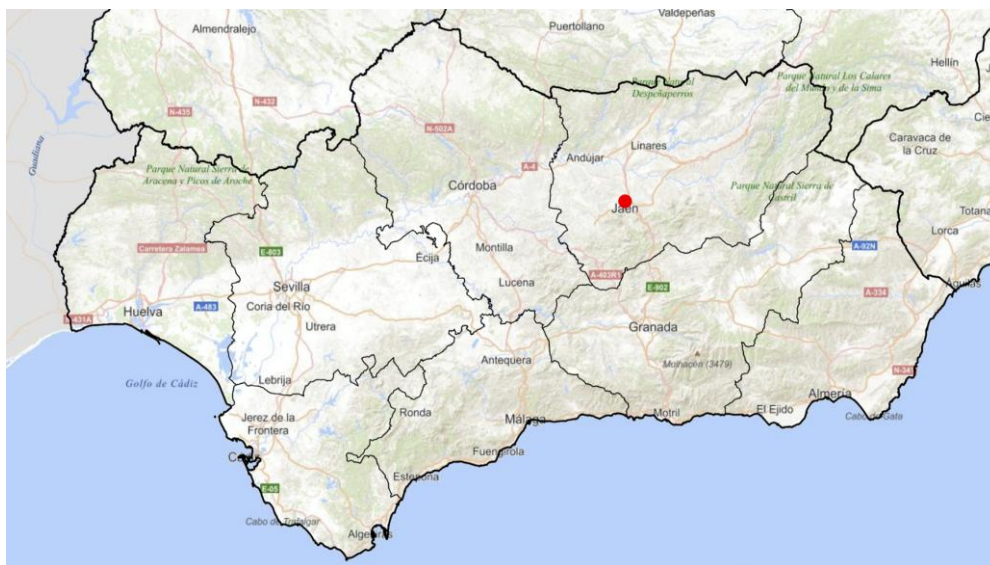


Ilustración 6. Emplazamiento de la planta sobre mapa de Andalucía. (Fuente: Catastro)

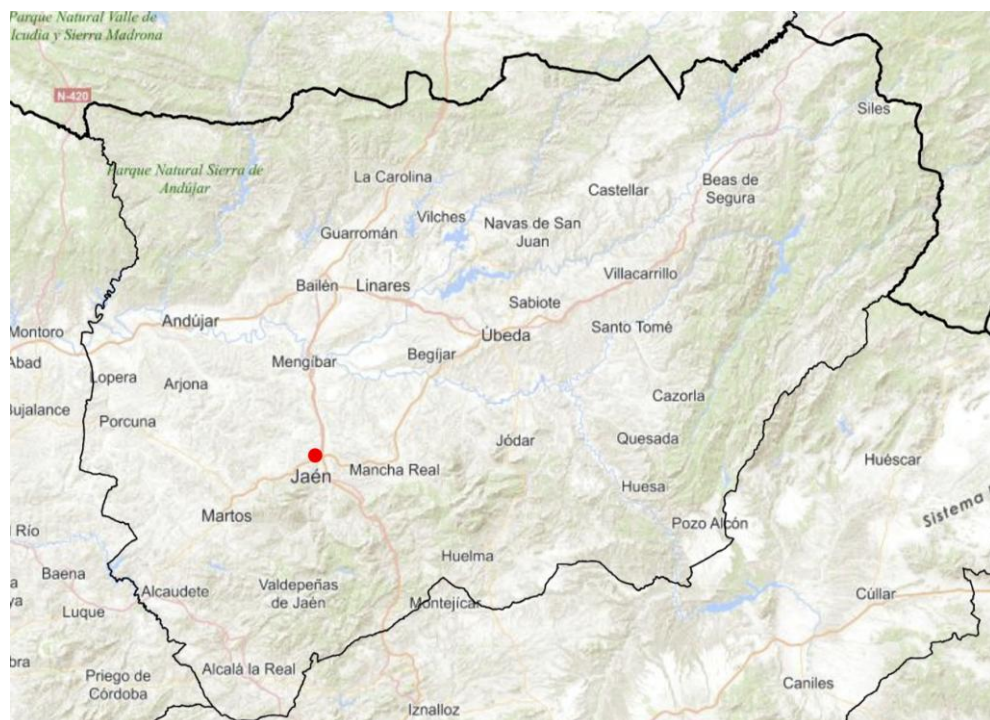


Ilustración 7. Emplazamiento de la planta sobre mapa de la provincia de Jaén. (Fuente: Catastro)

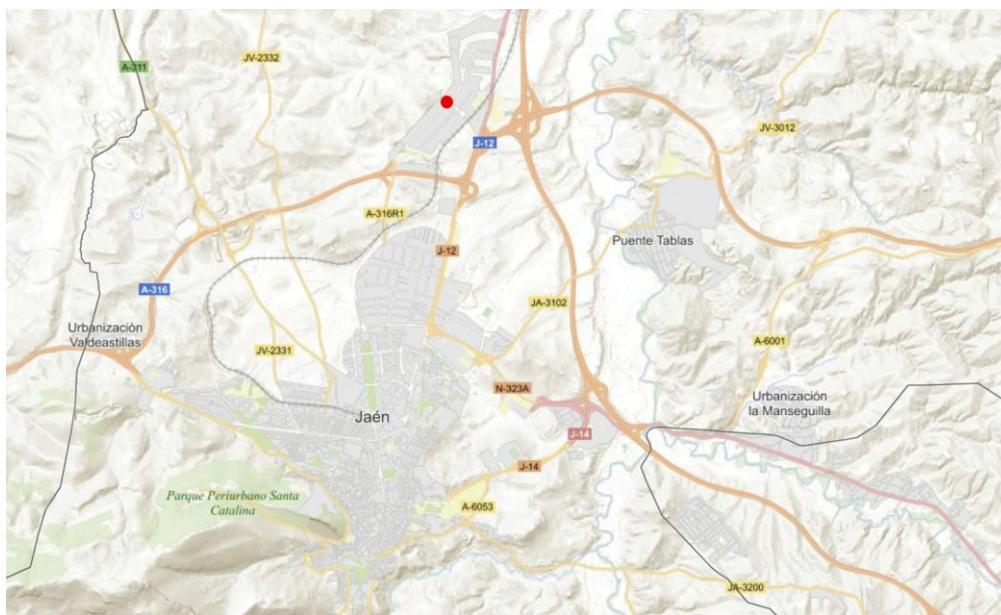


Ilustración 8. Emplazamiento de la planta sobre mapa municipal de Jaén. (Fuente: Catastro)



Ilustración 9. Emplazamiento de la planta en Polígono Industrial Nuevo Jaén. (Fuente: Catastro)

A continuación, en la Tabla 5 se detallan las características principales de cada una de las seis parcelas que conforman la planta.

<i>Manzana</i>	<i>Parcela</i>	<i>Referencia Catastral</i>	<i>Superficie (m²)</i>	<i>Uso principal</i>	<i>Termino Municipal</i>
9	12	1563812VG38 16S0001DI	5.167	Suelo sin edificar	Jaén (23006)
9	13	1563813VG38 16S0001XI	5.195	Suelo sin edificar	Jaén (23006)
9	14	1563814VG38 16S0001II	5.180	Suelo sin edificar	Jaén (23006)
9	15	1563815VG38 16S0001JI	5.188	Suelo sin edificar	Jaén (23006)
9	16	1563816VG38 16S0001EI	5.065	Suelo sin edificar	Jaén (23006)
9	17	1563817VG38 16S0001SI	4.188	Suelo sin edificar	Jaén (23006)

Tabla 5. Información catastral de las parcelas. (Fuente: Catastro)

En el ANEXO II: Fichas catastrales se adjuntan las fichas catastrales de las parcelas seleccionadas.

La ubicación en el polígono industrial Nuevo Jaén aporta numerosas ventajas estratégicas para el funcionamiento de la planta. Una de las más destacadas son los múltiples accesos que tiene el polígono desde la autovía A-316, lo que facilita la llegada y salida de vehículos pesados destinados al transporte de biomasa y otros materiales. Asimismo, el hecho de estar ubicado en un entorno industrial permite el acceso a servicios básicos y facilita los trámites administrativos necesarios para la puesta en marcha y operación de la

planta. Además, al estar alejada de zonas residenciales, se minimizan las posibles molestias derivadas de la actividad industrial como el ruido.

Otro aspecto clave en la elección del emplazamiento es la proximidad a la subestación V_COSTAL, situada a menos de un kilómetro de la planta (890m aproximadamente), lo que supone un importante ahorro económico al reducir la longitud y coste de la línea de conexión. El parque de 20kV de esta subestación será el punto de conexión donde se verterá la energía generada a la red eléctrica. En la Tabla 6 se detallan las especificaciones técnicas de dicho punto facilitadas por Endesa.

Nombre de la subestación	V_COSTAL
Ubicación (Latitud)	37,81310130°
Ubicación (Longitud)	-3,78691772°
Tensiones operativas	132kV / 20kV
Nudo de Afección Mayoritaria	OLIVARES 220
Empresa distribuidora	e-Distribución

Tabla 6. Especificaciones subestación V_COSTAL. (Fuente: Endesa)

1.6 NORMATIVA Y LEGISLACIÓN DE APLICACIÓN

El desarrollo de una planta de generación eléctrica mediante biomasa en la provincia de Jaén requiere el cumplimiento de una serie de normativas de carácter urbanístico, ambiental, energético, técnico y administrativo, tanto a nivel estatal como autonómico.

1.6.1 NORMATIVA URBANÍSTICA

En materia urbanística, la Ley 7/2002, de Ordenación Urbanística de Andalucía, regula el régimen del suelo y su clasificación. La ubicación seleccionada dentro del Polígono

Industrial Nuevo Jaén permite la implantación de instalaciones energéticas al tratarse de suelo urbano de uso industrial. Asimismo, el Plan General de Ordenación Urbana del municipio contempla este tipo de actividad dentro de los usos compatibles.

1.6.2 NORMATIVA AMBIENTAL

Desde el punto de vista ambiental, la Ley 7/2007, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental (GICA), establece la obligatoriedad de obtener la Autorización Ambiental Integrada (AAI) para instalaciones industriales de generación eléctrica por combustión de biomasa. Esta autorización incluye el control de emisiones atmosféricas, gestión de residuos sólidos y vertidos. La Ley 21/2013, de Evaluación Ambiental, determina el procedimiento para la evaluación de impacto ambiental que debe acompañar el proyecto. Adicionalmente, la Ley 22/2011, de residuos y suelos contaminados, regula el tratamiento de las cenizas generadas en la combustión. Estas disposiciones se completan con el Decreto Legislativo 1/2016, que aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación, estableciendo límites de emisión y requisitos técnicos para instalaciones sujetas al régimen IPPC.

1.6.3 NORMATIVA SOBRE BIOCOMBUSTIBLES

Respecto al uso del combustible, el Real Decreto 376/2022 regula el sistema de balance de masa y los requisitos de sostenibilidad y trazabilidad para la biomasa con fines energéticos. La aplicación de esta norma garantiza que la biomasa utilizada cumple con los criterios exigidos por la normativa europea en materia de emisiones de gases de efecto invernadero.

1.6.4 NORMATIVA ELÉCTRICA

En cuanto al régimen eléctrico, la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico proporciona el marco legal para la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. Esta normativa se desarrolla a través del Real Decreto 413/2014, que regula la actividad de producción eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos. El acceso y conexión de la planta a la red eléctrica se realiza conforme al Real Decreto

1183/2020, que fija los procedimientos y condiciones técnicas para este tipo de instalaciones. La evacuación de la energía se realiza en media tensión, y tanto el diseño como la puesta en servicio de las instalaciones eléctricas deben cumplir lo dispuesto en el Real Decreto 337/2014 (Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión) y en el Real Decreto 1955/2000, que regula el procedimiento de autorización de instalaciones de transporte, distribución y generación de energía eléctrica.

1.6.5 NORMATIVA TÉCNICA APLICABLE A EQUIPOS

La planta cuenta con una caldera de biomasa, sistemas de tratamiento de gases y componentes presurizados. El Real Decreto 2060/2008 regula los equipos a presión, incluyendo requisitos de diseño, inspección y mantenimiento de calderas, intercambiadores y depósitos. Aunque no se generan usos térmicos directos, el conjunto técnico se rige también por los principios de seguridad establecidos en el diseño de plantas térmicas de generación eléctrica.

1.6.6 NORMATIVA SOBRE USO DEL AGUA

Por último, el sistema de refrigeración en circuito cerrado requiere autorización de captación de caudal del río Guadalbullón para compensar las pérdidas por evaporación. Esta concesión debe tramitarse ante la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir en aplicación del Real Decreto Legislativo 1/2001, que aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas.

Capítulo 2. EVALUACIÓN TÉCNICA

2.1 ENTRADA DE MATERIAS PRIMAS

El diseño de una planta de biomasa requiere, como primer paso, establecer la cantidad de materia prima que será necesaria para su operación. Este dato es fundamental, ya que condiciona el dimensionamiento de todos los equipos que conforman la instalación, desde los sistemas de almacenamiento y alimentación hasta la caldera, el sistema de combustión y los equipos auxiliares.

Para determinar dicha cantidad, se parte de la potencia eléctrica instalada del generador, del rendimiento global de la planta, del PCI de los biocombustibles utilizados y del número de horas anuales previstas de funcionamiento. Con todo esto en cuenta, la ecuación que estima la energía que se debe obtener anualmente de las materias primas es:

$$E_{térmica} = \frac{P_{eléctrica} * t_{func}}{\eta_{planta}}$$

En cuanto a la potencia eléctrica, cabe señalar que, aunque el título del proyecto hace referencia a una planta de 5 MW, esta cifra ha sido redondeada por motivos de simplificación. La potencia eléctrica de la máquina síncrona elegida para la planta es de 4,8MW, como se mostrará más adelante en el diseño de la instalación eléctrica y en los cálculos técnicos asociados al mismo.

Por otro lado, según el tipo de planta, la tecnología utilizada y las condiciones operativas, las plantas de biomasa pueden alcanzar distintos niveles de rendimiento, considerando como entrada la energía interna de la biomasa y como salida la energía eléctrica generada. En concreto, las instalaciones más modernas que emplean turbinas de vapor para generar exclusivamente electricidad, sin incorporar sistemas de cogeneración,

pueden alcanzar rendimientos eléctricos netos de hasta el 35 %⁷. No obstante, para plantas de biomasa con una potencia instalada de hasta 5 MW se establece un rendimiento mínimo técnico del 20 %⁸. Teniendo esto en cuenta, en este proyecto se adopta un rendimiento conservador del 25 %, que permite garantizar un margen de seguridad en el dimensionamiento de la cantidad de materia prima necesaria para el funcionamiento de la planta.

Estimando un tiempo de 8.000 horas anuales de funcionamiento, la energía térmica necesaria para satisfacer las condiciones es:

$$E_{térmica} = \frac{4,8 * 8000}{0,25} = 153.600 \text{ MWh} = 132.160.611.855 \text{ kcal}$$

Antes de determinar la cantidad de materia prima que se necesita para abastecer la demanda de energía térmica, se debe seleccionar el biocombustible o los biocombustibles que finalmente serán empleados en la planta de biomasa. Para la toma de esta decisión, es imprescindible considerar las principales características de las distintas alternativas presentadas en los informes elaborados por la empresa Agrade Biomasa, dedicada a la comercialización y distribución de biocombustibles sólidos ecológicos, las cuales se resumen en la Tabla 7.

<i>Biocombustible</i>	<i>PCI en base seca (kcal/kg)</i>	<i>Humedad (%)</i>	<i>Contenido en cenizas (%)</i>
Hojín	2.360	37,46	5,50
Hueso de aceituna	4.410	10,26	0,91
Orujillo	4.361	14,71	6,49

Tabla 7. Características energéticas de los biocombustibles considerados en la planta. (Fuente: Informes del proveedor de energía ecológica Agrade Biomasa)

⁷ IEA Energy Technology Essentials (2007). Biomass for Power Generation and CHP.

⁸ Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2007). Biomasa: Producción eléctrica y cogeneración

Dado que el hueso de aceituna presenta características favorables para el proceso, se opta por emplear este biocombustible como único recurso garantizando una composición homogénea de la materia prima, lo cual resulta de gran importancia en plantas térmicas. El motivo de esto se debe a que mantener una densidad y un tamaño de partícula uniformes en la biomasa provoca que se eviten futuras ineficiencias en la combustión y daños en los equipos. Por el contrario, el uso del hojín y del orujillo quedan descartados como materias primas por las razones que se detallan a continuación.

Uno de los principales criterios considerados en la selección de los biocombustibles es el control del nivel de humedad. Un combustible con demasiada humedad reduce el poder calorífico y genera más residuos en la combustión, aumentando los costes de operación y mantenimiento. En este sentido, el hojín presenta el mayor porcentaje de humedad relativa entre los subproductos analizados, lo que compromete su eficiencia como combustible. Además, al contar con un PCI inferior, su utilización implicaría un mayor volumen de materia prima para alcanzar la misma producción térmica, lo que supondría un sobredimensionamiento de las instalaciones y un aumento considerable de los costes asociados.

Otro aspecto relevante es el contenido en cenizas de los combustibles estudiados. Materiales con alto porcentaje en cenizas afectan al rendimiento de la caldera y la cantidad de emisiones de partículas sólidas no deseadas en el proceso. Considerando lo expuesto, el orujillo, a pesar de contar con un PCI elevado y una humedad relativa similar a la del hueso de aceituna, queda descartado como combustible del proyecto.

Una vez seleccionado el biocombustible, se puede calcular la cantidad anual necesaria del mismo para abastecer la demanda de energía térmica requerida para el funcionamiento de la planta mediante la siguiente expresión:

$$PCI_{\text{hueso}} * (m_{\text{anual}} * 1.000) = E_{\text{térmica}}$$

Donde:

m_{anual} : Cantidad anual estimada de hueso de aceituna en toneladas.

PCI_{hueso} : Poder calorífico inferior de hueso de aceituna en kcal/kg.

$E_{térmica}$: Energía térmica estima en kcal.

La cantidad estimada resultante de hueso de aceituna necesario para cubrir la demanda anual de la planta es:

$$m_{anual} = 29.968,5 \text{ ton} \rightarrow \dot{m} = 3.746,1 \text{ kg/h}_{func}$$

2.2 SUMINISTRO Y ALMACENAMIENTO DE LA BIOMASA

Una vez determinada la cantidad de materia prima necesaria para cubrir la demanda energética anual de la planta, el siguiente paso es definir cómo se gestiona su recepción, almacenamiento y transporte interno. Estas operaciones condicionan tanto la continuidad del proceso como el diseño físico de la instalación, ya que afectan directamente a la logística diaria y a la fiabilidad del sistema de generación.

El sistema de suministro tiene como objetivo garantizar la alimentación continua de la caldera durante todo el año. Para ello, en este apartado se definen las operaciones necesarias desde la llegada del combustible a la planta hasta su entrega al sistema de combustión.

2.2.1 RECEPCIÓN DE LA BIOMASA

Tal y como se indica en la sección Entrada de materias primas, el combustible empleado en la planta es hueso de aceituna. Este biocombustible se adquiere directamente a proveedores especializados que lo suministran ya listo para su uso, con unas propiedades

constantes y adecuadas para su combustión. Esta decisión permite prescindir de instalaciones de tratamiento previo en planta, como la limpieza y el secado, lo que reduce tanto la complejidad operativa como los costes asociados.

La calidad del combustible está garantizada por el sello BICA (Biomasa Andaluza de Calidad), un sistema de certificación de biocombustibles sólidos promovido por CLANER, una de las compañías líderes mundiales en inspección, ensayos y certificación. Este sello garantiza que el producto presenta una elevada densidad, bajo contenido en humedad y un poder calorífico inferior adecuado para su uso energético.

En Andalucía operan varios suministradores que cuentan con esta certificación, lo que permite diversificar el aprovisionamiento y reducir el riesgo fallos en el suministro.

Para el diseño de los sistemas de recepción y almacenamiento, es necesario estimar el número de entregas de materia prima que se recibirán en la planta semanalmente y la carga de las mismas. Para ello, se toma como referencia que las entregas se realicen en camiones tipo tráiler box o camión furgón, por ser uno de los camiones más habituales en el sector del transporte por carretera. Este tipo de camiones cuentan con una capacidad de carga útil de 31.400 kg y un cubicaje de 90 m³, según especificaciones técnicas del operador logístico DSV.

Teniendo en cuenta que la densidad del hueso de aceituna es de aproximadamente 690 kg/m³, según datos del proveedor Agrade Biomasa, el volumen que ocupa cada entrega puede estimarse dividiendo la masa transportada entre la densidad del combustible:

$$V_{entrega} = \frac{m_{entrega}}{\rho_{hueso}} = \frac{31.400 \text{ kg}}{690 \text{ kg/m}^3} = 45,5 \text{ m}^3$$

Este volumen resulta inferior a la capacidad máxima del camión, que es de 90 m³, por lo que se confirma que la carga puede transportarse sin limitaciones volumétricas.

El número de entregas semanales necesarias se estima a partir del consumo anual de biomasa calculado al final de la sección Entrada de materias primas, mediante la siguiente expresión:

$$N_{semanal} = \frac{\left(\frac{m_{anual} * 1000}{m_{entrega}}\right)}{52 \text{ semanas}} = \frac{\left(\frac{29.968,5 \text{ ton} * 1000}{31.400 \text{ kg}}\right)}{52 \text{ semanas}} \approx 18,35 \text{ entregas}$$

$\rightarrow 19 \text{ entregas semanales}$

2.2.2 ALMACENAMIENTO DE LA BIOMASA

El sistema de almacenamiento se ha dimensionado para garantizar una autonomía mínima de una semana en caso de interrupciones en el suministro externo. Para ello, se ha calculado el volumen necesario para almacenar la cantidad de biomasa correspondiente a siete días de operación a plena carga.

Dado que se han estimado 19 entregas semanales, y cada una transporta un volumen de 45,5 m³, el volumen total requerido es:

$$V_{semanal} = V_{entrega} * N_{semanal} = 45,5 \text{ m}^3 * 19 \text{ entregas} = 864,5 \text{ m}^3$$

Este valor representa el volumen neto de biomasa que debe estar disponible en la nave de almacenamiento. Sin embargo, en la práctica, un almacén no puede considerarse completamente ocupado por el material, ya que existen espacios no aprovechables debido a la necesidad de accesos, pasillos, estructuras de soporte y zonas de operación. Por este motivo, se aplica un factor de ocupación del 50 %, lo que implica duplicar el volumen útil para obtener el volumen total necesario:

$$V_{almacen} = \frac{V_{semanal}}{0,5} = \frac{864,5 \text{ m}^3}{0,5} = 1.729 \text{ m}^3$$

Para dimensionar la altura del almacén de 1729 m³, se establece como estructura una nave techada, con el fin de evitar problemas en el combustible debidos a condiciones meteorológicas. La planta del almacén se plantea de forma rectangular, con unas

dimensiones de 20 m de largo por 14 m de ancho (280 m²). A partir de estos datos, la altura se determina mediante la siguiente expresión:

$$H_{almacen} = \frac{V_{almacen}}{A_{almacen}} = \frac{1.729 \text{ m}^3}{280 \text{ m}^2} = 6,175 \text{ m}$$

Redondeando por criterios constructivos, se fija la altura en 6,2 m. A continuación, en la Ilustración 10 se representa gráficamente el volumen proyectado para la nave de almacenamiento, considerando las dimensiones calculadas.

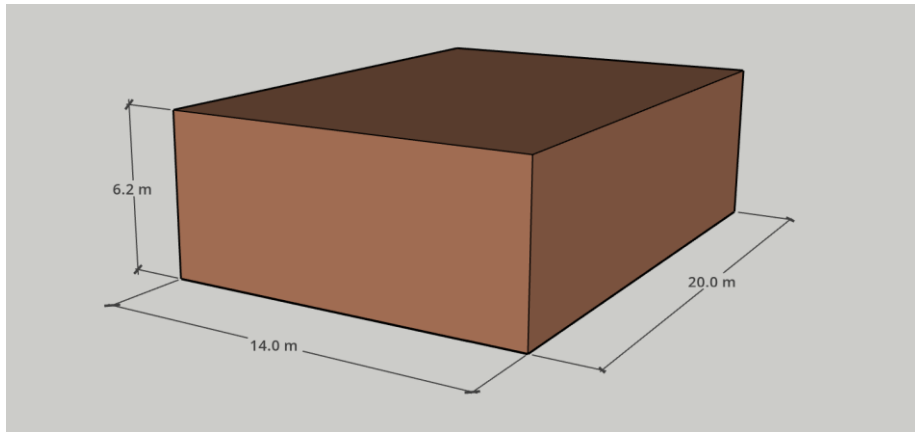


Ilustración 10. Representación del volumen de la nave de almacenamiento. (Elaboración: Propia)

2.2.3 TRANSPORTE INTERNO DE LA BIOMASA

Una vez descargado el hueso de aceituna en la nave de almacenamiento, el combustible es transportado hasta el silo con tolva mediante un tornillo sin fin horizontal. Este sistema mecánico garantiza un flujo constante desde el almacén hasta el punto de alimentación intermedio. El tornillo se acciona automáticamente en función del nivel del silo, evitando tanto el desbordamiento como la falta de suministro.

Una vez que el hueso de aceituna alcanza este punto intermedio, el silo con tolva se encarga de acumular la materia para alimentar la caldera de forma continua. Desde la parte

inferior de la tolva, el combustible cae por gravedad sobre un segundo tornillo sin fin, que lo conduce directamente hasta el sistema de combustión.

Para asegurar la operatividad de la instalación en caso de interrupciones puntuales en el suministro, el silo se dimensiona para almacenar la cantidad de biomasa necesaria para un día completo de funcionamiento a plena carga. El cálculo del volumen requerido para este equipo se realiza a partir de la densidad del combustible y del consumo horario de hueso de aceituna, estimado en la sección Entrada de materias primas, mediante la siguiente expresión:

$$V_{silo} = \frac{\dot{m} * 24h}{\rho_{hueso}} = \frac{3.746,1 kg/h * 24h}{690 kg/m^3} = 130,3 m^3$$

A este volumen se le aplica un margen de seguridad del 20% para cubrir posibles desviaciones operativas o variaciones en la densidad del combustible:

$$V_{silo\ corregido} = V_{silo} * 1,2 = 156,4 m^3$$

Con este valor como referencia, se selecciona un modelo comercial de silo con tolva de 159 m³ de capacidad útil, que cumple con los requisitos de almacenamiento y se ajusta a las dimensiones estándar del fabricante Symaga. En la siguiente Tabla 8 se recogen las principales dimensiones normalizadas del modelo elegido.

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
A: Diámetro del silo	5,35 m
ø2: Diámetro salida de la tolva	400 mm
D: Altura de la tolva	2,57 m
h: Distancia salida de tolva - suelo	900 mm
B: Altura del silo	5,75 m

Capacidad útil	159 m ³
Numero de anillos de viento	5

Tabla 8. Dimensiones del equipo silo con tolva. (Fuente: Symaga)

La Ilustración 11 presenta un plano del silo con tolva, en el que se indican las dimensiones especificadas en la Tabla 8.

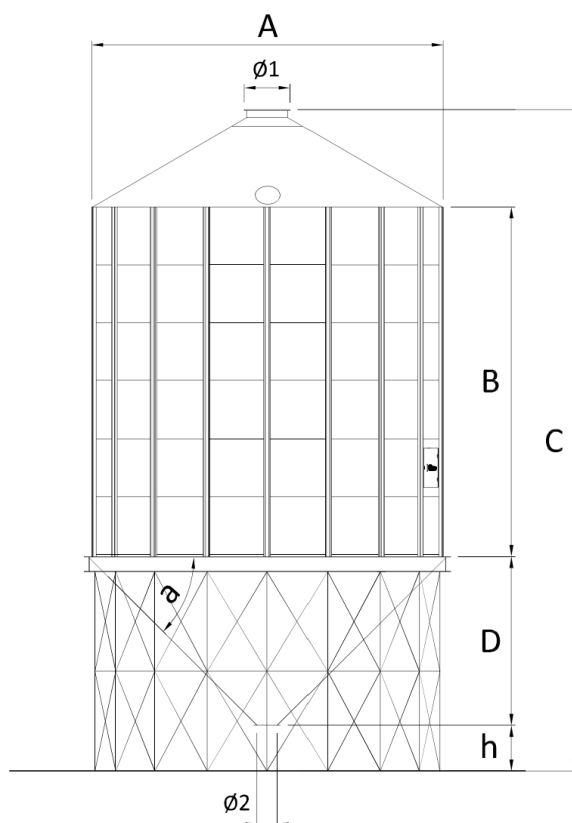


Ilustración 11. Plano de dimensiones exteriores del silo con tolva. (Fuente: Symaga)

2.3 CALDERA DE COMBUSTIÓN

La caldera es el equipo donde se lleva a cabo la combustión del hueso de aceituna. En ella, la energía química del combustible se transforma en energía térmica, que se transfiere al agua mediante un intercambiador de calor. El vapor generado se utiliza posteriormente para producir energía mecánica en la turbina.

El diseño de la caldera depende del tipo de biomasa, su granulometría, contenido de humedad y la tecnología de combustión empleada. A diferencia de los sistemas convencionales, las calderas de biomasa presentan particularidades que afectan tanto a su rendimiento como al mantenimiento. Entre los principales problemas operativos destaca la inestabilidad de las condiciones de combustión, por lo que resulta imprescindible implementar un sistema de control que mantenga parámetros como la temperatura y la presión dentro de un rango adecuado.

Las tecnologías más comunes se agrupan en dos categorías: calderas de parrilla y calderas de lecho fluidizado. Cada una presenta ventajas y limitaciones, y su elección depende de las características del combustible y de los requisitos operativos de la instalación.

2.3.1 CALDERA DE PARRILLA

La combustión sobre parrilla es una de las tecnologías más utilizadas en calderas de biomasa, especialmente en plantas de baja y media potencia. En ellas se produce la combustión en tres fases: secado, combustión de volátiles y combustión de sólidos. El combustible entra por la parte superior de la parrilla, donde se evapora la humedad. A medida que avanza, se liberan los volátiles, que se queman en la zona superior de la cámara. Finalmente, el residuo carbonoso se oxida en la parte baja. Para que esto ocurra, se inyecta una corriente de aire desde la base de la parrilla y otra la zona superior. En algunos casos también se añade una tercera corriente de aire para completar la combustión y reducir emisiones.

Existen varios tipos de parrilla:

- Parrilla móvil: el combustible se desplaza sobre una cinta con barras metálicas articuladas. Es útil para biomásas con humedad alta o mezclas heterogéneas. El mantenimiento es más exigente por el desgaste de las cadenas.
- Parrilla vibrante: se basa en secciones que vibran de forma alterna. Es adecuada para combustibles de baja densidad como paja o astillas. Tiene menos partes móviles, por lo que el mantenimiento es más sencillo.
- Parrilla escalonada: el combustible cae de un escalón a otro. Es la opción más económica, aunque menos eficiente. Se usa con biomásas difíciles como residuos sólidos o madera residual.

Esta tecnología admite biomásas con granulometría media y humedad elevada, pero no es adecuada para partículas muy finas. También hay que tener en cuenta el contenido de cenizas y su punto de fusión, ya que si se forman escorias se bloquea el paso del aire.

En cuanto a emisiones, si se mantiene la temperatura por encima de 850 °C durante al menos 1,5 segundos⁹, se consigue una combustión completa sin necesidad de sistemas adicionales. Aun así, es habitual filtros de mangas para reducir la emisión de partículas.

En resumen, la combustión sobre parrilla es una tecnología madura, fiable y muy común en calderas de biomasa por su coste y sencillez. Su eficiencia es inferior a la de otras opciones más avanzadas, pero sigue siendo una solución válida cuando se dispone de biomasa con características estables y no se requiere un control muy estricto del proceso.

2.3.2 CALDERA DE LECHO FLUIDIZADO

La combustión en lecho fluidizado es una tecnología que se emplea en calderas de biomasa cuando se requiere una mayor eficiencia y un control más preciso del proceso. Se basa en la suspensión del combustible en una corriente de aire que atraviesa un lecho de material inerte (normalmente arena), generando un entorno turbulento y homogéneo. Esto

⁹ COWI (2017). Catálogo de tecnología de biomasa a la energía

permite una buena mezcla del combustible con el oxígeno y una distribución uniforme de la temperatura.

Las principales variantes de esta tecnología son el lecho fluidizado burbujeante (BFB) y el lecho fluidizado circulante (CFB). En ambos casos, el objetivo es mantener el combustible en contacto con el material del lecho el tiempo suficiente para asegurar su combustión completa. La diferencia entre ambas variantes reside en la velocidad del aire. En el BFB se mantiene el lecho en suspensión sin arrastrar las partículas, mientras que en el CFB el material circula por toda la caldera y se separa del gas mediante un ciclón para ser recirculado.

El BFB se utiliza en plantas de menor tamaño y es más sencillo de operar. El CFB, en cambio, se emplea en instalaciones de mayor potencia y permite trabajar con biomásas más complejas o de baja calidad. Ambos sistemas son adecuados para combustibles con alto contenido de humedad y cenizas, aunque no se recomiendan para materiales con alto contenido alcalino, como la paja, por riesgo de formación de escorias.

Como inconveniente, estas calderas requieren un arranque más lento que las de parrilla, ya que el refractario necesita calentarse de forma progresiva. Además, el mantenimiento es más caro debido al desgaste del revestimiento y a la necesidad de reponer continuamente la arena del lecho.

En resumen, el lecho fluidizado es una tecnología más compleja y cara que la parrilla, pero ofrece mejores resultados en eficiencia y control del proceso. Su elección depende del tipo de biomasa, del tamaño de la planta y de los requisitos ambientales.

2.3.3 ELECCIÓN TECNOLOGÍA DE COMBUSTIÓN

La tecnología de combustión seleccionada es de parrilla móvil, por su adecuación a biomásas con granulometría uniforme, baja humedad y comportamiento estable en la combustión, como es el caso del hueso de aceituna. Este sistema permite una alimentación continua y una distribución uniforme del combustible sobre el lecho, lo que favorece una combustión controlada y con bajo riesgo de formación de escorias. Asimismo, se descarta la

parrilla vibrante, por ser más adecuada para combustibles ligeros y de baja densidad, y la escalonada, por estar orientada a residuos sólidos más heterogéneos.

Por otro lado, se descarta el lecho fluidizado por su mayor complejidad técnica, por la necesidad de implementar el material inerte y por los mayores costes de mantenimiento, derivados del desgaste del refractario y de la reposición del lecho. Además, aunque esta tecnología presenta una mayor eficiencia térmica, su mayor sensibilidad a variaciones en la calidad del combustible y su menor capacidad de respuesta ante cambios de carga la hacen menos adecuada para la planta.

A continuación, en la Ilustración 12 se muestra una representación del tipo de caldera seleccionada para el proyecto.



Ilustración 12. Cámara de combustión de parrilla móvil. (Fuente: Sugimat)

2.4 CICLO RANKINE

El ciclo termodinámico seleccionado para la conversión de energía térmica en energía eléctrica es el ciclo de Rankine, ampliamente empleado en centrales térmicas convencionales, tanto de combustibles fósiles, como nucleares o de biomasa. Se trata de un ciclo cerrado en el que el agua actúa como fluido de trabajo, recorriendo una serie de

transformaciones que permiten extraer trabajo mecánico útil a partir del calor suministrado en la caldera.

A continuación, en la Ilustración 13, se muestra un esquema básico del ciclo de Rankine.

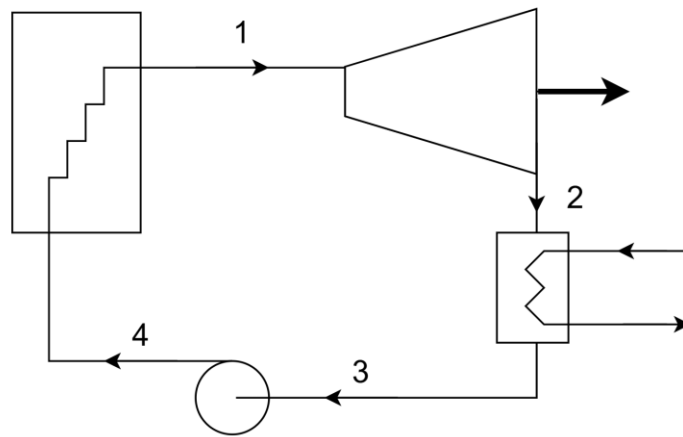


Ilustración 13. Esquema básico de un ciclo de Rankine. (Elaboración: Propia)

Este ciclo consta de cuatro procesos principales:

- 1–2: Expansión adiabática en la turbina. El vapor de agua, en estado sobrecalentado, se expande en la turbina generando trabajo mecánico. Esta energía mecánica se transforma en energía eléctrica mediante el acoplamiento de la turbina al generador síncrono. En el caso ideal, este proceso es isentrópico, aunque en la práctica se producen irreversibilidades internas que reducen el rendimiento isentrópico.
- 2–3: Condensación isobárica. El vapor a la salida de la turbina se condensa en el condensador, cediendo calor al agua de refrigeración hasta alcanzar la condición de líquido saturado. La presión se mantiene constante durante este proceso, siendo su valor tal que la temperatura de saturación supere a la del medio de enfriamiento.
- 3–4: Compresión adiabática en la bomba. El líquido saturado procedente del condensador es impulsado por una bomba que eleva su presión hasta el valor de

entrada a la caldera. En el modelo ideal, la compresión es isentrópica, aunque en la realidad se presentan pérdidas internas.

- 4-1: Aporte de calor en la caldera. El agua comprimida se calienta, evapora y sobrecalienta en la caldera, cerrando el ciclo. Este proceso se realiza a presión constante, siendo el responsable del aporte energético al sistema.

Como se menciona en los procesos de expansión y compresión, el ciclo Rankine básico dista de ser ideal. En la práctica, los equipos que lo componen presentan desviaciones respecto al comportamiento teórico. Por un lado, ni la turbina ni la bomba operan de forma isentrópica, y, por otro lado, los equipos intercambiadores de calor introducen pérdidas de carga. Estas irreversibilidades se traducen en una reducción del rendimiento térmico del ciclo.

De entre todas estas desviaciones, la que mayor impacto tiene sobre el rendimiento total es el rendimiento isentrópico de la turbina. Las irreversibilidades asociadas a la bomba y las pérdidas de carga en los equipos de intercambio térmico suelen tener un efecto secundario y, en muchos casos, se consideran despreciables.

Con el objetivo de mejorar el rendimiento del ciclo, se han desarrollado distintas configuraciones que permiten aumentar la temperatura media de aceptación de calor. Entre las más habituales se encuentran el recalentamiento y la regeneración. La primera consiste en dividir la expansión del vapor en varias etapas, con un aporte intermedio de calor, lo que permite reducir la humedad en las últimas etapas de la turbina. La segunda, por su parte, recupera parte del calor del vapor extraído para precalentar el agua de alimentación de la caldera, reduciendo así el salto térmico en esta parte del proceso.

Dado que el objetivo de la planta diseñada en el proyecto es mejorar el rendimiento sin introducir complejidades adicionales en el diseño de la turbina, se opta por implementar un ciclo con regeneración. Esta solución resulta más adecuada para instalaciones de potencia media, como es el caso, y permite una mejora apreciable del rendimiento global sin aumentar en exceso la complejidad del sistema.

2.4.1 CICLO RANKINE CON REGENERACIÓN

La regeneración es una estrategia empleada en los ciclos de Rankine con el objetivo de incrementar el rendimiento térmico sin necesidad de aumentar la temperatura máxima del ciclo. El principio de funcionamiento consiste en extraer una fracción del vapor de agua (α) en un punto intermedio de la expansión en la turbina, antes de que alcance el condensador, y utilizar ese vapor para precalentar el agua de alimentación que retorno a la caldera. De este modo, se reduce el salto térmico entre el agua del ciclo y los gases de combustión de la caldera, lo que permite disminuir la cantidad de calor que debe aportarse en la combustión para alcanzar el estado de vapor sobrecalentado. Esta mejora se traduce en un aumento de la temperatura media de aceptación de calor, lo que implica una mejora directa de la eficiencia del ciclo. En la Ilustración 14 se muestra un esquema representativo del ciclo de Rankine con regeneración mediante calentador abierto propuesto para la planta de biomasa, donde se aprecia claramente la extracción de vapor y su aprovechamiento térmico en el precalentamiento del agua de alimentación.

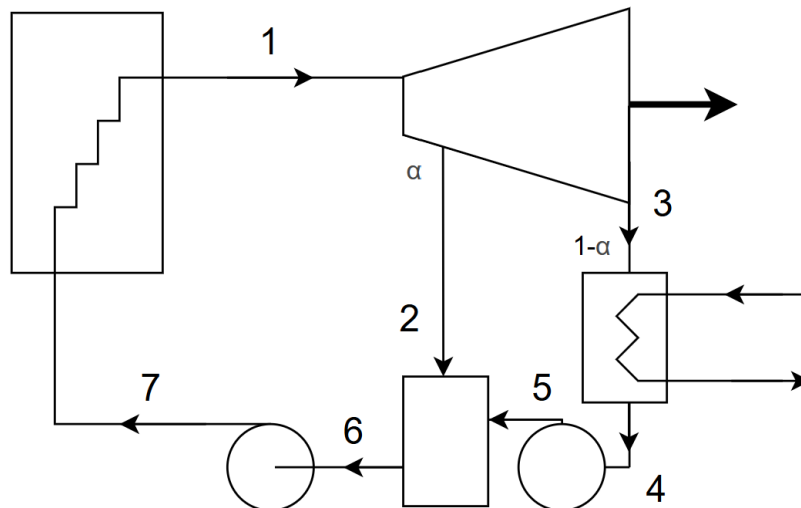


Ilustración 14. Esquema del ciclo de Rankine con regeneración. (Elaboración: Propia)

2.5 CICLO DE REFRIGERACIÓN

Para poder realizar la condensación del vapor a la salida de la turbina (punto 3) hasta convertirlo en líquido saturado (punto 4), como se muestra en la Ilustración 14 del ciclo Rankine con regeneración, es necesario extraerle calor. Esta transferencia de calor se lleva a cabo mediante una corriente de agua distinta a la del ciclo principal, que forma parte del sistema de refrigeración. Su única función es absorber el calor del vapor en el condensador y evacuarlo al ambiente.

Existen dos formas de instalar un ciclo de refrigeración: mediante un sistema de refrigeración en circuito abierto o en circuito cerrado. En el circuito abierto, el agua se toma directamente del mar o de un embalse, se hace circular por el condensador y se devuelve al mismo medio a mayor temperatura. Por otro lado, en el circuito cerrado, el agua que enfría el condensador circula en un bucle cerrado y se enfría en una torre de refrigeración mediante evaporación parcial. Asimismo, en ambos casos, es necesario disponer de una fuente de agua externa para reponer las pérdidas por evaporación y purga. En el caso del proyecto, se ha previsto utilizar el río Guadalbullón, situado a unos 2 km de la planta, como fuente de alimentación para este fin.

Ambos sistemas requieren una fuente de agua externa para reponer las pérdidas por evaporación y purga, por lo que la diferencia no está en si se toma agua del medio o no, sino en cómo se gestiona térmicamente el calor extraído. En este caso se opta por un sistema de circuito cerrado para el proyecto, ya que permite un mayor control sobre las condiciones de operación y también porque este sistema evita el vertido directo de agua caliente al medio receptor, lo que puede ser una ventaja en determinados contextos normativos.

A continuación, en la Ilustración 15 se muestra el esquema del sistema de refrigeración escogido para la planta de biomasa.

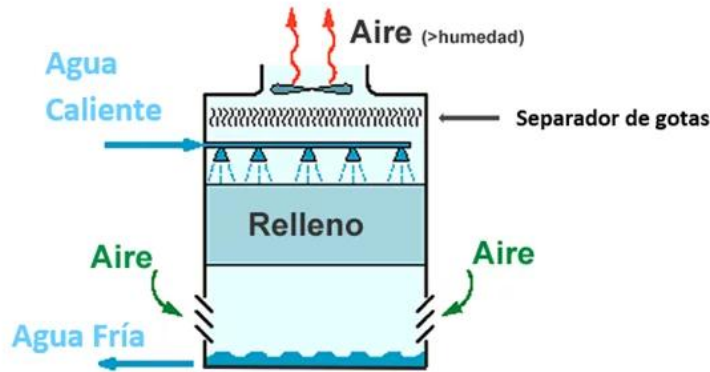


Ilustración 15. Esquema de funcionamiento del sistema de refrigeración en circuito cerrado. (Elaboración: Vacca Engineering)

En este sistema, el agua que ha absorbido el calor del vapor en el condensador se dirige a la torre de refrigeración. Allí se distribuye en forma de lluvia sobre un relleno interno, mientras una corriente de aire ambiente asciende desde la base de la torre. El contacto entre el agua caliente y el aire provoca la evaporación de una pequeña fracción del agua, lo que permite enfriar el resto. Esta agua, ya a menor temperatura, se recoge en una balsa situada en la parte inferior de la torre y se recircula de nuevo hacia el condensador mediante una bomba. El aire húmedo, cargado con el vapor generado, se expulsa por la parte superior de la torre en forma de penachos.

2.6 SISTEMA TRATAMIENTO DE GASES

La generación de energía a partir de biomasa presenta una ventaja clara frente a otras tecnologías convencionales en lo que respecta a las emisiones de CO₂, ya que el carbono liberado durante la combustión ha sido previamente capturado por los olivos durante su crecimiento. Sin embargo, este tipo de instalaciones también genera otros compuestos que deben ser tratados antes de su emisión a la atmósfera. Entre ellos se encuentran partículas sólidas, óxidos de nitrógeno y compuestos de azufre, que pueden tener un impacto negativo tanto en la calidad del aire como en la salud humana y el entorno.

En esta planta, los gases generados en la caldera se canalizan a través de un sistema de depuración compuesto por un ciclón seguido de un filtro de mangas. Esta configuración permite reducir de forma eficaz la concentración de partículas en suspensión, cumpliendo con los límites establecidos por la normativa vigente. Ambos equipos se complementan, ya que el ciclón actúa sobre partículas de tamaño superior a 50 micrómetros¹⁰, mientras que el filtro de mangas es capaz de retener partículas mucho más finas, incluso por debajo de 1 micrómetro.

El ciclón se basa en el principio de inercia. Los gases cargados de partículas entran tangencialmente en el cuerpo del ciclón, generando un movimiento rotacional. Las partículas, debido a su mayor masa, son empujadas hacia las paredes del equipo, donde pierden velocidad y caen por gravedad hasta una tolva inferior. El gas limpio, ya sin partículas gruesas, asciende por el eje central y continúa su recorrido hacia el siguiente equipo.

A continuación, los gases tras salir del ciclón pasan al filtro de mangas. Este equipo está formado por un conjunto de mangas textiles dispuestas verticalmente en el interior de una carcasa metálica. El gas atraviesa las mangas desde el exterior hacia el interior, quedando las partículas retenidas en la superficie del tejido. Una vez superadas ambas etapas de depuración, los gases ya tratados se expulsan a la atmósfera a través de una chimenea.

2.7 PROCESO PRODUCTIVO

En esta sección se presenta de forma conjunta el funcionamiento general de la planta, conectando las distintas fases del proceso que han sido tratadas de forma individual en las secciones anteriores. Para esta explicación, se emplea el diagrama de bloques mostrado en la Ilustración 16, donde se representan los procesos principales, así como las entradas y salidas del sistema.

¹⁰ CIEMAT (2015). Bases científico tecnológicas para mejorar la calidad del aire en España.

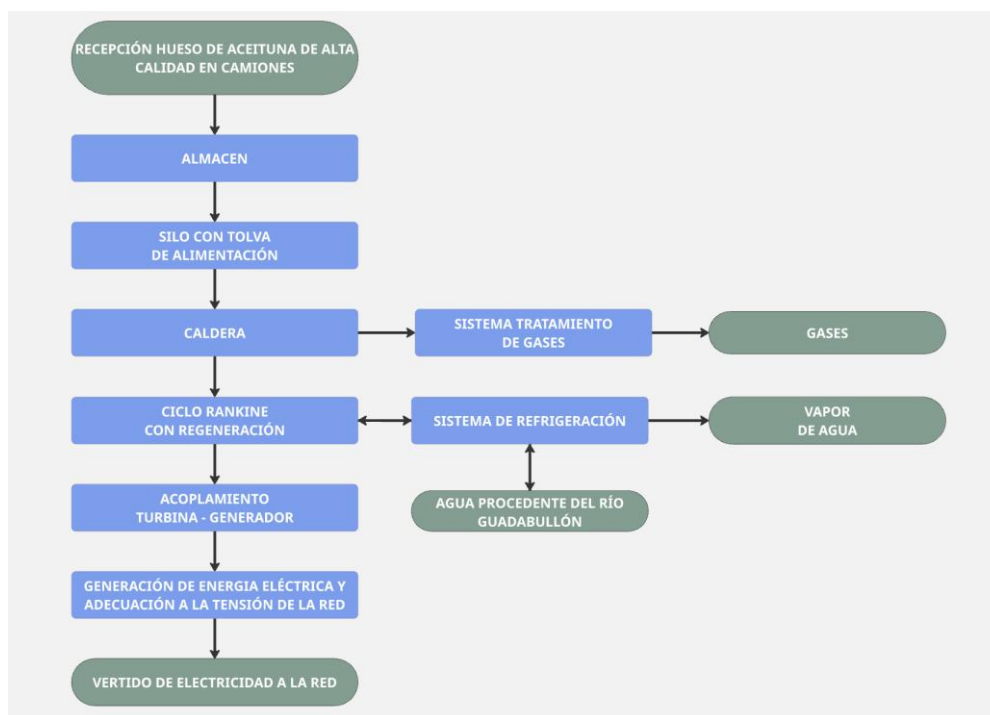


Ilustración 16. Diagrama de bloques del proceso productivo de la planta de biomasa. (Elaboración: Propia)

El proceso comienza con la recepción del hueso de aceituna, que llega a la planta en camiones y se descarga en la nave de almacenamiento. Desde allí, mediante un sistema de tornillo sin fin, el combustible se traslada hasta un silo con tolva, que actúa como alimentador de la caldera. En esta última se produce la combustión del biocombustible, generando los gases calientes necesarios para calentar el agua del ciclo termodinámico.

El calor generado en la caldera se transfiere al agua, iniciando así el ciclo Rankine con regeneración. El vapor sobrecalentado acciona una turbina de vapor acoplada a un generador síncrono, donde se transforma la energía mecánica en energía eléctrica. Esta electricidad se adapta a las condiciones de red mediante un transformador de potencia y se evacua a través de una línea de media tensión hasta la subestación V_COSTAL.

Tras su paso por la turbina, el vapor se condensa en un intercambiador de calor, cediendo su energía a una corriente de agua de refrigeración. Esta agua se enfría en una torre

de refrigeración y se recircula al condensador, cerrando el ciclo. El agua de necesaria para compensar las pérdidas se toma del río Guadalbullón, situado a unos 2 km de la planta.

Por otro lado, los gases generados en la combustión atraviesan un sistema de depuración compuesto por un ciclón y un filtro de mangas, que reducen la concentración de partículas sólidas antes de su emisión a la atmósfera a través de una chimenea.

Capítulo 3. DISEÑO ELÉCTRICO DE LA CENTRAL

El sistema eléctrico de la planta se compone de una serie de componentes clave que permiten la generación, transformación, evacuación y control de la energía producida en la combustión de la biomasa. Entre los elementos principales se encuentran el generador, el transformador de potencia, la línea de evacuación de media tensión, la subestación de conexión V_COSTAL, los servicios auxiliares (SSAA) y su correspondiente transformador, las protecciones eléctricas encargadas de la maniobra de los interruptores y los transformadores de medida asociados al control y supervisión de la instalación.

3.1 GENERADOR

Para la planta de biomasa se ha seleccionado el generador síncrono AMG 0630CQ04 DAP del fabricante ABB, una máquina de alto rendimiento diseñada específicamente para aplicaciones con turbinas de vapor en el rango de media potencia. Este modelo, con una potencia activa nominal de 4800 kW y una tensión de salida de 3,3 kV, opera a 1500 rpm con una configuración de 2 pares de polos y está optimizado para funcionamiento continuo en condiciones exigentes, lo que lo convierte en una opción especialmente adecuada para instalaciones de biomasa.

Entre las características técnicas expuestas en su catálogo destaca el sistema de excitación mediante PMG (Permanent Magnet Generator) y regulador automático de tensión (AVR) integrado. Este sistema proporciona regulación precisa, respuesta rápida ante perturbaciones y la capacidad de operación en paralelo con la red, aspectos clave en casos como el de esta planta, donde la estabilidad del suministro eléctrico es prioritaria. El generador incorpora devanados formados con aislamiento Micadur Compact Industry, impregnados por presión al vacío (VPI), lo que garantiza una elevada resistencia térmica y mecánica. El rotor, de tipo polos salientes, ha sido diseñado para ofrecer un funcionamiento estable incluso en condiciones reales de red, donde pueden aparecer desequilibrios entre

fases o distorsiones en la forma de onda. Para ello, se han utilizado herramientas avanzadas de simulación, como FEM y CFD, que permiten analizar tanto el comportamiento mecánico, como el flujo de aire en el interior de la máquina, mejorando así su robustez y capacidad de refrigeración. En la Ilustración 17 se presenta una vista general del generador AMG 0630CQ04 DAP del fabricante ABB.



Ilustración 17. Generador síncrono previsto para su instalación en la planta. (Fuente: ABB)

A pesar de haber solicitado la ficha técnica completa al fabricante, no se ha podido acceder a ciertos parámetros eléctricos necesarios para el ajuste de las protecciones eléctricas. En concreto, los parámetros más relevantes del generador a estimar son: las reactancias de secuencia, el transformador de puesta a tierra del neutro y la resistencia conectada al mismo.

3.1.1 PUESTA A TIERRA

La corriente de falta monofásica en bornes del generador se limita conectando el neutro del mismo a tierra a través de una resistencia. Esta resistencia no se conecta directamente al neutro, sino en el secundario de un transformador monofásico de aislamiento seco, que actúa como adaptador de impedancias. Esto permite reducir el valor físico de la resistencia necesaria, reduciendo así su coste y utilizando un valor más bajo que si se conectase directamente al neutro.

El transformador elegido cuenta con una relación de transformación de 4 kV /240 V, donde la tensión primaria se ha fijado a un valor aproximado de 3,3 kV multiplicado por un margen de seguridad del 20 %. Esta elección se toma para que el aislamiento del transformador se mantenga dentro de márgenes seguros, incluso en condiciones de sobretensión transitoria.

Analizando los circuitos de secuencia de la instalación (Ilustración 24), la impedancia de secuencia homopolar vista desde los terminales del generador corresponde a la impedancia homopolar total del propio generador, ya que el grupo de conexión del transformador de potencia es YNd. Por tanto, si se consideran despreciables las impedancias de secuencia directa e inversa frente a la homopolar, la corriente de falta monofásica franca en bornes del generador es:

$$I_{F1\phi} = 3 * \left(\frac{E}{z_0 + z_1 + z_2} \right) \approx 3 * \frac{E}{z_0} = 3 * \frac{E}{(3 * \hat{R}_N)} + j * 3 * E * \omega * C = I_{F1\phi,R} + jI_{F1\phi,C}$$

Además de limitar la intensidad de falta a valores comprendidos entre 5 y 15 A, la resistencia de neutro también cumple la función de limitar las sobretensiones transitorias en caso falta monofásica con arco. Para garantizar esta función, la resistencia debe ser aquella que cumpla que la componente resistiva de la corriente de falta sea mayor o igual que la componente capacitiva, es decir:

$$I_{F1\phi,R} \geq I_{F1\phi,C} \Rightarrow \frac{3 * E}{3 * \hat{R}_N} \geq 3 * E * \omega * C \Rightarrow \hat{R}_N \leq \frac{1}{3 * \omega * C}$$

Para determinar entonces el valor de $\hat{R}_N$, se aproxima que la capacidad por fase de los arrollamientos del estator del generador, de las barras de fase aisladas que conectan el estator al lado de menor tensión del transformador trifásico de potencia y de los arrollamientos de menor tensión del mismo es de 500 nF. De esta forma, la resistencia de puesta a tierra vista desde el lado de alta es:

$$\hat{R}_N = \frac{1}{3 * 100\pi * 500 * 10^{-9}} = 2.122 \Omega$$

Finalmente, la resistencia real que se conecta físicamente en el secundario del transformador, es decir, la resistencia de neutro R_N , se obtiene a partir de la relación de transformación del transformador como:

$$R_N = \frac{R'_N}{k^2} = \frac{2122}{\left(\frac{4000}{240}\right)^2} = 7,64 \, \Omega$$

3.1.2 REACTANCIAS DE SECUENCIA

Para la estimación de las reactancias de secuencia directa e inversa, se ha asumido que ambas presentan un valor aproximado al de la reactancia transitoria, cuyo valor típico para generadores de estas características podría ser 0,3 pu.

La reactancia homopolar no se tendrá en cuenta, ya que su efecto se considera despreciable frente a la resistencia de puesta a tierra del neutro vista desde el lado de alta del transformador y la impedancia asociada a las capacidades de la instalación, que se han detallado anteriormente.

A continuación, en la Tabla 9 se presenta un resumen con los principales parámetros técnicos del generador seleccionado, incluyendo las estimaciones anteriores:

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>	<i>Observaciones</i>
Modelo	AMG 0630CQ04 DAP	Fabricante ABB
Potencia activa nominal	4800 kW	-
Potencia aparente nominal	6000 kVA	Factor de potencia 0,8
Tensión nominal	3,3 kV	-
Frecuencia nominal	50 Hz	-

Velocidad nominal	1500 rpm	4 polos
Tipo de refrigeración	IC0A1 / IP23	Ventilación forzada
Sistema de excitación	PMG + AVR	Excitación independiente
Clase térmica	F-105 K/40°C	Según IEC 60034-1
Sistema de aislamiento	Micadur® Compact Industry	VPI (Vacuum pressure impregnation), clase H
Tipo de montaje	IM1101	Montaje con patas elevadas y rodamientos dobles como configuración estándar.
Sobrecarga admisible	110 %	Durante una hora cada doce horas
Velocidad máxima	2250 rpm	-
Temperatura ambiente admisible	De -20°C a 55°C	-
Reactancia síncrona (estimada)	1,5 pu	-
Reactancia transitoria (estimada)	0,3 pu	$\approx x_1$ y x_2
Resistencia de puesta a tierra	7,64 Ω	-
Dimensiones	H = 2049 mm L = 3363 mm W = 1650 mm	Donde: Altura (H), Longitud (L) y Ancho (W). (Ver Ilustración 18)

Tabla 9. Parámetros del generador. (Fuente: ABB y cálculos propios)

La Ilustración 18 presenta un plano de la máquina síncrona, en el que se indican las dimensiones especificadas en la Tabla 9.

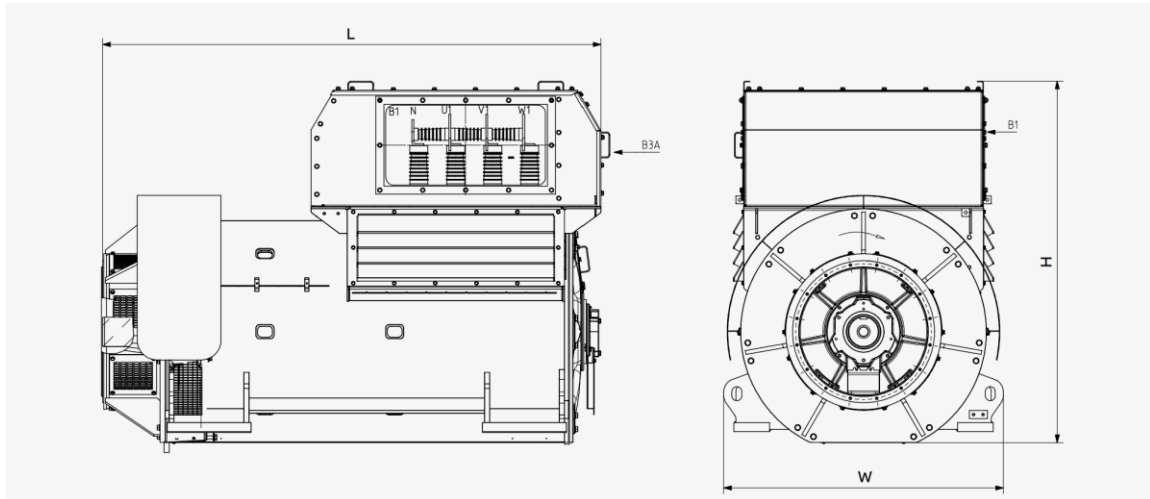


Ilustración 18. Plano de dimensiones exteriores del generador. (Fuente: ABB)

3.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Para la conexión de la planta al punto de entrega V_COSTAL, es necesario elevar la tensión generada de 3,3 kV a 20 kV. Esta función será realizada mediante un transformador trifásico elevador, diseñado específicamente para esta aplicación.

El transformador elevador se conecta en configuración YNd11, donde el lado de generación se dispone en triángulo para absorber las corrientes homopolares sin distorsiones, mientras que el lado de red se conecta en estrella con el neutro rígidamente puesto a tierra, lo que facilita la detección de faltas a tierra y asegura la compatibilidad con los sistemas de protección de la red.

Por otro lado, dado que la relación de transformación 3,3/20 kV no es estándar, este tipo de transformadores solo se fabrican por encargo. Esto implica que no se dispone de una

ficha técnica comercial donde se detallen los parámetros eléctricos necesarios para los cálculos posteriores, por lo que será necesario estimarlos.

En este caso, se ha tomado como referencia la norma UNE-EN 60076-5 (2002), relativa a la aptitud de los transformadores de potencia para soportar cortocircuitos. A continuación, se muestra la Tabla 10, elaborada a partir de los valores orientativos que aparecen en dicha norma, donde se recogen las impedancias mínimas de cortocircuito según el rango de potencia asignada.

<i>Potencia asignada (kVA)</i>	<i>Impedancia de cortocircuito mínima (%)</i>
Hasta 630	4,0
De 631 a 1.250	5,0
De 1.251 a 2.500	6,0
De 2.501 a 6.300	7,0
De 6.301 a 25.000	8,0
De 25.001 a 40.000	10,0
De 40.001 a 63.000	11,0
De 63.001 a 100.000	12,5
Mayor que 100.000	>12,5

Tabla 10. Valores mínimos de impedancia de cortocircuito para transformadores. (Fuente: UNE-EN 60076-5)

Según esta norma, para una potencia nominal de 6000 kVA, la impedancia de cortocircuito mínima recomendada es del 7%.

Teniendo todo esto en cuenta, en la Tabla 11 se resumen los parámetros principales del transformador seleccionado.

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Potencia aparente nominal (S_N)	6000 kVA
Tensión primaria nominal (U_{N1})	20 kV
Tensión secundaria nominal (U_{N2})	3,3 kV
Corriente primaria nominal (I_{N1})	173,2 A
Corriente secundaria nominal (I_{N2})	1.049,7 A
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia de cortocircuito (x_{CC})	7 %

Tabla 11. Parámetros del transformador de potencia. (Elaboración: Propia)

3.3 LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN

Se habla habitualmente de media tensión en el caso de las instalaciones de alta tensión entre 1 y 30 kV, que es el segmento en el que están comprendidas las tensiones de las redes de distribución de las empresas suministradoras de electricidad en España. El Reglamento de Líneas de Alta Tensión (RLAT; R.D. 223/2008) las denomina redes de tercera categoría.

En concreto, para esta instalación se empleará el cable de media tensión Al Eprotenax H Compact (AL HEPRZ1); cable normalizado por la compañía Iberdrola bajo la norma UNE-HD 620-9E y fabricado por la empresa Prysmian.

El aislamiento de etileno propileno de alto gradiente, abreviado HEPR, tiene numerosas ventajas respecto a otros aislamientos como el polietileno reticulado (XLPE). Entre las más destacadas, el HEPR tiene menor diámetro exterior, con lo cual el cable siempre será más fácilmente manejable y contará con una mayor intensidad admisible, puesto que el aislamiento puede soportar hasta 105°C de temperatura máxima frente a los

90°C de otros aislamientos. Asimismo, tampoco precisa de una protección frente al agua por ser un aislamiento de goma.

Por otro lado, la cubierta de compuesto de poliolefina tipo DMZ1 se trata de una cubierta convencional con buenas propiedades mecánicas, pero de clase F_{ca} , es decir, que no cumple los ensayos de no propagación de la llama ni del incendio. En caso de ser necesario, el fabricante Prysmian indica que el cable se podría fabricar con clase E_{ca} bajo demanda.

Para la determinación de la sección de los conductores, se precisa realizar un cálculo en base a la intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente y a la caída de tensión. Para ello se han de establecer las condiciones de la línea:

- Potencia aparente. $S = 6$ MVA.
- Tensión entre fases. $U = 20$ kV. (Tensión asignada del cable 12/20 kV)
- Factor de potencia. $\cos \varphi = 0,8$.
- Longitud estimada de la línea. $L = 890$ m. (Ver la representación de la línea en plano, Ilustración 19)
- Configuración: Tres cables unipolares soterrados bajo tubo en condiciones estándar (profundidad 1 m, temperatura del terreno 25 °C y resistividad térmica del terreno, 1,5 K*m/W).



Ilustración 19. Mapa del cableado subterráneo de la línea MT. (Elaboración: Google Earth)

Al encontrarse en condiciones estándar, no es necesario aplicar ningún factor de corrección a la intensidad próximamente calculada. Bajo estas condiciones, la intensidad máxima admisible en régimen permanente se calcula como:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{6000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 20 \text{ kV}} = 173,2 \text{ A}$$

Para la toma de decisión acerca de la sección de la línea, se debe comparar este resultado con las intensidades mostradas en la Tabla 12 (Tabla 12 de la ITC-LAT 06).

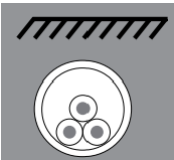
<i>Sección nominal para conductores de Aluminio (mm²)</i>	<i>Intensidad máxima admisible en R.P. (A)</i>
	
16	76
25	95
35	115
50	135
70	170
95	200
120	230
150	255
185	290
240	345
300	390
400	450
500	515
630	590

Tabla 12. Intensidad máxima admisible en servicio permanente para cables de Aluminio aislados con HEPR sin armadura. (Fuente: ITC-LAT 06)

Con esta información, se decide emplear una sección por calentamiento de 95 mm², cuyas propiedades se mencionan a continuación:

- Resistencia máxima (en c.a. y a 105 °C). $R'_L = 0,430 \Omega/\text{km}$.
- Reactancia inductiva por fase (a 50 Hz). $X'_L = 0,119 \Omega/\text{km}$.

La caída de tensión en el caso de los cables de media tensión, tiene poca importancia, a menos que se trate de líneas de gran longitud. No obstante, se calcula como medida preventiva para asegurar el correcto funcionamiento y verificar que se mantiene dentro de márgenes aceptables. Para ello, se utiliza la siguiente expresión aproximada:

$$\Delta U = \sqrt{3} * L * I * (R'_L * \cos \varphi + X'_L * \sin \varphi)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} * 0,89 * 173,2 * (0,43 * 0,8 + 0,119 * 0,6) = 110,9 \text{ V} = 0,55\%$$

Comprobado que la sección de 95 mm² se mantiene dentro de los márgenes de seguridad establecidos por el criterio de sobrecalentamiento y caída de tensión, en la Tabla 13 se recoge un resumen con los parámetros más relevantes de la línea dimensionada.

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Designación genérica	AL HEPRZ1
Norma diseño	UNE-HD 620-9E
Tensión asignada	12/20 kV
Temperatura de servicio	-25 °C, +105 °C
Clase de reacción al fuego	F _{ca}
Conductor	Cuerda redonda compacta de hilos de aluminio
Aislamiento	Etileno propileno de alto módulo (HEPR)
Cubierta exterior	Poliolefina, DMZ1 Vemex

Configuración	Cables unipolares soterrados bajo tubo en condiciones estándar
Longitud	890 m
Sección del conductor	95 mm ² (Al)
Sección de la pantalla	16 mm ² (Cu)
Resistencia en c.a. (105 °C)	0,430 Ω/km
Reactancia inductiva	0,119 Ω/km
Capacidad	0,281 μF/km
I _{max} admisible en R.P.	200 A

Tabla 13. Parámetros del cable AL EPROTENAX H COMPACT. (Fuente: Prysmian)

3.4 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La planta se conectará a la red de distribución a través de la subestación V_COSTAL, que actúa como punto de entrega de energía. Esta subestación forma parte de la infraestructura de media tensión que enlaza con el sistema de transporte gestionado por Red Eléctrica Española.

En la Ilustración 20 se muestra una vista exterior de la subestación de conexión.



Ilustración 20. Fachada de la subestación eléctrica V_COSTAL. (Fuente: Catastro)

Como ya se ha comentado previamente (ver Tabla 6), la subestación de conexión a la red de distribución es V_COSTAL, cuyo nudo de afección mayoritaria es OLIVARES 220. Al tratarse de una subestación perteneciente a la red de distribución, no se dispone públicamente del valor exacto de su potencia de cortocircuito. Por este motivo, se realizará una estimación basada en los datos disponibles de la subestación OLIVARES 220, proporcionados por REE.

En particular, el valor estadístico correspondiente al percentil 50 de la potencia de cortocircuito trifásica en dicho nudo, que representa el valor de la potencia que fue inferior durante el 50 % del tiempo en el año 2023, se sitúa en 3.358 MVA¹¹.

A partir de este valor, se ha planteado un esquema razonable de transformación hasta el nivel de tensión de conexión, considerando dos transformadores:

- Un transformador 220/132 kV de 200 MVA con una impedancia de cortocircuito del 14 %.
- Un transformador 132/20 kV de 40 MVA con una impedancia de cortocircuito del 12 %.

¹¹ Red Eléctrica Española (2023). Informe anual de la corriente de cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

Los valores asignados a los transformadores se han elegido por ser representativos de configuraciones habituales en redes de transporte y distribución. Además, las impedancias utilizadas son coherentes con los rangos establecidos en la norma UNE-EN 60076-5 (Tabla 10), ya mencionada en la sección del transformador de potencia.

En la Ilustración 21 se muestra el esquema simplificado empleado para estimar la potencia de cortocircuito en el punto de conexión V_COSTAL 20 kV, a partir del nudo OLIVARES 220 kV.

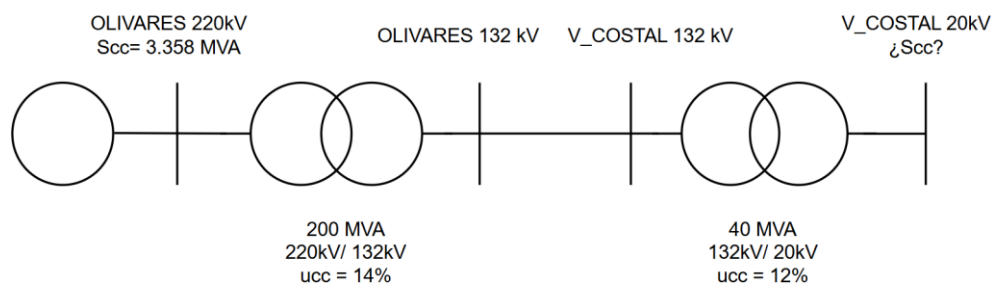


Ilustración 21. Esquema de transformación desde OLIVARES 220 kV hasta V_COSTAL 20 kV. (Elaboración: Propia)

Cabe destacar que no se ha considerado la impedancia de la línea de 132 kV entre ambos transformadores, ya que se trata de un tramo muy corto y su contribución es despreciable frente a la de los transformadores. Bajo este planteamiento, la Ilustración 22 muestra el circuito monofásico equivalente del esquema anterior.

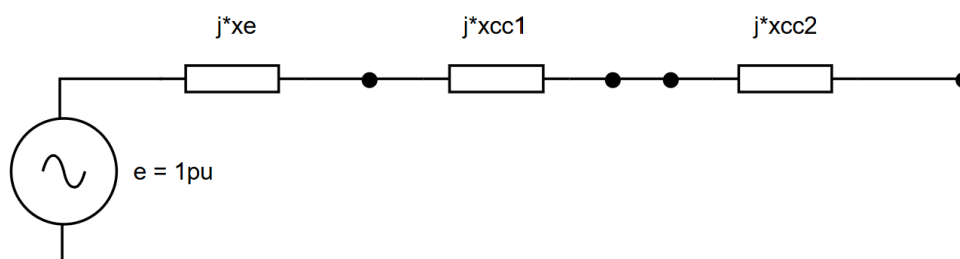


Ilustración 22. Circuito de secuencia directa de la conexión OLIVARES - V_COSTAL. (Elaboración: Propia)

El circuito se plantea en magnitudes unitarias, tomando como potencia base 6 MVA y como tensiones base las nominales de cada nudo.

De esta forma:

x_e : impedancia equivalente del nudo OLIVARES 220 en bases del sistema.

x_{cc1} : impedancia equivalente del trafo 220 kV / 132 kV en bases del sistema.

x_{cc2} : impedancia equivalente del trafo 132 kV / 20 kV en bases del sistema.

Y numéricamente:

$$x_e = \frac{1}{S_{cc,olivares}} = \frac{1}{\left(\frac{3.358}{6}\right)} = 0,0018 \text{ pu}$$

$$x_{cc1} = 0,14 * \frac{Z_{B,trafo}}{Z_{B,sist}} = 0,14 * \frac{\left(\frac{132^2}{200}\right)}{\left(\frac{132^2}{6}\right)} = 0,042 \text{ pu}$$

$$x_{cc2} = 0,12 * \frac{Z_{B,trafo}}{Z_{B,sist}} = 0,12 * \frac{\left(\frac{20^2}{40}\right)}{\left(\frac{20^2}{6}\right)} = 0,018 \text{ pu}$$

En base a estos valores se calcula la potencia estimada en unidades reales de V_COSTAL 20 kV como:

$$S_{cc} = \sqrt{3} * U_N * (i_{cc} * I_B) = \sqrt{3} * 20 * \left(\frac{1}{0,0018 + 0,042 + 0,018} * \frac{6}{\sqrt{3} * 20} \right)$$

$$S_{cc} \approx 250 \text{ MVA}$$

3.5 SISTEMA DE ALIMENTACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares (SSAA) de la planta comprenden el conjunto de consumos eléctricos necesarios para garantizar el funcionamiento seguro y continuo de los equipos principales. Entre ellos se encuentran los ventiladores, bombas de circulación, sistemas de control, iluminación, climatización de cuadros eléctricos y, en general, todos los elementos y componentes descritos en el capítulo anterior.

Para su alimentación se ha previsto un transformador auxiliar conectado directamente a la red de media tensión de 20 kV. Esta decisión se basa en criterios de normalización industrial, ya que partir de 20 kV en lugar de 3,3 kV permite emplear un transformador estándar y así reducir su coste asociado.

La tensión secundaria seleccionada para el transformador es de 400 V. Se toma este valor por ser habitual en instalaciones industriales para la alimentación de cargas trifásicas y monofásicas, lo que facilita la integración de los equipos auxiliares sin necesidad de añadir transformaciones adicionales.

En cuanto a la potencia del transformador, se ha estimado un valor de 250 kVA, suficiente para cubrir los principales consumos previstos, especialmente los asociados a los ventiladores y bombas de circulación, que representan la mayor parte de la demanda auxiliar.

Por último, cabe mencionar que el transformador auxiliar de grupo se conecta en triángulo en el lado de 20 kV y en estrella con neutro puesto a tierra mediante impedancia en el lado de servicios auxiliares, siguiendo criterios similares a los aplicados en la sección del Transformador de potencia.

3.6 TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Los transformadores de medida permiten obtener las señales eléctricas necesarias para la supervisión, protección y control de la instalación. Estas señales son leídas por las protecciones, las cuales actúan ante situaciones anómalas para garantizar la seguridad de la planta y de los operarios que trabajan en ella.

Los transformadores de medida se han dispuesto en los puntos del sistema donde es necesario obtener información precisa para el correcto funcionamiento de las protecciones que se detallarán más adelante.

Para definir las magnitudes primarias de los transformadores de intensidad (TIs), se han tenido en cuenta las corrientes nominales en los distintos niveles de tensión. A partir de la potencia nominal del generador y la tensión correspondiente, se han calculado los siguientes valores:

Para el lado de 3,3 kV:

$$I = \frac{6000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 3,3 \text{ kV}} = 1.049,7 \text{ A}$$

Para el lado de 20 kV:

$$I = \frac{6000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 20 \text{ kV}} = 173,2 \text{ A}$$

Con estos resultados, se han seleccionado las intensidades normalizadas de 1100 A y 200 A para los devanados primarios de los TIs, permitiendo así cubrir con margen las condiciones nominales esperadas.

En cuanto a la medida de tensión, es necesario conocer la tensión simple en bornes del generador para varias funciones de la protección de grupo. Por ello, se ha tomado 3,3/√3 Kv como tensión primaria del transformador de tensión.

Respecto a las magnitudes secundarias, se han adoptado valores estándar de 5 A para corriente y 127 V para tensión, compatibles con los equipos de protección de grupo y línea seleccionados para la planta.

3.7 UNIFILAR DE LA PLANTA

Los elementos mencionados en esta sección y las protecciones que se explicaran más adelante se recogen en el diagrama unifilar mostrado en la Ilustración 23.

3.8 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Las protecciones eléctricas son un elemento clave en cualquier instalación, ya que permiten detectar y aislar fallos de forma rápida y selectiva, evitando daños en los equipos y garantizando la seguridad de los operarios. Para que estas protecciones actúen correctamente, es fundamental que exista una buena coordinación entre ellas, de modo que cada una intervenga únicamente cuando le corresponda.

En el caso de esta planta, se han considerado como elementos principales a proteger el generador, el transformador de potencia y la línea de interconexión con la subestación eléctrica. Estos tres componentes concentran la mayor parte de la energía y son críticos para el funcionamiento del sistema.

Por otro lado, no se han incluido en este estudio las protecciones asociadas a los servicios auxiliares, ya que su impacto sobre la estabilidad y seguridad global del sistema es limitado en comparación con los elementos principales. Además, al tratarse de cargas de menor potencia y con protecciones normalmente integradas en sus propios cuadros, su análisis se considera fuera del alcance de este trabajo.

3.8.1 CIRCUITOS DE SECUENCIA DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Antes de definir los ajustes de las protecciones, es necesario analizar las posibles corrientes de cortocircuito que pueden producirse en los distintos puntos de la instalación. Para ello, se estudian los circuitos de secuencia directa, inversa y homopolar, que permiten modelar el comportamiento del sistema ante faltas monofásicas, bifásicas y trifásicas.

Estos tres circuitos se representan de forma conjunta en la Ilustración 24 en magnitudes reales.

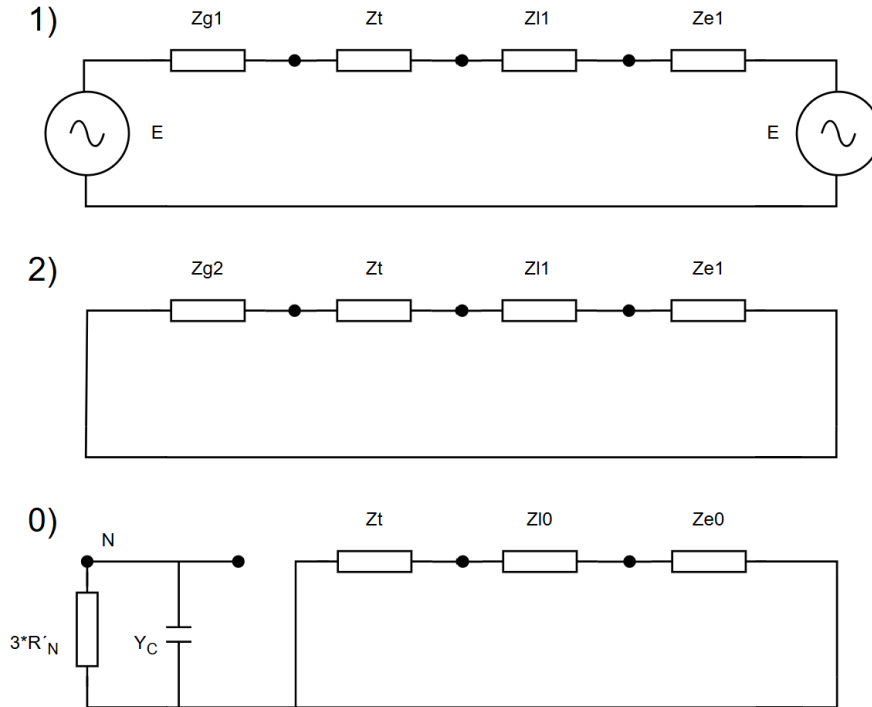


Ilustración 24. Circuitos de secuencia de la planta. (Elaboración: Propia)

Para simplificar los cálculos, se han adoptado las siguientes suposiciones:

- La potencia de cortocircuito trifásica y monofásica en el punto de conexión V_COSTAL 20 kV se considera aproximadamente igual, por lo que se asume:
 $Z_{e1} = Z_{e0} = Z_e$
- Las impedancias de secuencia directa y homopolar de la línea se consideran equivalentes: $Z_{l1} = Z_{l0} = Z_l$
- En el caso del generador, se supone que las impedancias directa e inversa son iguales, tal y como se justifica en la sección Generador, donde se indica que ambas pueden aproximarse al valor de la reactancia transitoria en pu: $Z_{g1} = Z_{g2} = Z_g$

3.8.2 PROTECCIÓN DEL BLOQUE GENERADOR - TRANSFORMADOR

Los generadores síncronos son elementos fundamentales en la estabilidad del sistema eléctrico, ya que de ellos depende en gran medida la capacidad de la red para soportar perturbaciones. No obstante, estos equipos presentan ciertas limitaciones eléctricas, mecánicas y térmicas, condicionadas en parte por el comportamiento de la turbina a la que están acoplados. Cuando se producen alteraciones en la red, estas pueden llevar tanto al generador como a la turbina a operar fuera de sus márgenes admisibles.

El sistema de protecciones asociado al generador tiene como finalidad actuar frente a defectos que puedan comprometer su integridad. Estas protecciones deben ser capaces de detectar tanto fallos internos como externos que afecten al generador, y además deben garantizar que un posible defecto interno no se propague al resto de la red.

Los defectos que pueden presentarse se agrupan en tres categorías principales. En primer lugar, las faltas polifásicas o a tierra, tanto en el estator como en el rotor. En segundo lugar, situaciones que suponen un riesgo directo para el generador, como sobrecargas, sobretensiones, pérdida de excitación o acoplamientos no deseados. Por último, existen condiciones que afectan al funcionamiento de la turbina, como la pérdida de sincronismo o la presencia de cargas desequilibradas.

Para proteger frente a todas estas situaciones es necesario un sistema de protecciones eléctricas bien coordinado. Estas protecciones se agrupan en tres grandes bloques: aquellas destinadas a actuar frente a faltas a tierra y entre fases, las que protegen frente a situaciones de sobrefuncionamiento y las que detectan condiciones de funcionamiento anómalo.

Los ajustes de las protecciones que se detallan a continuación se han definido en base a las limitaciones y funciones propias del sistema de protección del generador seleccionado para el proyecto y mostrado en la Ilustración 25: G60 Generator Protection System de General Electric.



Ilustración 25. Protección G60 del generador. (Fuente: Manual G60 de General Electric)

3.8.2.1 Protecciones frente faltas a tierra y entre fases

3.8.2.1.1 Protección frente a faltas a tierra en el estator

Las faltas a tierra en el estator se originan por un fallo en el aislamiento de una de las fases respecto a tierra, ya sea en una bobina del devanado o en la propia chapa magnética del núcleo. Este tipo de defecto puede tener consecuencias graves para la integridad del generador, ya que da lugar a sobretensiones que deterioran el aislamiento restante. Además, estas sobretensiones pueden propagarse a las fases no afectadas, incrementando el riesgo de que la falta evolucione hacia un cortocircuito bifásico a tierra.

Para limitar la corriente de falta asociada a este tipo de fallos, se ha diseñado la conexión del neutro del generador a tierra mediante una resistencia, tal y como se ha detallado en la sección del Generador. No obstante, esta medida no es suficiente por sí sola, por lo que se requiere incorporar un sistema de protección específico que permita detectar la aparición de estas corrientes de falta mediante la medida de tensiones anómalas en el punto de neutro. En concreto, la protección específica escogida para esta planta es el relé de máxima tensión de neutro (64G).

Mediante el análisis de tensiones de los circuitos de secuencia ante falta monofásica franca en bornes del generador, se determina que la tensión de neutro corresponde a la tensión simple del generador. Esto permite establecer una relación directa entre la tensión

de neutro y el número de espiras comprendidas entre el neutro y el punto donde se produce la falta. Es decir, la tensión de neutro es proporcional al porcentaje de devanado del estator en corto.

A partir de esta relación, se deduce que cuanto menor sea el ajuste del relé, mayor será la parte del devanado que queda protegida. No obstante, existe un límite inferior establecido para esta protección, correspondiente al 5% de la tensión simple del generador. Esto implica que, como máximo, puede protegerse hasta el 95% del devanado del estator.

Teniendo en cuenta este criterio, el ajuste del relé de máxima tensión de neutro 64G se establece en:

$$U_{64G} = 0,05 * \frac{U_F}{k} = 0,05 * \frac{\left(\frac{3300}{\sqrt{3}}\right)}{\left(\frac{4000}{240}\right)} = 5,72 \text{ V}$$

Según se muestra en la Ilustración 26, para valores de tensión superiores a 5,72 V mantenidos durante un tiempo igual o superior a 500 ms, la protección actúa desacoplando el grupo, desexcitando el generador y ordenando su parada.

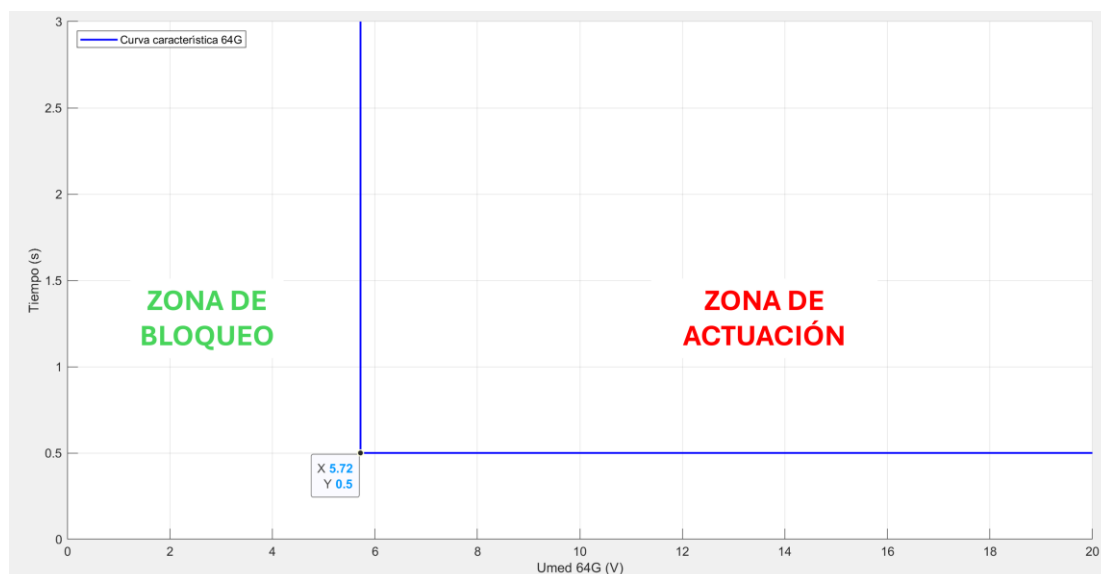


Ilustración 26. Curva característica 64G. (Elaboración: Propia)

Este ajuste deja sin proteger un 5% del devanado. En máquinas de pequeña potencia, una falta en esta zona no representa un riesgo significativo. Sin embargo, en instalaciones de mayor potencia sería necesario considerar el uso de protecciones adicionales que permitan cubrir el 100% del devanado.

3.8.2.1.2 Protección frente a faltas a tierra en el rotor

Las faltas a tierra en el rotor deben ser tenidas en cuenta debido a que el devanado de campo trabaja en corriente continua y no está conectado a tierra. En estas condiciones, la aparición de una primera falta no genera casi circulación de corriente, por lo que no tiene consecuencias significativas. Esta circulación no es estrictamente nula debido a las capacidades del arrollamiento. Sin embargo, esta situación no puede considerarse segura, ya que, si no se detecta esta primera falta y se produce una segunda en otro punto del devanado, se establece un camino de corriente a través del rotor. En ese caso, la intensidad que circula puede alcanzar valores elevados, provocando daños tanto en el propio devanado de campo como en la chapa magnética del rotor. Esta combinación de defectos compromete la integridad de la máquina y puede derivar en una avería grave si no se actúa a tiempo.

Para evitar estas situaciones, se emplea una protección frente a faltas a tierra en el rotor (64R) mediante un relé de corriente continua. Este dispositivo introduce una pequeña corriente en el circuito del devanado de campo a través de una resistencia de valor elevado. En condiciones normales, la corriente que circula es muy baja, ya que el circuito presenta una impedancia elevada compuesta por la resistencia mencionada y las capacidades del devanado respecto a tierra.

Cuando se produce una derivación a tierra, la capacidad queda puenteada, lo que provoca un aumento en la corriente continua. Esta variación la detecta el relé y actúa en función de la magnitud y duración de la corriente medida.

El ajuste del relé se establece con dos umbrales diferenciados como se muestra en la Ilustración 27. Si la corriente medida supera los 10 mA durante un tiempo igual o superior a

10 segundos, se produce una alarma. Si la corriente alcanza o supera los 50 mA durante al menos 1 segundo, se produce el disparo de apertura del interruptor de campo.

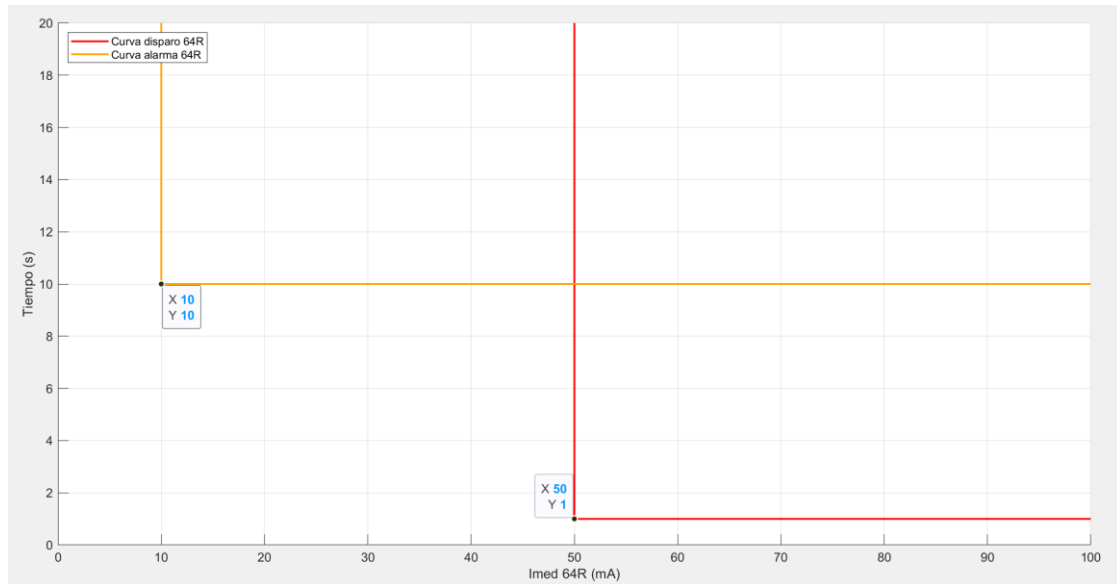


Ilustración 27. Curva característica 64R. (Elaboración: Propia)

3.8.2.1.3 Protección frente a faltas polifásicas

Las faltas polifásicas, ya sean bifásicas o trifásicas, presentan una gravedad considerable debido a las elevadas corrientes que circulan por las bobinas del estator durante el defecto. Estas corrientes pueden superar ampliamente los valores nominales, generando esfuerzos térmicos y mecánicos que afectan tanto al aislamiento como a la chapa magnética. Además, este tipo de fallos provoca pares torsionales transitorios en el eje, que pueden comprometer la integridad mecánica del conjunto rotor-generator.

Antes de definir las protecciones específicas frente a este tipo de defectos, es conveniente analizar la magnitud de las corrientes de falta que pueden generarse en caso de cortocircuito bifásico o trifásico en la zona de protección, concretamente en bornes del generador. A diferencia de las faltas monofásicas a tierra, donde la resistencia de neutro limita la corriente a valores del orden de 5 A, las faltas polifásicas no presentan esta

limitación, lo que puede dar lugar a intensidades considerablemente más elevadas. A continuación, en la Ilustración 28 se presenta la conexión de los circuitos de secuencia a estudiar en caso de falta bifásica y en la Ilustración 29 en caso de cortocircuito trifásico.

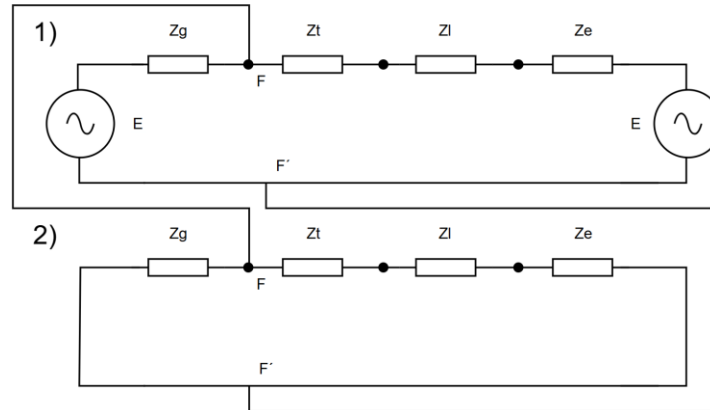


Ilustración 28. Conexión circuitos de secuencia ante F2Φ en bornes del generador. (Elaboración: Propia)

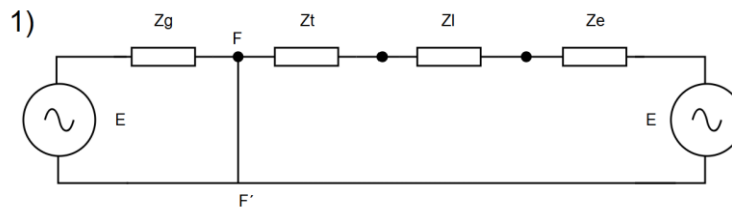


Ilustración 29 Conexión circuitos de secuencia ante F3Φ en bornes del generador. (Elaboración: Propia)

Donde:

$$E = \frac{3300}{\sqrt{3}} V$$

$$Z_g = j0,3 * \frac{3,3^2}{6} = j0,5445 \Omega$$

$$Z_t = j0,07 * \frac{3,3^2}{6} = j0,1271 \Omega$$

$$Z_l = \frac{(0,43 + j0,119) * 0,89}{\frac{20^2}{6}} * \frac{3,3^2}{6} = 0,0104 + j0,0029 \Omega$$

$$Z_e = j * \frac{3,3^2}{250} = j0,0436 \Omega$$

Dando como resultado:

$$Z_1 = Z_2 = \frac{(Z_g) * (Z_t + Z_l + Z_e)}{(Z_g) + (Z_t + Z_l + Z_e)} = 0,0060 + j0,1317 \Omega$$

$$I_{F2\Phi} = \left| -j * \sqrt{3} * \frac{E}{Z_1 + Z_2} \right| = 12.520 A \approx 11,93 pu$$

$$I_{F3\Phi} = \left| \frac{E}{Z_1} \right| = 12.456 A \approx 13,77 pu$$

Vista la magnitud de las corrientes de cortocircuito que se pueden generar en este tipo de faltas, resulta imprescindible contar con un sistema de protección que actúe de forma rápida y selectiva, limitando los daños y evitando la propagación del fallo a otros elementos de la instalación. Para ello, se emplea como protección principal la protección diferencial, complementada con un sistema de respaldo compuesto por una protección diferencial de bloque y una protección de sobreintensidad.

- Protección diferencial (87G)

La protección diferencial compara las corrientes que entran y salen del generador, delimitando su zona de alcance entre los transformadores de intensidad instalados en cada extremo del devanado. Para ello, se emplea un relé por fase, conectado a los TIs correspondientes.

En caso de falta externa, las corrientes medidas por ambos TIs son iguales y de sentido opuesto, por lo que, al restarse en el relé, la corriente diferencial es nula y no se produce actuación. Si la falta se encuentra dentro de la zona protegida, las corrientes tienen

el mismo sentido respecto al relé, lo que genera una corriente diferencial distinta de cero que activa la protección.

El ajuste de esta protección se realiza en función de una curva característica que define la zona de actuación y la zona de bloqueo del relé en función de la corriente diferencial y la corriente de frenado. Esta relación se representa en la Ilustración 30.

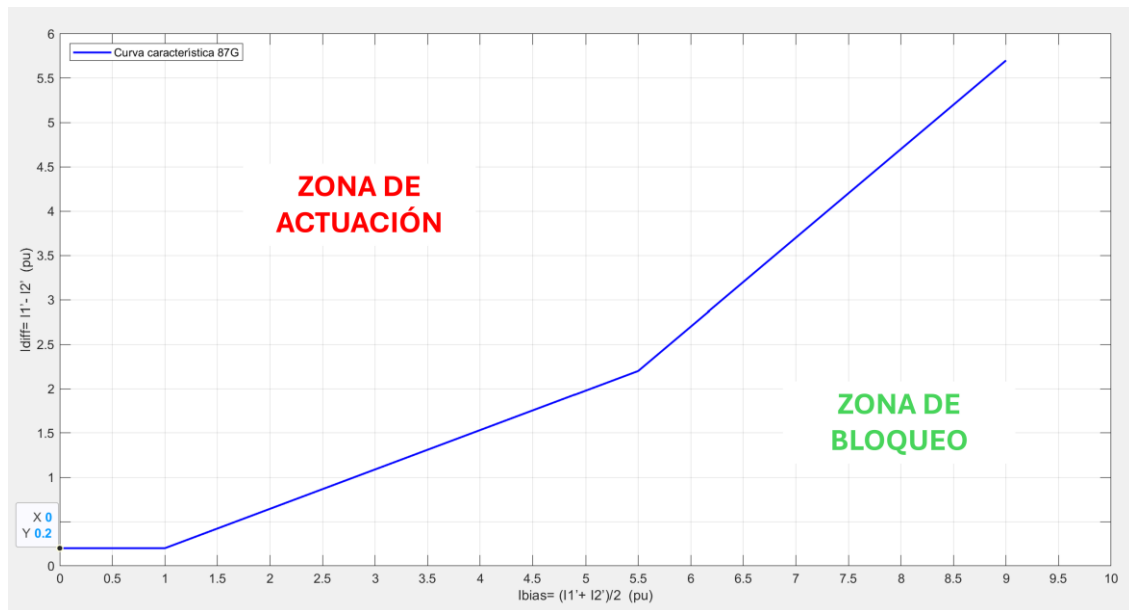


Ilustración 30. Curva característica 87G. (Elaboración: Propia)

La actuación de la protección es instantánea y, en el caso de una falta a tierra, aunque se produzca una corriente diferencial, debido a la limitación impuesta por la resistencia de neutro, la corriente de falta es tan pequeña que no alcanza el umbral de disparo.

- Protección diferencial de bloque (87TG)

Esta protección actúa como respaldo de la protección diferencial del generador. Su principio de funcionamiento es el mismo, basado en la comparación de las corrientes medidas por los transformadores de intensidad, pero en este caso la zona de alcance se amplía para incluir también el transformador de potencia.

El ajuste se realiza en base a una curva característica que presenta algunas diferencias respecto a la de la protección 87G. En este caso, la corriente diferencial de arranque es algo superior y la actuación deja de ser instantánea, sino que se produce para tiempos iguales o superiores a 200 ms. Esta curva se muestra en la Ilustración 31.

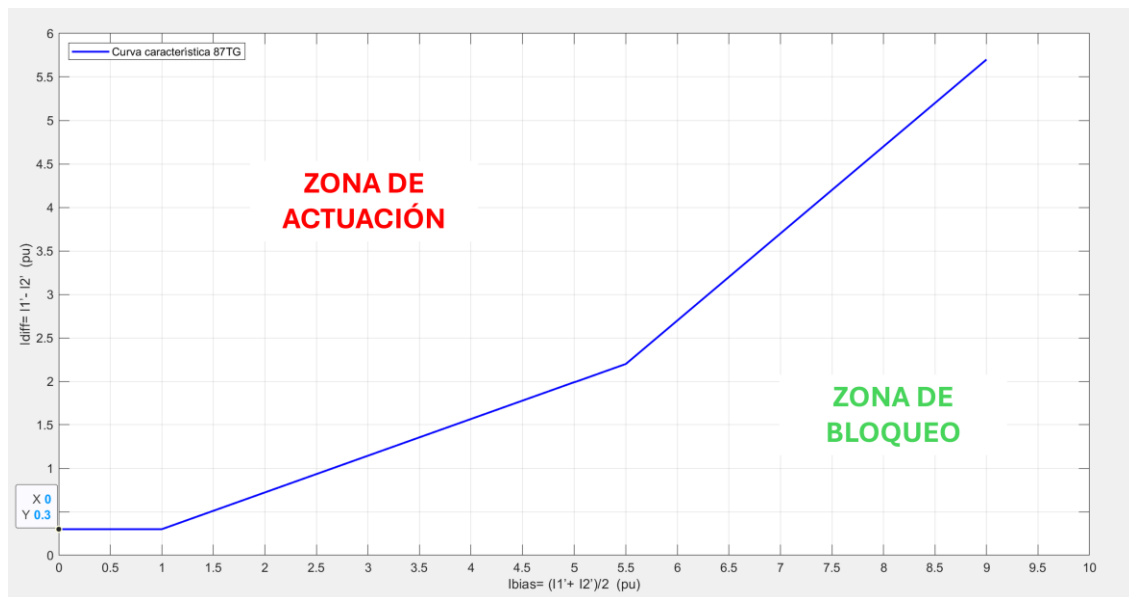


Ilustración 31. Curva característica 87TG. (Elaboración: Propia)

El motivo por el que la corriente de arranque en la 87TG es mayor que en la protección 87G se debe a que la corriente diferencial nunca es completamente nula, incluso en condiciones normales de funcionamiento. Esto se debe a las corrientes que circulan por las capacidades parásitas de los arrollamientos. Al ampliarse la zona protegida, también aumenta la capacidad total, por lo que es necesario establecer un margen mayor para evitar disparos no deseados y garantizar que se cumpla el criterio de fiabilidad; no actuar cuando no se debe.

Es importante destacar que, en esta instalación, la 87TG será la única protección eléctrica prevista para el transformador. Esta decisión se toma teniendo en cuenta varios factores técnicos, operativos y económicos que se detallan a continuación. En primer lugar,

en plantas de generación de media potencia como esta, es habitual centralizar la protección eléctrica del bloque generador-transformador en un único sistema. Esto no solo simplifica la coordinación entre protecciones, sino que también reduce los costes y la complejidad del diseño de las mismas. Además, desde el punto de vista funcional, la función 87TG cubre de forma eficaz los cortocircuitos eléctricos internos en la zona de protección del transformador, por lo que no se considera necesario incorporar protecciones eléctricas adicionales específicas para este equipo.

Por otro lado, esto no implica que el transformador quede desprotegido. A nivel constructivo, el transformador cuenta con sus protecciones propias orientadas a la supervisión del sistema dieléctrico y del circuito de refrigeración. Estas incluyen la monitorización de temperatura mediante relé de imagen térmica (26), el indicador de nivel de aceite (63M), el liberador de presión (63L) y el relé de flujo de gas Buchholz (63B). Estas funciones permiten detectar defectos internos como fallos en el sistema de refrigeración por pérdida de volumen de aceite, por fallos de circulación del mismo, por fallos en la ventilación o, incluso, por variaciones del volumen debidas a la dilatación y contracción del fluido.

- Protección de sobreintensidad (51G)

La protección de sobreintensidad actúa como respaldo de la protección diferencial y su función es detectar sobreintensidades en los devanados del estator, tanto por faltas internas como externas entre fases. Asimismo, permite identificar situaciones anómalas como la energización accidental o la motorización.

Esta protección se instala en el lado del neutro, lo que permite detectar faltas incluso cuando el generador está desacoplado de la red. Además, al tratarse de una protección de alcance abierto, cubre todo el embarrado de generación y parte del transformador de grupo.

En cuanto al ajuste de la protección, se limita la intensidad de arranque a una corriente de 1,3 pu, lo que equivale a:

$$(I >) = \frac{I_N * 1,3}{K_{TI}} = \frac{1.049,7 * 1,3}{(1100/5)} = 6,2 A_{sec}$$

Por lo que, estableciendo una característica IEC normal inversa ($a=0,14$ y $b=0,02$) y un margen de 0,2 segundos para despejar una falta bifásica en bornes del generador, se estima el siguiente dial:

$$t = \frac{T * a}{\left(\frac{I}{I_{>}}\right)^b - 1} \rightarrow 0,2 = \frac{T * 0,14}{\left(\frac{(12520 * \frac{5}{1100})}{6,2}\right)^{0,02} - 1} \rightarrow T = 0,07s$$

La curva característica de la protección queda representada en la Ilustración 32.

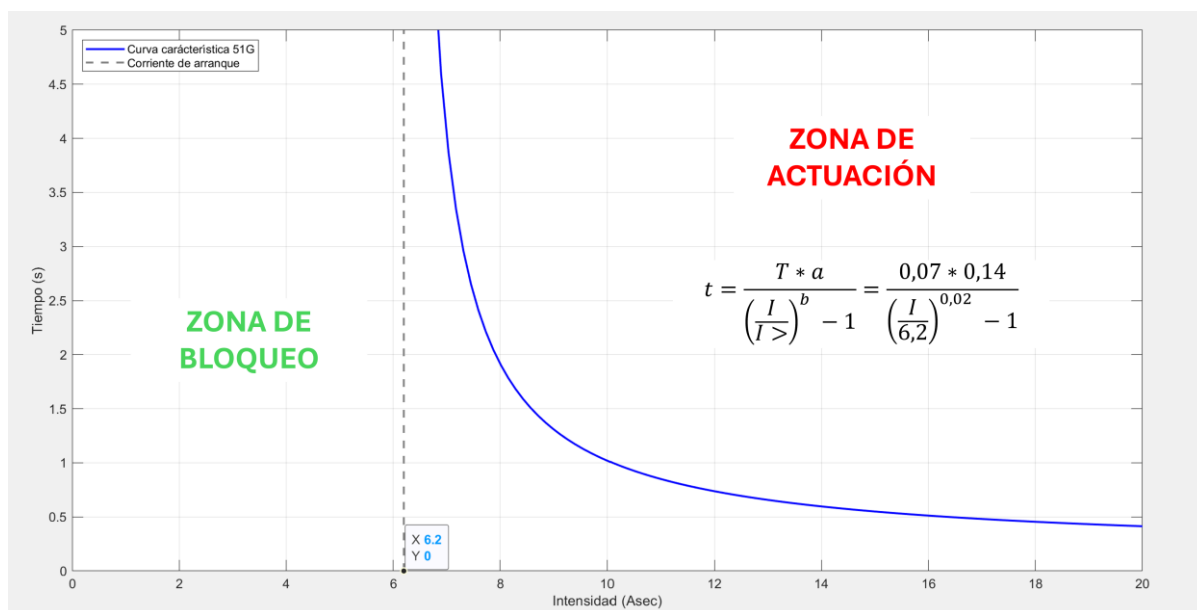


Ilustración 32. Curva característica 51G. (Elaboración: Propia)

3.8.2.2 Protección frente sobrefuncionamiento

3.8.2.2.1 Protección frente sobrecarga del estator (49)

Esta protección permite supervisar el estado térmico de los devanados del estator frente a sobrecargas prolongadas. Estas situaciones se producen cuando la intensidad supera

el valor nominal durante un tiempo determinado, lo que puede deberse a la exigencia de las condiciones de operación por parte de la red, como un aumento en la demanda de potencia.

El efecto de estas sobrecargas provoca el deterioro del aislamiento. A medida que este envejece, se vuelve más vulnerable frente a sobretensiones las cuales aumentan la posibilidad de que aparezcan faltas a tierra con mayor frecuencia.

El funcionamiento se basa en relés térmicos digitales que miden la intensidad de línea e integran la energía disipada en los devanados. La protección actúa cuando se supera el límite definido por la relación $I^2 \cdot t = \text{cte}$ establecido por el fabricante del generador.

3.8.2.2.2 Protección frente a corrientes de secuencia inversa (46)

La protección de secuencia inversa se encarga de detectar la presencia de corrientes de secuencia inversa mediante la medida de las intensidades de línea y de una tensión simple como referencia de fase. Este tipo de intensidades pueden aparecer por faltas bifásicas, aperturas de una fase, cargas desequilibradas, líneas no transpuestas o por asimetrías en los devanados del estator del generador. Además, su presencia genera un campo magnético que gira en sentido contrario al campo principal, lo que provoca un par opuesto al de funcionamiento normal y con ello vibraciones mecánicas en la turbina. Por otro lado, las corrientes de secuencia inversa también generan intensidades de 100 Hz en el rotor, causando sobrecalentamientos tanto en el devanado como en las chapas magnéticas del mismo. Por tanto, esta protección es clave para evitar daños mecánicos y térmicos en el generador.

Para ajustar esta protección es imprescindible determinar los siguientes parámetros normalizados (norma IEC 60034-1) según el tipo de máquina y ventilación:

- Corriente de secuencia inversa máxima admisible: 5%
- Capacidad temporal de corriente de secuencia inversa: $(I_2/I'_N)^2 \cdot t = K = 15$

Con esta información se realiza el siguiente ajuste de la protección:

- Unidad de tiempo inverso.
 - Actuación: disparo.
 - Corriente de arranque: $I_{2c} = 0,05pu * I'_N = 0,05 * \frac{1.049,7}{\left(\frac{1100}{5}\right)} = 0,239 A_{sec}$
 - Curva de disparo: $(I_2/I'_N)^2 * t = 0,9 * K = 13,5$ con $t \in [1, 1000] s$
- Unidad de tiempo definido.
 - Actuación: alarma.
 - Condición: $I_2 \geq 0,9 * I_{2c} = 0,215 A_{sec}$ & $t \geq 5s$

El ajuste realizado se representa en la Ilustración 33.

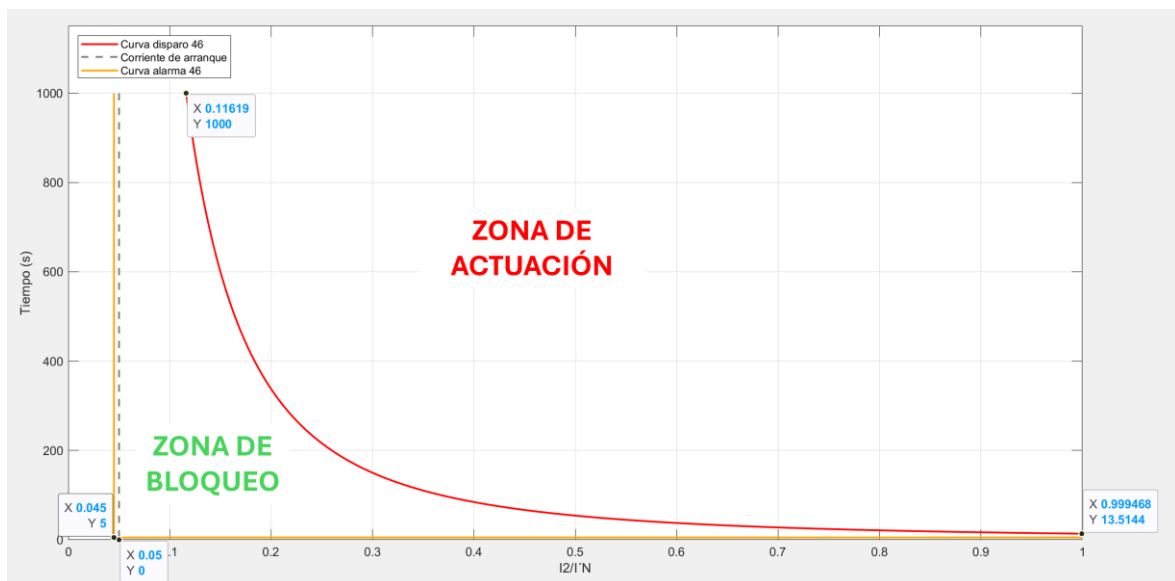


Ilustración 33. Curva característica 46. (Elaboración: Propia)

3.8.2.2.3 Protección frente sobretensiones (59)

La protección de sobretensión actúa ante aumentos anómalos de la tensión en bornes del generador. Las sobretensiones pueden deberse a desacoplamientos cuando el generador se encuentra sobreexcitado, a fallos en el regulador de tensión del sistema de excitación o a

faltas monofásicas prolongadas en el tiempo. Estos fallos afectan al aislamiento del generador, por lo que resulta imprescindible el uso de la protección para detectarlos de forma rápida y asegurar la integridad de la máquina. Para detectar los fallos, la protección mide las tres tensiones simples y dos tensiones compuestas.

En cuanto a los ajustes, la tensión de arranque de la curva de tiempo inverso se encuentra normalizada en la tensión nominal del generador. Por otro lado, para la curva de tiempo definido, el umbral se fija en el 120 % de la tensión nominal, mientras que el disparo instantáneo se activa al alcanzar el 140 % de dicha tensión, tal y como se representa en la Ilustración 34.

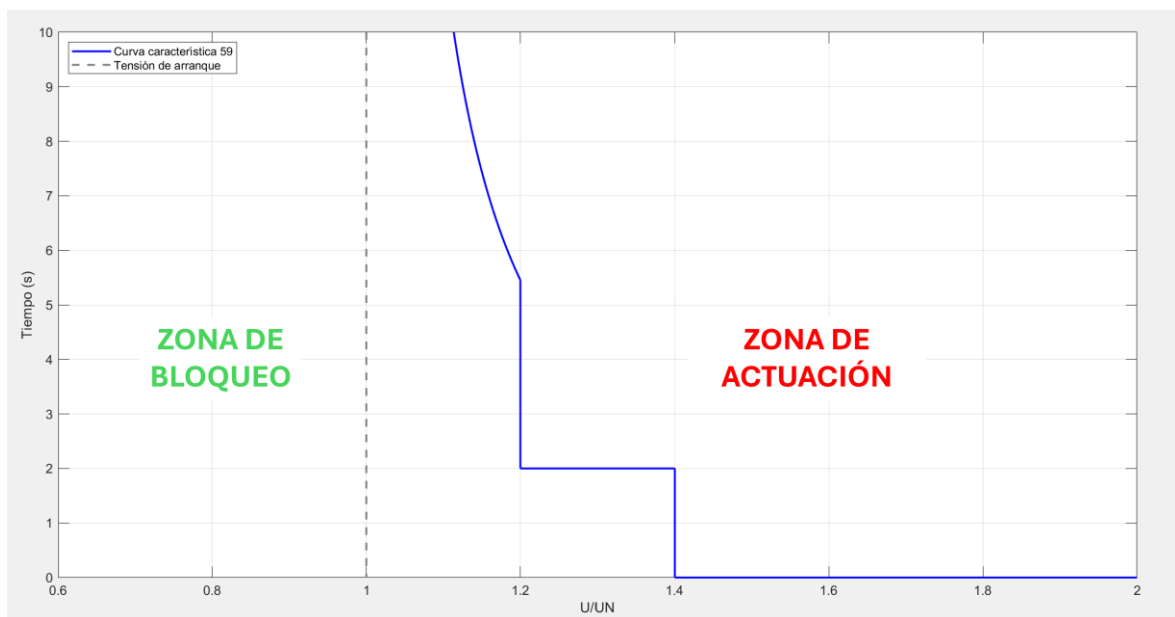


Ilustración 34. Curva característica 59. (Elaboración: Propia)

3.8.2.3 Protección frente funcionamiento anómalo

3.8.2.3.1 Protección frente pérdida de excitación (40)

La protección de pérdida de excitación se activa cuando se detecta una pérdida total o parcial de la tensión de excitación en el generador. Esta situación puede deberse a fallos

en el sistema de excitación, como problemas en el regulador de tensión o en la excitatriz. Otras posibles causas de este fallo serían la apertura no deseada del interruptor de campo, o incluso cortocircuitos en dicho devanado.

Cuando se pierde la excitación, la máquina síncrona deja de comportarse como tal y pasa a operar como una máquina asíncrona. Como consecuencia de esto, el generador comienza a consumir grandes cantidades de potencia reactiva, a generar oscilaciones de potencia y a perder el sincronismo, lo que puede provocar el embalamiento de la máquina. Esta pérdida de estabilidad no solo afecta al generador afectado, sino que también puede desencadenar inestabilidad en otras unidades conectadas a la red.

Por todos estos motivos, resulta imprescindible el uso de la protección de pérdida de excitación mediante un relé de mínima impedancia reactiva. El ajuste normalizado de la misma se representa mediante un círculo en el plano de impedancias, cuyo radio equivale a la mitad de la reactancia síncrona y cuyo desplazamiento (offset) equivale a la mitad de la reactancia transitoria. La temporización asociada a esta protección se fija en 500 ms para evitar disparos intempestivos ante transitorios breves.

A continuación, se calcula el valor de estas impedancias en ohmios secundarios:

$$X_{d,2^{\circ}} = x_d * Z_B * \frac{K_{TI}}{K_{TT}} = 1,5 * \frac{3,3^2}{6} * \frac{\left(\frac{1100}{5}\right)}{\left(\frac{\left(\frac{3300}{\sqrt{3}}\right)}{127}\right)} = 39,92 \Omega_{sec}$$

$$X'_{d,2^{\circ}} = x'_d * Z_B * \frac{K_{TI}}{K_{TT}} = 0,3 * \frac{3,3^2}{6} * \frac{\left(\frac{1100}{5}\right)}{\left(\frac{\left(\frac{3300}{\sqrt{3}}\right)}{127}\right)} = 7,98 \Omega_{sec}$$

En base a estos resultados se calcula el centro y el radio del círculo de disparo en ohmios secundarios:

$$\text{Coordenadas Centro} = -j * \left(\frac{X_{d,2^\circ}}{2} + \frac{X'_{d,2^\circ}}{2} \right) = -j 23,95 \Omega_{sec}$$

$$\text{Radio} = \left(\frac{X_{d,2^\circ}}{2} \right) = 19,96 \Omega_{sec}$$

La curva característica de la protección se muestra en la Ilustración 35.

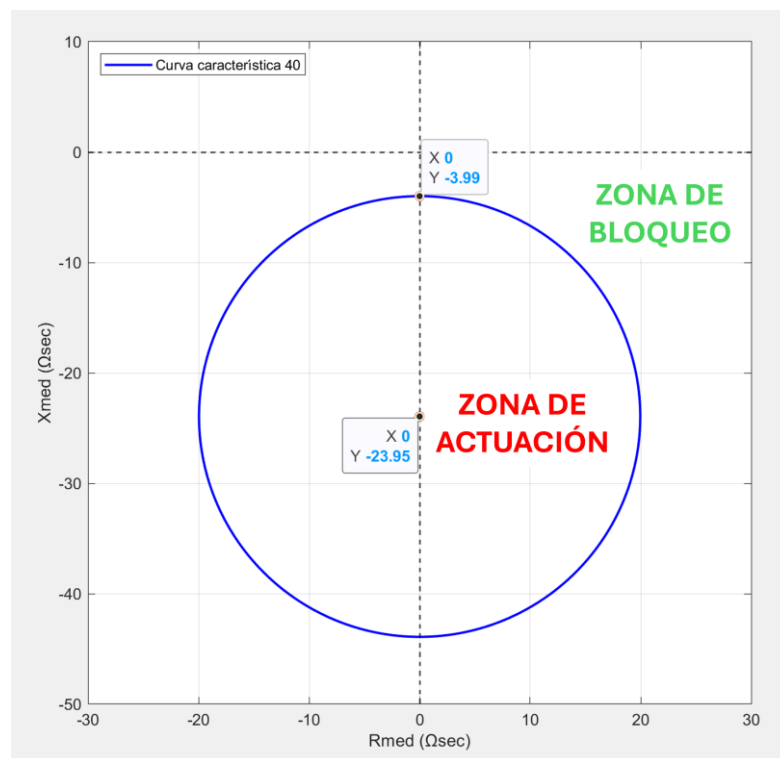


Ilustración 35. Curva característica 40. (Elaboración: Propia)

3.8.2.3.2 Protección frente sobrefrecuencia (81)

Esta protección supervisa la frecuencia de las tensiones en bornes del generador. Dado que la frecuencia está directamente relacionada con la velocidad de giro de la máquina, cualquier variación en el par motor o en el par resistente puede provocar un desvío respecto a la frecuencia de 50Hz. Esta relación se debe a la segunda ley de Newton aplicada al movimiento rotacional, expresada como:

$$J * \frac{d\Omega}{dt} = M_m - M_e$$

Donde:

- M_m : par mecánico aportado por la máquina.
- M_e : par electromagnético, es decir el par resistente.

Cambios en cualquiera de estos pares, ya sea por fallos en el regulador de la turbina, desconexiones de cargas, faltas en la red o el paso a funcionamiento en isla, pueden provocar un aumento en la frecuencia de las tensiones del generador.

El problema de la presencia de estas sobrefrecuencias es que pueden causar daños en las cargas conectadas y en el generador producidos por variaciones repentinas de par o vibraciones. Por este motivo, es conveniente el uso de la protección de sobrefrecuencia cuando el grupo se encuentra acoplado a la red.

El umbral normalizado de disparo de la protección 81 se fija en 52 Hz con una temporización de 2 segundos, tal y como se muestra en la Ilustración 36.

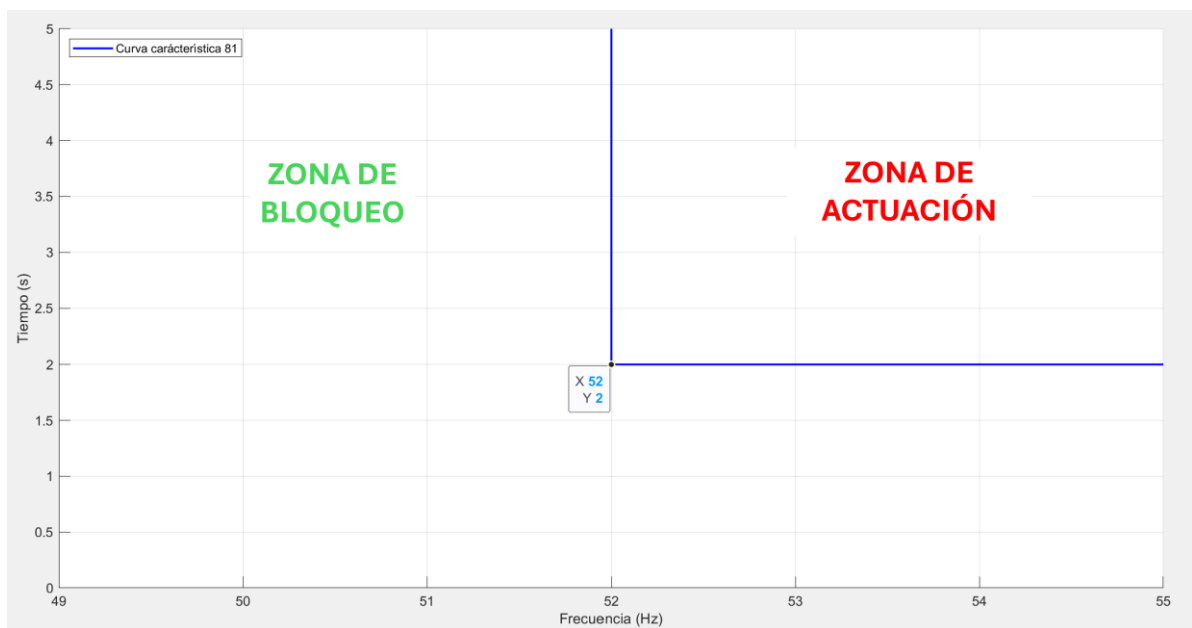


Ilustración 36. Curva característica 81. (Elaboración: Propia)

3.8.3 PROTECCIÓN DE LA LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN

La línea que conecta la planta con la subestación V_COSTAL, al igual que el bloque generador - transformador, es un elemento crítico del sistema. Cualquier fallo en este tramo puede comprometer la evacuación de la energía generada y afectar al funcionamiento global tanto de la planta como de la subestación, y todas las instalaciones del polígono alimentadas por la misma. Por este motivo, es imprescindible disponer de una protección que actúe de forma rápida y selectiva ante sobreintensidades. Como se menciona en la sección Línea de media tensión esta está formada por cables unipolares soterrados bajo tubo, cuyo modelo es Al Eprotenax H Compact de 95 mm² del fabricante Prysmian, diseñados para operar a 20 kV en condiciones estándar.

Para la seguridad del elemento se ha seleccionado el equipo MiCOM P127 de la empresa Areva, sobre el que se ha basado el diseño de la protección. Este dispositivo, mostrado en la Ilustración 37, permite implementar tanto la función de sobreintensidad de fase instantánea (50L) como la de tiempo inverso (51L), cubriendo así los distintos escenarios de fallo.



Ilustración 37. Protección MiCOM P127 de la línea de 20kV. (Fuente: Manual MiCOM P127 de Areva)

En el caso de la función de sobreintensidad instantánea, el relé permite ajustar la intensidad de arranque entre 0,5 y 40 veces la corriente nominal (de 2,5 A_{sec} a 200 A_{sec}), con un paso de 0,01 veces la intensidad nominal (0,05 A_{sec}).

La función de sobreintensidad de fase de tiempo inverso, por su parte, presenta un margen de la intensidad de arranque que va de 0,1 a 25 In (0,5 Asec a 125 Asec), también con paso de 0,01 In (0,05 A_{sec}). El tiempo de actuación se regula mediante un dial configurable entre 0,025 y 1,5 segundos, con pasos de 0,001 s. Para el ajuste de esta función se emplea la característica IEC standard inverse ($a = 0,14$; $b = 0,02$).

3.8.3.1 Protección de sobreintensidad instantánea (50L)

El ajuste de la intensidad de arranque de la protección de sobreintensidad de fase instantánea de la línea se determina para la actuación instantánea en caso de falta trifásica franca al comienzo de la línea. A continuación, en la Ilustración 38 se presenta la conexión de los circuitos de secuencia a estudiar; en este caso visto desde el lado de 20kV.

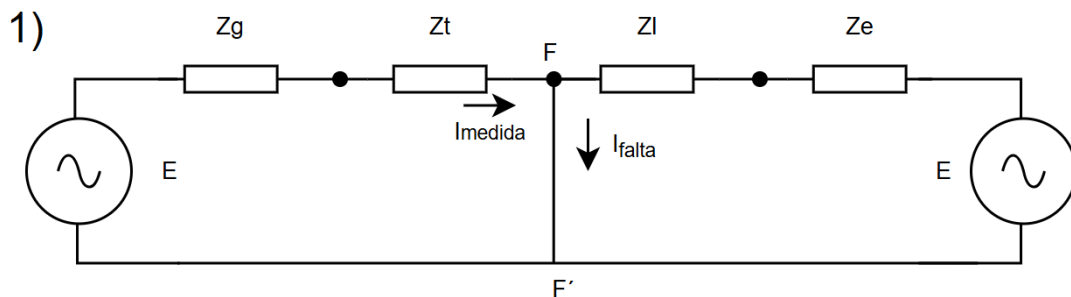


Ilustración 38. Conexión circuitos de secuencia ante F3Φ al principio de la línea. (Elaboración: Propia)

Donde:

$$E = \frac{20.000}{\sqrt{3}} V$$

$$Z_g = j0,3 * \frac{20^2}{6} = j 20 \Omega$$

$$Z_t = j0,07 * \frac{20^2}{6} = j 4,667 \Omega$$

$$Z_l = (0,43 + j0,119) * 0,89 = 0,383 + j 0,106 \Omega$$

$$Z_e = j * \frac{20^2}{250} = j 1,6 \Omega$$

Obteniendo la impedancia equivalente de Thévenin del circuito de secuencia directa:

$$Z_1 = \frac{(Z_g + Z_t) * (Z_l + Z_e)}{(Z_g + Z_t) + (Z_l + Z_e)} = 0,335 + j 1,601 \Omega$$

Resultando una corriente de falta trifásica de valor:

$$I_{F3\Phi, l=0} = \frac{E}{Z_1} = 7.062,2 \angle -78,2^\circ A$$

Sin embargo, como se muestra en la Ilustración 38, la corriente medida por la protección no es la corriente total de falta, sino la corriente aportada desde el lado del generador al cortocircuito.

A continuación, se detalla el cálculo de la corriente medida en amperios secundarios:

$$I_{medida, F3\Phi, l=0} = \left| I_{F3\Phi, l=0} * \frac{(Z_l + Z_e)}{Z_g + Z_t + Z_l + Z_e} * \frac{1}{K_{TI}} \right|$$

$$I_{medida, F3\Phi, l=0} = \left| (7.062,2 \angle -78,2^\circ) * \frac{(Z_l + Z_e)}{Z_g + Z_t + Z_l + Z_e} * \frac{1}{\left(\frac{200}{5}\right)} \right| = 11,703 A_{sec}$$

Teniendo en cuenta las limitaciones de y margen paso establecidos por la protección seleccionada, se determina el siguiente ajuste para la función 50L:

$$(I \gg) = 11,70 A_{sec}$$

3.8.3.2 Protección de sobreintensidad de tiempo inverso (51L)

El ajuste de la intensidad de arranque de la protección de sobreintensidad de tiempo inverso se determina teniendo en cuenta el límite térmico del cable mostrado en la Tabla 13 de parámetros del cable seleccionado.

$$(I >) = I_{max,RP} * \frac{1}{K_{TI}} = 200 * \frac{1}{\left(\frac{200}{5}\right)} = 5 A_{sec}$$

El valor calculado cumple con las restricciones de margen y paso especificadas para la función 51L.

Por otro lado, el dial de la protección de la línea se ajusta para que el relé actúe en caso de falta bifásica al final de la línea en un tiempo igual o inferior a 400 ms. A continuación, en la Ilustración 39 se presenta la conexión de los circuitos de secuencia a estudiar en este escenario.

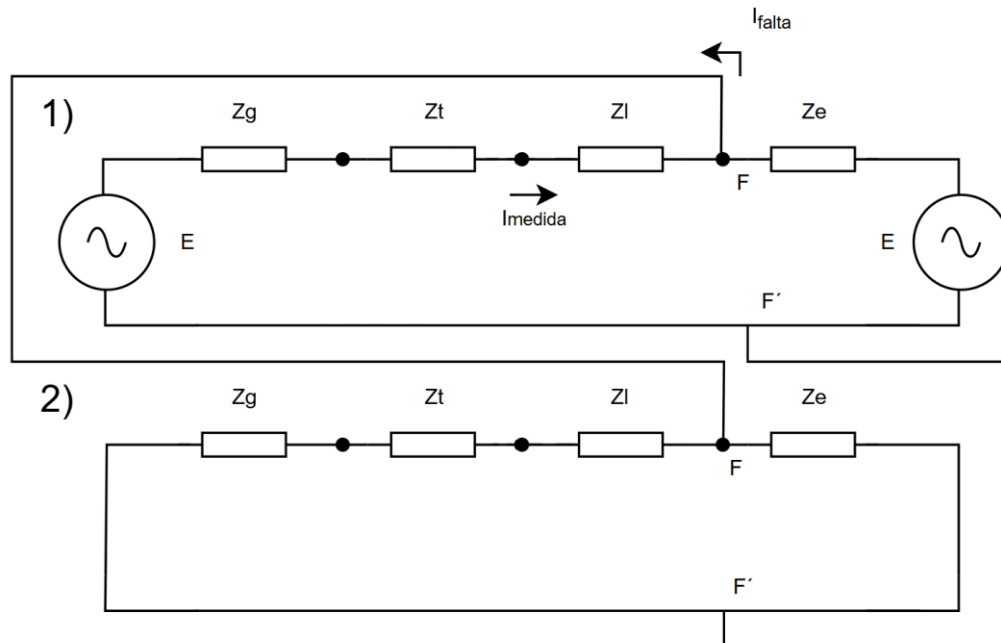


Ilustración 39. Conexión circuitos de secuencia ante F2Φ al final de la línea. (Elaboración: Propia)

El valor que toman los parámetros de las impedancias coincide con el calculado en la sección Protección de sobreintensidad instantánea (50L).

Para esta situación, la impedancia equivalente de Thévenin del circuito de secuencia directa e inversa se calcula como:

$$Z_1 = Z_2 = \frac{(Z_g + Z_t + Z_l) * (Z_e)}{(Z_g + Z_t + Z_l) + (Z_e)} = 0,001 + j 1,503 \Omega$$

A continuación, se calcula la corriente de falta bifásica en el extremo de la línea, considerando los resultados obtenidos.

$$I_{F2\Phi,l=L} = -j * \sqrt{3} * \frac{E}{Z_1 + Z_2} = 6.653,6 \angle -179,9^\circ A$$

Una vez conocida la corriente de falta, se determina la contribución del generador en amperios secundarios.

$$I_{medida,F2\Phi,l=L} = \left| I_{F2\Phi,l=L} * \frac{(Z_e)}{Z_g + Z_t + Z_l + Z_e} * \frac{1}{K_{TI}} \right|$$

$$I_{medida,F2\Phi,l=L} = \left| (6.653,6 \angle -179,9^\circ) * \frac{(Z_e)}{Z_g + Z_t + Z_l + Z_e} * \frac{1}{\left(\frac{200}{5}\right)} \right| = 10,091 A_{sec}$$

Por tanto, el ajuste del dial del relé se define como:

$$t = \frac{T * a}{\left(\frac{I}{I_{>}}\right)^b - 1} \rightarrow 0,4 \leq \frac{T * 0,14}{\left(\frac{10,091}{5}\right)^{0,02} - 1} \rightarrow T \leq 0,0404 s$$

Aplicando las restricciones de margen y paso del relé, se obtiene:

$$T = 0,040 s$$

3.8.3.3 Curva característica de la protección de línea

La Ilustración 40 recoge los resultados obtenidos del ajuste coordinado de las funciones de sobreintensidad de fase instantánea (50L) y de sobreintensidad de fase de tiempo inverso (51L).

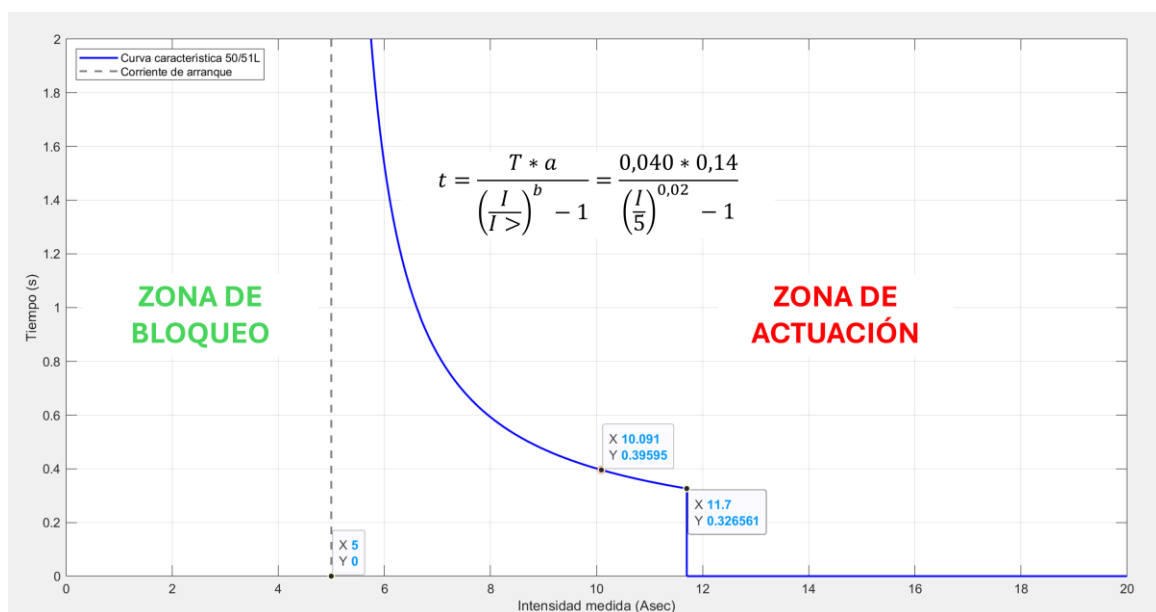


Ilustración 40. Curva característica 50/51L. (Elaboración: Propia)

Capítulo 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

En este capítulo se analiza la viabilidad económica del proyecto mediante la estimación de los costes asociados a la construcción y operación de la planta. Para ello, se desglosan los principales conceptos que conforman la inversión inicial, incluyendo la adquisición del terreno, la obra civil, los equipos principales y los sistemas eléctricos e instrumentación y control, así como los costes de montaje y puesta en marcha. Además, se consideran los gastos recurrentes derivados del aprovisionamiento de biomasa y las tareas de operación y mantenimiento.

Una vez definidos los costes y los ingresos previstos por la venta de energía, se procede al cálculo de los principales indicadores económicos del proyecto: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y el Periodo de Retorno (PR). Estos parámetros permiten evaluar la rentabilidad de la inversión y sirven como base para la toma de decisiones en un contexto real de implantación.

4.1 COSTES DEL PROYECTO

Se ha estimado el coste total del proyecto a partir de los principales conceptos que intervienen en su ejecución. Para ello, se han considerado los gastos asociados a la adquisición del terreno, la obtención de permisos y licencias, la obra civil, el suministro de equipos y sistemas eléctricos, así como los costes de montaje y puesta en marcha de la instalación.

4.1.1 SERVICIOS DE INGENIERÍA

La partida de ingeniería en el presupuesto de la central abarca las tareas de diseño, planificación y supervisión técnica del proyecto. Esta incluye tanto la ingeniería básica como la ingeniería de detalle, que se encarga del desarrollo de planos, esquemas, redes de tuberías y especificaciones técnicas de cada uno de los equipos que conforman la central. Asimismo,

las empresas dedicadas a esta tarea también son responsables de la elaboración de documentación técnica, como memorias, pliegos de condiciones y manuales de operación. Habitualmente esta partida representa un 3 % del presupuesto total de la central, por lo que se estima un coste de 310.205 €.

4.1.2 COMPRA DE TERRENOS

El conjunto de parcelas industriales seleccionadas para la implantación de la planta se encuentra actualmente en venta en distintos portales inmobiliarios, con un precio medio de referencia de 524.255 €/ha. Este valor se ha tomado como base para estimar el coste de adquisición del terreno, al tratarse de una referencia real de mercado y ajustada a las características del emplazamiento previsto. El coste total destinado a esta partida asciende a 1.571.874 €.

4.1.3 PERMISOS Y LICENCIAS

La gestión de permisos y la obtención de licencias municipales representa un coste necesario para la legalización y puesta en marcha de la instalación. Este concepto incluye los trámites administrativos ante el ayuntamiento, tasas urbanísticas, licencias de obra, autorizaciones ambientales y otros informes técnicos exigidos por la normativa vigente. Aunque el importe puede variar en función del municipio y la complejidad del proyecto, en este caso se ha considerado un valor total de 105.000 €, desglosado en 40.000 € para la gestión de permisos y 65.000 € para licencias municipales.

4.1.4 OBRA CIVIL

La obra civil incluye todos los trabajos necesarios para preparar el terreno y ejecutar las edificaciones previstas en el proyecto.

En primer lugar, se contempla el movimiento de tierras para la adecuación de las parcelas, que incluye tareas como el desbroce, la nivelación del terreno y la eliminación de escombros. Para estimar el coste por metro cuadrado de estas actividades, se tienen en cuenta dos factores que permiten reducir el precio. El primero de ellos reside en que no es necesario

realizar tala de árboles, ya que las parcelas no presentan vegetación arbórea. El segundo factor que reduce el coste de esta actividad es la pendiente del terreno, ya que esta es mínima en las parcelas seleccionadas, lo que evita la construcción de elementos auxiliares como muros de contención y abarata el trabajo. Teniendo esto en cuenta y considerando que el rango medio de precios a nivel nacional oscila entre 8 y 20 €/m², se toma como referencia un valor de 10 €/m², lo que sitúa el presupuesto de esta partida en torno a los 299.830 €.

Por otro lado, la inversión asociada a la construcción de las edificaciones necesarias para la planta también se incluye en el capítulo de obra civil. En la planta de biomasa diseñada se proyecta una nave de almacenamiento de 280 m², otra de generación de 1.000 m² donde se ubicarán la caldera, el ciclo agua-vapor y el generador síncrono, y una tercera de oficinas de 700 m². Para estimar el coste por metro cuadrado, se consideran las principales operaciones que intervienen en la construcción de una nave industrial. Estas son excavación, cimentación y saneamiento (20 €/m²), solera de hormigón (20 €/m²), estructura (40 €/m²), cubierta (30 €/m²) y fachada (35 €/m²). Recogiendo esta información se toma como referencia un coste medio de 145 €/m² y resulta un coste estimado de 40.600 € para la nave de almacenamiento, 145.000 € para la nave de generación y 101.500 € para el edificio de oficinas. En total, 287.100 € destinados a edificación.

4.1.5 EQUIPOS

Para estimar el coste de los distintos sistemas y equipos que forman parte de la planta se toma como referencia la información técnica publicada por la empresa de ingeniería Renovetec, especializada en proyectos de generación de energía. Esta decisión se debe a la dificultad encontrada para obtener presupuestos reales por parte de los distintos fabricantes.

4.1.5.1 Silo con tolva

Para la alimentación de biomasa a la caldera se plantea la instalación de un silo metálico con tolva del modelo Symaga SCE T-45, con una capacidad útil de 159 m³. El coste del equipo varía en función de distintos factores como acabados, accesorios y montaje; sin embargo, al no estar publicados oficialmente los precios reales por parte del fabricante, se

adopta un precio unitario de referencia de 75 €/m³, lo que supone una inversión en torno a los 11.925 €.

4.1.5.2 Caldera

En lo que respecta a la central, el equipo más relevante y complejo es la caldera. De su diseño y rendimiento depende en gran parte la eficiencia global de la planta, por lo que no conviene reducir costes en esta partida. Para este equipo, el precio de referencia se sitúa en torno a 150.000 €/MWt.

La potencia térmica de la caldera se obtiene a partir del rendimiento global estimado de la planta en la sección Entrada de materias primas y de la potencia eléctrica del generador seleccionado. Para ello, se aplica la siguiente expresión:

$$P_{térmica} = \frac{P_{eléctrica}}{\eta_{planta}} = \frac{4,8 \text{ MWe}}{0,25} = 19,2 \text{ MWt}$$

En total, se requiere una potencia térmica de 19,2 MWt, lo que supone un coste aproximado de 2.880.000 €.

4.1.5.3 Ciclo agua-vapor

En esta partida se incluyen las bombas de circulación, los intercambiadores de calor y los conductos por los que circula el fluido dentro del ciclo Rankine con regeneración. Se toma como referencia un coste de 375.000 €/MWe.

Dado que la potencia eléctrica del generador es de 4,8 MWe, la inversión que se estima para este sistema se fija en torno a 1.800.000 €.

4.1.5.4 Sistema de refrigeración

El sistema de refrigeración incluye tanto la torre de refrigeración como el conjunto de bombeo necesario para garantizar la circulación del agua en el circuito cerrado. Para este tipo de instalaciones se toma como referencia un coste unitario de 5.800 €/MWt.

Aplicado a la potencia térmica de diseño, el presupuesto para esta partida se establece en 111.360 €.

4.1.5.5 Turbina-Generador

El conjunto turbina de vapor y generador representa uno de los bloques clave del sistema de generación. Para esta planta se toma como referencia un coste de 300.000 €/MWe y, como consecuencia del diseño, una inversión de 1.440.000 €.

4.1.5.6 Transformadores eléctricos

En el diseño eléctrico de la planta se contemplan dos transformadores principales. Estos son el transformador de servicios auxiliares, con una potencia de 250 kVA y relación de transformación 20 kV/400 V, y el transformador de evacuación de la energía generada, con una relación 20 kV/3,3 kV y una potencia nominal de 6 MVA.

La principal ventaja del transformador de SSAA es que se ajusta a parámetros estandarizados, por lo que no requiere fabricación bajo pedido. Esto permite acceder a modelos comerciales con precios ya publicados. En este caso, para un transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 250 kVA de potencia, de 24 kV de tensión asignada, 20 kV de tensión del primario y 400 V de tensión del secundario en vacío, de 50 Hz de frecuencia, y grupo de conexión Dyn11, se toma como referencia un coste de 7.240 €.

Por otro lado, el transformador de potencia no responde a configuraciones normalizadas, lo que implica un diseño a medida. Para su estimación se adopta un coste unitario de 35.000 €/MVA, aproximadamente un 20% mayor que el de SSAA, lo que supone una inversión de 210.000 € para esta unidad.

4.1.5.7 Línea de media tensión

La línea de media tensión que conecta la planta con la subestación se ha diseñado con una configuración de tres cables unipolares AL HEPRZ1 de 95 mm² del fabricante Prysmian, soterrados bajo tubo. Aunque el precio unitario de cada conductor publicado por el propio fabricante es de 11,649 €/m, el coste total de la línea no se limita únicamente a este valor multiplicado por tres para cada una de las fases, sino que también deben considerarse otros materiales necesarios para su instalación. Estos materiales son dos tubos protectores

de polietileno de 160 mm de diámetro, una capa de arena compactada para asegurar la posición y protección de la línea, una canalización para telecomunicaciones y una pequeña fracción de material auxiliar para instalaciones eléctricas.

Todo ello suma un subtotal de 67,27 €/m. Si a este valor se le añaden los costes asociados a equipo, maquinaria, mano de obra y gastos directos complementarios, el valor total por metro asciende a 87,80 €/m. Por tanto, aplicando una longitud de 890 metros, el presupuesto estimado para la partida es de 78.142 €.

4.1.5.8 Protecciones eléctricas

Las protecciones eléctricas que se emplean en el diseño de la central son la del generador y la de la línea. Más concretamente el modelo elegido para la del generador es el GE Multilin G60 Generator Protection System de General Electric con un precio equivalente a 10.459 €. Por otro lado, para la línea se ha seleccionado la protección MiCOM P127 de Areva, cuyo coste asciende a 831 €. Teniendo ambas en cuenta, el presupuesto total destinado a la partida de protecciones eléctricas es de 11.290 €.

4.1.6 MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA

El montaje mecánico, eléctrico y de control representa una de las partidas más relevantes del proyecto por su complejidad y por el número de horas requeridas para la instalación. Se ha estimado un coste de 288.000 €/MWe, lo que supone un total de 1.382.400 € para la planta. A este importe se suma la puesta en marcha, que incluye limpiezas técnicas, personal especializado y otros servicios, con un presupuesto adicional de 144.000 €.

4.1.7 PRESUPUESTO

En la Tabla 14 se muestra desglosado el presupuesto total de la central, incluyendo todas las partidas descritas anteriormente.

<i>Descripción</i>	<i>Unidades</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio unitario</i>	<i>Presupuesto</i>
Servicios de ingeniería	-	1	310.205 €	310.205 €
SUBTOTAL				310.205 €
INGENIERÍA				
Adquisición del terreno	ha	2,9983	524.255 €	1.571.874 €
Gestión de permisos	-	1	40.000 €	40.000 €
Obtención de licencias	-	1	65.000 €	65.000 €
SUBTOTAL				1.676.874 €
TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA				
Adecuación del terreno	m2	29.983	10 €	299.830 €
Edificación	m2	1.980	145 €	287.100 €
SUBTOTAL				586.930 €
OBRA CIVIL				
Silo con tolva	m3	159	75 €	11.925 €
Caldera	ud	1	2.880.000 €	2.880.000 €
Ciclo agua-vapor	-	1	1.800.000 €	1.800.000 €
Sistema de refrigeración	-	1	111.360 €	111.360 €
Turbina - Generador	ud	1	1.440.000 €	1.440.000 €
Transformadores eléctricos	-	1	217.240 €	217.240 €
Línea de media tensión	m	890	87,80 €	78.142 €
Protecciones eléctricas	-	1	11.290 €	11.290 €
SUBTOTAL				6.549.957 €
EQUIPOS				
Montaje Mecánico	-	1	1.382.400 €	1.382.400 €
Puesta en marcha	-	1	144.000 €	144.000 €
SUBTOTAL				1.526.400 €
MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA				
TOTAL				10.650.366 €

Tabla 14. Presupuesto total del proyecto. (Elaboración: Propia)

Observando la Tabla 14 se aprecia que los costes totales directos, es decir, el coste puro de construcción de la planta, ascienden a 10.650.366 €. A este importe se le deben añadir los márgenes del epecista. Estos márgenes permiten que el contratista EPC, o contratista llave en mano, asuma los riesgos asociados a desviaciones de coste, plazos o calidad, lo cual suele ser una exigencia de la entidad financiera.

Los márgenes considerados son gastos generales holding del 5 %, gastos generales local del 5 %, costes financieros del 1,5 %, contingencias del 3 % y beneficio del 7 %. Esto supone un total del 21,5 % aplicado sobre los costes directos.

El margen del 21,5 % representa una elevación de 2.289.829 €, lo que sitúa el coste final de la planta en 12.940.195 € y el coste por megavatio instalado en 2,70 M€/MW, tal y como se recoge en la Tabla 15.

	<i>Coste</i>	<i>Coste por MW instalado</i>
Presupuesto base	10.650.366 €	2,22 M€/ MW
Aplicación márgenes EPC	2.289.829 €	-
PRESUPUESTO FINAL CORREGIDO	12.940.195 €	2,70 M€ / MW

Tabla 15. Presupuesto corregido con márgenes EPC. (Elaboración: Propia)

4.2 FINANCIACIÓN

El presupuesto total de la planta asciende a 12.940.195 €. Para cubrir esta inversión, se contemplan dos vías de financiación complementarias. Por un lado, la aportación directa de la empresa desarrolladora y sus accionistas, y por otro, la obtención de financiación externa a través de una entidad financiera. De esta forma, la financiación propia refuerza la solvencia del proyecto y la financiación externa permite disponer de capital suficiente desde el inicio sin comprometer la liquidez de la empresa.

En este caso, se ha previsto que el 80 % del presupuesto se cubra mediante financiación externa, con un préstamo de 10.352.155,75 €. El 20 % restante, equivalente a 2.588.038,94 €, sea aportado con recursos propios por parte de la empresa desarrolladora del proyecto.

Una vez definido el origen de los fondos, es imprescindible establecer los siguientes parámetros financieros que permitirán realizar un posterior análisis de la viabilidad económica del proyecto.

- Porcentaje financiado con deuda (α). Corresponde al préstamo solicitado sobre la inversión total (80%).
- Coste de la deuda (C_d). Se establece en un 4,5 % anual por ser un tipo fijo prudente para un proyecto renovable con riesgo medio.
- Coste de los fondos propios (C_p). Se fija en un 6,0 % anual, reflejando la rentabilidad mínima exigida por los accionistas.
- Tipo impositivo (t). Se impone un 25% por ser la tasa general del Impuesto de Sociedades vigente en España.
- Vida útil del proyecto (N). Se ha estimado un plazo razonable de 25 años, tanto para la vida del proyecto, como para la devolución del préstamo.

A continuación, con estos datos, se calcula la tasa de descuento i , también denominada WACC (weighthed average capital cost), que representa el interés con el que se calcula la inversión:

$$i = C_d * \alpha * (1 - t) + C_p * (1 - \alpha)$$

Sustituyendo los por los valores establecidos:

$$i = 0,045 * 0,8 * (1 - 0,25) + 0,06 * (1 - 0,8) = 0,0390 = 3,90\%$$

Otro parámetro importante para análisis económico es el factor de amortización (f_a). Este factor permite transformar la inversión inicial en una salida de caja anual constante durante la vida útil del proyecto y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$f_a = \frac{i * (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1}$$

Dando como resultado:

$$f_a = \frac{0,0390 * (1 + 0,0390)^{25}}{(1 + 0,0390)^{25} - 1} = 0,0633 \text{ año}^{-1}$$

Como se ha mencionado anteriormente, gracias al factor de amortización, se puede calcular la salida de caja anual equivalente a la recuperación progresiva del capital invertido, incluyendo los intereses, bajo el supuesto de que el préstamo se devuelve uniformemente durante toda la vida útil del proyecto.

Esta salida de caja se denomina coste normalizado de la inversión (CAPEX) y se obtiene como:

$$CAPEX = INV * f_a$$

Sustituyendo numéricamente:

$$CAPEX = 12.940.195 \text{ €} * 0,0633 \text{ año}^{-1} = 819.595,18 \text{ €} \text{ €/año}$$

4.3 GASTOS

Además de la inversión inicial, es necesario considerar los costes de explotación, ya que representan un desembolso significativo a largo de la vida útil de la planta. En este caso, los dos gastos principales que se tendrán en consideración en el proyecto son la operación y mantenimiento y el consumo de combustible.

4.3.1 COSTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La partida de operación y mantenimiento engloba los salarios del personal, tanto propio como subcontratado, así como los gastos asociados al funcionamiento diario de la planta. Estos gastos se deben a tareas como la inspección, reparación, reposición de piezas, limpieza, revisiones y otros servicios externos necesarios para mantener la central en funcionamiento óptimo.

Para calcular el coste específico de operación y mantenimiento de una planta de biomasa se toma como referencia la información técnica publicada por la empresa Renovetec, previamente mencionada en la sección Equipos. Este valor se estima en 13,41 €/MWh generado. De esta forma, el coste anual de operación y mantenimiento en el año 0 se calcula como:

$$C_{OM,0} = 13,41 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * (4,8 \text{ MW} * 8000 \text{ h}) = 514.944 \text{ € /año 0}$$

Una vez determinado el coste de operación y mantenimiento en el año 0, es necesario proyectar su evolución a lo largo del tiempo. Este coste no se mantiene constante, sino que se espera que irá aumentando a una cierta tasa r constante cada año. Esto significa que el valor del coste de operación y mantenimiento en el año x se calcula como:

$$C_{OM,x} = C_{OM,0} * (1 + r_{OM})^x$$

Esta tasa de proyección responde a dos factores principales. Estos son la inflación general, que afecta al poder adquisitivo y a los precios en términos globales, y las variaciones temporales o encarecimiento asociado a factores reales relacionados con el propio producto.

Los factores mencionados se relacionan entre si mediante la siguiente expresión:

$$1 + r_{OM} = (1 + r_{OM,i}) * (1 + r_{OM,r})$$

Donde:

$r_{OM,i}$: Tasa de inflación esperada de operación y mantenimiento.

$r_{OM,r}$: Tasa de crecimiento real de operación y mantenimiento.

En este caso, se ha considerado un valor del 2,3 % para la tasa de inflación, basado en previsiones económicas actuales publicadas por Bankinter para 2025, y una tasa de crecimiento real de operación y mantenimiento despreciable por tratarse de un coste estable, sin grandes fluctuaciones previstas a largo plazo.

Aplicando estos valores:

$$1 + r_{OM} = (1 + 0,023) * (1 + 0) \rightarrow r_{OM} = 0,0230 = 2,30\%$$

Una vez establecida la tasa de proyección, es necesario determinar cuánto valdría hoy cada uno de los costes futuros proyectados. Para ello se introduce el factor de actualización relativa k , que permite conocer la cantidad que sería necesario disponer hoy para cubrir en el futuro este coste de operación y mantenimiento, sabiendo que el dinero podría rentabilizarse al tipo de interés i .

Matemáticamente, se obtiene como:

$$k_{OM} = \frac{1 + r_{OM}}{1 + i}$$

Sustituyendo numéricamente:

$$k_{OM} = \frac{1 + 0,0230}{1 + 0,0390} = 0,9846$$

De esta forma, el valor actual del coste de operación y mantenimiento del año x se determina mediante la relación:

$$C_{OM,x0} = C_{OM,0} * (k_{OM})^x$$

Si se suman los valores actualizados de todos los costes de operación y mantenimiento correspondientes a cada uno de los años de la vida útil del proyecto, se obtiene el valor actual total de esta partida de gasto. Este valor se expresa mediante el producto entre el coste anual del año 0 y el factor acumulador f_{Σ} :

$$C_{OM} = \sum_{x=1}^N C_{OM,0} * (k_{OM})^x = C_{OM,0} * f_{\Sigma,OM}$$

La expresión matemática que calcula el factor acumulador es:

$$f_{\Sigma,OM} = \frac{k_{OM} * (1 - k_{OM}^N)}{1 - k_{OM}}$$

Sustituyendo los valores:

$$f_{\Sigma,OM} = \frac{0,9846 * (1 - 0,9846^{25})}{1 - 0,9846} = 20,561$$

Resulta, por tanto, que el coste total de operación y mantenimiento es:

$$C_{OM} = C_{OM,0} * f_{\Sigma,OM} = 514.944 * 20,561 = 10.587.593,93 \text{ €}$$

Sin embargo, para realizar el análisis de viabilidad se necesitar calcular el coste anual equivalente o coste normalizado. Para ello se debe multiplicar esta cantidad por el factor de amortización:

$$OPEX_{OM} = C_{OM,0} * f_{\Sigma,OM} * f_a$$

Dando como resultado:

$$OPEX_{OM} = 514.944 * 20,561 * 0,0633 = 670.588,13 \text{ €/año}$$

4.3.2 COSTE DEL COMBUSTIBLE

El coste de combustible representa el gasto derivado de la compra anual del hueso de aceituna. Según estimaciones realizadas por la empresa distribuidora de biomasa Olihueso, en 2025 se puede llegar a adquirir este subproducto desde 80 euros por tonelada en pedidos a granel. Asimismo, considerando un consumo anual de 29.968,5 ton, calculado en la sección Entrada de materias primas, el coste del hueso de aceituna en el año 0 resulta:

$$C_{H,0} = 80 \frac{\text{€}}{\text{ton}} * 29.968,5 \text{ ton} = 2.397.480,00 \text{ € /año 0}$$

Este coste, al igual que ocurre con el de operación y mantenimiento, no permanece constante en el tiempo, sino que se proyecta un aumento anual a una tasa constante influenciada por la inflación y por la subida real del precio del producto.

Para el análisis se ha considerado:

- Una tasa de inflación prevista del 2,3%, igual que en el apartado anterior.
- Un crecimiento real del 1,5 % anual. Se establece este valor teniendo en cuenta que el sector agrícola atraviesa una situación política tensa, lo que podría trasladarse a mayores precios en subproductos como el hueso de aceituna.

Por tanto:

$$1 + r_H = (1 + 0,023) * (1 + 0,015) \rightarrow r_H = 0,0383 = 3,83\%$$

A partir de la tasa de proyección, se determina el factor de actualización relativa:

$$k_H = \frac{1 + r_H}{1 + i} = \frac{1 + 0,0383}{1 + 0,0390} = 0,9994$$

Dando como resultado el siguiente factor acumulador:

$$f_{\Sigma,H} = \frac{k_H * (1 - k_H^N)}{1 - k_H} = \frac{0,9994 * (1 - 0,9994^{25})}{1 - 0,9994} = 24,796$$

Como consecuencia, el valor actual de la suma de los costes de combustible durante toda la vida del proyecto resulta:

$$C_H = C_{H,0} * f_{\Sigma,H} = 2.397.480 * 24,796 = 59.448.261,85 \text{ €}$$

Para poder comparar económicamente este coste con el resto de las partidas del proyecto, se calcula el coste anual equivalente aplicando el factor de amortización:

$$OPEX_H = C_{H,0} * f_{\Sigma,H} * f_a = 2.397.480 * 24,796 * 0,0633 = 3.765.284,07 \text{ € /año}$$

4.4 INGRESOS

Entre los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial, se decide vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica, en lugar de ceder la electricidad al sistema percibiendo por ella una tarifa regulada.

Para determinar la tarifa a la que se podrá vender la electricidad generada, es imprescindible conocer el precio medio aritmético registrado en el mercado diario español en el año 2024. Según el Informe Anual 2024 publicado por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) este valor ha sido de 63,03 €/MWh.

No obstante, gracias a las primas a la producción eléctrica que están reguladas en España, se pueden alcanzar tarifas significativamente superiores. Estas primas se recogen en el Capítulo IV del Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. En concreto, la planta objeto de este proyecto se encuentra clasificada dentro del Subgrupo b.8.1, correspondiente a centrales que utilizan como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola. Asimismo, dado que la potencia instalada de la planta es superior a 2 MW, la prima aplicable es de 4,8870 c€/kWh, lo que equivale a 48,87 €/MWh.

Teniendo en cuenta ambos factores, se obtiene una tarifa resultante de venta de la energía en el año 0 de:

$$T_{E,0} = 63,03 + 48,87 = 111,90 \text{ € /MW}$$

Para proyectar la evolución de la tarifa de venta a lo largo de la vida útil del proyecto, se ha considerado una tasa de inflación del 2,3 % y una tasa de crecimiento real del 1,0 %. Esta última se justifica por la expectativa de una ligera recuperación de los precios de la electricidad tras las recientes caídas de los mismos.

Aplicando ambas estimaciones, la tasa nominal de proyección de la tarifa de venta de energía eléctrica se obtiene como:

$$1 + r_E = (1 + 0,023) * (1 + 0,010) \rightarrow r_E = 0,0332 = 3,32\%$$

Para calcular el valor actual de las tarifas proyectadas, se determina el factor de actualización relativa:

$$k_E = \frac{1 + r_E}{1 + i} = \frac{1 + 0,0332}{1 + 0,0390} = 0,9944$$

Como consecuente, el factor acumulador resulta:

$$f_{\Sigma,E} = \frac{k_E * (1 - k_E^N)}{1 - k_E} = \frac{0,9944 * (1 - 0,9944^{25})}{1 - 0,9944} = 23,273$$

Finalmente se obtienen los ingresos normalizados por la venta de energía mediante la siguiente expresión:

$$VE_N = T_{E,0} * E * f_{\Sigma,E} * f_a$$

Sustituyendo valores:

$$VE_N = 111,90 * (4,8 * 8000) * 23,273 * 0,0633 = 6.333.868,05 \text{ € /año}$$

4.5 CÁLCULO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Una vez definida la inversión, así como los gastos e ingresos que tendrá la central a lo largo de su vida útil, es necesario comprobar si estas estimaciones permiten considerar el proyecto viable o si, por el contrario, impedirían su desarrollo en el futuro.

Para realizar una primera aproximación sobre esta viabilidad, es necesario calcular el coste normalizado del proyecto, teniendo en cuenta tanto la inversión como los costes normalizados asociados al combustible, operación y mantenimiento.

$$C_N = CAPEX + OPEX_{OM} + OPEX_H$$

Sustituyendo numéricamente:

$$C_N = 819.595,18 + 670.588,13 + 3.765.284,07 = 5.255.467,38 \text{ €/año}$$

Este valor se compara con los ingresos normalizados procedentes de la venta de energía, con el fin de evaluar si el proyecto puede sostenerse económicamente.

$$VE_N = 6.333.868,05 \text{ €/año}$$

Dado que los ingresos normalizados superan a los costes normalizados, se puede considerar que, en principio, el proyecto es viable.

De manera adicional, se calculan los costes normalizados específicos de la electricidad (“Levelised Cost of Electricity”) y la tarifa normalizada de la misma, para poder analizar esos costes frente a la energía producida.

$$LCOE = \frac{C_N}{E} = \frac{5.255.467,38}{4,8 * 8000} = 136,86 \text{ €/MWh}$$

$$T_N = \frac{VE_N}{E} = \frac{6.333.868,05}{4,8 * 8000} = 164,94 \text{ €/MWh}$$

Pese a que estos valores normalizados son favorables, para cuantificar con mayor precisión la rentabilidad del proyecto, se procede a determinar los principales indicadores económicos: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y Periodo de Retorno (PR).

4.5.1 VALOR ACTUAL NETO

El VAN se define como la diferencia entre los ingresos y costes normalizados del proyecto, sin aplicar el factor de amortización; es decir, expresado en términos acumulados y no anualizados.

Matemáticamente se expresa como:

$$VAN = \frac{VE_N - C_N}{f_a} = \frac{6.333.868,05 - 5.255.467,38}{0,0633} = 17.026.350,13 \text{ €}$$

El VAN obtenido, de 17.026.350,13 €, indica que el proyecto genera suficiente excedente económico para cubrir todos sus costes, incluidos los financieros, y además deja un margen de beneficio, lo que permite concluir que, en términos económicos, el proyecto puede considerarse viable.

Sin embargo, el VAN, al ser un criterio absoluto, depende del tamaño del proyecto y, por tanto, no siempre es el indicador más fiable de rentabilidad, ya que un valor elevado puede deberse únicamente a la magnitud de la inversión. Por ello, aunque un VAN positivo confirma que se cubren los costes y se genera excedente, resulta necesario analizar otros indicadores relativos, como la Tasa Interna de Retorno (TIR) o el Periodo de Retorno (PR), que permiten valorar la rentabilidad de forma más proporcional.

4.5.2 TASA INTERNA DE RENTABILIDAD

La TIR se define como la tasa de descuento que provoca que el VAN del proyecto se anule a lo largo de toda su vida útil. En este caso, la TIR se ha obtenido mediante el uso de hojas de cálculo Excel, resultando:

$$TIR = 12,635 \%$$

Dado que la TIR es mayor que la tasa de descuento establecida ($i = 3,9 \%$), se concluye que el proyecto no solo cubre sus costes financieros, sino que además proporciona un margen adicional de beneficio, lo que refuerza su viabilidad económica.

4.5.3 PERIODO DE RETORNO

El PR indica el tiempo necesario para que los ingresos generados por el proyecto cubran la inversión inicial, incluidos los intereses destinados tanto al pago de la deuda bancaria como a la retribución de los accionistas. Para calcularlo, se considera la tasa de descuento establecida inicialmente, se deja libre el parámetro de la vida del proyecto y se fuerza que el VAN se haga a cero. El valor del PR obtenido en Excel es:

$$PR = 9,908 \text{ años}$$

Como el PR calculado es claramente inferior a los 25 años de vida útil previstos para el proyecto, se puede concluir que la inversión resulta rentable. Además, este resultado es muy positivo, ya que en proyectos reales del sector energético se suele considerar recomendable que el PR se sitúe aproximadamente en torno a un tercio de la vida útil prevista.

Capítulo 5. CONCLUSIONES

El trabajo ha permitido desarrollar el diseño de una planta de biomasa de 4,8 MW en la provincia de Jaén, con el objetivo de valorizar energéticamente los subproductos del olivar. A lo largo del proyecto se han abordado todas las fases necesarias para garantizar la viabilidad técnica, económica y normativa de la instalación.

Desde el punto de vista técnico, se ha definido una planta capaz de operar de forma continua durante 8.000 horas anuales, utilizando como único combustible el hueso de aceituna. Se ha diseñado un sistema de almacenamiento con una semana de autonomía, una caldera de parrilla móvil, un ciclo Rankine con regeneración y un sistema de refrigeración en circuito cerrado. Además, se ha incorporado un sistema de depuración de gases mediante ciclón y filtro de mangas, que permite cumplir con los límites de emisiones establecidos por normativas ambientales.

En cuanto al aspecto eléctrico, se ha desarrollado el diseño completo del sistema de generación, transformación y evacuación de la energía. Se han dimensionado los transformadores de potencia y de servicios auxiliares, el generador síncrono, la línea de media tensión, los transformadores de medida y el conjunto de protecciones eléctricas. Estas protecciones se han clasificado en función del tipo de fallo que detectan y se han ajustado para garantizar la fiabilidad y seguridad de la central ante distintos escenarios de operación. El diseño se ha completado con el diagrama unifilar de la planta y el análisis de los circuitos de secuencia.

En cuanto al análisis económico, se ha estimado una inversión total de 12.940.195 €, financiada en un 80 % mediante entidades bancarias y en un 20 % con recursos propios. A partir de esta inversión y de los costes de operación y combustible, se ha calculado un LCOE de 136,86 €/MWh, frente a una tarifa normalizada de venta de 164,94 €/MWh. Los indicadores financieros obtenidos (VAN de 17.026.350 €, TIR del 12,64 % y PR de 9,91

años) confirman que el proyecto es viable y que la inversión se recupera en un plazo razonable.

Como posibles líneas de trabajo futuro, se propone realizar un análisis dinámico de operación que contemple escenarios de variabilidad en el precio de la biomasa y de la electricidad. También sería interesante estudiar la integración de la planta en esquemas de cogeneración térmica o de producción de biocombustibles, así como profundizar en la evaluación del impacto ambiental y en el modelado y simulación del ciclo termodinámico para optimizar el rendimiento energético.

En definitiva, este proyecto no solo cumple los objetivos inicialmente planteados, sino que demuestra la viabilidad técnica y económica de una instalación de biomasa en el contexto andaluz, aportando una solución concreta y replicable para avanzar hacia un sistema energético más sostenible y eficiente.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, «Producción y consumo sostenibles y residuos agrarios», 2012.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/Residuos%20agrarios_tcm30-193059.pdf
- [2] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima», 2023. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf
- [3] Red Eléctrica Española, Datos de Estructura de la generación por tecnologías (GWh).
<https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>
- [4] International Renewable Energy Agency, Datos de Generación eléctrica en GWh.
<https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Bioenergy-and-biofuels>
- [5] International Renewable Energy Agency, «Recycle: Bioenergy», 2020.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Sep/CC_05_Recycle_bioenergy_2020.pdf
- [6] International Renewable Energy Agency, «SOLID BIOMASS SUPPLY FOR HEAT AND POWER», 2019. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jan/IRENA_Solid_biomass_supply_2019.pdf
- [7] International Renewable Energy Agency, «Biomass for Heat and Power», 2015.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_E05_Biomass-for-Heat-and-Power.pdf
- [8] Margarita de Gregorio, «Biomasa en España. Generación de valor añadido y análisis prospectivo.», 2020. <https://documentos.fedea.net/pubs/eee/eee2020-01.pdf>
- [9] ENTSO-E, Installed Capacity per Production Type.
<https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show>
- [10] Agencia Andaluza de la Energía, «Informe de infraestructuras energéticas. Provincia JAÉN», 2024.
https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Infraestructuras/Informe_Prov_JA_MIEA.pdf

- [11] Junta de Andalucía, «Potencial energético de los subproductos de la industria olivarera en Andalucía», 2010.
<https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/Potencial%20energ%C3%A9tico.pdf>
- [12] IEA Energy Technology Essentials, «Biomass for Power Generation and CHP», 2007.
https://www.nachhaltigwirtschaften.at/resources/pdf/iea_ete03.pdf
- [13] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, «Biomasa: Producción eléctrica y cogeneración», 2007.
https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_10737_biomasa_prod_electrica_cogeneracion_a2007_5ebe27d3.pdf
- [14] Agrade Biomasa, Fichas técnicas de sus productos. <https://www.agrade.es/documentacion-tecnica>
- [15] Empresa de transporte DSV, Documentación técnica de las dimensiones y capacidad del Camión tráiler box. <https://www.dsv.com/es-es/nuestras-soluciones/modos-de-transporte/transporte-por-carretera/medidas-camion-trailer/camion-trailer-box-o-camion-furgon>
- [16] Symaga, Ficha técnica de silo con tolva.
<https://www.symaga.com/calculadoraapp/technical-data-symaga.pdf>
- [17] COWI, «Catálogo de tecnología de biomasa a energía», 2017.
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/434197/Cat_logo_de_Biomasa_-_Espa_ol_Modelo_05.pdf
- [18] Universidad Pontificia de Comillas, Apuntes de la asignatura Termodinámica, «Termodinámica Técnica y Máquinas Térmicas», 2021-2022.
- [19] Universidad Pontificia de Comillas, Apuntes de la asignatura Centrales y Subestaciones Eléctricas, «Tema 2: Centrales Eléctricas», 2024.
- [20] CIEMAT, «Bases científico-tecnológicas para mejorar la calidad del aire en España», 2015. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/atmosfera-y-calidad-del-aire/13reduccionemisionesusobiomasa_tcm30-188077.pdf
- [21] ABB, Catálogo «Synchronous HV compact generators for mid-range steam and gas turbines».
https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK106242&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch&_gl=1*jcgfld*_gcl_au*NTYyNzQ4MTA1Lj

- [E3NDIyOTg2ODE.*_ga*MTg0ODA5MzM5MC4xNzQyMjk4Njgx*_ga_46ZFBRszNM*_czE3NDg3OTIxMzgkbzYkZzAkdDE3NDg3OTIxNDIkajU2JGwwJGgw](#)
- [22] Prysmian Group, Manual técnico y práctico de cables y accesorios para media tensión «El libro blanco de la instalación», 2023. <https://es.prysmian.com/catalogos-online/prysmian/el-libro-blanco-de-la-instalacion-para-media-tension>
- [23] Prysmian Group, Ficha técnica del cable AL EPROTENAX H COMPACT - AL HEPRZ1. <https://es.prysmian.com/sites/es.prysmian.com/files/media/documents/Al-Eprotenax-H-Compact-AL-HEPRZ1-Fca-MAR23.pdf>
- [24] Red Eléctrica Española, «Informe Anual de la Corriente de Cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular en el año 2023», 2024. https://www.ree.es/sites/default/files/12_CLIENTES/Documentos/AccesoRed/DDS.DFSE.24_2537_InformePcc_PENINSULA_2023_v1.pdf
- [25] Universidad Pontificia de Comillas, Apuntes de la asignatura Protecciones Eléctricas, «Protección de generadores», 2024-2025.
- [26] General Electric, Manual Protección G60 Generator Protection System.
- [27] Aрева, Manual Protección MiCOM P125/P126 & P127.
- [28] Editorial Renovetec, «Centrales termoeléctricas de biomasa», 2015.
- [29] Empresa de ingeniería CYPE, Generador de precios para instalaciones eléctricas. https://www.generadordeprecios.info/espacios_urbanos/Instalaciones/Urbanas/Centros_de_transformacion/Transformador_en_bano_de_aceite_0_4.html
- [30] Prysmian Group, «Lista de Precios Cables y Accesorios para Baja y Media Tensión, y Telecomunicaciones Multimedia», 2021. https://www.aunadistribucion.com/uploads/catalogos/114256_tarifa-precios-prysmian-2021.pdf
- [31] OMIE, Informe anual 2024, «Evolución del mercado de electricidad», 2025. <https://www.omie.es/sites/default/files/2025-02/informe-anual-es.pdf>
- [32] BOE, Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-10556>

ANEXO I: ALINEACIÓN CON LOS ODS

En 2015, la Asamblea General de las Naciones Unidas aprobó la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, un plan de acción global que establece 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) con el propósito de erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar el bienestar de las generaciones presentes y futuras. Estos objetivos, con metas concretas a alcanzar antes de 2030, requieren la implicación no solo de los gobiernos, sino también del sector privado, la comunidad científica y la ciudadanía.

En este contexto, el presente proyecto se alinea con varios de estos objetivos, contribuyendo desde el ámbito energético y tecnológico a una transición más sostenible.



Energía asequible y no contaminante. El proyecto promueve el uso de biomasa como fuente renovable para la generación eléctrica, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y fomentando un modelo energético más sostenible y accesible.



Trabajo decente y crecimiento económico. La implantación de la planta implica la creación de empleo tanto en la fase de construcción como en la de operación y mantenimiento. Además, se genera actividad económica asociada al suministro de biomasa, transporte, servicios auxiliares y mantenimiento técnico. Todo ello contribuye a potenciar la economía local y a fijar población en zonas rurales, favoreciendo un desarrollo más equilibrado del territorio.



Industria, innovación e infraestructura. El proyecto apuesta por una infraestructura energética moderna, eficiente y respetuosa con el medio ambiente. Asimismo, la valorización energética de residuos agrícolas mediante procesos térmicos representa una forma de innovación aplicada al sector energético.



Acción por el clima. La biomasa utilizada en este proyecto tiene un balance neutro en emisiones de CO₂, ya que el carbono liberado durante la combustión ha sido previamente capturado por las plantas durante su crecimiento. Esto permite reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero respecto a tecnologías convencionales, contribuyendo de forma directa a la mitigación del cambio climático.

ANEXO II: FICHAS CATASTRALES



DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Localización:
CL BEATRIZ NÚÑEZ 25 Suelo MANZANA 9. PARCELA 12.
23006 JAEN [JAÉN]

Clase: URBANO
Uso principal: Suelo sin edif.
Superficie construida:
Año construcción:

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

Referencia catastral: 1563812VG3816S0001DI

PARCELA

Superficie gráfica: 5.167 m²
Participación del inmueble: 100.00 %
Tipo:



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del "Acceso a datos catastrales no protegidos de la SEC"

Jueves , 27 de Marzo de 2025



DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Localización:
CL BEATRIZ NÚÑEZ 27 Suelo MANZANA 9. PARCELA 13.
23006 JAEN [JAÉN]

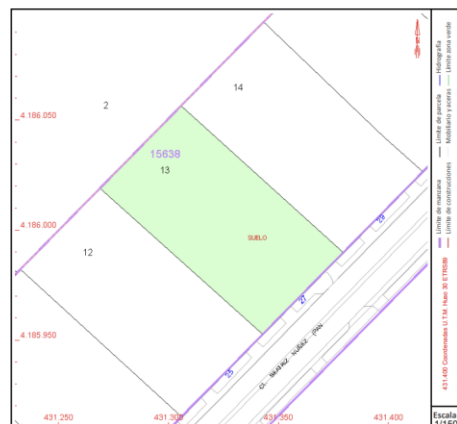
Clase: URBANO
Uso principal: Suelo sin edif.
Superficie construida:
Año construcción:

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

Referencia catastral: 1563813VG3816S0001XI

PARCELA

Superficie gráfica: 5.195 m²
Participación del inmueble: 100.00 %
Tipo:



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del "Acceso a datos catastrales no protegidos de la SEC"

Jueves , 27 de Marzo de 2025



DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Localización:
CL BEATRIZ NUÑEZ 29 Suelo MANZANA 9. PARCELA 14.
23006 JAEN [JAÉN]

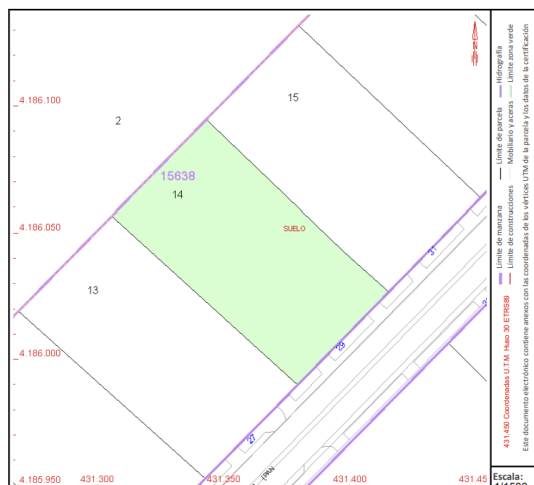
Clase: URBANO
Uso principal: Suelo sin edif.
Superficie construida:
Año construcción:

**CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA
DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE**

Referencia catastral: 1563814VG3816S0001II

PARCELA

Superficie gráfica: 5.180 m2
Participación del inmueble: 100,00 %
Tipo:



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del "Acceso a datos catastrales no protegidos de la SEC"

Jueves , 27 de Marzo de 2025



DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Localización:
CL BEATRIZ NUÑEZ 31 Suelo MANZANA 9. PARCELA 15.
23006 JAEN [JAÉN]

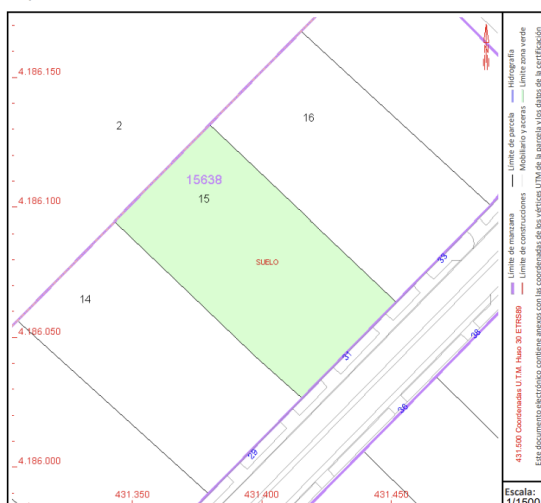
Clase: URBANO
Uso principal: Suelo sin edif.
Superficie construida:
Año construcción:

**CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA
DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE**

Referencia catastral: 1563815VG3816S0001JI

PARCELA

Superficie gráfica: 5.188 m2
Participación del inmueble: 100,00 %
Tipo:



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del "Acceso a datos catastrales no protegidos de la SEC"

Jueves , 27 de Marzo de 2025



DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Localización:
CL BEATRIZ NUÑEZ 33 Suelo MANZANA 9. PARCELA 16.
23006 JAEN [JAÉN]

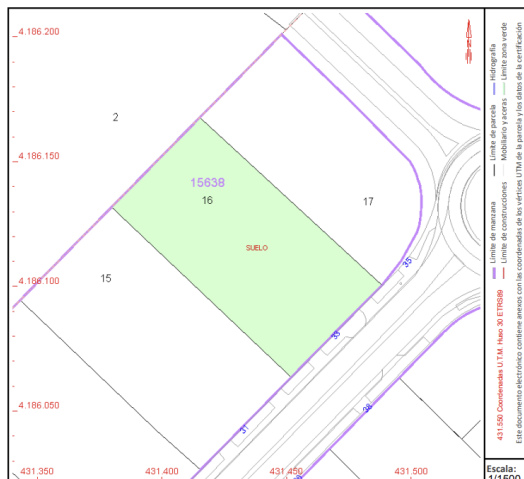
Clase: URBANO
Uso principal: Suelo sin edif.
Superficie construida:
Año construcción:

**CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA
DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE**

Referencia catastral: 1563816VG3816S0001EI

PARCELA

Superficie gráfica: 5.065 m2
Participación del inmueble: 100,00 %
Tipo:



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del "Acceso a datos catastrales no protegidos de la SEC"

Jueves , 27 de Marzo de 2025



DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Localización:
CL BEATRIZ NUÑEZ 35 Suelo PARCELA M9B-P17A
23006 JAEN [JAÉN]

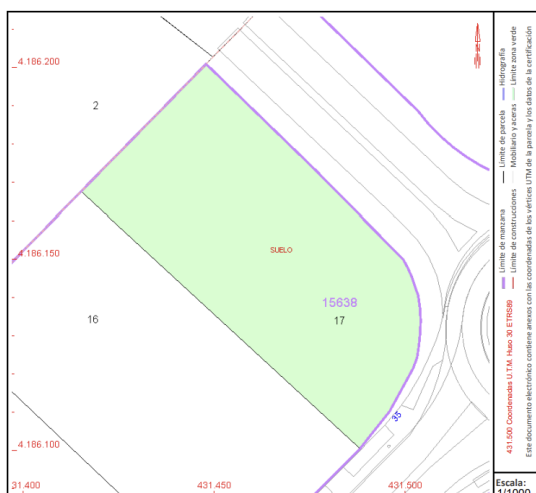
Clase: URBANO
Uso principal: Suelo sin edif.
Superficie construida:
Año construcción:

**CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA
DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE**

Referencia catastral: 1563817VG3816S00001SI

PARCELA

Superficie gráfica: 4.188 m2
Participación del inmueble: 100,00 %
Tipo:



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del "Acceso a datos catastrales no protegidos de la SEC"

Jueves , 27 de Marzo de 2025