



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

“ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DISEÑO BÁSICO DE
PLANTA DE BIOMASA PARA GENERACIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA”

Autor: María Gómez Bardón

Director: José Luis Pinela Ocaña

Coordinador: José Ignacio Linares Hurtado

Madrid



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Estudio de viabilidad y diseño básico de planta de biomasa para generación de energía
eléctrica”

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2022/23 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.: María Gómez Bardón

Fecha://

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Jose Luis Pinela Ocaña

Fecha://





Resumen del Proyecto

Se redacta en la presente memoria el Trabajo de Fin de Máster “Estudio de viabilidad y diseño básico de planta de biomasa para generación de energía eléctrica” del Máster Universitario en Ingeniería Industrial de la Universidad Pontificia Comillas.

La memoria está organizada en cuatro documentos: memoria, planos, pliego de condiciones y presupuesto.

El presente proyecto tiene como objetivo principal el diseño de una central termoeléctrica de biomasa ubicada en España. El proyecto se desarrolla en el municipio de Jabalquinto, Jaén.

La motivación reside en contribuir al cambio climático con la generación de energía eléctrica sostenible, analizando los beneficios económicos y medioambientales que residen en el uso de energías renovables a través de la biomasa.

Para ello se presenta una descripción de la biomasa como recurso energético y su valoración analizando las posibles tecnologías para la obtención de energía. Se estudian los sistemas, componentes y equipos que forman las centrales de generación eléctrica a través de la biomasa.

Tras un primer estudio descriptivo sobre la materia, se realiza el emplazamiento de la central analizando los diferentes factores a influir, como la disponibilidad del recurso, la infraestructura de suministro, la disponibilidad del agua, las condiciones ambientales, el acceso a la red eléctrica, y los aspectos legales.

Se realiza el diseño de los sistemas y componentes de la central, así como la simulación del ciclo con un software adecuado para las comprobaciones termodinámicas necesarias. Se busca la optimización del ciclo y posibles mejoras.

Por último, con el objetivo de estudiar la viabilidad económica y el impacto de la central, se realiza un estudio económico y medioambiental de la misma que permitirá dar una visión real del proyecto de ingeniería.

El presente resumen proporciona una visión general de los aspectos clave del proyecto, que se detallan exhaustivamente en la memoria que sigue a continuación.

Palabras clave: Biomasa, Energía Renovable, Generación eléctrica, Central termoeléctrica





Project Summary

The following Master's Thesis, titled "Feasibility Study and Basic Design of a Biomass Power Plant for Electricity Generation," is presented in this report as part of the Master's Program in Industrial Engineering at Universidad Pontificia Comillas.

This report is organized into four sections: the main report, technical drawings, specifications, and budget.

The primary objective of this project is to design a biomass electric power plant located in Spain, specifically in the municipality of Jabalquinto, Jaén. The motivation behind this project is to contribute to climate change mitigation by generating sustainable electricity and analyzing the economic and environmental advantages of utilizing renewable energy from biomass sources.

To achieve this goal, the report begins with a description of biomass as an energy resource and an evaluation of potential technologies for energy generation. It explores the systems, components, and equipment required for biomass-based electricity generation plants.

After an initial descriptive study of the subject matter, the project site is carefully selected, considering various factors such as resource availability, supply infrastructure, water accessibility, environmental conditions, grid access, and legal considerations.

The design of the plant's systems and components is executed, and cycle simulations are conducted using appropriate software for thermodynamic assessments. The aim is to optimize the cycle and identify potential enhancements.

Lastly, in order to assess the economic feasibility and environmental impact of the plant, a comprehensive economic and environmental study is conducted. These studies provide a holistic view of the engineering project.

This summary offers an overview of the key aspects of the project, which are detailed extensively in the following report.

Keywords: Biomass, Renewable Energy, Electricity Generation, Electric Power Plant





Índice General

DOCUMENTO N°1: MEMORIA	1
1. INTRODUCCIÓN.....	2
1.1 Objeto del proyecto	2
1.2 Estado del arte	2
1.2.1 Situación energética mundial.....	3
1.2.2 Situación energética España	5
1.3 Motivación.....	7
1.4 Objetivos del proyecto.....	7
1.5 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	8
1.6 Metodología y recursos a emplear.....	9
2. MARCO REGULADOR.....	11
3. LA BIOMASA	13
3.1 Origen de la Biomasa	13
3.2 Eficacia del proceso de fotosíntesis.....	14
3.3 Tipos de biomasa	15
3.4 Procesos de transformación de la biomasa	19
3.4.1 Procesos físicos	20
3.4.2 Procesos termoquímicos	21
3.4.3 Procesos biológicos	24
3.4.4 Procesos químicos: transesterificación	25
3.5 Proceso de combustión de la biomasa en centrales termoeléctricas.....	26
3.5.1 Comburente	26
3.5.2 Combustible.....	29
3.5.3 Reacción química	31
4. CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE BIOMASA	38
4.1 Central de biomasa	38
4.2 Almacenamiento y pretratamiento de la biomasa.....	40
4.2.1 Cultivo, recolección y transporte.....	40
4.2.2 Almacenamiento.....	41
4.2.3 Tratamientos previos	42
4.2.3.1 Secado	43
4.2.3.2 Astillado	45



4.2.3.3	Molienda.....	46
4.2.3.4	Cribado.....	46
4.2.4	Almacenamiento intermedio	47
4.2.5	Transporte de la biomasa.....	47
4.3	La caldera de combustión	48
4.3.1	Componentes de la caldera.....	52
4.4	Ciclo termodinámico Rankine	57
4.4.1	El condensador	64
4.4.2	Bombas de condensado y del agua de alimentación.....	65
4.4.3	Precalentadores de alta y baja presión.....	66
4.4.4	Tanque de agua de alimentación	66
4.4.5	Válvula de derivación.....	67
4.4.6	La turbina de vapor.....	67
4.4.7	El generador eléctrico síncrono	72
4.5	Sistemas eléctricos.....	74
4.6	Sistemas Auxiliares	74
4.6.1	Sistema de refrigeración	75
4.6.2	Planta de tratamiento de aguas	76
4.6.3	Planta de tratamiento de efluentes	77
4.6.4	Sistema contra incendios	77
5.	EMPLAZAMIENTO DE LA CENTRAL.....	80
5.1	Factores de influencia en el emplazamiento de la central	80
5.2	Disponibilidad del recurso.....	81
5.2.1	La bioenergía de Andalucía.....	82
5.2.1.1	Generación eléctrica con biomasa en Andalucía.....	91
5.2.2	Elección de la biomasa	94
5.2.2.1	Suministradores de biomasa en Andalucía.....	94
5.2.2.2	Comparativa de los combustibles.....	98
5.2.2.3	Proceso de obtención del combustible	99
5.3	Ubicación de la planta	101
5.3.1	Emplazamiento	104
6.	DISEÑO Y SIMULACIÓN DE LA CENTRAL	111
6.1	Diseño de la central termoeléctrica de biomasa	111



6.1.1	Sistema de recepción y alimentación de biomasa	111
6.1.2	Ciclo agua – vapor	113
6.1.3	Sistema de refrigeración	116
6.1.4	Sistema de tratamiento de agua	118
6.1.5	Sistema de tratamiento de gases	119
6.2	Resultados de la simulación del ciclo.....	120
7.	CÁLCULOS	123
7.1	Cálculos y simulación del ciclo Rankine.....	123
7.1.1	Método y procedimiento.....	123
7.1.2	Bases de diseño y componentes del ciclo.....	124
7.1.3	Ciclo Rankine básico	124
7.1.4	Ciclo Rankine con regeneración.....	128
7.1.5	Ciclo Rankine con regeneración y ciclo de refrigeración.....	134
7.1.6	Selección de los componentes	139
7.1.7	Diseño final del ciclo simulado	140
7.2	Cálculo de la biomasa necesaria.....	148
7.3	Cálculo de las dimensiones del silo.....	149
7.4	Composición de la biomasa.....	150
8.	ESTUDIO ECONÓMICO.....	152
8.1	Coste del proyecto	152
8.1.1	Adquisición de terrenos	152
8.1.2	Permisos y licencias	154
8.1.3	Obra civil	154
8.1.4	Equipos	154
8.1.5	Sistemas eléctricos y de control.....	156
8.1.6	Sistemas auxiliares	156
8.1.7	Montaje y puesta en marcha	156
8.1.8	Presupuesto total.....	157
8.2	Coste del consumo de energía	158
8.3	Cálculo de la retribución por cesión de energía	161
8.3.1	Cálculo del Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE)	161
8.3.2	Retribución de la energía.....	164
8.3.3	Tarifa regulada.....	168



8.3.4	Mercado de energía eléctrica.....	169
8.3.5	Decisión de retribución.....	171
8.4	Coste de operación y mantenimiento	171
8.5	Coste de la biomasa	172
8.6	Cálculo de la viabilidad económica.....	172
8.6.1	Coste normalizado de la energía (LCOE).....	173
8.6.2	Tarifa normalizada.....	174
8.6.3	Ingresos normalizados	174
8.6.4	Rentabilidad del proyecto	174
8.6.5	Índices de rentabilidad.....	175
8.6.5.1	Valor Actual Neto (VAN).....	175
8.6.5.2	Tasa Interna de Retorno/Rentabilidad (TIR).....	175
8.6.5.3	Periodo de Retorno (PR)	175
8.6.5.4	Índices de rentabilidad aproximados.....	175
8.7	Conclusiones.....	177
9.	IMPACTO AMBIENTAL.....	179
9.1	Emisiones a la atmósfera y calidad del aire.....	179
9.2	Consumo de agua	180
9.3	Gestión de los residuos	180
9.4	Vertidos	181
9.5	Ruido	182
9.6	Biodiversidad.....	183
9.7	Cumplimiento normativo.....	183
10.	ANEXOS	186
	BIBLIOGRAFÍA	190
	DOCUMENTO N°2: PLANOS	1
	Lista de Planos.....	1
	DOCUMENTO N°3: PLIEGO DE CONDICIONES.....	1
1.	PRESCRIPCIONES Y DISPOSICIONES GENERALES	2
1.1	Objeto del pliego de condiciones.....	2
1.2	Obras a las que se aplica este Pliego de Condiciones.....	2
1.3	Documentación del proyecto	2
1.4	Interpretaciones, aclaraciones y omisiones del proyecto.....	3



2.	PLIEGO DE DISPOSICIONES FACULTATIVAS.....	3
2.1	Definiciones, atribuciones y responsabilidades.....	3
2.1.1	Contratista.....	3
2.1.2	Proyectista	4
2.1.3	Director de Proyecto	4
2.1.4	Aparejador o Ingeniero Técnico	5
2.1.5	Dirección facultativa.....	5
3.	PLIEGO DE DISPOSICIONES GENERALES RELATIVAS A TRABAJOS	6
3.1	Accesos y vallados	6
3.2	Replanteo inicial.....	6
3.3	Inicio de la obra y orden de los trabajos.....	6
3.4	Distribución de las zonas de trabajo y ocupación del solar.....	7
3.5	Instalaciones provisionales	7
3.6	Condiciones de seguridad.....	7
3.7	Control de procedencia y recepción de materiales, aparatos y equipos	8
4.	PLIEGO DE DISPOSICIONES LEGALES Y ECONÓMICAS	8
4.1	Definición	8
4.2	Seguro de la obra	8
4.3	Fianzas	8
4.4	Certificaciones	9
4.5	Trabajos defectuosos	9
4.6	Plazo de garantía.....	9
4.7	Recepción definitiva.....	9
4.8	Abono de los trabajos	10
	DOCUMENTO N°4: PRESUPUESTO.....	1
	Presupuesto.....	2



ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1 Consumo energético mundial 1990-2021 [2].....	3
Fig. 1.2 Gráficas consumo de energía primaria a nivel mundial y su porcentaje 2000-2021. [3].....	4
Fig. 1.3 Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular en España. [6]	5
Fig. 1.4 Estructura de la generación anual de energía renovable peninsular 2021 [6]	6
Fig. 1.5 Evolución de la potencia instalada de Biomasa en España. [7]	6
Fig. 3.1 Esquema de clasificación de la biomasa [Elaboración propia]	16
Fig. 3.2 Procesos de Gasificación [19].....	22
Fig. 3.3 Esquema del proceso de pirólisis [21]	23
Fig. 3.4 Esquema de obtención de etanol a partir de diferentes tipos de biomasa [21]	25
Fig. 3.5 Etapas en el proceso de combustión de la biomasa [24]	33
Fig. 4.1 Esquema general de una planta de biomasa [25]	38
Fig. 4.2 Fases de transformación de la biomasa [24]	43
Fig. 4.3 Relación del PCI con el contenido en humedad de la biomasa [21]	43
Fig. 4.4 Esquema de caldera de parrilla inclinada [34].....	49
Fig. 4.5 Esquema de caldera de lecho fluidizado burbujeante [34]	50
Fig. 4.6 Esquema de caldera de lecho fluidizado circulante [34].....	51
Fig. 4.7 Esquema del flujo de circulación dentro de la caldera [21]	53
Fig. 4.8 Gráfica de la evolución de la temperatura a lo largo de la caldera en ambos circuitos [38].....	54
Fig. 4.9 Esquema general de los principales equipos del ciclo de una planta de Biomasa [24].....	57
Fig. 4.10 Ciclo Rankine ideal [39].....	57
Fig. 4.11 Diagrama T-S de ciclo Rankine ideal [37].....	58
Fig. 4.12 Diagrama T-S de ciclo Rankine real [37]	59
Fig. 4.13 Ciclo Rankine con recalentamiento [38]	59
Fig. 4.14 Diagrama T-S de ciclo Rankine con recalentamiento [37]	60
Fig. 4.15 Ciclo Rankine con regeneración con intercambiador abierto [38]	60
Fig. 4.16 Diagrama T-S ciclo Rankine con regeneración con intercambiador abierto [37].....	61
Fig. 4.17 Configuración de intercambiador cerrado mediante bombeo o por purga de drenajes [38]	61
Fig. 4.18 Ciclo Rankine con regeneración con intercambiador cerrado y purga de drenajes [38].....	62
Fig. 4.19 Diagrama T-S de ciclo con intercambiador cerrado por purga de drenajes [37]	62
Fig. 4.20 Ciclo Rankine con regeneración con intercambiador cerrado por bombeo de drenajes [38]	63
Fig. 4.21 Diagrama T-S de ciclo con intercambiador cerrado por bombeo de drenajes [37].....	63
Fig. 4.22 Esquema del ciclo de la planta de biomasa [21]	64
Fig. 4.23 Esquema de un condensador tubo-carcasa [40].....	65
Fig. 4.24 Esquema de torre de refrigeración de tiro inducido [21]	76
Fig. 5.1 Mapa de España con el potencial de CC.AA en biomasa agroforestal excedentaria [47]	81
Fig. 5.2 Mapa del Potencial de Biomasa en Andalucía [50].....	83
Fig. 5.3 Gráfico circular de los % de toneladas de los diferentes tipos de biomasa [Elaboración propia] ..	85
Fig. 5.4 Gráfico circular de los % de toneladas de los diferentes tipos de residuos agrícolas [Elaboración propia]	85
Fig. 5.5 Balance de masas de la industria del aceite de oliva [51]	86
Fig. 5.6 Gráfico circular de los % de toneladas de los diferentes tipos de residuos forestales [Elaboración propia]	89
Fig. 5.7 Mapa del Potencial de Residuos Agrícolas en Andalucía [50].....	90
Fig. 5.8 Mapa del Potencial de Residuos Forestales en Andalucía [50]	91
Fig. 5.9 Mapa de Instalaciones de biomasa en Andalucía [50]	92



Fig. 5.10 Mapa de Google Earth con la localización de las plantas de generación eléctrica de biomasa en Andalucía [Elaboración propia]	94
Fig. 5.11 Mapa andaluz de suministros de biocombustibles y otros combustibles limpios [54].....	95
Fig. 5.12 Leyenda del mapa de suministros de biocombustibles [54].....	95
Fig. 5.13 Mapa de Google Earth con la localización de los suministradores de biocombustibles sólidos en Andalucía [Elaboración propia]	98
Fig. 5.14 Mapa de Google Earth con la localización de los suministradores de huesos de aceituna en Andalucía [Elaboración propia]	101
Fig. 5.15 Mapa de Google Earth con la localización de los suministradores de huesos de aceituna en Jaén [Elaboración propia]	102
Fig. 5.16 Mapa de Google Earth con la localización de los suministradores de huesos de aceituna en Córdoba [Elaboración propia]	102
Fig. 5.17 Mapa de Geo Portal con Red Natura 2000 [56].....	103
Fig. 5.18 Mapa del término municipal de Jabalquinto en la provincia de Jaén [58].....	104
Fig. 5.19 Mapa de Google Earth con los alrededores de la parcela de la planta [Elaboración propia]	105
Fig. 5.20 Mapa de la identificación geográfica de la parcela 23049A02000041YA [53]	105
Fig. 5.21 Consulta de la parcela de la planta (23049A02000041YA) [53]	106
Fig. 5.22 Mapa de Google Earth con un radio de 15km de los suministradores a la planta [Elaboración propia]	106
Fig. 5.23 Mapa de Google Earth con una Almazara cercana a la planta [Elaboración propia].....	107
Fig. 5.24 Mapa del sistema eléctrico español [60]	108
Fig. 5.25 Mapa de capacidades de Endesa [57]	108
Fig. 5.26 Mapa de Google Earth con la subestación cercana a la planta [Elaboración propia]	109
Fig. 6.1 Diagrama de bloques de los sistemas que comprenden la planta [Elaboración propia]	111
Fig. 6.2 Esquema del Sistema de Alimentación de Biomasa [Elaboración propia]	112
Fig. 6.3 Esquema de silo con tolva T-45-400 [61]	112
Fig. 6.4 Esquema del ciclo agua – vapor [Elaboración propia]	113
Fig. 6.5 Esquema de la caldera acuotubular Standardkessel [62]	114
Fig. 6.6 Turbina D-R-B Siemens [63]	115
Fig. 6.7 Generador SGen5-100 de Siemens Energy [64]	116
Fig. 6.8 Esquema del ciclo de refrigeración [Elaboración propia].....	116
Fig. 6.9 Torre de refrigeración EWK – modular [65].....	118
Fig. 6.10 Esquema del Sistema de Tratamiento de agua [Elaboración propia].....	118
Fig. 6.11 Esquema del Sistema de Tratamientos de Gases [Elaboración propia]	119
Fig. 6.12 Ciclo Rankine de la central termoeléctrica simulada en CyclePad [Elaboración propia]	120
Fig. 7.1 Ciclo Rankine básico en CyclePad [Elaboración propia].....	125
Fig. 7.2 Resultados corrientes Ciclo Rankine básico CyclePad [Elaboración propia]	126
Fig. 7.3 Resultados de los equipos de Ciclo Rankine básico CyclePad [Elaboración propia].....	127
Fig. 7.4 Resultados del Ciclo Rankine Básico CyclePad [Elaboración propia]	127
Fig. 7.5 Diagrama T-S del ciclo Rankine básico CyclePad [Elaboración propia].....	128
Fig. 7.6 Ciclo Rankine con extracción en CyclePad [Elaboración propia].....	129
Fig. 7.7 Gráfica del rendimiento del ciclo vs la presión de extracción [Elaboración propia].....	130
Fig. 7.8 Resultados de las corrientes de Ciclo Rankine con extracción CyclePad [Elaboración propia]	132
Fig. 7.9 Resultados de los equipos de Ciclo Rankine con extracción CyclePad [Elaboración propia]	133
Fig. 7.10 Resultados del Ciclo Rankine con extracción CyclePad [Elaboración propia]	134
Fig. 7.11 Ciclo Rankine con extracción y ciclo de refrigeración en CyclePad [Elaboración propia].....	135
Fig. 7.12 Resultados de las corrientes del ciclo de refrigeración CyclePad [Elaboración propia]	137
Fig. 7.13 Resultados de los equipos del ciclo de refrigeración CyclePad [Elaboración propia].....	138
Fig. 7.14 Resultados de los subciclos de Ciclo Rankine con extracción y ciclo de refrigeración CyclePad [Elaboración propia]	138



Fig. 7.15 Resultados del Ciclo Rankine con extracción y ciclo de refrigeración CyclePad [Elaboración propia]	138
Fig. 7.16 Diseño ciclo final en CyclePad [Elaboración propia]	141
Fig. 7.17 Gráfica del rendimiento del ciclo final vs la presión de extracción en CyclePad [Elaboración propia]	143
Fig. 7.18 Resultados de las corrientes del ciclo agua - vapor final CyclePad [Elaboración propia]	144
Fig. 7.19 Resultados de las corrientes del ciclo de refrigeración final en CyclePad [Elaboración propia]	145
Fig. 7.20 Resultados de los equipos del ciclo agua – vapor final en CyclePad [Elaboración propia]	146
Fig. 7.21 Resultados de los equipos del ciclo de refrigeración final en CyclePad [Elaboración propia] ...	147
Fig. 7.22 Resultados de los subciclos del ciclo final en CyclePad [Elaboración propia].....	147
Fig. 7.23 Resultados del ciclo final en CyclePad [Elaboración propia]	147
Fig. 7.24 Ficha técnica de silos con tolva de Symaga [29]	150
Fig. 8.1 Presupuesto torre de refrigeración EWK 6200/09 proporcionado por la empresa [65]	155
Fig. 8.2 Gráfica del precio mínimo, medio y máximo del mercado diario en España [2007-2022] (EUR/MWh) [71].....	170



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Biomasa anual que se genera en la biosfera	15
Tabla 3.2 Tipos de residuos [19]	17
Tabla 3.3 Características de los gases de gasificación [19]	23
Tabla 3.4 Composición de los principales tipos de biomasa [21]	30
Tabla 3.5 PCS de los principales tipos de biomasa [21]	31
Tabla 5.1 Potencial desglosado en tipos de biomosas [51]	84
Tabla 5.2 Características de los principales residuos agrícolas en Andalucía [51]	88
Tabla 5.3 Características y densidad energética de los residuos forestales en Andalucía [51]	89
Tabla 5.4 Evolución del uso de combustibles en Andalucía (2011-2018) [51]	91
Tabla 5.5 Plantas de generación eléctrica con biomasa en Andalucía (2020) [51]	93
Tabla 5.6 Listado de fábricas de pellets en Andalucía [51]	96
Tabla 5.7 Número de fábricas de pellets y capacidad de producción por provincia [51]	96
Tabla 5.8 Listado de empresas que suministran hueso de aceituna como combustible [51]	97
Tabla 5.9 Listado de empresas que suministran astilla de madera como combustible [51]	97
Tabla 5.10 Características de los principales combustibles [Elaboración propia]	98
Tabla 5.11 Características técnicas del hueso de aceituna como combustible [55]	99
Tabla 6.1 Características técnicas de silo con tolva T-45-400 [61]	113
Tabla 6.2 Características técnicas de caldera de parrilla fija Standardkessel [62]	114
Tabla 6.3 Características técnicas de turbina de vapor modelo D-R-B de Siemens Energy [63]	115
Tabla 6.4 Características técnicas de generador SGen5-100 de Siemens Energy [64]	116
Tabla 6.5 Características técnicas de torre de refrigeración EWK 6900 [65]	117
Tabla 6.6 Resultados del balance de energía y rendimiento del ciclo [Elaboración propia]	121
Tabla 7.1 Equipos del ciclo Rankine básico [Elaboración propia]	125
Tabla 7.2 Corrientes del ciclo Rankine básico [Elaboración propia]	125
Tabla 7.3 Hipótesis de los equipos del ciclo Rankine con extracción [Elaboración propia]	129
Tabla 7.4 Hipótesis de las corrientes del ciclo Rankine con extracción [Elaboración propia]	130
Tabla 7.5 Hipótesis de los equipos del ciclo Rankine con extracción y ciclo de refrigeración en CyclePad [Elaboración propia]	135
Tabla 7.6 Hipótesis de las corrientes del ciclo Rankine con extracción y ciclo de refrigeración en CyclePad [Elaboración propia]	136
Tabla 7.7 Hipótesis de los equipos del ciclo final en CyclePad [Elaboración propia]	141
Tabla 7.8 Hipótesis de las corrientes del ciclo final en CyclePad [Elaboración propia]	142
Tabla 7.9 Composición en masa en base seca del hueso de aceituna [66]	150
Tabla 7.10 Composición por kg en base seca del hueso de aceituna [66]	150
Tabla 8.1 Precios medios nacionales por cultivos – aprovechamientos. Año 2020 y 2021 [67]	153
Tabla 8.2 Presupuesto de la adquisición de terreno [Elaboración propia]	153
Tabla 8.3 Presupuesto de obra civil [Elaboración propia]	154
Tabla 8.4 Presupuesto de los equipos [Elaboración propia]	156
Tabla 8.5 Presupuesto total del proyecto desglosado [Elaboración propia]	157
Tabla 8.6 Presupuesto general del proyecto [Elaboración propia]	157
Tabla 8.7 Segmentos tarifarios de cargos y peajes de transporte y distribución [17]	158
Tabla 8.8 Características de suministro para los peajes y segmentos tarifarios de cargos asociadas [68]	159
Tabla 8.9 Precios de los términos de potencia [16]	160
Tabla 8.10 Precios de los términos de energía [16]	160



Tabla 8.11 Valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de calor [69]	162
Tabla 8.12 REE mínimos para inclusión en Régimen Especial (RD 661/2007) [11].....	163
Tabla 8.13 Discriminación horaria de dos periodos [11]	164
Tabla 8.14 Horarios de luz con discriminación horaria [70]	164
Tabla 8.15 Valores del factor de potencia aplicables a cada periodo [11]	165
Tabla 8.16 Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b) [11]	167
Tabla 8.17 Cálculo de la retribución en función de la categoría [11]	168
Tabla 8.18 Datos de precio mínimo, medio y máximo del mercado diario en España [2007-2022] [71].	170
Tabla 8.19 Características de la valoración económica del proyecto [Elaboración propia]	172
Tabla 8.20 Factores de acumulación calculados [Elaboración propia].....	174
Tabla 8.21 Resumen del estudio de viabilidad económica [Elaboración propia]	177
Tabla 9.1 Valores límite de emisión (mg/Nm ³) para las instalaciones de combustión medianas [74] ...	180
Tabla 9.2 Límites de emisión de los parámetros característicos de aguas con contaminación de origen industrial [73]	182
Tabla 9.3 Límites de emisión de los parámetros característicos de aguas con contaminación de origen fecal [73].....	182
Tabla 9.4 Límites de emisión de los parámetros característicos de aguas pluviales limpias [73]	182
Tabla 0.1 Presupuesto desglosado del proyecto [Elaboración propia].....	2
Tabla 0.2 Presupuesto general del proyecto [Elaboración propia].....	2



DOCUMENTO N°1: MEMORIA



I. Memoria



1. INTRODUCCIÓN

1.1 Objeto del proyecto

El objeto del proyecto a presentar se basa en el estudio de viabilidad y diseño básico de una planta de biomasa para la generación de energía eléctrica.

Para ello se analizan las posibles tecnologías actuales para la obtención de energía eléctrica a través de la biomasa. Se estudia el tipo de combustible y tecnología de caldera a emplear. Se define la transformación en energía eléctrica a través de la simulación del ciclo con un software adecuado para las comprobaciones termodinámicas principales. En base a la simulación se diseña la central seleccionando los equipos principales. El emplazamiento de la planta se determina en función de la elección del combustible y otros parámetros fundamentales. Por último se realiza un estudio de viabilidad económica, estudio de impacto ambiental, y conclusiones.

1.2 Estado del arte

El consumismo constituye la base del sistema social actual. La sociedad utiliza como vía para alcanzar una mayor calidad de vida el aumento en el consumo. Esto supone que el impacto de la actividad humana en el medio ambiente se incremente, y que conciliar este modelo con la finitud de los recursos naturales haya desembocado a día de hoy en la mayor crisis energética mundial, el cambio climático.

El cambio climático se define como los cambios a largo plazo de los patrones climáticos. Estos cambios se pueden dar de manera natural o como viene ocurriendo desde el siglo XIX, por la actividad humana [1].

Las principales actividades que realiza el ser humano como causas del cambio climático son la industria, el transporte, la edificación y la agricultura y la ganadería. El principal emisor es la quema de combustibles fósiles, que genera gases de efecto invernadero que provocan un aumento y desequilibrio de este último. Este incremento implica un aumento de las temperaturas que da lugar al deshielo de glaciares y hielo de los mares, un aumento de las temperaturas de los mares, produciendo todo ello un aumento de los niveles de estos. Todo esto conlleva una secuenciación de desastres naturales extremos al sufrir una alteración el ciclo del agua como es el hundimiento de ciudades, sequías, ciclones, inundaciones etc.

Otros emisores que quedan en segundo plano en comparación con el consumo de los combustibles fósiles pero que también son responsables del cambio climático son por ejemplo la deforestación. La tala de árboles provoca por un lado que disminuya ese pulmón que posee la Tierra para regular el clima al absorber el gas carbónico de la atmósfera y en segundo lugar, el principal método de deforestación es la quema de los árboles, emitiendo de esta manera emisiones a la atmósfera. Otro emisor es la intensificación de la ganadería y agricultura aumentado el uso de fertilizantes nitrogenados.



Volviendo a la actividad humana, estos cambios climatológicos dan lugar a la escasez de recursos naturales de agua, un declive de los terrenos dedicados a la agricultura, cambios en la biodiversidad terrestre y marina pudiendo dar lugar incluso a nuevos vectores de enfermedades y mucho más. Por consiguiente, hambrunas, problemas de salud, refugiados climáticos y hasta conflictos armados se suceden.

El origen del problema reside por tanto fundamentalmente en las actividades humanas. Si se continua con el modelo de desarrollo actual, las consecuencias en lo que se conoce como la vida en la Tierra, serán irreversibles.

Pero un problema mundial no se puede resolver con el planteamiento de soluciones específicas, ya que la crisis abarca diferentes y numerosos ámbitos. Pero si se plantea el problema desde la raíz, se podrán encontrar e implantar estrategias con el fin de redirigir el modelo energético actual hacía un sistema sostenible y económicamente viable, con el fin de no comprometer la vida futura.

De esta manera, se pretende analizar la situación energética a nivel mundial y nacional con el objetivo de entender el modelo energético presente.

1.2.1 Situación energética mundial

El consumo energético a nivel mundial presenta una tendencia creciente en las últimas décadas. En la Fig. 1.1 se observa cómo este aumento se debe principalmente al consumo en Asia, ya que muestra un mayor número de países en vías de desarrollo donde su crecimiento económico se ve reflejado en el aumento de su consumo energético. Se prevé de esta manera que estos países continúen incrementando su consumo frente a los países desarrollados que trabajan por disminuir el suyo tras la implementación de políticas energéticas.

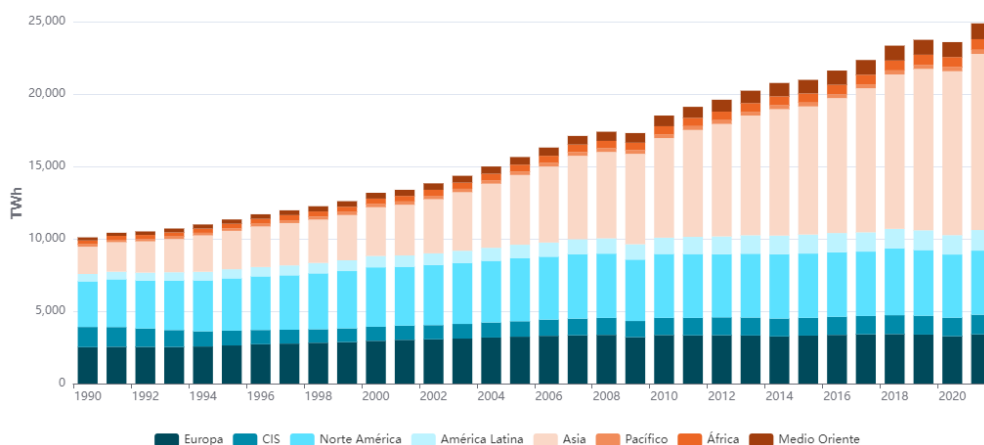


Fig. 1.1 Consumo energético mundial 1990-2021 [2]

Otro aspecto clave para entender la crisis energética reside en la dificultad de comprender y consensuar a nivel mundial el que todos los países aboguen por un modelo más sostenible.



Continuando con el consumo energético mundial, es necesario para entender que modelo energético se presenta, analizar el consumo de energía primaria. Se ilustra en la Fig. 1.2 el consumo de energía primaria y sus respectivos porcentajes a nivel mundial.

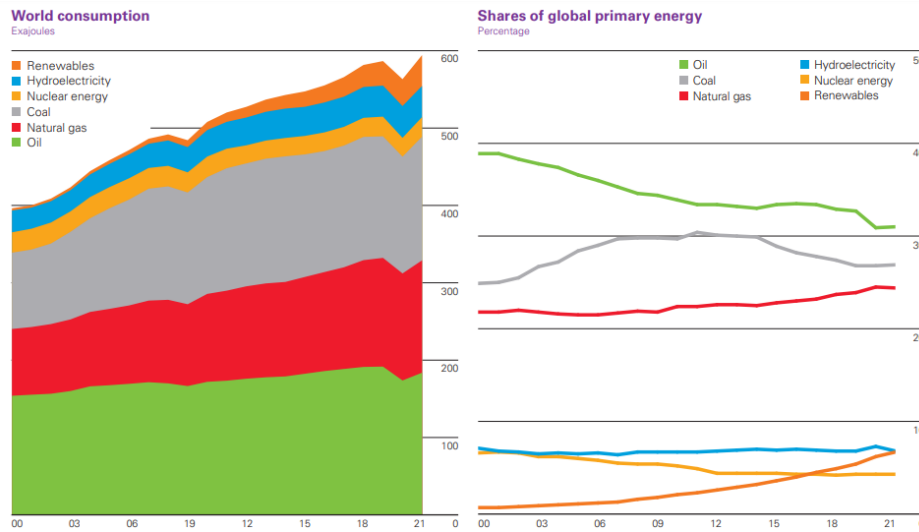


Fig. 1.2 Gráficas consumo de energía primaria a nivel mundial y su porcentaje 2000-2021. [3]

El consumo de energía primaria se incrementó en un 5,8% en 2021, respecto al año anterior debido a la paralización económica sufrida por la COVID-19.

El consumo de combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo) en 2021 fue del 82% y no presentó una disminución notable respecto a 2019 que fue del 83%. Dejando a la energía nuclear entorno al 4,2 % mientras que las energías renovables alcanzaban un porcentaje de energía primaria global del 14%.

Las energías renovables alcanzaban un índice de crecimiento anual del 15%, mayor que el crecimiento del año anterior que fue de un 9%. Su aumento se debe en gran parte a la innovación tecnológica de los últimos años que ha permitido que este tipo de tecnologías sean competitivas. Además, las ventajas que suponen apostar por las energías renovables son numerosas. Partiendo de su definición, estas energías se presentan en la Tierra de manera inagotable por su inmensa cantidad de energía o por su capacidad de renovarse ilimitadamente. Esto permite que estén disponibles en diferente medida en todo el planeta, lo que contribuye a reducir la dependencia energética de cada país de fuentes externas como son los combustibles fósiles. Si se habla en términos medioambientales, la principal ventaja es que su conversión en energía eléctrica no produce emisiones de CO_2 de manera directa como ocurre con los combustibles fósiles, lo que permite que sea un vector para frenar el cambio climático.

Por otro lado, el crecimiento de las energías renovables se ha visto incentivado por la implementación de políticas ambientales, tanto a nivel nacional como a nivel mundial a través de acuerdos internacionales. La preocupación ambiental comenzó a lo largo de la última década del siglo XX. En esta época se llevaron a cabo conferencias como la Cumbre de Río de 1992 y la Cumbre de Kioto de 1997. Se estableció por primera vez la obligación de asumir compromisos concretos para la conservación del medioambiente.



Los protocolos se basaban en objetivos como el ahorro energético, la eficiencia energética, la reducción del uso privado del automóvil en el sector urbano y el fomento del uso del transporte público y el aumento del uso de energías renovables.

Avanzado hasta la actualidad, en 2015 se celebró la Conferencia sobre el Clima de París (COP21) donde se estableció un marco global para frenar el cambio climático -el Acuerdo de París- promovido por Naciones Unidas para todos los países del mundo. Este acuerdo tiene como objetivo limitar el calentamiento mundial por debajo de los 2°C, preferiblemente a 1,5°C. Para su cumplimiento, los países deben adoptar políticas ambientales para reducir los gases de efecto invernadero y comunicar cada cinco años las medidas adoptadas para alcanzar los objetivos. [4]

La Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, COP27 tuvo lugar el pasado 22 de noviembre de 2022. El informe de la ONU sobre el Cambio Climático fruto de dicha conferencia, aseguraba que los compromisos actuales llevarían a final de siglo a un calentamiento de 2,5°C. Lo que permite comprender qué nuevas políticas y mecanismos de mitigación deben ejecutarse. [5]

Esa llamada transición energética supone el camino hacia la descarbonización. Las tecnologías que permitirán el cambio son las fuentes renovables. Se debe alcanzar un mix energético de bajas o cero emisiones de carbono que permita dejar a un lado los combustibles fósiles para alcanzar los compromisos internacionales.

1.2.2 Situación energética España

La situación energética en España se encuentra en una mejor posición en algunos aspectos en comparación con la situación a nivel mundial. En materia de energías renovables, España se encuentra en el Top 10 mundial por capacidad renovable instalada según datos de IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables) en 2019, alcanzando en 2021 una capacidad instalada de energías renovables de 61.517 MW.

Analizando la evolución de la generación renovable y no renovable en España en la última década se muestra en la Fig. 1.3.

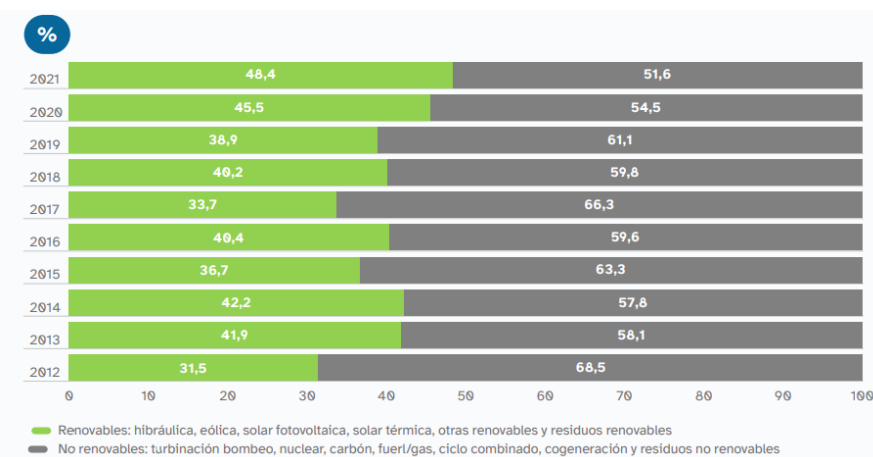


Fig. 1.3 Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular en España. [6]



Se observa como la tendencia en el mix energético en España conduce a una generación prácticamente nivelada. Este 48,4% de generación renovable concede un nuevo máximo histórico.

Continuando con el análisis de las renovables, se muestra en la Fig. 1.4 el desglose de las tecnologías renovables que permitieron alcanzar esta cifra.

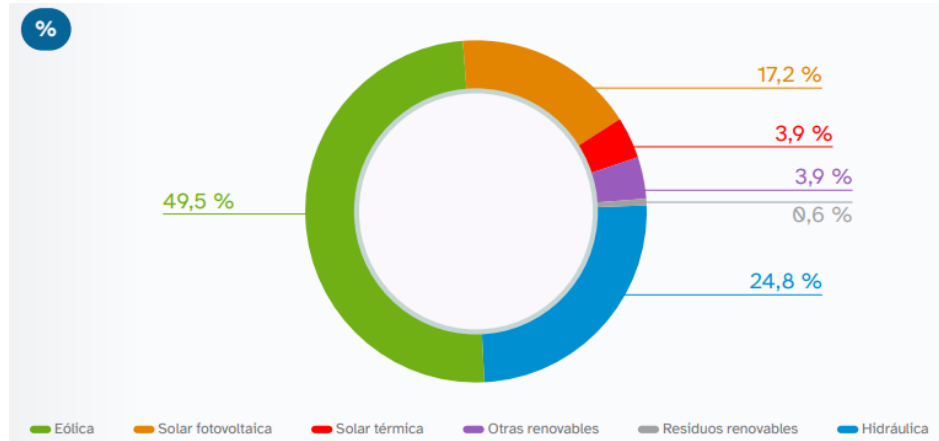


Fig. 1.4 Estructura de la generación anual de energía renovable peninsular 2021 [6]

La energía eólica ha sido la tecnología líder en la estructura de generación peninsular. La segunda tecnología líder es la hidráulica, que redujo su producción en un 3,4% respecto del año anterior.

Aquellas tecnologías que suponen un menor aporte energético al sistema son las denominadas en la Fig. 1.4 como ‘Otras renovables’. Hacen referencia a biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

La biomasa alcanzaba en 2018, 1.033 MW de potencia instalada, que generó un total de 5.774 GWh de electricidad. Se muestra en la Fig. 1.5 su evolución en la última década.

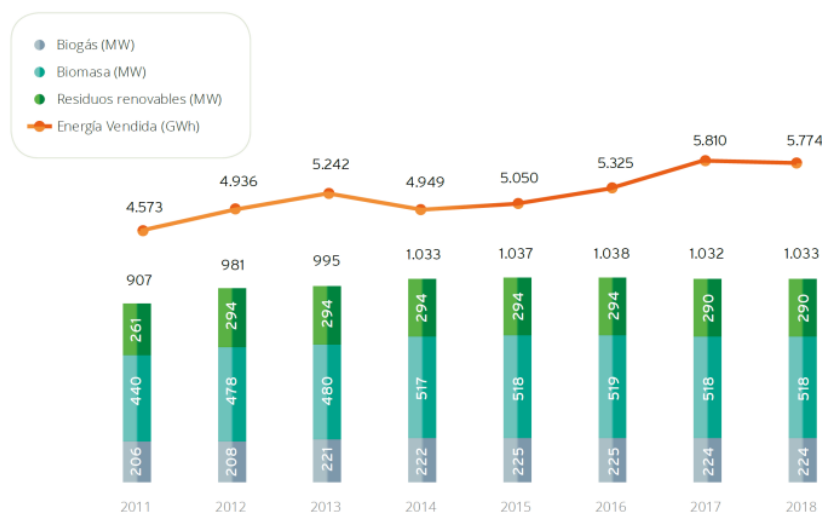


Fig. 1.5 Evolución de la potencia instalada de Biomasa en España. [7]

Desglosando la potencia instalada en las diferentes fuentes se encuentra 518 MW de biomasa sólida, 224 MW de biogás y 290 MW de residuos renovables.



Esta tecnología se encuentra presente en las actividades humanas como una de las primeras fuentes de energías que se utilizaron. A partir de la revolución industrial esta tecnología quedó desplazada por el uso de los combustibles fósiles. Pero desde hace unos años comenzó a tomar protagonismo al ser una materia orgánica que se puede usar como fuente energética, transformándola en energía térmica o eléctrica a partir de diferentes procesos. Se caracteriza por la que es su principal ventaja, la versatilidad que presenta al poder generar energía a partir de recursos renovables propios, que se pueden movilizar y almacenar para generar energía cuando se necesite. Permitiendo que sea una tecnología renovable 100% gestionable.

En busca de alcanzar los objetivos internacionales marcados apostando por las energías renovables, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) concedió el pasado 25 de octubre de 2022 en la 3ª subasta de renovables 146 MW para generación eléctrica con biomasa.

Debido a lo expuesto a lo largo del texto, se presenta la motivación del proyecto.

1.3 Motivación

La motivación del proyecto presente reside fundamentalmente en atender la crisis energética actual. Una de las principales causas analizadas radica en el uso de los combustibles fósiles para desarrollar actividades humanas tales como la industria, edificación, agricultura y ganadería. De esta manera resulta necesario que se produzca un cambio en el desarrollo energético actual para frenar las consecuencias irreversibles que pueden llegar a ocurrir si no se produce.

Otra cuestión a destacar es el interés personal presente en el desarrollo de las tecnologías que utilizan energías renovables con el objetivo de alcanzar un desarrollo sostenible. Además, este estudio permitirá al alumno entender el proceso real de la transformación en energía eléctrica a través del diseño de una planta de generación eléctrica además de posibles diseños y trabajos futuros.

Por tanto, el objetivo a alcanzar consiste en comprender la necesidad de contribuir al cambio energético analizando los beneficios económicos, medioambientales y sociales que residen en el uso de energías renovables a través de la biomasa.

1.4 Objetivos del proyecto

El propósito del proyecto reside en el diseño de una planta de generación eléctrica a través de la biomasa. No se presentan restricciones iniciales, por lo que se analizará cual será el emplazamiento de la central en base a la presencia de recursos energéticos entre otros.

Para ello se presentará una descripción de la biomasa, se estudiará la variedad de recursos biomásicos y su valoración analizando las posibles tecnologías para la obtención de energía a través de este recurso. Se estudiarán los tipos de tecnologías de calderas y la elección de la tecnología a implantar, además del resto de los componentes de la central.



Tras un primer estudio descriptivo sobre la materia, se realizará el diseño y simulación del ciclo con un software adecuado para las comprobaciones termodinámicas necesarias. Se busca la optimización del ciclo y posibles mejoras.

Por último, con el objetivo de estudiar el impacto de la central, se realizará un estudio medioambiental, social y económico de las misma que permitirá dar una visión real del proyecto de ingeniería.

1.5 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

La ONU aprobó en 2015 la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible donde los estados miembros aprobaron 17 Objetivos, los llamados Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), con el fin de tomar medidas contra la pobreza, para la protección del planeta y para mejorar la vida de todas las personas. Estas medidas tienen metas específicas y están proyectadas que se alcancen para 2030.

Con el objetivo de tomar acción en favor a estas medidas, urge la necesidad de que no solo se produzca a nivel mundial ni local a través de políticas y nuevos marcos reguladores, si no que también es necesario tomar acción a nivel de las personas. Hacer referencia respecto al presente proyecto, al sector privado y a la sociedad. Con el fin de establecer la similitud entre los objetivos del proyecto y los ODS, se presentan de la siguiente manera:

- **Objetivo 7:** Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. Este objetivo busca garantizar una necesidad básica como es el acceso a la energía, mejorar la eficiencia energética e impulsar las energías renovables para conseguir una energía más sostenible.
- **Objetivo 8:** Promover el crecimiento económico inclusivo y sostenible, el empleo y el trabajo decente para todos. Señalar que la biomasa es la energía renovable que más empleos genera por unidad de potencia instalada. De esta manera permite que el cambio de las tecnologías de combustibles fósiles a renovables garantice empleos decentes.
- **Objetivo 9:** Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación. Este objetivo señala la importancia de la investigación y desarrollo para buscar soluciones a los retos económicos y medioambientales. Lo que implica que el estudio de este proyecto promueva la creación de una infraestructura sostenible como es la central eléctrica.
- **Objetivo 13:** Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. Señalar que este objetivo pueda ser el que mayor similitud posea con el proyecto, ya que busca la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a través de la implantación de tecnologías renovables con el objetivo de frenar el cambio climático.



1.6 Metodología y recursos a emplear

La metodología propuesta para el proyecto se detalla a continuación:

1. Establecimiento del Marco Regulator que contempla el proyecto.
2. Descripción de la biomasa, donde se estudiará la variedad de recursos biomásicos y su valoración analizando las posibles tecnologías para la obtención de energía a través de este recurso.
3. Estudio de los sistemas que comprende una central termoeléctrica de biomasa, los tipos de tecnologías de calderas y la elección de la tecnología a implantar, además del resto de los componentes de la central.
4. Estudio de localización de la planta analizando aprovisionamiento de combustible y abastecimiento de agua, minimizando el impacto medioambiental en fauna y flora.
5. Diseño y simulación del ciclo óptimo mediante un software.
6. Selección de los equipos principales
7. Elaboración de los planos requeridos.
8. Impacto medioambiental, social y económico de la planta.

Los recursos a emplear durante la elaboración del proyecto:

- CYCLEPAD. Será el software que permita el diseño y simulación de la planta.
- Excel, como herramienta de cálculo a lo largo del proyecto.
- AutoCad para la elaboración de los planos pertinentes.
- Material académico de la asignatura Ingeniería Energética de MII.
- Normativa aplicable al estudio.



Capítulo 2
MARCO REGULADOR



2. MARCO REGULADOR

En España, el marco regulatorio para la biomasa está compuesto por varias leyes y normativas que establecen las condiciones para su uso y aprovechamiento. Algunas de las leyes y normativas más relevantes que se aplican en el proyecto son:

- Real Decreto-ley 9/2013 donde se adoptaron medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sector eléctrico. [8]
- Ley 24/2013 del Sector Eléctrico: esta ley establece las bases para el desarrollo del sector eléctrico en España y regula la producción de energía a partir de fuentes renovables, incluyendo la biomasa. [9]
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC): este plan establece los objetivos y las medidas para la transición energética en España hasta 2030, incluyendo el fomento de la generación de energía a partir de fuentes renovables como la biomasa. [10]
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. [11]
- Real Decreto 616/2017: este real decreto establece las condiciones para el régimen de ayudas a la inversión en tecnologías renovables, incluyendo la biomasa. [12]
- Ley de Impulso al Medio Ambiente y a la Transición Energética (Ley 7/2021): esta ley establece medidas para la transición energética y la lucha contra el cambio climático, incluyendo el fomento de la generación de energía a partir de fuentes renovables como la biomasa. [13]
- Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. [14]
- Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales. [15]
- Orden TED/1312/2022, de 23 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2023. [16]
- Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico. [17]
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción. [18]

Estas leyes y normativas establecen un marco regulatorio claro para la generación de energía a partir de biomasa en España y fomentan su desarrollo y utilización como fuente de energía renovable.



Capítulo 3
LA BIOMASA



3. LA BIOMASA

En este capítulo se realiza una descripción detallada de la biomasa, sus orígenes, tipos y clasificación de esta, características y parámetros principales. Se estudian los diferentes procesos de transformación de la biomasa para obtener diferentes formas de energía. Con el objetivo de profundizar en el proceso de combustión de la biomasa en centrales termoeléctricas.

3.1 Origen de la Biomasa

La energía solar se puede considerar como aquella energía que el ser humano ha utilizado desde sus orígenes y que podrá utilizar y de la que dispondrá en el futuro sin limitación alguna. Cuando el ser humano comenzó a desempeñar actividades de agricultura, la energía solar, por lo básico de su uso y su disponibilidad, fue de la que se sirvió, pues las necesidades energéticas eran cubiertas totalmente por esta actividad, contemplando no solo aquellas necesidades alimentarias si no también las caloríficas y mecánicas, donde el calor se obtenía a través de la combustión directa de restos de cosechas y madera de las talas de árboles.

El problema energético al que se enfrenta la Humanidad en las últimas décadas originado principalmente por el agotamiento creciente de los recursos de combustibles fósiles, el aumento de los precios y destacando el cambio climático, ha generado la necesidad de buscar nuevas alternativas que promuevan solucionar estas causas. Es aquí donde el término renovable comienza a aflorar, en búsqueda de recursos aparentemente inagotables, aunque la intensidad que puedan suministrar sea limitada.

De esta manera, la energía solar se contempla como aquella esencialmente aprovechable al recibir por parte del sol 10.000 veces más energía que la demanda energética de la Tierra [19]. Un forma de aplicación, sería volver al modelo ya mencionado de captación y acumulación de la energía solar por las plantas verdes.

Ésta, a diferencia del resto, es la única fuente renovable que se almacena de manera automática, ya que la energía eólica o la energía solar directa necesita concentrarse y almacenarse. De este modo, la materia orgánica es energía solar almacenada, definiéndose como energía de la biomasa.

La energía de la biomasa se origina a partir de la energía solar, donde las plantas absorben la energía lumínica del sol, agua del suelo y CO_2 de la atmósfera a través del proceso de fotosíntesis. Estas plantas verdes son capaces de captar la energía de las radiaciones luminosas y almacenarla en forma de energía química.

Los productos derivados de la transformación de esta energía, como los residuos de las plantas y animales, también pueden ser utilizados como fuente de energía. Los animales, a su vez, incorporan y transforman esta energía al alimentarse de las plantas, y los productos de esta transformación también pueden ser utilizados como recurso energético.

La biomasa se define como toda aquella materia orgánica susceptible de ser usada como fuente energética. La Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo



define la biomasa como “la fracción biodegradable de los productos, residuos y desechos de origen biológico procedentes de actividades agrarias, incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal, de la silvicultura y de las industrias conexas, incluidas la pesca y la acuicultura, así como la fracción biodegradable de los residuos, incluidos los residuos industriales y municipales de origen biológico” [20].

Esta definición es amplia y engloba diferentes tipos de materiales orgánicos que pueden ser utilizados como fuente de energía renovable, lo que incluye desde residuos forestales y agrícolas hasta desechos orgánicos urbanos y de procesos industriales. La Directiva establece una serie de requisitos para la utilización sostenible de la biomasa como fuente de energía, incluyendo criterios de sostenibilidad ambiental, social y económica, y la promoción de la eficiencia energética en la producción y uso de biomasa.

3.2 Eficacia del proceso de fotosíntesis

En cualquier proceso de transformación de energía, es fundamental tener en cuenta la eficiencia con la que se lleva a cabo. Esta eficiencia se refiere a la proporción de energía total que se utiliza para producir la forma de energía deseada. De esta manera, se trata de la fracción de energía solar que se convierte en energía de la biomasa.

La fotosíntesis posee unos factores que definen el proceso, como son la temperatura, la calidad de luz, el tiempo de exposición de la misma, etc. Atendiendo a las ecuaciones que gobiernan la fotosíntesis, en donde no se va a realizar un detenimiento, solo una pequeña parte de la energía solar recibida por las plantas se convierte en biomasa. La eficacia máxima teórica ronda el 8%, atendiendo a la radiación absorbida, saturación de energía por parte de las hojas, respiración del vegetal y conversión en energía química. Aún así, la realidad es que los valores más altos encontrados son del 3%, bajo condiciones óptimas.

Atendiendo al rendimiento real de este proceso energético, puede dar a entender que no es rentable al ser muy bajo. Pero es necesario mencionar que estos sistemas vivos que producen energía de la biomasa se encuentran distribuidos sobre tierras y agua de todo el planeta, facilitando que este recurso no se limite a partes geográficas concretas como ocurre con los combustibles fósiles.

De esta forma, la superficie colectora se encuentra extendida por toda la Tierra, dando anualmente una energía almacenada inmensa, a pesar de su baja eficiencia. Por lo que la cantidad producida de biomasa se puede considerar como una fuente de energía utilizable.

Sin embargo, existen limitaciones que provocan que la biomasa se vea condicionada en su explotación energética. Alrededor del 40% de la biomasa que se produce en la Tierra es de origen acuático, restringiendo de esta manera su posible recolección y posterior utilización. En lo que se refiere a biomasa terrestre, esta se encuentra muy dispersa, poniendo en valor los costes de recolección y transporte que implican.

En la Tabla 3.1 se muestra la producción anual de biomasa vegetal que se genera en los diferentes ecosistemas así como su equivalente energético.



Tabla 3.1 Biomasa anual que se genera en la biosfera

ECOSISTEMA	SUPERFICIE OCUPADA (%)	Gtep*=10 ⁹ tep	EJ=10 ¹⁸ J
Océanos	70,8	22	920,92
Bosques	11,2	31,96	1337,84
Prados y estepas	4,7	7,56	316,46
Cultivos agrícolas	2,7	3,64	152,37
Desiertos y tundras	9,8	1,12	46,88
Aguas continentales	0,8	1,8	75,32
TOTAL	100	68,08	2849,82

Atendiendo a la Tabla 3.1 la producción de biomasa anual teórica es de 68.080.000.000 toneladas equivalentes del petróleo. Esta unidad (Tep) equivale a la energía que hay en una tonelada de petróleo, utilizando como valor convencional 41.868.000.000 Julios = 11.630 kWh. Quitando la biomasa generada en océanos, la producción en continentes sería de 46,08 Gtep.

Esto supone un gran potencial de producción de biomasa a nivel mundial, cuya explotación puede ser capaz de cubrir gran parte de la demanda energética actual.

3.3 Tipos de biomasa

De forma general, los recursos biomásicos pueden ser de origen natural o residual. Y atendiendo a la variedad de procesos de valorización de la biomasa (procesos físicos, termoquímicos, biológicos o químicos), se obtienen diferentes formas de aplicación en energía térmica, eléctrica y biocombustibles.

Como resultado de la fotosíntesis de las plantas, se obtiene la llamada biomasa. A partir de esta se producen diferentes niveles de seres vivos tras diferentes procesos de transformación. En un primer lugar se encuentra la biomasa vegetal cuando esta se produce a partir del proceso de la fotosíntesis directamente. En cambio, aquella biomasa que producen los seres vivos al no poder transformar de forma directa la energía solar en energía química, sino que lo realizan a través de la alimentación de biomasa vegetal, se denomina biomasa animal.

Por otro lado, existe una parte de la biomasa que los seres humanos y los animales no utilizan y acaban como residuos. Esta biomasa devuelta a la naturaleza como residuo se denomina biomasa residual, como son los residuos de producción o de consumo.

Por último, se debe mencionar la biomasa fósil, que no deja de ser los combustibles fósiles como el carbón, el gas natural y el petróleo que se encuentran en la tierra producidos en determinados periodos geológicos, pero que al no ser renovable no se estudiará en el documento.

Expresado la diferencia entre la biomasa vegetal, animal o residual se puede realizar una clasificación en base a su origen y a su estado. Se esquematiza en la Fig. 3.1.



Esta clasificación en referencia a su origen la realiza el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

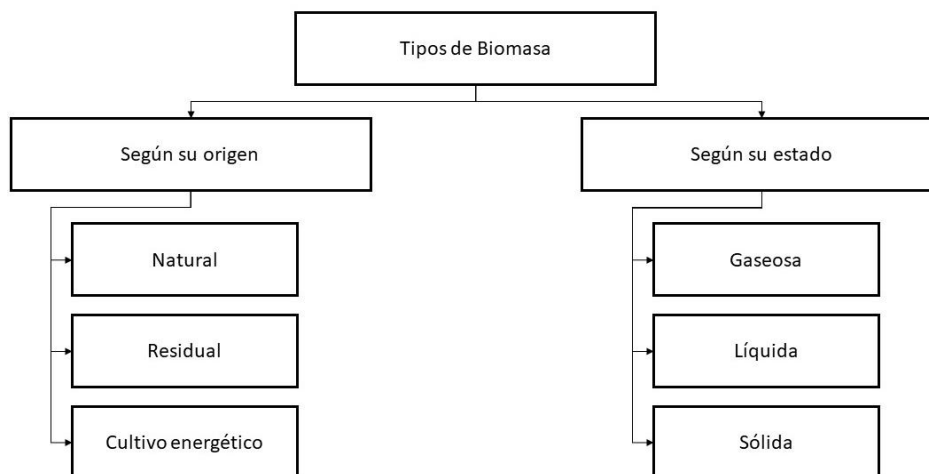


Fig. 3.1 Esquema de clasificación de la biomasa [Elaboración propia]

Según su origen:

- **Natural.** La biomasa natural se genera en la naturaleza, es decir, en ecosistemas naturales, de forma espontánea, sin intervención humana. En términos de explotación, no se utiliza para actividades económicas ya que es incompatible con la protección del medio ambiente y su sostenibilidad.
- **Residual.** La biomasa de origen residual proviene de los residuos generados durante diferentes actividades humanas y sus vertidos biodegradables.

Los residuos hoy en día suponen un problema complejo. A raíz de una economía creciente donde los objetivos de producción y rentabilidad crecen, se originan cada vez más residuos. Ejemplos de estos son las cantidades de alimentos que se desperdician todos los días, y residuos orgánicos que generamos. Esta biomasa residual puede ofrecer grandes oportunidades de aprovechamiento al producirse de forma continua y de manera creciente, que permitirá una vía de solución a su eliminación.

La cantidad de residuos orgánicos que generamos por habitante y año también varía dependiendo del país y la región. Según datos de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), se estima que a nivel mundial se generan alrededor de 1,3 mil millones de toneladas de residuos orgánicos cada año.

El tratamiento de los residuos, se considera una actividad de elevado coste donde no se alcanzan grandes eficiencias y rentabilidad. Esta falta de gestión conlleva un deterioro del medio ambiente, con prácticas como la incineración, que implica altos consumos de energía y genera emisiones contaminantes para la atmósfera.

Las posibles ventajas que supone un aprovechamiento energético de los residuos son:
[21]

- La biomasa residual es un tipo de biomasa que no se tiene que producir, si no que se origina por las actividades humanas y que su eliminación implica una solución.
- Este tipo de biomasa se puede encontrar concentrada en sitios señalados, y si su aprovechamiento se realiza cerca conlleva unos costes de transporte reducidos.
- Reducción de la cantidad de residuos que acaban en vertederos, y de esta manera reducir el impacto ambiental asociado a este tipo de acumulación de los residuos.
- Producción de energía renovable, y lo que supone esa reducción en las emisiones de efecto invernadero y contaminantes.
- Desarrollo de la industria de gestión de residuos generando nuevos empleos y un progreso económico.

Los residuos son todos aquellos materiales o sustancias, que como resultado de las actividades humanas de producción, transformación y consumo se desechan porque se consideran inútiles o faltos de valor económico. En la Tabla 3.2 se clasifican los tipos de residuos en función de su origen.

Tabla 3.2 Tipos de residuos [19]

Sector	Actividad	Residuos
Primario	Agraria	Agrícolas Forestales Ganaderos
Secundario	Transformación	Industrias agrarias
Consumo	Urbanos	Residuos sólidos urbanos Aguas residuales

- Residuos Agrarios: Residuos de actividades agrícolas, forestales y ganaderas, tales como pajas de cereales, zuros de maíz, excedentes agrícolas, los originados en los tratamientos de conservación, aprovechamiento o regeneración de masas arboladas como las ramas, hojas y troncos que quedan después de la tala de árboles, estiércoles purines etc.
- Los residuos industriales se originan en las industrias de transformación de actividades primarias, como las provenientes de la producción de aceite de oliva, aceite de orujo de oliva, industria vinícola y alcoholera, producción de frutos secos, producción de madera, como las astillas, serrín y la corteza de los árboles, etc.
- Los residuos urbanos se generan en los núcleos de población, tanto zonas urbanas como rurales, como consecuencia de actividades de consumo. Incluye los residuos orgánicos de la ciudad, como los restos de comida y jardines, y



también los residuos de madera y papel, residuos sólidos urbanos (RSU) y aguas residuales urbanas (ARU).

- Cultivos energéticos. Los cultivos energéticos son cosechas específicas atendiendo al valor que toman como combustibles, destinados de esta manera a la producción de energía. A diferencia de los cultivos agrícolas alimenticios, los cultivos energéticos son seleccionados en base a la producción de cantidad de biomasa, y no de calidad. [22]

El desarrollo de los cultivos energéticos puede dar una oportunidad de crecimiento a industrias como la agroelectricidad, es decir, generación eléctrica a partir de este tipo de cultivos, y las biorrefinerías, orientadas a los procesos de producción de combustibles.

Las características principales de los cultivos energéticos deben ser las siguientes, con el objetivo de obtener su mayor potencial energético [21]:

- Su producción debe tener un alto rendimiento, a base de una productividad alta con bajo costes de producción. Es el origen de la viabilidad económica de esta industria.
- Las tierras utilizadas deberán ser marginales para no amenazar la cadena alimenticia. Estas zonas de escasa productividad natural, donde los cultivos podrán proteger el suelo de la erosión. Además, al requerir mano de obra rural, podrá generar nuevos empleos y fomentar la emigración hacia zonas rurales.
- Toda aquella maquinaria necesaria en el proceso de cultivo deberá ser maquinaria agrícola convencional, de fácil acceso y que normalmente se utilice para cultivos de la zona.
- El cultivo deberá tener un impacto positivo o neutral en las tierras agrícolas ocupadas, en comparación con tener las tierras en barbecho o sin aprovechar.
- El balance energético global del proceso deberá ser positivo. Conociendo que el gasto energético del cultivo, los equipos utilizados, etc. sea inferior a la energía contenida en la biomasa.
- La recuperación de las tierras tras el cultivo energético deberá ser garantizada.
- El consumo de agua necesario en el proceso de cultivo se deberá minimizar y comprometerse con la sostenibilidad.

La clasificación de los cultivos energéticos se puede realizar en función de la aplicación de la biomasa en sus posteriores procesos:

- Cultivos oleaginosos. Son aquellos cultivos que se utilizan para la producción de aceites vegetales, que posteriormente se transforma en biodiesel, con el objetivo de ser un sustitutivo parcial o total del gasóleo en el transporte. Los principales cultivos son el girasol, la colza, la soja y la palma aceitera.
- Cultivos alcoholícenos. Se utilizan para la producción de bioetanol como sustitutivo parcial o total de la gasolina en la industria de automoción. Además se pueden utilizar para la producción de aditivos antidetonantes como el Etil-



Terbutil-Eter (ETBE). Se distinguen la remolacha, el maíz, la caña de azúcar, la patata (*Helianthus tuberosus*) y el sorgo azucarero (*Sorghum bicolor*).

- Cultivos lignocelulósicos. Obtención de biocombustibles sólidos destinados a producción de energía térmica, y en consecuencia a la generación de electricidad (agroelectricidad). Se distinguen dos grupos:
 - Especies leñosas de alta densidad y corta rotación. Eucaliptos, el chopo, el sauce, etc
 - Especies herbáceas de alta producción como el cardo.

La ventaja principal de estos cultivos es que no compiten con cultivos alimentarios.

Según su estado:

- Gaseosa. La biomasa gaseosa es aquella que se ha transformado en gases combustibles mediante diferentes procesos termoquímicos. Se trata del gas de síntesis, o biogás, que puede ser utilizado como combustible en motores de combustión interna para generar electricidad o para producir combustibles líquidos, como el metanol o el diésel sintético. Además, también puede ser utilizado como materia prima para la producción de productos químicos.
- Líquida. En este grupo se incluyen aceites y biocombustibles líquidos, como el etanol, el biodiésel y el aceite vegetal hidrogenado. El etanol se obtiene a partir de cultivos como el maíz, la caña de azúcar, la remolacha azucarera y la celulosa, mientras que el biodiésel se produce a partir de aceites vegetales como la colza, la soja y la palma aceitera. El aceite vegetal hidrogenado, por su parte, se obtiene a partir del aceite vegetal mediante un proceso de hidrogenación.

Además, en esta clasificación también recoge los residuos ganaderos, los residuos industriales biodegradables y las aguas residuales urbanas (ARU).

- Sólida. Este grupo abarca el tipo de biomasa más conocido, como la madera obtenida de tratamientos silvícolas forestales, residuos agrícolas, residuos forestales obtenidos en las podas y limpieza de parques y jardines, residuos de la industria alimentaria, residuos de jardinería, residuos de papel y cartón, cultivos energéticos, turba, residuos agroindustriales (orujo, serrín, huesos de aceituna) etc.

3.4 Procesos de transformación de la biomasa

La biomasa residual o aquella proveniente de cultivos, posee una baja densidad física y energética, con un contenido de humedad alto que resulta incompatible con reemplazar de manera directa los combustibles convencionales. Es por ello necesario transformar la biomasa en combustibles con mejores propiedades aplicando diferentes procesos de conversión, para obtener diferentes formas de energía. Para la evaluación técnica y económica de estos procesos, es necesario conocer los parámetros y condiciones que los definen. Estos son [23]:



- Composición química. Toda biomasa está formada por compuestos inorgánicos, compuestos orgánicos y agua. La materia orgánica puede ser hidratos de carbono, celulosa, hemicelulosa, lignina, taninos, proteínas y lípidos.

Asu vez, los elementos principales de la biomasa son el carbono (C), el hidrógeno (H) nitrógeno (N), azufre (S), y en algunos casos cloro (Cl).

Durante el proceso de la combustión, es la materia orgánica la que se quema, mientras que la inorgánica interviene en el proceso produciendo la ceniza o subproductos.

- Contenido en humedad. Un parámetro fundamental consiste en conocer la cantidad de masa de agua contenida por kilogramo de materia seca. La humedad de la biomasa puede medirse en base seca (h) o en base húmeda (H). Este contenido en humedad es crítico ya que es inversamente proporcional al poder calorífico de la biomasa. De esta manera, en los procesos de combustión, si la biomasa posee un alto contenido en humedad, primero hay que eliminar ese contenido en agua por evaporación antes de que el calor se produzca.

Este parámetro condiciona los pretratamientos de la biomasa como pueden ser su acondicionamiento y secado.

- Porcentaje en cenizas. Indica la cantidad de materia sólida no combustible por kilogramo de materia prima. Conviene que su porcentaje en relación con la materia seca sea el menor posible.
- Poder calorífico. El poder calorífico se define como la cantidad de energía por unidad de masa o unidad de volumen de materia que puede generar un combustible al producirse una reacción química de oxidación. La unidad física es Joule/kg. Se diferencia entre poder calorífico superior (PCS) y poder calorífico inferior (PCI), donde este último refiere a la energía aprovechable al sustraer aquella necesaria en el proceso de evaporación del agua
- Densidad aparente. Representa el peso por unidad de volumen de materia en su estado físico. Esto permite a aquellos combustibles con una densidad aparente alta, que se utilicen equipos de menor tamaño. De la misma manera, aquellos con densidades bajas, requieren mayor espacio de almacenamiento y transporte.

Conocidos los parámetros básicos, existen diversas aplicaciones de la biomasa, transformándola en diferentes formas de energía: calor, biocombustibles, combustibles gaseosos y electricidad. Cada uno de los tipos de energía se obtienen a través de diferentes procesos. Estos se pueden clasificar en procesos físicos, termoquímicos, biológicos, y químicos.

3.4.1 Procesos físicos

Los procesos físicos a los que se somete la biomasa suelen tratarse de procesos de pretratamiento antes de exponerlo a la siguiente fase de aprovechamiento energético.



Estos suponen la alteración de sus características físicas como pueden ser su densidad y su volumen [21].

- **Astillado.** La biomasa es triturada o astillada con el fin de reducir su tamaño.
- **Molienda.** A partir de la fase anterior, se continua con una molienda para obtener un producto en polvo o serrín. La superficie de la biomasa crece, mejorando de esta manera los procesos posteriores.
- **Densificación.** La biomasa se comprime en forma de pellets o briquetas para mejorar su densidad y facilitar su transporte y almacenamiento.

Los pellets de madera se caracterizan por tener una forma cilíndrica de pequeño tamaño, formada a partir de la compactación y densificación de partículas de madera. Este producto se considera un combustible sólido, comúnmente utilizado en calderas de uso doméstico y también a nivel industrial.

3.4.2 Procesos termoquímicos

Los procesos termoquímicos se basan en reacciones químicas irreversibles, donde se aplican altas temperaturas (calor) para transformar la biomasa. Atendiendo a la cantidad de aire que se requiera en el proceso, se distinguen tres tipos principales. La biomasa adecuada para este tipo de procesos es aquella con un contenido en humedad bajo (lo que se conoce como biomasa seca) y con un contenido alto en lignocelulosa. Ejemplos de estos son la madera, paja, cáscaras etc. [21]

- **Combustión.** La combustión se considera el proceso más común y con mayor rentabilidad. El calentamiento de la biomasa se realiza con un exceso de aire, basándose en la oxidación de los hidrocarburos contenidos en la biomasa, obteniendo como producto final calor.

La oxidación completa de la materia da lugar a la obtención de dióxido de carbono, vapor de agua, cenizas y principalmente calor. Este calor generado se puede utilizar como calor doméstico o industrial, o en la conversión de esta energía térmica en energía eléctrica a través de turbinas de vapor.

A lo largo del capítulo, se detallará las etapas, equipos y procesos que conlleva la combustión de biomasa.

- **Gasificación.** Cuando la combustión de la biomasa no es completa, se produce la gasificación. En esta combustión con defecto de oxígeno, se produce monóxido y dióxido de carbono, así como hidrógeno y metano, siempre bajo las condiciones que rige la reacción química.

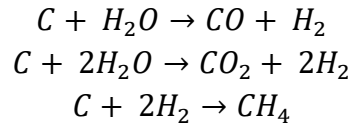
Existen tres tipos de gasificadores, de lecho fijo, de arrastre o de lecho fluidizado.

Los dos parámetros clave a tener en cuenta en esta reacción son por un lado la temperatura, y por otro lado la humedad. La temperatura deberá ser superior a los 700-800 °C, con el fin de obtener productos con un alto contenido en hidrógeno y en monóxido de carbono. Por otro lado, se limita la temperatura a los 1500°C para no exceder en problemas de generación y aglomeración de cenizas.



En cuanto a la humedad de la biomasa, la presencia de agua en ella permite obtener mayor hidrógeno y de metano, aumentando de esta manera el poder calorífico del gas. En torno al 20% de humedad se considera conveniente.

Las reacciones químicas que se producen bajo las condiciones mencionadas se detallan a continuación: [19]



La determinación de los productos a obtener se base principalmente en las condiciones de entrada del comburente. Si se utiliza aire u oxígeno, da lugar a dos tipos de gas diferentes.

Si se utiliza aire, la presencia de nitrógeno hace que se obtenga un gas pobre o gas de gasógeno. Mientras que la utilización de oxígeno permite la obtención del llamado gas de síntesis. Los diferentes procesos de gasificación se muestran en la Fig. 3.2.

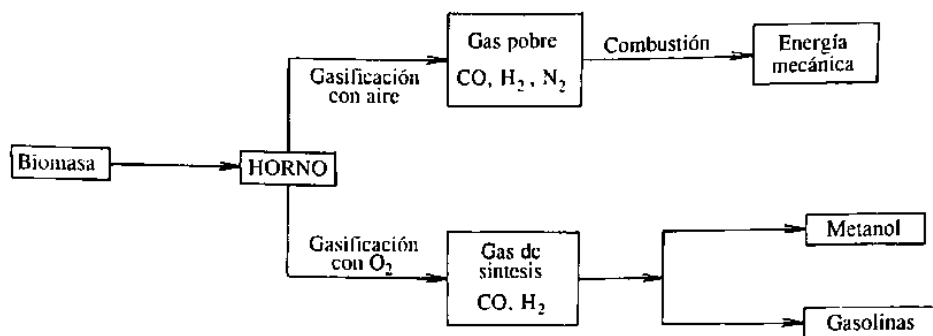


Fig. 3.2 Procesos de Gasificación [19]

El gas de gasógeno se denomina también pobre por su nivel de poder calorífico reducido (3,4 a 5,4 MJ/m³) en comparación con el gas de síntesis. Este gas se utiliza a través de procesos de combustión para la obtención de calor y/o electricidad, ya que el contenido en nitrógeno que tiene le impide ser utilizado para la obtención de gas de síntesis o metanol.

La utilización por tanto de oxígeno permite la obtención del gas de síntesis, Al estar exento de nitrógeno, permite obtener mayores cantidades de hidrógeno y de monóxido de carbono. El poder calorífico del gas se encuentra en torno a 5 y 10,9 MJ/m³. Aún parecer un aumento respecto del gas pobre, este gas no se caracteriza por su poder calorífico si no por la posibilidad de transformarlo en biocombustibles como son el metanol y gasolinas.

Las características principales de ambos gases mencionados se detallan en la Tabla 3.3.



Tabla 3.3 Características de los gases de gasificación [19]

PROPIEDADES	GAS POBRE	GAS DE SÍNTESIS
Composición (% volumen seco):		
Monóxido de carbono	11 - 30	40 - 50
Dióxido de carbono	6 - 16	10 - 20
Hidrógeno	10 - 20	25 - 30
Metano de hidrocarburos	1 - 15	4 - 8
Nitrógeno	50	-
Poder calorífico (kcal/m ³)	1.000	2.500

➤ **Pirólisis.** Este proceso termoquímico se caracteriza por la descomposición de la materia orgánica en ausencia de oxígeno al alcanzar altas temperaturas. En esta descomposición térmica se pueden distinguir varias etapas, pero la pirólisis comienza a partir de los 275°C, y se suele completar entorno a los 450°C.

Los productos finales de este proceso dependen de las características de la biomasa, la temperatura del proceso, la presión de operación y del tiempo. En función de estos parámetros se pueden clasificar en tres grupos los productos: [19]

- Un gas cuyos componentes principales son el hidrógeno, óxidos de carbono e hidrocarburos gaseosos.
- Líquidos que a temperatura ambiente se caracteriza por tener compuestos hidrocarbonados complejos, destacando los de carácter oxigenado (alcoholes).
- Residuos sólidos carbonosos formados por carbones y alquitranes, además de cenizas.

El proceso de pirólisis de muestra en la Fig. 3.3.

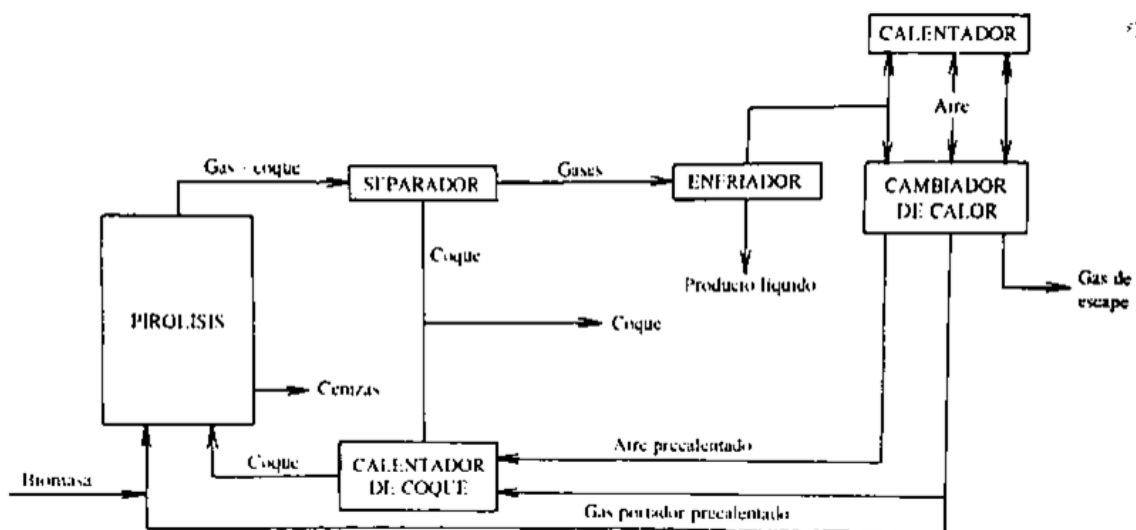


Fig. 3.3 Esquema del proceso de pirólisis [21]

El gas obtenido está formado por una mezcla de monóxido y dióxido de carbono, hidrógeno, metano, etano y etileno, aunque varía con la temperatura de operación. Este gas de pirólisis tiene un poder calorífico entre 3,8 y 15,9 MJ/m^3 . Existe la posibilidad de aumentar estos valores hasta 20,9 MJ/m^3 a través de una variante denominada pirólisis flash, en la que la biomasa alcanza 1000 °C en menos de un segundo, evitando la formación de alquitranes y mejorando el rendimiento del gas.

Por otro lado, los productos líquidos y el carbón de la pirólisis se caracterizan por tener un poder calorífico de, 25,1 MJ/m^3 el combustible líquido, mientras que el coque producido alcanza unos 20,9 MJ/m^3 .

Actualmente la pirólisis se utiliza principalmente para la obtención de energía a partir de biomasa seca y la utilización de los RSU en compuestos interesantes económicamente.

3.4.3 Procesos biológicos

Los procesos biológicos o bioquímicos son aquellos en los que la transformación de la biomasa se basa en el crecimiento desarrollo de microorganismos que descomponen la materia orgánica, produciendo compuestos con valor energético. Los microorganismos se encargan de transformar la moléculas complejas de la biomasa en formas más simples, pero con una alta densidad energética. [21]

El tipo de biomasa que se utiliza en estos procesos es normalmente aquella que tenga un contenido en humedad alto, tanto biomasa natural como residual. Esta biomasa con un alto contenido en humedad es preferible utilizarla en este tipo de procesos, ya que si se utilizase en los procesos termoquímicos analizados, daría lugar a productos con un bajo rendimiento energético dado a la pérdida de calor durante la vaporización del agua.

La biomasa puede someterse a números procesos bioquímicos, pero existen dos tipos principalmente que se utilizan de manera industrial. En primer lugar está la fermentación alcohólica para la producción de etanol y por otro lado, la digestión anaerobia o fermentación metánica para producir metano.

➤ **Fermentación alcohólica.** La biomasa contiene hidratos de carbono. Estos pueden ser simples, en forma de azúcares, o en forma de polímeros, como son el almidón y la celulosa.

Toda biomasa que contenga azúcares fermentables o hidratos como el almidón y la celulosa que se puedan transformar en estos, se utilizan para la obtención de alcohol. Este proceso se realiza desde la antigüedad para la obtención de bebidas alcohólicas.

La biomasa que se utiliza para fermentar en alcohol son azucaradas, amiláceas y celulósicas. El esquema de obtención del bioetanol a través de diferentes tipos de biomasa se muestra en la Fig. 3.4.



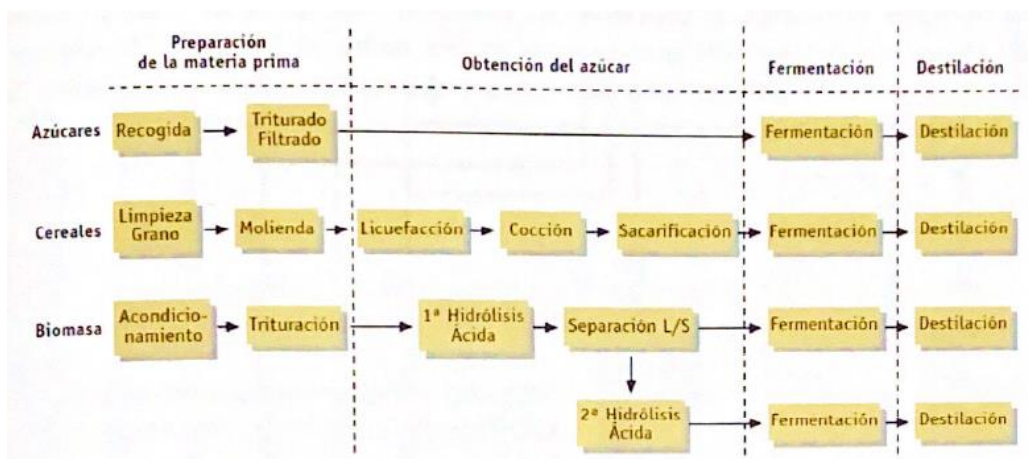


Fig. 3.4 Esquema de obtención de etanol a partir de diferentes tipos de biomasa [21]

- **Fermentación metánica.** Es el proceso de digestión anaerobia, donde los microorganismos descomponen la materia orgánica en un ambiente sin oxígeno, lo que da lugar a la creación de biogás, compuesto principalmente de metano y dióxido de carbono. Este gas puede ser aprovechado para generar calor o electricidad, o también purificado para utilizarlo como biocombustible. Suele contener un 60% de metano y un 40% de gas carbónico.

Además del gas, se obtiene una suspensión acuosa de materiales sólidos como el lodo o fango [14]. En estos se encuentran aquellos compuestos difíciles de degradar, entre ellos el nitrógeno y el fósforo.

La biomasa adecuada para este proceso es aquella que contenga un contenido en humedad superior al 75%.

3.4.4 Procesos químicos: transesterificación

La transesterificación es un proceso químico que convierte un éster en otro éster diferente. En el contexto de la biomasa, se utiliza para convertir aceites vegetales y grasas animales en biodiésel, un combustible renovable y sostenible.

El proceso de transesterificación implica la reacción de un aceite vegetal o grasa animal con un alcohol, generalmente metanol o etanol, en presencia de un catalizador, como hidróxido de sodio o hidróxido de potasio. Esta reacción produce ésteres metílicos o ésteres etílicos, conocidos como biodiésel, y glicerol, que se separan por decantación.

La transesterificación puede ser realizada de manera homogénea, donde todos los reactivos se encuentran en la misma fase, o de manera heterogénea, donde el catalizador está en una fase distinta de la mezcla de aceite y alcohol. El proceso heterogéneo es más utilizado en la producción de biodiésel a gran escala, ya que permite la reutilización del catalizador y la simplificación de la separación del biodiésel y el glicerol.

La transesterificación es una de las principales formas de producir biodiésel a partir de la biomasa, y ofrece una alternativa renovable y sostenible a los combustibles fósiles.

Además, el proceso puede ser utilizado con una amplia variedad de aceites y grasas, lo que lo convierte en una opción flexible y adaptable a diferentes recursos de biomasa.

3.5 Proceso de combustión de la biomasa en centrales termoeléctricas

Las plantas de biomasa para generación de energía eléctrica son centrales termoeléctricas que utilizan como combustible principal la biomasa. El proceso que siguen estas plantas es el de la combustión. De esta manera, se analiza a continuación en detalle el proceso termoquímico mencionado anteriormente. [21]

La combustión es un proceso químico rápido en el cual el oxígeno del aire, que actúa como comburente, se combina con los elementos oxidables del combustible, produciendo una liberación de energía en forma de calor.

Se requiere que para que este proceso tenga lugar, ocurran los siguientes aspectos:

- La cantidad de comburente debe ser adecuada para oxidar el combustible.
- La cantidad de biomasa, el combustible, debe ser suficiente.
- En cuanto a la temperatura de operación, esta debe ser superior a la temperatura de inflamación para que el aire y la biomasa reaccionen.
- Para que se produzca la combustión debe haber un iniciador de la misma.

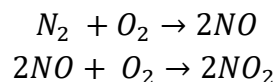
A continuación, se estudiará cada uno de estos requisitos.

3.5.1 Comburente

El comburente de la reacción de combustión es el oxígeno. Pero el más utilizado es el aire, ya que se dispone de él de manera ilimitada y sin coste. Su composición es principalmente oxígeno (20,9%) y nitrógeno (78,1%), aunque también contiene argón (0,8%) y pequeñas cantidades de dióxido de carbono, helio, neón e hidrógeno. [16]

Durante el proceso de combustión el nitrógeno actúa como un gas inerte y no se combina con otros elementos químicos, excepto para producir una cantidad mínima de óxidos de nitrógeno. Aun siendo pequeñas cantidades, la presencia del nitrógeno toma un papel a tener en cuenta, ya que entra en condiciones de bajas temperaturas y alto contenido, y tras el proceso este presenta altas temperaturas, ya que absorbe una gran cantidad de energía.

Las reacciones que ocurren entre el nitrógeno y el oxígeno son las siguientes:



NO es un gas incoloro denominado óxido nítrico. Si este reacciona de nuevo con el oxígeno da lugar al dióxido de nitrógeno. Estos gases son peligrosos por su toxicidad y alto nivel contaminante.

De esta manera, es necesario controlar los parámetros que limiten la formación de este tipo de gases. Para ello la cantidad de vapor de agua que contiene el aire que entra en la cámara de combustión es clave. Este vapor se descompone a altas temperaturas en hidrógeno (H_2) y en oxígeno (O_2), además de H, O y OH. Si los gases de combustión se



enfrian por debajo de la temperatura de rocío del vapor de agua, parte condensará, y esas gotas pueden combinarse con los NO_x . Si esto ocurre puede dar lugar a ácido nítrico e incluso ácido sulfúrico (en los casos donde se encuentre presente el óxido de azufre).

La cantidad de aire necesaria para realizar la combustión en plantas de biomasa depende principalmente del tipo de biomasa que se esté quemando y de las condiciones de operación de la planta.

En general, la cantidad de aire necesaria para la combustión completa de la biomasa se determina mediante el cálculo de la relación estequiométrica entre la cantidad de oxígeno requerida para la combustión y la cantidad de biomasa presente, conociendo la proporción de carbono, hidrógeno, nitrógeno y azufre. Esta relación estequiométrica se expresa en términos de exceso de aire (EA), que es la relación entre la cantidad real de aire suministrada y la cantidad de aire necesaria para la combustión completa.

Si la reacción es estequiométrica, el % de oxígeno en los gases de combustión sería nula, y por tanto si hay oxígeno en los humos implica que existe un exceso de aire en la combustión.

El EA puede variar según la calidad de la biomasa y las condiciones de operación de la planta. En general, los valores típicos de EA para la combustión de biomasa oscilan entre el 10% y el 30%. Un EA bajo (5%-10%) significa que se suministra la cantidad mínima de aire necesaria para la combustión completa, lo que resulta en una combustión más eficiente y una menor emisión de contaminantes. Sin embargo, un EA demasiado bajo también puede provocar una combustión incompleta, lo que puede generar emisiones de monóxido de carbono (CO) y alquitrán.

Por otro lado, un EA alto (15%-30%) significa que se suministra una cantidad excesiva de aire, lo que resulta en una combustión menos eficiente y una mayor emisión de contaminantes, como el óxido de nitrógeno (NO_x) y el dióxido de carbono (CO_2). Sin embargo, un EA alto también puede ser beneficioso para reducir la temperatura de la llama y minimizar la formación de cenizas. Se observa una tendencia a esperar que una mayor cantidad de exceso de aire contribuye a que se produzca la combustión, pero cuando esta cantidad de oxígeno se incrementa, produce que la mezcla de combustible y aire se enfríe, obstaculizando la reacción. De esta manera se debe encontrar la cantidad de aire óptima, donde por debajo de esta la reacción no será completa, y por encima dificulta la combustión al disminuir la temperatura de la misma.

Es importante señalar que el cálculo preciso del EA requerido para la combustión de biomasa depende de varios factores, como la humedad y el contenido de cenizas de la biomasa, la temperatura de combustión y la eficiencia del equipo de combustión utilizado. Por lo tanto, es recomendable realizar pruebas experimentales para determinar el EA óptimo para la combustión de biomasa en una planta específica.

En la mayoría de los sistemas de combustión se utiliza una división del aire de combustión en dos fracciones: el aire primario y el aire secundario.



El aire primario es el aire que se suministra directamente al lecho de combustión o a la zona de quemado de la biomasa. Su función es suministrar el oxígeno necesario para la combustión inicial de la biomasa y mantener la temperatura adecuada en el lecho de combustión. La cantidad de aire primario que se suministra depende de varios factores, como el tipo de biomasa, la velocidad del aire, la temperatura del lecho y la cantidad de combustible.

Por otro lado, el aire secundario es el aire que se suministra después del aire primario, en una zona de combustión secundaria o en una cámara de post-combustión. Su función es completar la combustión de los gases producidos en la zona de quemado de la biomasa, mejorando la eficiencia de la combustión y reduciendo las emisiones de contaminantes. La cantidad de aire secundario que se suministra también depende de varios factores, como la cantidad de gases producidos, la temperatura del gas y la velocidad del aire.

En algunos sistemas de combustión, también se utiliza un tercer tipo de aire, denominado aire terciario, que se suministra después del aire secundario en una zona de postcombustión adicional. El aire terciario tiene como función oxidar los gases residuales producidos en la combustión, reduciendo aún más las emisiones de contaminantes.

La correcta división y suministro de las diferentes fracciones de aire de combustión es clave para una combustión eficiente y con bajas emisiones de contaminantes. El control adecuado del flujo de aire y de la cantidad de oxígeno suministrado es fundamental para lograr una combustión completa de la biomasa, minimizar las emisiones de contaminantes y optimizar la eficiencia energética de la planta de biomasa.

La cantidad de aire que se inyecta en la cámara de combustión para la combustión de la biomasa se controla mediante la regulación del flujo de aire en los sistemas de ventilación y por la manipulación de las compuertas de los ventiladores.

Existen varios sistemas de control de flujo de aire que se utilizan en las plantas de biomasa para regular la cantidad de aire suministrada. Algunos de estos sistemas son:

- Sistemas de ventilación de velocidad variable: estos sistemas utilizan ventiladores de velocidad variable que permiten ajustar la cantidad de aire que se suministra según las necesidades de la combustión.
- Sistemas de compuertas de aire: estos sistemas utilizan compuertas motorizadas que regulan la cantidad de aire suministrada a la cámara de combustión. Estas compuertas se controlan mediante un sistema de control electrónico que ajusta la apertura de las mismas en función de la necesidad de aire.
- Sistemas de control de presión: estos sistemas miden la presión en la cámara de combustión y regulan la cantidad de aire que se suministra en función de la presión.

Además de estos sistemas, también se utilizan sistemas de control de oxígeno para regular la cantidad de oxígeno presente en la cámara de combustión. Estos sistemas miden la cantidad de oxígeno en los gases de escape y ajustan la cantidad de aire que se suministra para mantener el nivel adecuado de oxígeno para la combustión.



3.5.2 Combustible

La biomasa es el combustible en este tipo de centrales termoeléctricas. Para su utilización como combustible en este tipo de plantas, es importante conocer sus propiedades y parámetros característicos. Algunos de los parámetros más importantes son los siguientes:

- Origen: el origen de la biomasa es otro factor importante a considerar, ya que puede afectar su calidad y disponibilidad. Por ejemplo, la biomasa forestal puede estar disponible en áreas rurales, mientras que los residuos agrícolas y urbanos están disponibles en las ciudades. Es importante seleccionar la biomasa adecuada según su origen y disponibilidad para garantizar una fuente de combustible sostenible y económicamente viable para la central termoeléctrica.
- Contenido de humedad: La biomasa con alto contenido de humedad requiere más energía para evaporar el agua antes de que se inicie la combustión. La mayoría de las centrales termoeléctricas de biomasa requieren que el contenido de humedad de la biomasa esté por debajo del 50%.
- Contenido de ceniza: la ceniza es un subproducto de la combustión de la biomasa y su contenido en la biomasa varía dependiendo del tipo y del proceso de producción. La cantidad de ceniza presente en la biomasa es importante porque afecta la eficiencia de la combustión y la cantidad de emisiones de partículas sólidas, y no participa en el proceso de combustión.
- Tamaño de partícula: el tamaño de partícula de la biomasa es importante para la eficiencia de la combustión y la formación de emisiones. En general, las centrales termoeléctricas de biomasa utilizan biomasa con partículas de tamaño similar para garantizar una combustión uniforme.
- Densidad energética: la densidad energética es la cantidad de energía que se puede obtener por unidad de volumen de la biomasa. La densidad energética de la biomasa varía dependiendo del tipo de biomasa y su proceso de producción.
- Composición química: la composición química de la biomasa es importante porque puede afectar la eficiencia de la combustión y la cantidad de emisiones de gases. La biomasa se compone principalmente de carbono, hidrógeno, oxígeno y nitrógeno, pero también puede contener otros compuestos, como azufre, cloro y metales. En la Tabla 3.4 se muestran la composición química de los principales tipos de biomasa.



Tabla 3.4 Composición de los principales tipos de biomasa [21]

Tipo de biomasa	Porcentaje del peso (sin humedad)						
	C	H	N	O	S	Cl	Ceniza
Madera							
Sauce	47,66	5,2	0,3	44,70	0,03	0,01	1,45
Madera suave	52,10	6,10	0,20	39,90	-	-	1,70
Corteza de madera dura	50,35	5,83	0,11	39,62	0,07	0,03	3,99
Madera dura	50,48	6,04	0,17	42,43	0,08	0,02	0,78
Eucalipto	50,43	6,01	0,17	41,53	0,08	0,02	1,76
Roble	49,89	5,98	0,21	42,57	0,05	0,01	1,29
Corteza de pino	52,30	5,80	0,29	38,76	0,03	0,01	2,90
Aserrín pino	52,49	6,24	0,15	40,45	0,03	0,04	0,60
Sub-productos agrícolas							
Brizna de trigo	39,07	4,77	0,58	50,17	0,08	0,37	4,96
Caña de azúcar	44,80	5,35	0,38	39,55	0,01	0,12	9,79
Bagazo de caña	46,95	5,47	0,38	39,55	0,01	0,12	9,79
Paja de arroz	39,65	4,88	0,92	35,77	0,12	0,50	18,16
Cascarilla de arroz	38,68	5,14	0,41	37,45	0,05	0,12	18,15
Paja de maíz	46,91	5,47	0,56	42,78	0,04	0,25	3,99
Olote de maíz	47,79	5,64	0,44	44,71	0,01	0,21	1,2
Fibra de coco	50,29	5,05	0,45	39,63	39,63	0,28	4,14
Carbón mineral	71,70	4,70	1,3	8,30	0,64	0,060	20,70

- Poder calorífico: es la cantidad de energía que puede generar la biomasa por unidad de masa, cuando se quema completamente. El poder calorífico de la biomasa varía dependiendo del tipo de biomasa y su contenido de humedad, ceniza y otros compuestos. Se diferencian dos conceptos de poder calorífico, PCS y PCI. La diferencia entre ellos radica en cómo se manejan los productos de la combustión. El PCI no tiene en cuenta la energía liberada por la condensación del vapor de agua producido durante la combustión, mientras que el PCS incluye la energía liberada por la condensación del vapor de agua.

La relación PCI/PCS se ve afectada por la cantidad de vapor de agua que se produce durante la combustión de la biomasa. En general, cuanto mayor sea el contenido de humedad de la biomasa, mayor será la cantidad de vapor de agua producido durante la combustión y, por lo tanto, mayor será la diferencia entre el PCI y el PCS.

Tabla 3.5 PCS de los principales tipos de biomasa [21]

Tipo de Biomasa	Valor calorífico bruto (MJ/kg)
Madera	
Astilla de madera	20,89
Corteza de pino	20,95
Desechos industriales de madera	19,00
Sub-productos agrícolas	
Paja de trigo	18,94
Caña	18,06
Bagazo	18,09
Cáscara de coco	18,60
Olote de maíz	17,72
Paga de arroz	15,61
Cascarilla de arroz	15,58
Aserrín	19,34

La composición de la biomasa se puede dividir en cuatro grupos principalmente en función de cómo se comportan durante el proceso de combustión: [21]

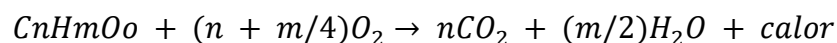
- La parte de agua que contiene.
- La fracción volátil, que recoge aquellas sustancias que se liberan al comienzo de la reacción de combustión, que por su densidad al ser menor que la del aire viajan a la parte superior de la caldera.
- La fracción no volátil.
- Las cenizas, compuestas por sustancias inorgánicas, no participan en el proceso de la combustión.

Estos son algunos de los parámetros más importantes a considerar al utilizar la biomasa como combustible en centrales termoeléctricas de biomasa. Es importante tener en cuenta que la selección adecuada de la biomasa y su procesamiento adecuado pueden mejorar la eficiencia de la combustión y reducir las emisiones de contaminantes en la generación de energía eléctrica a partir de biomasa.

3.5.3 Reacción química

La combustión de la biomasa es una reacción química exotérmica que ocurre en presencia de oxígeno. Durante la combustión, los componentes orgánicos de la biomasa reaccionan con el oxígeno, lo que produce dióxido de carbono (CO_2), agua (H_2O) y energía en forma de calor.

La reacción química general de la combustión de la biomasa puede representarse como:



Donde " $C_nH_mO_o$ " representa los componentes orgánicos de la biomasa (como celulosa, hemicelulosa y lignina) y " n " y " m " son los coeficientes estequiométricos que indican las proporciones relativas de los componentes.

Durante la combustión, el oxígeno se combina con el carbono y el hidrógeno presentes en la biomasa para formar dióxido de carbono y agua. La energía liberada durante la reacción se libera en forma de calor, que puede ser utilizado para generar vapor y producir energía eléctrica.

Es importante tener en cuenta que, además de producir dióxido de carbono y agua, la combustión de la biomasa también puede producir otros gases y productos de la combustión, como monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y partículas finas. La cantidad y composición de estos gases y productos de la combustión dependen del tipo de biomasa, las condiciones de combustión y otros factores. Por lo tanto, es importante controlar cuidadosamente las condiciones de combustión y los procesos de control de emisiones para minimizar los impactos ambientales de la combustión de la biomasa. Los principales productos de la combustión de la biomasa incluyen:

- Dióxido de carbono (CO_2): es el principal producto de la combustión de la biomasa y se produce en grandes cantidades. El CO_2 es un gas de efecto invernadero y su liberación a la atmósfera contribuye al calentamiento global.
- Monóxido de carbono (CO): se produce cuando la biomasa se quema en condiciones de baja disponibilidad de oxígeno. El CO es un gas inodoro y tóxico que puede ser peligroso en concentraciones elevadas.
- Óxidos de nitrógeno (NO_x): se producen a partir de la oxidación del nitrógeno presente en la biomasa y en el aire durante la combustión. Los NO_x son precursores de la formación de ozono troposférico y pueden tener efectos negativos en la calidad del aire y la salud humana.
- Compuestos orgánicos volátiles (COV): se producen a partir de la descomposición térmica de la biomasa y pueden contribuir a la formación de ozono troposférico y a la contaminación del aire interior.
- Partículas finas: se producen a partir de la combustión incompleta de la biomasa y pueden tener efectos negativos en la calidad del aire y la salud humana.

Para minimizar los impactos ambientales y para la salud humana de la combustión de biomasa, se requieren tecnologías de control de emisiones adecuadas, como filtros de partículas, catalizadores y sistemas de control de la combustión. Estas tecnologías pueden reducir las emisiones de productos de combustión y mejorar la eficiencia energética de la central termoeléctrica de biomasa.

Fases de la reacción química:

La primera fase de la combustión es el secado. Antes de que la biomasa comience a arder, debe ser calentada para que el agua que contiene se evapore. Durante esta fase, la temperatura en el interior de la biomasa no supera los $100^\circ C$, ya que el agua que se está evaporando consume una gran cantidad de calor. En esta fase, se produce principalmente vapor de agua y dióxido de carbono.

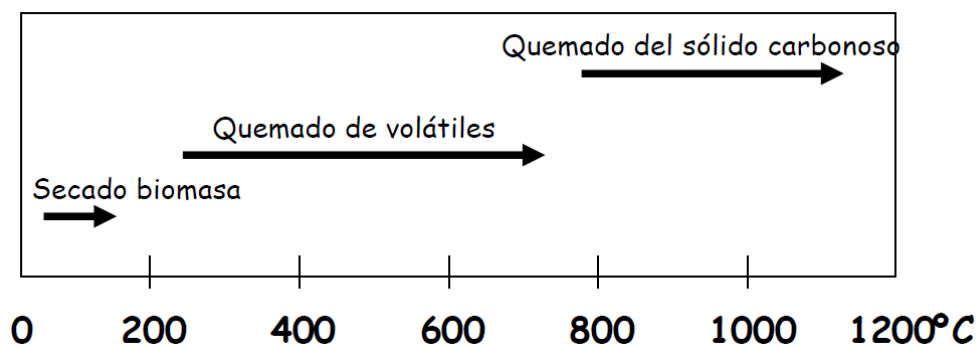


A continuación, cuando se superan los 150°C, comienza de manera de forma progresiva y lenta la oxidación, y continúa hasta llegar a los 250°C, momento en el cual se alcanza la temperatura de ignición, y la oxidación se vuelve más efectiva.

La siguiente fase de la combustión se caracteriza por el proceso exotérmico donde se liberan sustancias volátiles en forma gaseosa hasta los 900°C. Estos gases alcanzan elevadas temperaturas.

Una vez que se han generado los gases de la pirólisis, comienza la combustión propiamente dicha. Los gases producidos por la pirólisis se mezclan con el aire y se encienden, liberando una gran cantidad de calor y luz. Durante esta fase, se produce dióxido de carbono, vapor de agua, óxidos de nitrógeno y partículas sólidas. La combustión es un proceso altamente exotérmico, lo que significa que libera una gran cantidad de calor.

En la Fig. 3.5 se muestran las etapas de un proceso de combustión.



- 1.- Secado de la biomasa
- 2.- De 150° - 250° C comienza la reacción
- 3.- > 275° C, el combustible libera volátiles, que arden como combustible gaseoso
- 4.- El sólido carbonoso arde lentamente

Fig. 3.5 Etapas en el proceso de combustión de la biomasa [24]

Evaluación del proceso de combustión

Para evaluar el proceso de combustión en una central termoeléctrica de biomasa y su calidad, se pueden realizar diversas medidas y análisis. Algunas de las medidas comunes incluyen:

1. **Análisis de gases de escape:** La relación CO/CO₂, la cantidad de NO_x, la cantidad de SO_x y la cantidad de partículas sólidas son parámetros importantes para evaluar las emisiones y la calidad de los gases de chimenea en una central termoeléctrica de biomasa. Veamos cada uno de ellos:
 - **Relación CO/CO₂:** La relación entre el monóxido de carbono (CO) y el dióxido de carbono (CO₂) en los gases de chimenea es un indicador de la eficiencia de la combustión. Una relación alta de CO/CO₂ puede indicar una combustión incompleta o ineficiente, lo que implica una liberación de CO no deseada. Una



relación baja indica una combustión más completa y eficiente. Por lo tanto, se busca mantener una relación CO/CO₂ lo más baja posible para minimizar las emisiones de CO.

- Cantidad de NO_x: Los óxidos de nitrógeno (NO_x), como el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO₂), son productos de la combustión que pueden contribuir a la formación de la lluvia ácida y la contaminación del aire. La cantidad de NO_x presente en los gases de chimenea es un parámetro crítico y se mide para evaluar la eficiencia de los sistemas de control de emisiones y cumplir con los límites establecidos por las regulaciones ambientales.
- Cantidad de SO_x: Los óxidos de azufre (SO_x), como el dióxido de azufre (SO₂), son también productos de la combustión que pueden contribuir a la formación de la lluvia ácida y tener impactos negativos en la salud y el medio ambiente. La cantidad de SO_x presente en los gases de chimenea se mide para evaluar el cumplimiento de los estándares de emisión y para ajustar los sistemas de control de emisiones, como los depuradores de gases.
- Cantidad de partículas sólidas: Las partículas sólidas, como el hollín y otros compuestos en forma de partículas finas, se generan durante la combustión y pueden tener efectos negativos en la calidad del aire y la salud humana. La medición de la concentración de partículas sólidas en los gases de chimenea permite evaluar la eficiencia de los sistemas de control de emisiones y garantizar el cumplimiento de los límites establecidos.

El monitoreo y control de estos parámetros son esenciales para asegurar una combustión eficiente y reducir las emisiones contaminantes en las centrales termoeléctricas de biomasa. Se utilizan técnicas de medición y sistemas de control de emisiones para monitorear y ajustar los niveles de CO, CO₂, NO_x, SO_x y partículas sólidas con el objetivo de cumplir con los estándares ambientales y garantizar una operación sostenible.

2. **Cantidad de oxígeno presente en los humos de escape.** La medición de la concentración de oxígeno en los humos de combustión se realiza utilizando analizadores de oxígeno, que pueden proporcionar mediciones precisas y en tiempo real. La concentración de oxígeno se expresa generalmente como porcentaje de volumen de oxígeno en los gases de escape.

Un exceso de aire bajo indica que se suministra la cantidad mínima necesaria de oxígeno para la combustión completa. Esto puede resultar en una mayor eficiencia de combustión y menor generación de contaminantes, pero también puede aumentar el riesgo de combustión incompleta y la formación de monóxido de carbono (CO).



Por otro lado, un exceso de aire alto implica que se suministra una cantidad excesiva de aire en relación con la biomasa utilizada. Esto puede reducir la eficiencia de la combustión y aumentar la generación de óxidos de nitrógeno (NOx) y dióxido de carbono (CO₂), así como el consumo innecesario de energía.

A través de la monitorización de la concentración de oxígeno en los gases de escape y el ajuste de los sistemas de suministro de aire, es posible mantener un nivel óptimo de exceso de aire que proporcione una combustión eficiente y limpia.

3. **Medición de la eficiencia energética:** Se realizan mediciones de la energía generada por la central termoeléctrica y se comparan con la energía teórica potencial de la biomasa utilizada. Esto permite evaluar la eficiencia energética del proceso de combustión y la conversión de biomasa en energía eléctrica.
4. **Medición de temperatura:** Se realizan mediciones de temperatura en diferentes puntos del sistema de combustión, como la cámara de combustión, el intercambiador de calor y la salida de gases de escape. Esto ayuda a monitorear y controlar las condiciones de combustión y optimizar la eficiencia del proceso

La temperatura de referencia comúnmente utilizada es la temperatura de los gases de escape en la salida de la caldera, también conocida como temperatura de los gases de escape o temperatura de chimenea.

La temperatura de los gases de escape puede variar dependiendo de varios factores, como el tipo de biomasa, la eficiencia del equipo de combustión, el diseño de la caldera y las condiciones operativas. En general, las temperaturas de los gases de escape en las centrales termoeléctricas de biomasa suelen oscilar entre los 150°C y los 300°C.

Es importante tener en cuenta que una temperatura de gases de escape demasiado baja puede indicar una combustión incompleta o ineficiente, lo que puede resultar en una baja eficiencia energética y mayores emisiones de contaminantes. Por otro lado, una temperatura de gases de escape demasiado alta puede indicar una pérdida de calor excesiva, lo que también reduce la eficiencia del proceso.

El monitoreo y control de la temperatura de los gases de escape en la salida de la caldera es esencial para optimizar el rendimiento de la planta y garantizar una combustión eficiente y limpia. Se utilizan sistemas de medición y monitoreo de temperatura en tiempo real para controlar y ajustar las condiciones de combustión, permitiendo mantener la temperatura de los gases de escape dentro de los rangos óptimos.

5. **Cantidad de partículas sólidas:** Las partículas sólidas, como el hollín y otros compuestos en forma de partículas finas, se generan durante la combustión y pueden tener efectos negativos en la calidad del aire y la salud humana. La medición de la concentración de partículas sólidas en los gases de chimenea permite evaluar la



eficiencia de los sistemas de control de emisiones y garantizar el cumplimiento de los límites establecidos.

6. **Análisis de cenizas:** Se analizan las cenizas generadas durante la combustión para determinar su composición química, contenido de metales pesados y otras propiedades. La cantidad de cenizas generada durante la combustión de biomasa depende de varios factores, como el contenido de minerales en la biomasa, el porcentaje de cenizas volátiles y el grado de combustión. En general, la biomasa con alto contenido de minerales y cenizas volátiles produce mayores cantidades de cenizas.

El análisis de la cantidad y composición de las cenizas es fundamental para un adecuado manejo de residuos y para cumplir con las regulaciones ambientales. Además, ayuda a maximizar el aprovechamiento de los subproductos generados durante la combustión de biomasa y a minimizar el impacto ambiental.

Estas medidas y análisis permiten evaluar el desempeño del proceso de combustión, identificar áreas de mejora y asegurar el cumplimiento de los estándares ambientales y de eficiencia energética en una central termoeléctrica de biomasa.



Capítulo 4

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE BIOMASA



4. CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE BIOMASA

En este capítulo se realiza una descripción de las centrales termoeléctricas de biomasa, de su funcionamiento y componentes principales de la central. Todo ello permitirá conocer la función de cada equipo y su integración en la planta. Además, se detalla el proceso completo desde la recogida, almacenamiento y tratamiento de la biomasa, hasta la generación eléctrica a través del ciclo termodinámico.

4.1 Central de biomasa

Una central termoeléctrica de biomasa es una instalación diseñada para generar energía eléctrica a partir de la biomasa como combustible principal. Utiliza tecnologías de combustión y generación de vapor para convertir la energía contenida en la biomasa en energía eléctrica. En la Fig. 4.1 se muestra un esquema general de una planta de biomasa.

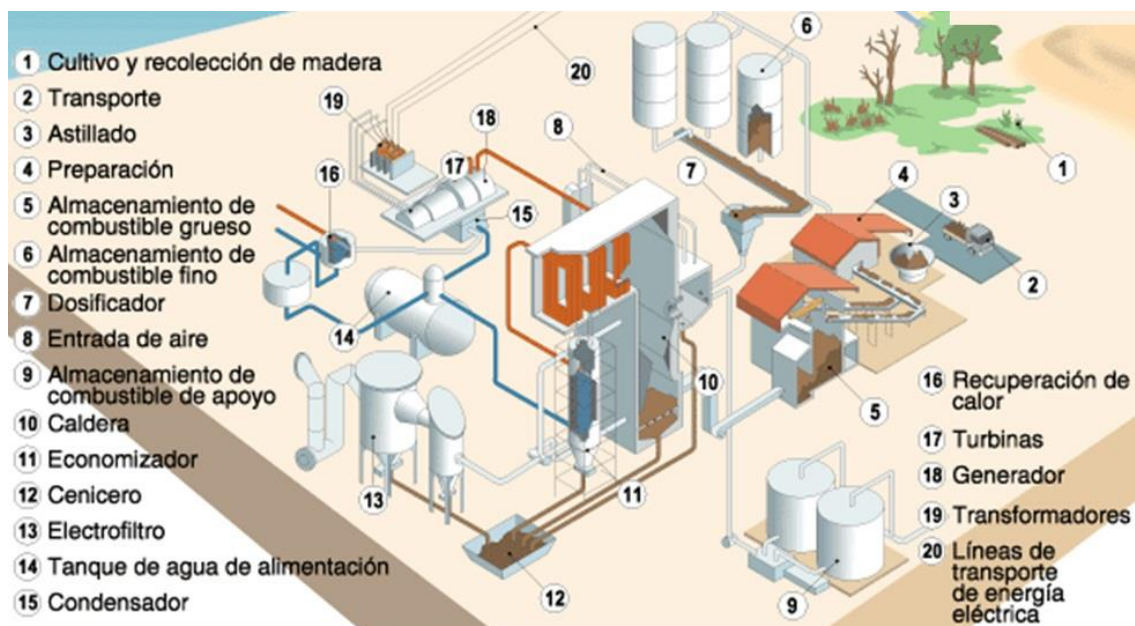


Fig. 4.1 Esquema general de una planta de biomasa [25]

En una central termoeléctrica de biomasa, el proceso de generación de electricidad sigue generalmente el esquema de la Fig. 4.1, que se explica en más detalle a continuación.

1. Almacenamiento y pretratamiento de la biomasa: La biomasa es transportada y almacenada en la central, donde se prepara para su uso como combustible, cuyo fin principal es reducir el contenido en humedad y dar forma para mejorar su eficiencia de combustión. De esta manera, sufre un proceso de astillado, que a su paso separa el combustible en grueso y fino, para su posterior almacenamiento en diferentes almacenes (5) y (6).
2. Combustión de la biomasa: La biomasa triturada es conducida a la caldera (10) donde se produce la combustión, donde se mezcla con aire o una mezcla de aire y oxígeno (8). La combustión genera calor, que se transfiere al agua circulante en la caldera, generando vapor a alta presión y temperatura.

3. Circuito de agua: El agua que circula por el interior de la caldera proviene del tanque de alimentación (14), que pasa primero por un economizador (11) con el objetivo de aumentar la temperatura pero sin cambiar de fase, con el calor residual de los gases de escape de la caldera.
4. Gases de combustión: Tras su paso por la caldera, los gases son sometidos a una depuración mediante un electrofiltro (13), filtros de partículas y sistemas de reducción de óxidos de nitrógeno (NOx), que permite que precipiten las partículas contenidas en el gas, para minimizar las emisiones de contaminantes y cumplir con las regulaciones ambientales. La cenizas retenidas junto con los residuos de la caldera, se dirigen a un cenicero (12), para su posterior tratamiento o disposición.
5. El vapor producido en la caldera se dirige hacia una turbina de vapor (17) donde se expande. El vapor de alta presión permite una transformación energética donde su energía potencial contenida se convierte primero en cinética, y después en energía mecánica.
6. Generación de electricidad: El eje de la turbina está conectado a un generador eléctrico, que convierte la energía mecánica en electricidad (18). El generador consta de bobinas y un imán que, al girar, crean un campo magnético cambiante que induce una corriente eléctrica en las bobinas, generando energía eléctrica.
7. Distribución de electricidad: La electricidad generada se conecta a la red eléctrica a alta tensión, mediante un transformador elevador (19), donde se distribuye y suministra a los consumidores (20).
8. Ciclo agua-vapor: La salida del vapor de la turbina, se dirige a un condensador (15), donde se intercambia la energía del calor latente normalmente a un circuito de refrigeración (16). El agua condensada se bombea a través de bombas hacia el desgasificador para eliminar los posibles gases disueltos en el agua. A continuación, se bombea el agua con bombas de alimentación a la caldera, cerrando de esta manera el ciclo agua-vapor.

Este proceso, se puede dividir en cuatro subprocesos con el objetivo de analizar cada uno de ellos; sistema de almacenamiento y tratamiento de la biomasa, sistema de combustión de la biomasa, sistema de transformación de la energía (turbina – generador) y el sistema del ciclo termodinámico.

Para el diseño de la central, se tienen en cuenta sus parámetros característicos y los elementos principales enumerados a continuación.

Los parámetros que caracterizan una planta de biomasa se enuncian:

- Tipo de biomasa
- Consumo de biomasa
- N.º horas de funcionamiento de la central
- Potencia nominal
- Rendimiento bruto
- Rendimiento neto
- Flujo másico de agua-vapor



- Consumo de agua del sistema de refrigeración
- Emisiones de CO₂

Componentes principales de una planta de biomasa:

- Caldera de biomasa
- Chimenea de emisiones
- Tolva de cenizas
- Tolva de combustible
- Cinta transportadora de combustible
- Turbina de vapor
- Generador eléctrico
- Sistema eléctrico de alta tensión
- Sistema eléctrica de baja tensión
- Sistemas auxiliares (válvulas etc.)
- Sistema de control distribuido
- Torre de refrigeración
- Bombas
- Precalentadores
- Intercambiadores de calor

4.2 Almacenamiento y pretratamiento de la biomasa

En las centrales termoeléctricas de biomasa, el pretratamiento de la biomasa desempeña un papel crucial para garantizar un suministro constante, eficiente y de calidad de combustible. Este proceso abarca varias etapas, desde el cultivo y la recolección hasta el transporte, los tratamientos previos, el almacenamiento, el control de calidad y la preparación para su combustión en la caldera. En esta sección, se aborda en detalle cada uno de estos aspectos del pretratamiento de la biomasa.

4.2.1 Cultivo, recolección y transporte

El primer paso en el pretratamiento de la biomasa es el cultivo y la recolección. La biomasa puede obtenerse a partir de cultivos energéticos dedicados o de residuos agrícolas y forestales. Los cultivos energéticos, como el miscanthus o el chopo, se cultivan específicamente para la producción de biomasa. Por otro lado, la recolección de biomasa implica la cosecha y el procesamiento de residuos de cultivos, como la paja de cereales, o la recolección de residuos forestales. [26]

Cuando la biomasa ha alcanzado la madurez o se ha generado como un subproducto agrícola o forestal, se procede a la recolección. La recolección puede implicar la cosecha de plantas enteras, la recolección de residuos agrícolas o la extracción de subproductos de la industria forestal. Dependiendo del tipo de biomasa, se utilizan diferentes técnicas de recolección, como la siega, el desbroce, el corte o la extracción selectiva. [27]

Tras la recolección, la biomasa debe ser transportada desde el lugar de origen hasta la planta. El transporte puede llevarse a cabo mediante camiones, trenes o barcazas, dependiendo de la distancia y la disponibilidad de infraestructuras de transporte. Se deben



considerar aspectos logísticos y de eficiencia, como la proximidad a las fuentes de biomasa y la capacidad de carga de los medios de transporte utilizados.

Finalmente, cuando la biomasa se encuentra en la planta, se realiza la manipulación y el almacenamiento temporal antes de su procesamiento y combustión. La biomasa puede ser descargada, pesada y almacenada en diferentes tipos de almacenes, como silos, búnkeres o pilas al aire libre. Es importante garantizar que los sistemas de manipulación y almacenamiento sean adecuados para el tipo de biomasa y que cumplan con los requisitos de seguridad, protección contra incendios y calidad del combustible.

4.2.2 Almacenamiento

El almacenamiento de la biomasa es una etapa esencial, ya que asegura un suministro continuo y estable a la central de biomasa. Los tipos de almacenes utilizados pueden variar en función de diversos factores, como el tipo de biomasa, la capacidad de almacenamiento requerida y las condiciones climáticas locales. Algunas opciones comunes incluyen pilas al aire libre, silos cerrados, búnkeres y almacenes cubiertos. La elección del tipo de almacenamiento depende de aspectos como la protección contra la humedad, la prevención de incendios y la facilidad de carga y descarga. [28]

Tipos de almacenes:

1. Silos o depósitos: Los silos son estructuras verticales utilizadas para almacenar biomasa a granel. Pueden ser construidos de diferentes materiales, como acero, concreto o madera, y su diseño puede variar según el tipo de biomasa y la capacidad de almacenamiento requerida. Los silos suelen tener sistemas de descarga, como tornillos sinfín, que permiten la extracción controlada de la biomasa. [29]
2. Pilas al aire libre: El almacenamiento de biomasa también se puede realizar en pilas al aire libre. Este método se suele utilizar cuando se dispone de grandes volúmenes de biomasa y no se cuenta con infraestructuras de almacenamiento específicas. Las pilas al aire libre consisten en apilar la biomasa en forma de montones o pilas, protegidas en algunos casos con coberturas o lonas para evitar la humedad y la degradación. Sin embargo, este método de almacenamiento puede presentar desafíos en términos de protección contra la intemperie y pérdidas de biomasa debido a la exposición a los elementos.
3. Contenedores: Los contenedores son utilizados para el almacenamiento de biomasa en forma compacta y transportable. Los contenedores pueden ser de metal o plástico y tienen un tamaño estándar que permite su manipulación con grúas o equipos de carga. Son especialmente útiles para el almacenamiento temporal de biomasa antes de su transporte a la central termoeléctrica o para el almacenamiento en lugares con limitaciones de espacio.
4. Naves: Existe la posibilidad de almacenar la biomasa en naves o bien cerradas o simplemente techadas. En las naves cerradas se garantiza que la materia no se vea afectada por la lluvia ni por la humedad ambiental, además, si existe ventilación



puede facilitar el proceso de secado que a lo largo del capítulo se detalla. Por el contrario, las naves techadas pero abiertas, es una solución intermedia entre las pilas al aire libre y las naves. Estas permiten que la materia este protegida de la lluvia pero no de la humedad, además de no favorecer el secado en condiciones de lluvia y durante el invierno, pero si en verano o con humedad relativas bajas.

La selección del tipo de almacenamiento se basa en varios criterios. En primer lugar, la capacidad de almacenamiento debe ser suficiente para mantener un suministro constante de biomasa y cumplir con los requerimientos de la planta. Además, se deben considerar la facilidad de carga y descarga de la biomasa, la protección contra la humedad y los riesgos de incendio, y la necesidad de controlar la calidad y la seguridad de la biomasa almacenada. Por otro lado, la climatología es un factor importante que influye en la selección del tipo de almacén, ateniendo a la humedad ambiental media, pluviosidad total, velocidad del viento, temperaturas etc. [30]

Respecto a los controles, es esencial realizar controles regulares para garantizar la calidad y la seguridad de la biomasa almacenada. Esto implica la medición de la humedad de la biomasa, la inspección visual para detectar signos de deterioro o contaminación, y el análisis de impurezas, como piedras, metales y plásticos. Los controles son fundamentales para mantener la calidad del combustible y prevenir problemas en el proceso de combustión.

4.2.3 Tratamientos previos

La biomasa puede requerir tratamientos previos para mejorar su calidad y facilitar su manejo en la central de biomasa. La central óptima sería aquella que no requiriera de tratamientos previos de la biomasa antes de su combustión, ya que la necesidad de los tratamientos previos recae sobre las condiciones impuestas por la caldera, pero eso no es posible principalmente por los siguientes objetivos:

- Disminuir el tamaño del combustible para aumentar su superficie específica, provocando la facilitación de la combustión, su velocidad de reacción y la disminución de la cantidad de biomasa que no reacción (inquemados).
- Disminuir la humedad contenida en el combustible ya que, si posee un alto contenido en humedad, primero hay que eliminar ese contenido en agua por evaporación antes de que el calor se produzca durante la combustión.
- Homogeneizar el combustible que entra en la caldera para asegurar un correcto flujo y valor constante.

Estos tratamientos pueden incluir el secado para reducir la humedad y mejorar el poder calorífico, el triturado para obtener un tamaño de partícula adecuado para la combustión eficiente, y el despojado de impurezas y materiales no deseados, como piedras, metales y plásticos. Los tratamientos previos se realizan para optimizar el rendimiento y la eficiencia del proceso de combustión. En la Fig. 4.2, se muestra las diferentes fases por las que se procesa la biomasa, antes de poder utilizarla en el proceso de valorización. [21]



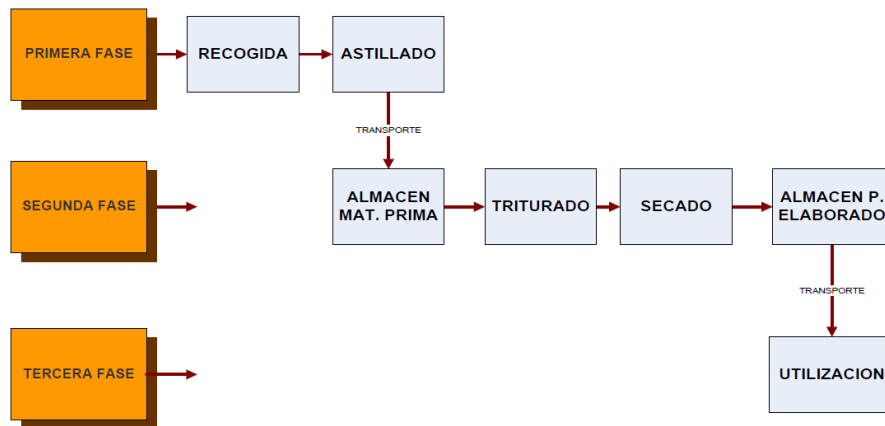


Fig. 4.2 Fases de transformación de la biomasa [24]

4.2.3.1 Secado

La importancia del secado de la biomasa recae en el contenido de humedad, que puede variar según el tipo de biomasa y las condiciones de almacenamiento. El secado tiene como objetivo reducir la humedad a un nivel óptimo para maximizar la eficiencia de combustión. Las consecuencias significativas de la humedad en la biomasa son:

- La humedad excesiva en la biomasa afecta negativamente el proceso de combustión, ya que se requiere una cantidad adicional de energía para evaporar el agua antes de que se inicie la combustión de los componentes sólidos, produciendo que el PCI se reduzca de manera pronunciada con el aumento en porcentaje de humedad, como se muestra en la Fig. 4.3.

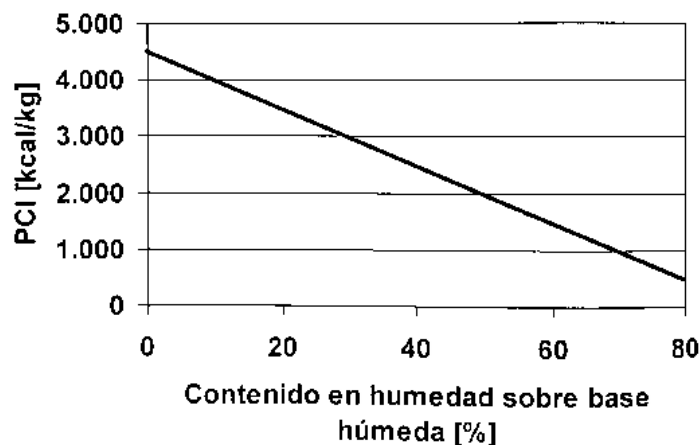


Fig. 4.3 Relación del PCI con el contenido en humedad de la biomasa [21]

- Los equipos de transporte pueden enfrentarse a dificultades mecánicas causadas por posibles atascamientos debido al apelmazamiento de la materia con un alto nivel de humedad.
- Limitaciones técnicas de la caldera, que impida el proceso de combustión para niveles de humedad determinados.

- Mejora la estabilidad del combustible, ya que la biomasa se vuelve menos propensa a la degradación y el crecimiento de microorganismos durante su almacenamiento.

Existen varios métodos utilizados para el secado de la biomasa. Uno de los enfoques más comunes es el secado al aire, que implica exponer la biomasa a condiciones atmosféricas favorables para la evaporación del agua. Otro método es el secado mecánico, que utiliza calor y movimiento para eliminar la humedad de la biomasa. También se emplean tecnologías más avanzadas, como el secado por lecho fluidizado o el secado por microondas, que permiten un control más preciso del proceso de secado.

1. Secado al aire: Este es el método más simple y económico de secado de biomasa. Consiste en exponer la biomasa a la corriente de aire natural para permitir la evaporación del agua. La biomasa se extiende en capas delgadas en áreas abiertas o se coloca en pilas al aire libre. El secado al aire es particularmente adecuado para la biomasa con bajo contenido de humedad inicial y en regiones con un clima seco y soleado (altas temperaturas y humedad relativa media o baja).
2. Secado mecánico: Este método utiliza la ventilación forzada para eliminar la humedad de la biomasa. Se puede utilizar una combinación de ventiladores, transportadores y secadores para generar una corriente de aire fría/caliente que circule a través de la biomasa, acelerando el proceso de evaporación. El secado mecánico es más eficiente y rápido que el secado al aire, y puede ser especialmente útil en condiciones climáticas desfavorables.
3. Secado por lecho fluidizado: En este método, la biomasa se coloca en un lecho de partículas inertes (como arena) y se pasa aire caliente a través del lecho para secar la biomasa. El lecho fluidizado garantiza un contacto íntimo entre la biomasa y el aire caliente, mejorando la transferencia de calor y acelerando el secado. Este método es particularmente efectivo para biomasa con alto contenido de humedad inicial.
4. Secado por microondas: En el secado por microondas, la biomasa se expone a radiación de microondas que calienta el agua presente en su interior. Esto provoca la evaporación rápida del agua y el secado de la biomasa. El secado por microondas es un método rápido y eficiente que permite un control preciso de la temperatura y la humedad, pero puede requerir equipos especializados y costosos.

Por otro lado, es importante tener en cuenta la eficiencia energética ya que el secado de la biomasa consume energía. Para minimizar el consumo de energía, se pueden utilizar técnicas de recuperación de calor, como el aprovechamiento del calor residual de la caldera o la utilización de sistemas de secado combinados que utilizan energía renovable, como la energía solar térmica. El inconveniente principal de utilizar una fuente de calor externa para el secado de la biomasa es la elección de la tecnología disponible a un buen precio. Las opciones habituales en este tipo de procesos son:
[21]



- Caldera de biomasa auxiliar. Este equipo quemaría biomasa de bajo coste junto con los residuos del proceso de combustión de la planta, permitiendo que los gases calientes evaporasen el agua contenida en la biomasa.
- Caldera de combustibles fósiles. En esta ocasión, el combustible empleado no sería renovable.
- Cogeneración. La posibilidad de utilizar un motor de combustión interna o una turbina de gas son frecuentes, donde esta planta de cogeneración genera energía eléctrica, y la energía térmica residual se utiliza para el secado de la biomasa.

Durante el proceso de secado, es importante tener en cuenta ciertas consideraciones. El tiempo y la temperatura de secado deben ser controlados cuidadosamente para evitar la degradación de la biomasa y minimizar las pérdidas de energía. Además, se debe garantizar que la biomasa no se sobrecaliente o se exponga a temperaturas que puedan causar ignición o degradación no deseada. Asimismo, la calidad del aire utilizado en el secado debe ser adecuada para evitar la contaminación de la biomasa con partículas o gases indeseables.

En resumen, el secado de la biomasa es un tratamiento previo fundamental en las centrales termoeléctricas de biomasa. Permite reducir el contenido de humedad de la biomasa, mejorando su poder calorífico, reduciendo las emisiones y aumentando la estabilidad del combustible. La elección del método de secado y el control adecuado de los parámetros de secado son clave para garantizar un proceso eficiente.

4.2.3.2 Astillado

El astillado es un tratamiento previo a la combustión de la biomasa con el objetivo de reducir el tamaño a través de triturar y fragmentar la materia en trozos de menor superficie, denominados astillas. La reducción de tamaño de la biomasa permite entre otras facilitar el transporte y almacenamiento de este, mejorar los procesos de secado y combustión al aumentar la superficie de contacto de la biomasa y al dar uniformidad permite que la dosificación a la caldera sea estable.

El tipo de biomasa a la que se suele realizar este tipo de tratamiento varía en una amplia gama, siendo residuos forestales, agrícolas, cultivos energéticos y residuos de la industria maderera. Cumpliendo todos ellos que posean un tamaño y densidad apropiados para el astillado. La biomasa más frecuente a la que se realiza este tratamiento es la madera.

El astillado puede realizarse en diferentes etapas del pretratamiento de la biomasa. En algunos casos, se puede realizar directamente después de la recolección, como en el caso de residuos forestales y ramas, donde se instalan estos equipos en el punto de recogida de la biomasa. En otros casos, el astillado puede llevarse a cabo después de ciertos tratamientos previos, como el secado o la eliminación de impurezas. El momento del astillado depende de las necesidades y requisitos específicos de la planta de biomasa.



Hay diferentes métodos de astillado utilizados en la industria de la biomasa. El astillado puede realizarse mediante máquinas trituradoras o fragmentadoras que utilizan cuchillas o martillos para desmenuzar la biomasa en astillas. Estas máquinas pueden operar en húmedo o en seco, dependiendo de la humedad y las características de la biomasa. También existen tecnologías más avanzadas, como el astillado con tambor o el astillado por discos, que ofrecen un mayor control y precisión en el tamaño de las astillas.

El tamaño de las astillas puede variar según las necesidades de la planta de biomasa, pero generalmente se encuentra en el rango de 10 a 50 mm de longitud. Es importante mantener una uniformidad en el tamaño de las astillas para garantizar una alimentación uniforme en la caldera de combustión. También se debe prestar atención a la calidad de las astillas, evitando la presencia de impurezas como piedras, metales u otros materiales no deseados.

4.2.3.3 Molienda

La molienda es un tratamiento previo que tiene como objetivo reducir en un mayor grado el tamaño de la biomasa y viene siempre impuesto por las condiciones de la caldera. Esto implica que este proceso solo será esencial en aquellos casos que así se requiera.

Hay varios tipos de molinos utilizados para la molienda de biomasa. Los molinos de martillos son comunes en la industria de la biomasa y utilizan martillos giratorios para golpear y pulverizar la biomasa. Los molinos de cuchillas o discos también son utilizados, donde las cuchillas giratorias cortan y Trituran la biomasa. Los molinos de bolas y los molinos de rodillos también se utilizan en algunas aplicaciones de molienda de biomasa.

El tamaño de partícula obtenido a través de la molienda puede variar dependiendo de los requisitos de la planta de biomasa y el tipo de biomasa utilizada. Para las centrales termoeléctricas, generalmente se busca obtener partículas de tamaño uniforme, con un tamaño típico de malla de varias milímetros. El control de la molienda se logra ajustando los parámetros del molino, como la velocidad, el tiempo de molienda y el tamaño de las aberturas de las cribas.

4.2.3.4 Cribado

El cribado es un tratamiento previo que se utiliza en aquellas plantas que requieran un control de granulometría, realizando una separación de las partículas de biomasa según su tamaño, permitiendo obtener un material más uniforme. Se suele realizar antes y después de la molienda para garantizar que solo el material con el tamaño correcto avance en el proceso.

Los diferentes tamices o cribas utilizadas en el proceso de cribado de biomasa son las cribas vibratorias, son comunes y utilizan movimientos vibratorios para separar las partículas según su tamaño. Las cribas de tambor o rotativas consisten en un cilindro giratorio con aberturas de diferentes tamaños que permiten el paso de las partículas



según su tamaño. Otros tipos de cribas incluyen las cribas estacionarias y las cribas en cascada.

El tamaño de malla de las cribas determina el tamaño de las partículas que pueden pasar a través de ellas. El tamaño de malla se selecciona según los requisitos de tamaño de partícula deseados para la biomasa. Es importante realizar ajustes y controles adecuados para garantizar que el cribado se realice de manera eficiente y precisa. Esto puede incluir la selección de la criba adecuada, el monitoreo del flujo de biomasa y la limpieza o reemplazo periódico de las cribas desgastadas.

El consumo energético de estos procesos deberá ser aquel que garantice la mayor eficiencia en la planta, ya que la energía consumida en estos procesos implica una disminución en la energía neta generada en la planta. Todo proceso adicional supone mayor complejidad, equipos, inversión y operación y mantenimiento.

4.2.4 Almacenamiento intermedio

El almacenamiento intermedio es una solución que se utiliza en algunas plantas entre algunos de los diferentes tratamientos previos estudiados. El almacenamiento intermedio más común es el que se sitúa antes de que la biomasa se introduzca en la caldera. Este almacenamiento garantiza el suministro y la calidad de la biomasa, es por ello por lo que mantener el nivel de humedad es uno de los principales objetivos, utilizando silos. Además, puede servir como una medida de seguridad para mitigar posibles interrupciones en el suministro, como retrasos en el transporte o problemas logísticos. La instalación de este almacenamiento previo permite la programación y el ajuste de la alimentación de biomasa a la caldera según las necesidades de generación de energía [31].

4.2.5 Transporte de la biomasa

A lo largo de la planta, la biomasa debe ser transportada. Debido a su alta ocupación en volumen, comparada con otros combustibles tradicionales, la logística es compleja. Se diferencian dos tipos de transporte, uno inicial hasta el almacenamiento, y otro posterior desde el almacenamiento hasta la caldera de combustión. Esto puede implicar sistemas de transporte como transportadores de tornillo, cintas transportadoras o sistemas neumáticos, dependiendo de la distancia y los requisitos específicos de la planta. [32]

- Transporte neumático: Utiliza aire comprimido para transportar la biomasa desde el almacén hasta la caldera de combustión, o entre almacenamientos intermedios. Se emplean sistemas de tuberías cerradas, en los cuales la biomasa es aspirada mediante una corriente de aire y transportada a través de la tubería hasta la caldera. Este método es especialmente adecuado para biomasa pulverizada o en forma de astillas pequeñas, con una granulometría pequeña.
- Transporte por transportadores de banda: Los transportadores de banda son ampliamente utilizados para el transporte de biomasa a granel. Consisten en una cinta transportadora que se mueve continuamente y transporta la biomasa desde el almacén hasta la caldera de combustión. Los transportadores de banda son eficientes y versátiles, y pueden utilizarse tanto en interiores como en exteriores.



- Transporte por camiones o vehículos especializados: El transporte de biomasa también puede realizarse mediante camiones o vehículos especializados. Este método se utiliza cuando se requiere el transporte de grandes volúmenes de biomasa o cuando las distancias son largas.
- Transporte con tornillos sin fin. El tornillo de Arquímedes se utiliza para transportar materia de granulometría media o baja.

Dosificador de la caldera:

El dosificador desempeña un papel crucial en el proceso de alimentación de biomasa a la caldera de combustión. Su función principal es dosificar la biomasa de manera controlada y continua, garantizando una alimentación estable y eficiente. Los dosificadores pueden ser de dosificación volumétrica o dosificación por velocidad. La volumétrica se utiliza para biomasa de mayor tamaño, mientras que la dosificación por velocidad se usa en aquellos casos que se utilicen cintas transportadoras o el tornillo sin fin.

4.3 La caldera de combustión

La caldera es uno de los elementos principales en las centrales termoeléctricas de biomasa. En este equipo es donde se produce la reacción química de la combustión, explicada en el apartado 3.5. La energía química contenida en la biomasa es liberada, convirtiéndose en energía térmica. Este denominado calor, permite que a través de un intercambiador de calor el agua que circula cambie de fase a vapor, que más adelante permitirá la generación de energía mecánica en la turbina. [33]

En las centrales termoeléctricas de biomasa, las tecnologías existentes de calderas poseen características específicas, en comparación a los procesos convencionales de combustión. Se diseña según el combustible, la tecnología para el quemado y la recuperación energética. Las tecnologías se ven condicionadas por la humedad y granulometría de la biomasa.

Además de ser el equipo principal de la planta, es el que mayor problemas durante su operación y mantenimiento se encuentran, provocando numerosas paradas de la planta. Los motivos por los cuales es un equipo singular son:

- La biomasa contiene potasio y cloro en grandes proporciones, que provoca aglomeraciones, incrustaciones y corrosión en partes de la caldera.
- En el proceso de combustión, las variables de temperatura y presión no son constantes.
- Es necesario un control en tiempo real de la caldera ya que no se puede automatizar por completo al variar las condiciones de entrada de la biomasa.

Estas tecnologías se pueden agrupar en tres grupos en función del tipo de combustión, tecnología de parrillas, tecnología de lecho fluidizado y tecnología de inyección. [34]

➤ Caldera de parrilla

Está formada por parrillas por las que la biomasa avanza en función de la energía requerida de manera consecutiva. En la parte superior de la parrilla se inyecta el aire



para facilitar la combustión de los volátiles, mientras que en la parte inferior también se inyecta aire, pero con la funcionalidad de comburente y refrigerador. Al final hay un cenicero donde los residuos generados en forma de ceniza se recogen, que la cierta inclinación de las parrillas permite que se facilite el movimiento hasta el punto más bajo.

Este tipo de caldera se utiliza para biomasa de gran tamaño y con un alto contenido en humedad, ya que se produce la evaporación de esta durante las diferentes fases por las que circula.

Este método es el más común en las calderas de biomasa, debido a su sencillez, bajo coste y popular, permitiendo que la fiabilidad y los costes de operación se vean facilitados.

Existen tres tipos de parrillas: [33]

- Parrilla viajera. El movimiento es similar al de una oruga, y se caracterizan por estar sometida a mucha temperatura, por lo que cada cinco años se deben cambiar.
- Parrilla escalonada. El combustible se vuelca para que de manera escalonada vaya bajando los diferentes niveles de la caldera.
- Parrilla inclinada. Permite que la biomasa se vaya deslizando, produciendo una combustión homogénea.

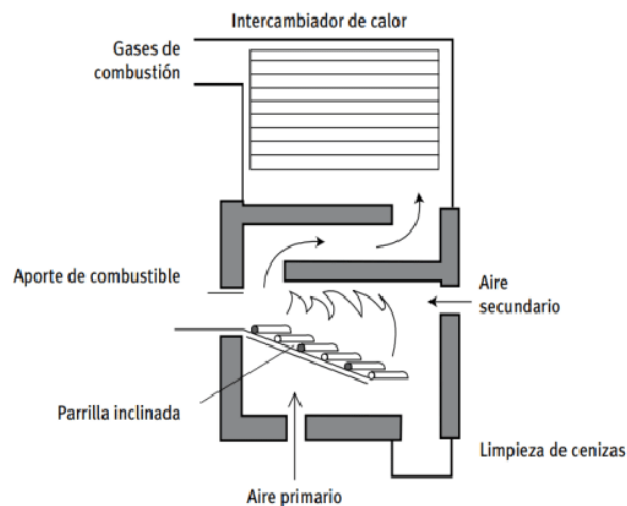


Fig. 4.4 Esquema de caldera de parrilla inclinada [34]

➤ Caldera de lecho fluidizado

Este método de combustión se produce a partir de una corriente de aire que hace mover arena caliente, que varía su densidad para controlar la temperatura de la caldera. Esta corriente de aire mantiene en suspensión la biomasa, cenizas y materias inertes con el objetivo de mantener una temperatura y oxigenación continua en todo el lecho mientras se desarrolla la combustión. De esta manera se denomina así a estas calderas, ya que hay un lecho de arena, que solo entre el 2 y 3% del lecho es

carbonoso, el resto es arena. A medida que se aumenta la velocidad de la corriente de aire, la fuerza del aire se equipara a la de la gravedad que mantiene en contacto las partículas que se encuentran en la parte inferior del cilindro. Al seguir aumentando las partículas se mueven y comienzan un movimiento ascendente, viéndose suspendidas en la corriente de aire y originando ese lecho fluidizado. [35]

La principal ventaja de estas calderas es que mantiene mejor el calor a temperaturas menores que en calderas convencionales, mejorando la eficiencia de la combustión y disminuyendo la formación de emisiones contaminantes. Esto se debe a que el material inerte como es la arena recoge el calor en el hogar, evitando que haya variaciones de generación de vapor debido a las diferentes condiciones con las que pueda entrar la biomasa. [21]

En cuanto a los residuos de la combustión, la generación de SO₂ suele ser baja, pero en caso de que el combustible posea un alto nivel de azufre en su composición, existe la posibilidad de añadir al lecho caliza para que retenga el azufre. De esta manera, la caliza y el azufre reaccionan dando lugar a sulfatos junto con las cenizas, que posteriormente se puede retirar del cenicero.

Entre las posibles calderas, esta combustión de lecho fluidizado se considera la que mayor eficiencia tiene en el proceso de la valorización energética de la biomasa. Se caracteriza por ser una combustión completa, controlada y uniforme. [36]

Existen dos tipos de calderas de lecho fluidizado en función de su velocidad de fluidización: [34]

- Lecho fluidizado burbujeante. Se caracteriza por operar a velocidades bajas en la corriente de aire, donde solo el 10% de los sólidos pasa a la suspensión. Se denomina fluidización en fase densa. El combustible a utilizar suele tener bajo poder calorífico, con mayores contenidos en cenizas volátiles y alto contenido en humedad.

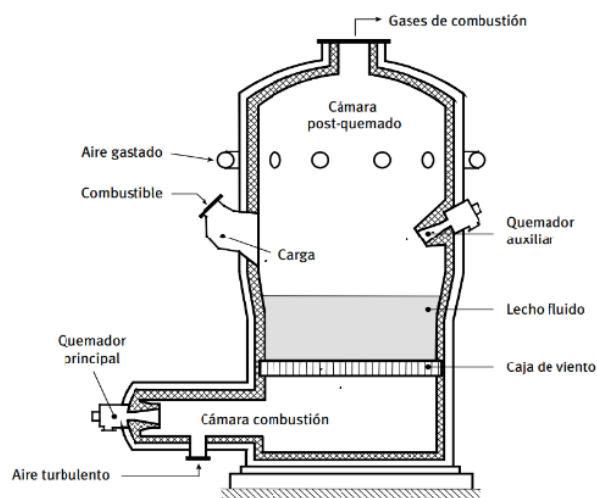


Fig. 4.5 Esquema de caldera de lecho fluidizado burbujeante [34]

- Lecho fluidizado circulante. Se caracteriza por ser un proceso lento, con altas velocidades de aire de fluidización y temperatura constante en todo el ciclo,

donde el tamaño del combustible no está limitado. Esta tecnología es la más eficiente y avanzada, aunque costosa, que se suele emplear en aquellos combustibles con dificultades de quemado y caros.

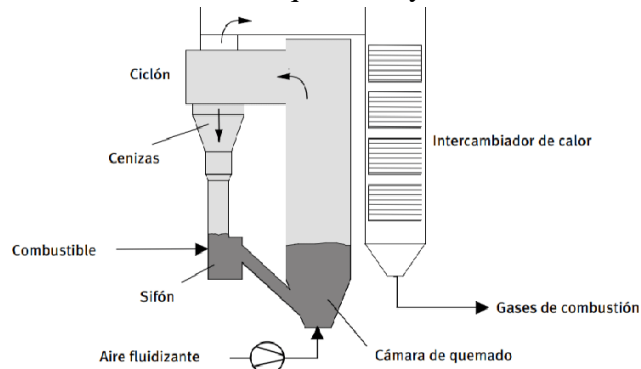


Fig. 4.6 Esquema de caldera de lecho fluidizado circulante [34]

En base a la presión de operación del combustor, se pueden diferenciar dos tipos de calderas de lechos fluidizados:

- Lechos fluidizados atmosféricos.
- Lechos fluidizados a presión. La combustión es más compleja, pero se suelen utilizar para la generación de electricidad a través de turbinas de gas.

➤ Caldera de inyección

Por último, esta tecnología es muy similar a la anterior, con la diferencia de que la inyección de aire se hace a mayor presión. También se denominan calderas de quemador en suspensión. La combustión se produce en 3 zonas diferentes denominadas llama primaria, llama secundaria y combustión de volátiles. Los requerimientos del combustible es que debe ser sometida a un tratamiento previo de pulverización para cumplir con las especificaciones de granulometría, y se suele emplear biomasa de bajo contenido energético.

Atendiendo a los tipos de calderas analizados, las calderas de parrilla es la tecnología más utilizada y por tanto con mayor conocimiento. Además, permite la utilización de una gran variedad de combustibles con diferentes granulometrías. Por el contrario, las calderas de lecho fluidizado permiten tener rendimientos más altos; la inercia del horno es pequeña, permitiendo arranques y paradas con mayor rapidez; fácil control y mantenimiento; los inquemados se pueden retirar de la arena y las cenizas; y mejor calidad de los gases de combustión al reducir los gases contaminantes a través de aditivos en el lecho.

En cuanto a los parámetros característicos de calderas de biomasa, se recogen los enumerados a continuación: [21]

- Tipos de biomasa
- Tipo de quemador
- Potencia térmica (MW, o ton/h de vapor)
- Niveles de presión (suelen tener un solo nivel de presión)

- Caudal de salida de vapor
- Presión y temperatura del agua/vapor en el evaporador, sobrecalentador y economizador
- Temperatura de los humos en la entrada del evaporador y a la salida de la caldera
- Caudal de humos
- Exceso de aire
- Tipo de filtro
- Approach Point (Temperatura de aproximación)
- Pinch Point (Temperatura de pinzamiento)

4.3.1 Componentes de la caldera

Los equipos que componen a la caldera se detallan a continuación: [21]

- Entrada del aire combustible. En el proceso de combustión se necesita aire, que entra de dos maneras. La primera es el aire primario que se adiciona directamente con el combustible con el objetivo de iniciar la reacción de oxidación. Se introduce a través de soplantes, en la zona inferior de la caldera, debajo de la parrilla. La segunda fracción de aire es el aire secundario, que facilita la correcta combustión de los compuestos volátiles, permitiendo que se cree un exceso de aire mínimo para que toda molécula de materia se encuentre con una de oxígeno. Además, con este aire se regula la temperatura de combustión de diseño de la caldera. Este también se introduce en la cámara con soplantes.

El aire se obtiene del aire ambiente, y por tanto a temperatura ambiente. Para elevar la temperatura de este se utiliza un intercambiador de calor aire-aire, donde los gases de escape que abandonan la caldera permiten traspasar parte de la energía que todavía poseen. La temperatura del aire ambiente llega a ascender hasta los 100°C.

- Entrada del combustible. El combustible que alimenta la caldera se suele almacenar en un silo, como se explica en el apartado 4.2.4. La biomasa se introduce en la caldera de dos posibles maneras, en un punto único o en varios puntos. En las calderas de parrilla móvil o en aquellas que se utilicen combustibles de mayor tamaño, se introducen un solo punto. Mientras que la introducción de la biomasa en varios puntos permite una distribución homogénea de la temperatura. Los mecanismos de inserción son:
 - Tornillos sin fin
 - Cinta transportadora
 - Sistema neumático de arrastre
 - Sistemas hidráulicos
- El hogar. El hogar u horno es el espacio de la caldera donde se produce la combustión, y por tanto se libera la energía térmica. Esta cámara contiene al combustible y resiste altas temperaturas. El material de las paredes puede ser refractario, paredes de agua o una combinación.



Lo más habitual es que la refrigeración del hogar en las calderas se realice por agua, a través de tubos en las paredes. Esta refrigeración permite entre otras cosas que no se transfiera el calor a los elementos estructurales, disminuyendo su resistencia, y al exterior.

De esta manera, todas las paredes del hogar están cerradas por tubos aleteados unidos, captando gran parte del calor liberado en la combustión. La temperatura de estas paredes es constante y se corresponde con la temperatura de saturación a la presión del calderín de vapor.

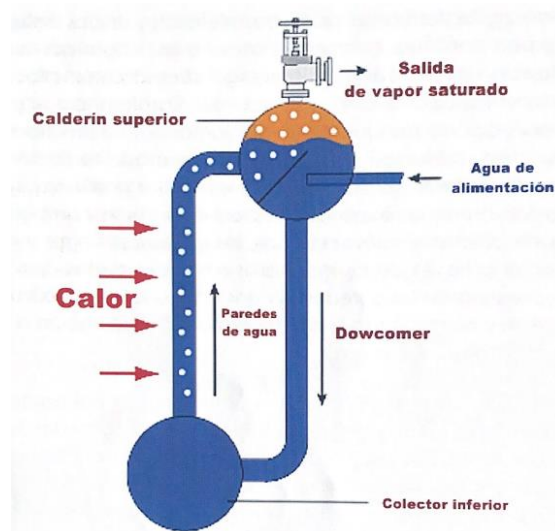


Fig. 4.7 Esquema del flujo de circulación dentro de la caldera [21]

Como se muestra en la Fig. 4.7, se crea una circulación del agua de manera natural por la diferencia de densidades. El agua que circula por las paredes asciende al ser una mezcla de agua-vapor por la absorción de calor, llegando al calderín. El agua líquida de este desciende por unos tubos denominados downcomers.

A continuación, se explica los equipos de transferencia de calor principales entre los gases de la combustión, y el circuito de agua-vapor de la central. Estos son el sobrecalentador, el evaporador y el economizador. Son circuitos a contracorriente, y en al Fig. 4.8. se muestra una gráfica de como avanza la temperatura de ambos circuitos a lo largo de los tres equipos mencionados. [37]

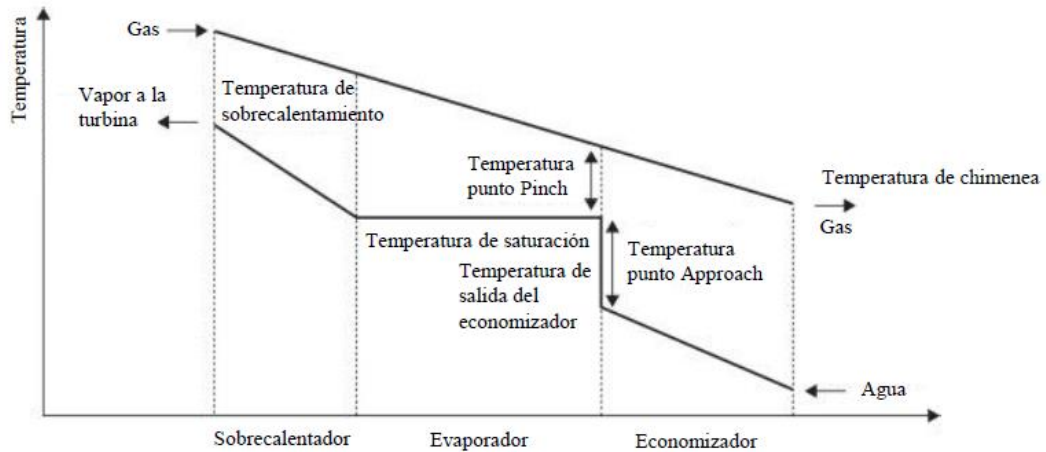


Fig. 4.8 Gráfica de la evolución de la temperatura a lo largo de la caldera en ambos circuitos [38]

- El sobrecalentador. El sobrecalentador de vapor es un intercambiador de calor aire-vapor, cuya función es incrementar la temperatura de salida del vapor saturado del evaporador hasta conseguir un vapor sobrecalentado a alta temperatura. Esto se consigue con los gases de combustión que abandonan el hogar, que es cuando mayor temperatura alcanzan estos gases.

De esta manera, se diferencian dos circuitos, circuito de vapor y circuito de gases. Dispuestos en contracorriente, como se muestra en la Fig. 4.8.

Uno de los principales problemas que se encuentra este equipo, es la deposición de sales de potasio en los tubos. Esto se debe a que la temperatura de fusión de estos es a 700°C. Las medidas que se adoptan para que la temperatura de los humos no llegue a esa temperatura crítica son:

- Diseño de la temperatura de operación de la caldera. Para evitar que la temperatura de los humos genere problemas en los tubos del sobrecalentador, se debe realizar un correcto diseño de la caldera. Además, se debe garantizar que gran parte de la energía de los humos ha sido cedida a los tubos de las paredes del hogar. Por otro lado, la dosificación en la caldera se debe controlar para evitar alcanzar altas temperaturas incorrectas.
 - Sistema de soplado. Una opción a instalar es un sistema de soplado de las deposiciones de las cenizas en los tubos. Este equipo es crítico debido a las condiciones en las que opera, a muy altas temperaturas y no de manera continua.
- El evaporador. El evaporador es un intercambiador de calor, que se encuentra a continuación del sobrecalentador, de esta manera los gases de combustión al salir del sobrecalentador se ponen en contacto con los tubos del evaporador.

En la fase del evaporador, se distinguen dos zonas, una primera donde se eleva la temperatura del agua hasta la temperatura de saturación, que cuando se alcanza ocurre esta segunda fase donde parte del agua cambia de fase a vapor.

- El economizador. Finalmente, el economizador es un intercambiador de calor cuyo objetivo es utilizar el calor que quedan en los gases de escape, ya que poseen una alta temperatura aún (280°C), para elevar la temperatura del agua líquida que entra en el economizador en la parte del circuito de agua.

Este intercambiador de calor es un precalentador del agua antes de entrar al evaporador. Es por eso que no se produce cambio de fase en este equipo, y si así fuese, se producirían daños en los tubos generando erosión. Para evitar este problema, se diseña el economizador para dejar una diferencia entre la temperatura de vapor saturado y la temperatura del agua que entra al evaporador. Esta temperatura de aproximación se conoce como Approach Point.

Es necesaria para evitar la evaporación en los tubos del economizador en los arranques, subidas de carga y operaciones parciales. Los valores óptimos están entre 5°C y 10°C y cuanto menor sea, mayor aprovechamiento del calor, mayor superficie de intercambio en el economizador, pero posible necesidad de utilizar materiales aleados en la última etapa, capaces de soportar eventuales sobrecalentamientos del material en caso de eventuales vaporizaciones

El otro parámetro característico de diseño de la caldera es el Pinch Point. Es la diferencia entre la temperatura del gas que sale del evaporador y la temperatura del vapor saturado. Los valores óptimos se encuentran entre 5°C y 10°C, Cuanto menor es el pinch point, mayor vapor se genera, mayor es la superficie total de intercambio en el evaporador y sobrecalentador y mayor es el coste de la caldera.

Ambas diferencias de temperaturas, Approach Point y Pinch Point, se muestran en la Fig. 4.8.

Por último, la instalación de este equipo se puede realizar o bien dentro de la carcasa de la caldera, o fuera, y conectados mediante conductos.

- Salida de gases. Cuando el valor energético de los gases de combustión no se puede emplear en más procesos, se emiten a la atmósfera a través de una atmósfera. Para que esto pueda ocurrir, hay que someterlos a procesos de depuración para garantizar que los gases emitidos cumplan con los estándares ambientales. [21]

La depuración de los gases se realiza a través de sistemas de control de emisiones, que pueden incluir diferentes etapas y tecnologías. Algunos de los procesos comunes utilizan filtros o precipitadores electrostáticos para eliminar las partículas sólidas presentes en los gases. Estos dispositivos retienen las partículas y permiten que los gases salgan limpios de partículas sólidas.

- Separadores ciclónicos. Estos separadores se basan en el principio de fuerza centrífuga para separar las partículas sólidas presentes en los gases de combustión.

El funcionamiento de un separador ciclónico se basa en el movimiento giratorio del gas dentro de una cámara cilíndrica. Este movimiento genera una



fuerza centrífuga que hace que las partículas sólidas presentes en el gas sean expulsadas hacia las paredes del ciclón, donde caen por gravedad y se recogen en un contenedor separado.

De esta manera, los separadores ciclónicos permiten eliminar las partículas sólidas presentes en los gases de combustión, mejorando la calidad del aire emitido por la central termoeléctrica y reduciendo el impacto ambiental.

- Filtros de mangas. Este método se utiliza en los procesos en los que se necesite separar las partículas sólidas de una corriente gaseosa. Se utiliza en una variedad de sectores, donde la carga de partículas en los gases es elevada.

Su funcionamiento se basa en hacer pasar el fluido gaseoso a través de este material, donde se quedan retenidas las partículas. Este medio es una tela porosa, normalmente de fibra sintética o natural, que para que no se reduzca la capacidad de las partículas, hay que hacer una limpieza de las mangas con cierta regularidad.

- Electrofiltros. Son precipitadores electrostáticos que se basa en fuerzas eléctricas que dirigen las partículas contenidas en los humos a unas placas colectoras. Cuando las partículas son arrastradas reciben una carga eléctrica.

Es importante destacar que los procesos de depuración pueden variar dependiendo de las regulaciones ambientales locales y de las características específicas de la central termoeléctrica de biomasa. Cada planta debe cumplir con los límites establecidos para las emisiones.

- Salida de cenizas. Uno de los principales problemas en las centrales de combustión es la generación de cenizas, y la utilización de biomasa genera aún mayor problema al tener contenidos álcalis. Los residuos generados durante todo el proceso son:
 - Cenizas presentes en los gases de combustión a la salida de la caldera, que se depuran con los tratamientos estudiados anteriormente.
 - Cenizas sólidas que se concentran en el cenicero desprendidas por la gravedad.

La gestión de este residuo se debe estudiar. Lo habitual son aplicaciones como fertilizantes, aditivos en los procesos de las cementeras, aditivos en los procesos cerámicos etc.

- Envolvente de la caldera. La envolvente es estanca y aislada interiormente, para las temperaturas características del diseño. Posee una envolvente interna, un aislamiento térmico intermedio y finalmente una envolvente externa.

Finalmente, se muestra en la Fig. 4.9 un esquema de los principales equipos y sistemas de la planta.



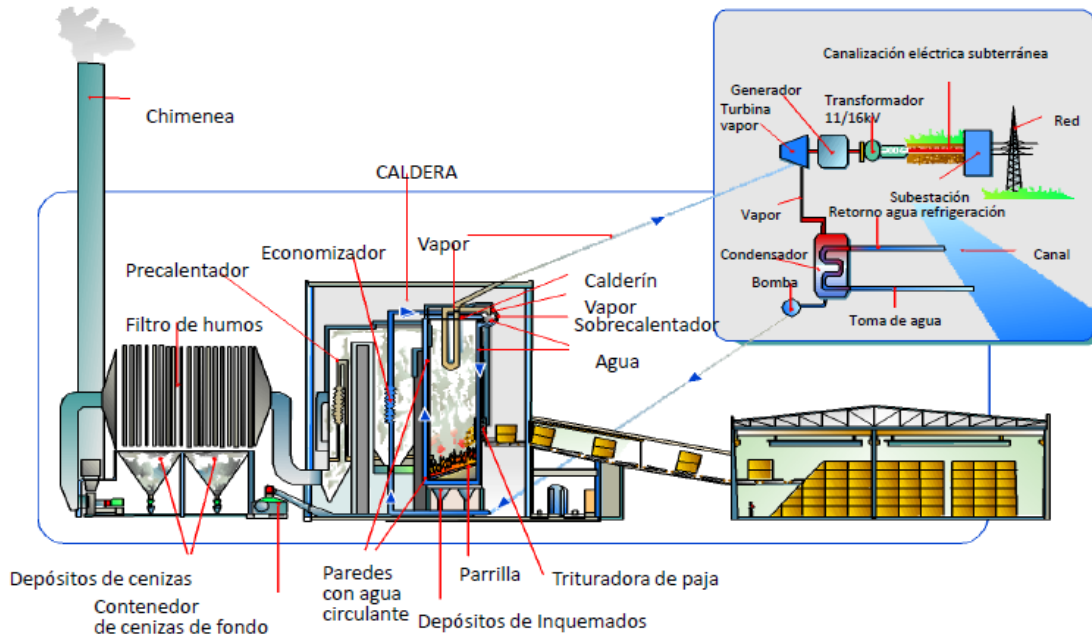


Fig. 4.9 Esquema general de los principales equipos del ciclo de una planta de Biomasa [24]

4.4 Ciclo termodinámico Rankine

Un ciclo termodinámico determina las transformaciones termodinámicas que se realizan en un conjunto de máquinas térmicas. El objetivo de estos ciclos es la generación de trabajo a partir de dos fuentes de calor a diferente temperatura, o del contrario, a partir de trabajo obtener el traspaso de calor de una fuente a otra.

En el caso de generación eléctrica, se accionan turbinas para obtener trabajo, a partir de calor, constituyéndose un ciclo de potencia. Se modela a partir del ciclo Rankine, desarrollado por el ingeniero y físico William John Macquorn Rankine.

El Ciclo Rankine describe el funcionamiento de las centrales termoeléctricas donde la generación de energía mecánica se produce a partir de turbinas de vapor, cuyo fluido de trabajo habitual es el agua, aunque también existen otras sustancias. El esquema básico del ciclo se muestra en la Fig. 4.10.

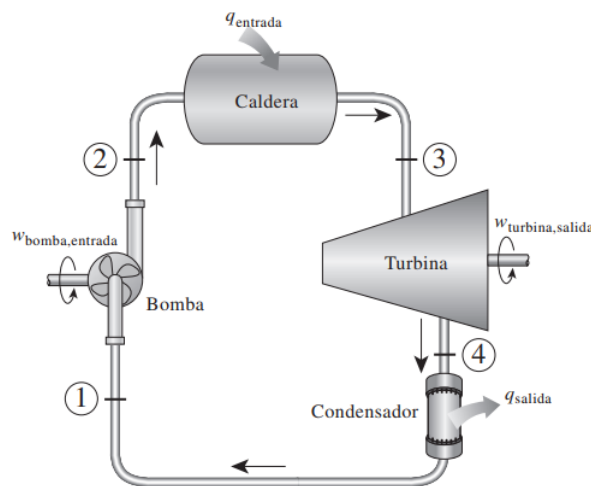


Fig. 4.10 Ciclo Rankine ideal [39]



El ciclo Rankine ideal es un proceso está formado por cuatro procesos, dos isoentrópicos (adiabático y reversible) y dos isobáricos. La bomba de compresión y la turbina de vapor sufren procesos isoentrópicos, mientras que la caldera y el condensador operan sin pérdidas de carga por lo que son procesos isobáricos. En la Fig. 4.11 se muestra el diagrama T-S del ciclo Rankine ideal.

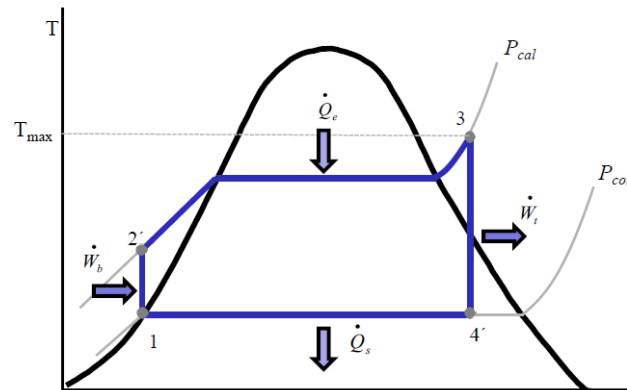


Fig. 4.11 Diagrama T-S de ciclo Rankine ideal [37]

Procesos del ciclo ideal:

- 1-2: Compresión isoentrópica del fluido en estado líquido a través de una bomba, aumentando la presión hasta la presión de trabajo de la caldera. Este proceso consume potencia, pero al ser una compresión mecánica de un fluido líquido, el consumo es mucho menor que si se hiciese con un gas.
- 2-3: Absorción de calor por parte del fluido de trabajo a presión constante en la caldera. La primera fase el agua se calienta hasta alcanzar la temperatura de saturación (economizador), donde comienza el cambio de fase de líquido a vapor (evaporador). Por último, se obtiene vapor sobrecalentado (sobrecalentador), que se dirige a la turbina para expandirse.
- 3-4: Expansión isentrópica en la turbina desde la presión de la caldera hasta la presión del condensador. Este proceso genera potencia.
- 4-1: Transmisión de calor a presión constante en un condensador desde el fluido de trabajo a un circuito de refrigeración. El fluido cambia de fase de vapor a líquido saturado.

La realidad es que el ciclo Rankine no es ideal, ya que los equipos de la turbina y la bomba no son isoentrópicos, y por otro lado los intercambiadores de calor poseen pérdidas de carga. Esto se traduce en una reducción del rendimiento térmico del ciclo.

En cuanto a estas variaciones, el que mayor importancia tiene en el rendimiento total del ciclo, es el rendimiento isoentrópico de la turbina, mientras que el de la bomba y las pérdidas de carga de los intercambiadores suponen un leve impacto en el que se suele despreciar. En la Fig. 4.12 se muestra el diagrama T-S del ciclo real comparado con el ciclo ideal.

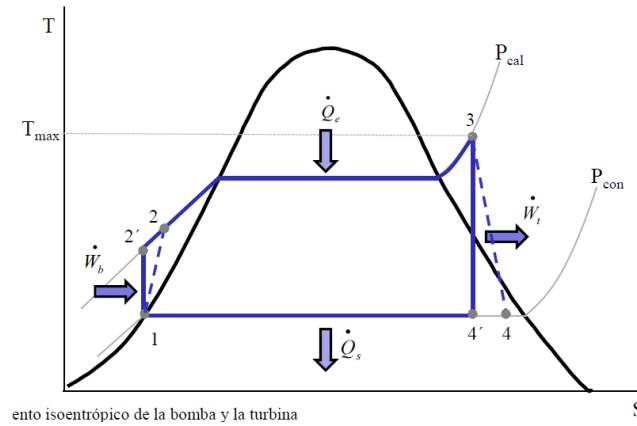


Fig. 4.12 Diagrama T-S de ciclo Rankine real [37]

A partir del ciclo Rankine básico, se estudiaron la posibilidad de mejorar los procesos con el objetivo de alcanzar un mayor rendimiento termodinámico.

Uno de los problemas que se encuentran es la oportunidad de alcanzar mayores eficiencias en la turbina con presiones más altas, pero sin que la humedad excesiva en las últimas etapas de la turbina sea un inconveniente. Existen dos soluciones, el recalentamiento y la regeneración.

➤ **Recalentamiento.** Consiste en dividir el proceso de expansión en dos etapas.

En la Fig. 4.13 se muestra el ciclo Rankine con recalentamiento, diferenciando entre turbina de alta presión, y de baja presión.

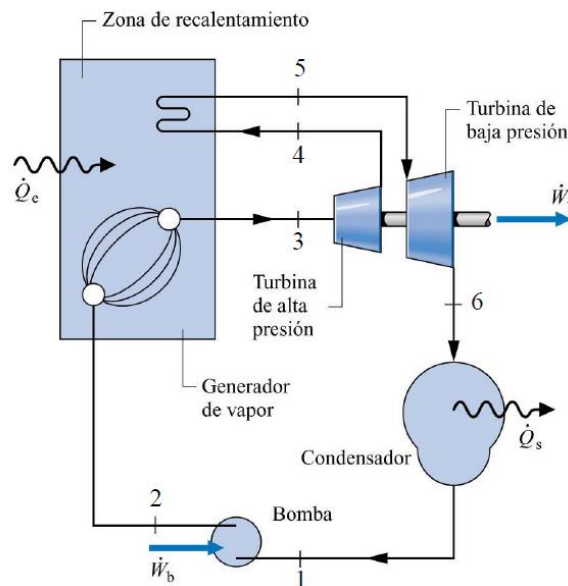


Fig. 4.13 Ciclo Rankine con recalentamiento [38]

En la Fig. 4.14 se muestra el diagrama T-S, donde aparece una nueva isobara a la presión a la que se recalienta (Prec).

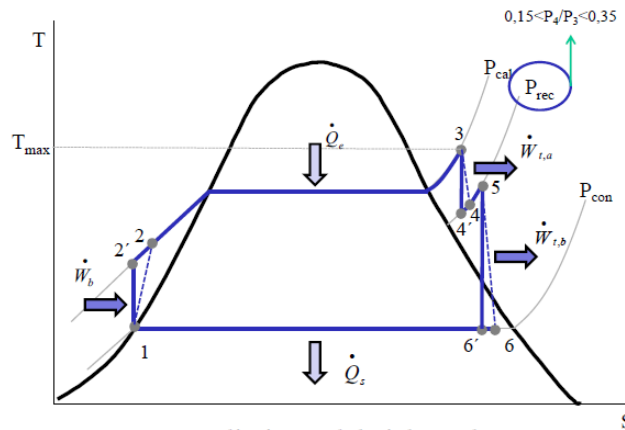


Fig. 4.14 Diagrama T-S de ciclo Rankine con recalentamiento [37]

En cuanto al ciclo termodinámico, el trabajo extraído se obtiene de la turbina de alta y la de baja, aumentando la generación de potencia. Por el contrario, el calor aportado aumenta, ya que supone el de la caldera en conjunto con el del recalentamiento.

- **Regeneración.** La regeneración consiste en precalentar el agua de alimentación antes de introducirlo en la caldera.

La introducción de un intercambiador de calor puede ser de dos tipos, circuito abierto o cerrado, diferenciando si se mezclan o no los fluidos.

- Intercambiador abierto. Se produce una mezcla de fluidos, entre una fracción de masa que se extrae de la turbina en forma de sangrado, y el agua que proviene de la bomba de baja presión. En la Fig. 4.15 se muestra el ciclo Rankine con intercambiador abierto, siendo y la fracción de materia extraída.

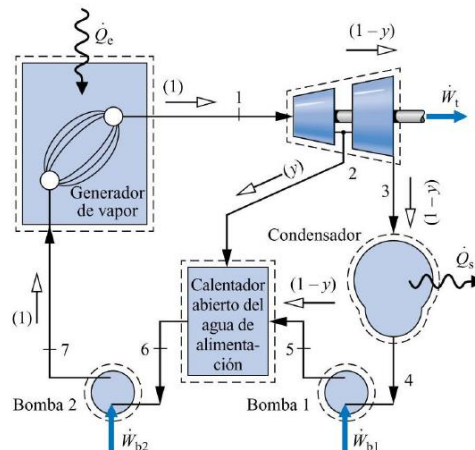


Fig. 4.15 Ciclo Rankine con regeneración con intercambiador abierto [38]

Las consideraciones implicadas en el ciclo son que aumenta la temperatura del agua a la entrada de la caldera, suponiendo de esta manera que se requiera una menor aportación de calor en el equipo, y por tanto una reducción del consumo de combustible. Por el contrario, al reducir la cantidad de vapor que entra en la segunda turbina, se reduce la potencia producida. El objetivo es encontrar una relación entre el calor y el trabajo que se compense para aumentar el rendimiento del ciclo.

En la Fig. 4.16 se muestra el diagrama T-S del ciclo.

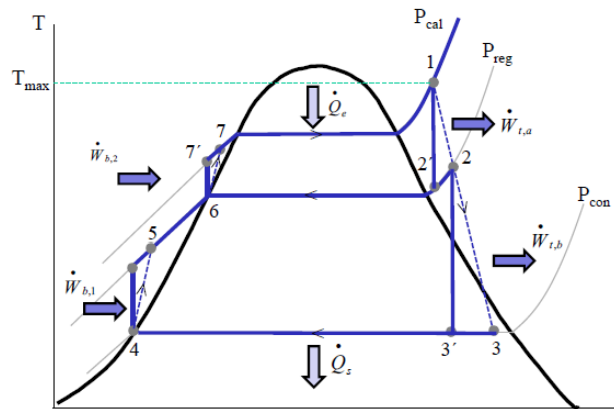


Fig. 4.16 Diagrama T-S ciclo Rankine con regeneración con intercambiador abierto [37]

Se mezclan dos corrientes a diferente temperatura. El calor aportado en el ciclo se produce entre los puntos 7-1. El calor cedido del fluido por la extracción en el punto 2 se utiliza para elevar la temperatura del punto 5 al 6. Por último, el trabajo obtenido se divide entre la turbina de alta y la de baja.

- Intercambiador cerrado. En este intercambiador, conocido como precalentadores o FeedWater Heaters, las dos corrientes de fluido no se mezclan, por lo que no existe contacto entre la fracción extraída y el flujo a calentar. El tipo de intercambiador suele ser de tipo tubo carcasa. Existen dos posibles configuraciones de introducir el intercambiador cerrado en el ciclo, y es mediante el bombeo de drenajes o por purga de drenajes. Se muestran en la Fig. 4.17.

Las características de la utilización de intercambiadores cerrados se basan, como en el caso anterior, en el aumento de la temperatura del agua a la entrada de la caldera, implicando un menor consumo de combustible, pero a su vez en la reducción de la potencia generada en el conjunto de las turbinas.

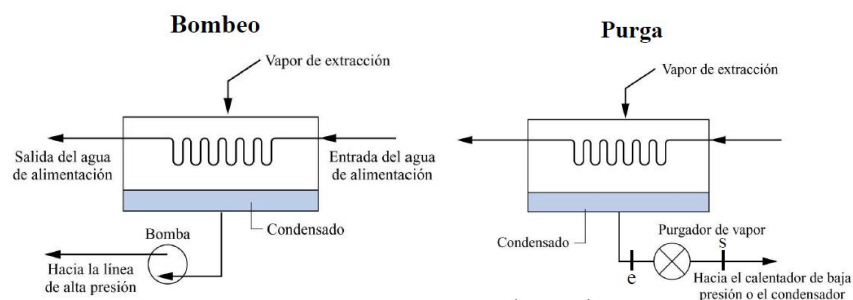


Fig. 4.17 Configuración de intercambiador cerrado mediante bombeo o por purga de drenajes [38]

En cuanto a la regeneración de potencia mediante el uso de un calentador de agua cerrado del agua de alimentación, se muestra en la Fig. 4.18 el esquema del ciclo.

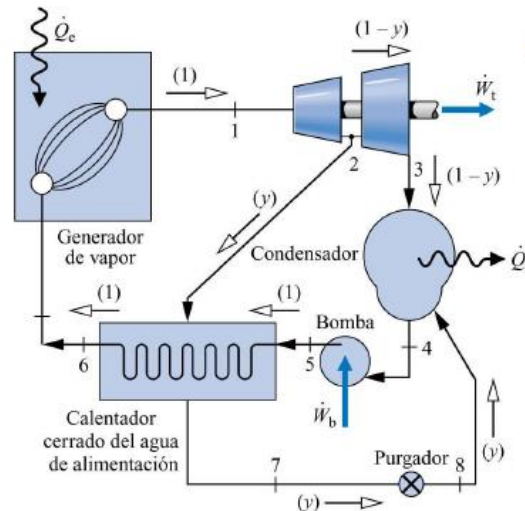


Fig. 4.18 Ciclo Rankine con regeneración con intercambiador cerrado y purga de drenajes [38]

Se observa en la Fig. 4.18, que la corriente de fluido extraída en la turbina en el punto 2, tras pasar por el precalentador y ceder calor al agua de alimentación de la caldera, se dirige al condensador a través de un purgador (7-8).

En la Fig. 4.19, se muestra el diagrama T-S del ciclo con intercambiador cerrado por purga de drenajes.

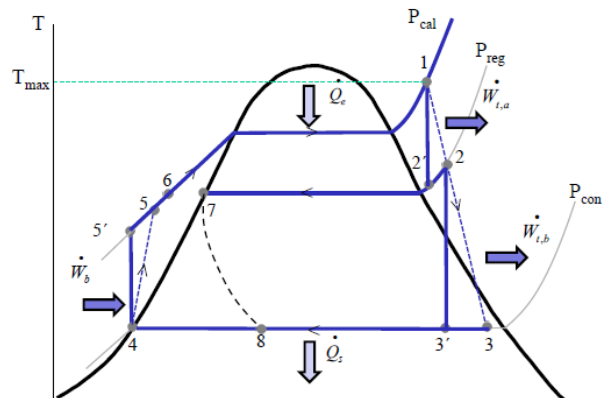


Fig. 4.19 Diagrama T-S de ciclo con intercambiador cerrado por purga de drenajes [37]

Las suposiciones tomadas son que el intercambiador es ideal, y por tanto la temperatura del punto 6 es igual a la del punto 7. Además, el calor cedido en la condensación de la purga (2-7) permite elevar la temperatura del punto 5 al 6. En cuanto a la purga, es un elemento isoentálpico.

En cuanto a la configuración del intercambiador de calor cerrado por bombeo, consiste en introducir además en el ciclo otro intercambiador de calor, pero abierto. Se muestra un esquema del ciclo en la Fig. 4.20 y el diagrama T-S en la Fig. 4.21.

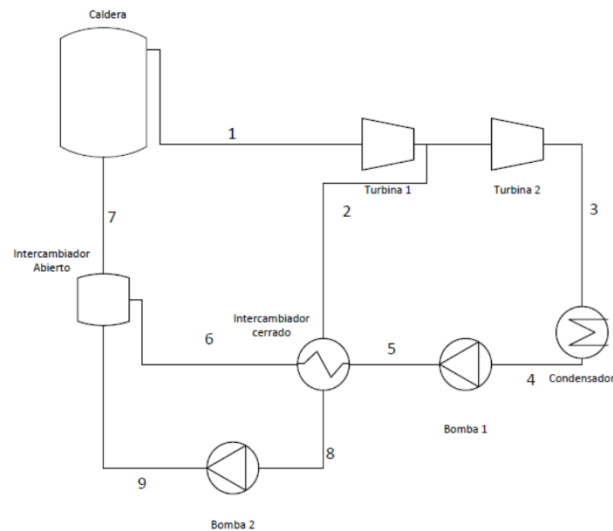


Fig. 4.20 Ciclo Rankine con regeneración con intercambiador cerrado por bombeo de drenajes [38]

Se introduce una bomba que impulsa la corriente de extracción de la turbina, hacia un intercambiador abierto, antes de la caldera, donde se mezclan ambas corrientes para configurar el agua de alimentación.

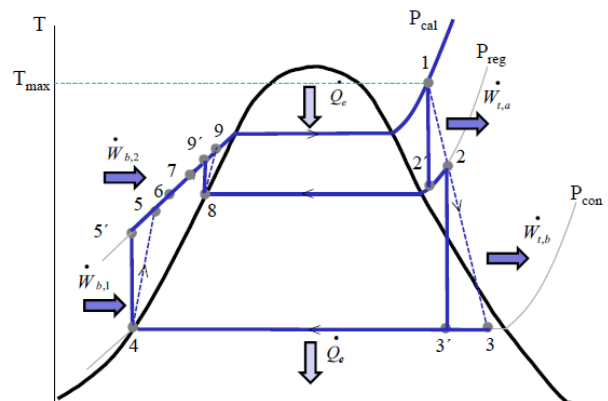


Fig. 4.21 Diagrama T-S de ciclo con intercambiador cerrado por bombeo de drenajes [37]

Tras estudiar las diferentes configuraciones del ciclo, se estudian en detalle los elementos que lo componen. En la Fig. 4.22 se muestra el esquema del ciclo termodinámico de una planta de biomasa, desde la introducción de la biomasa en la caldera, el tratamiento de los gases de escape y el ciclo agua-vapor.

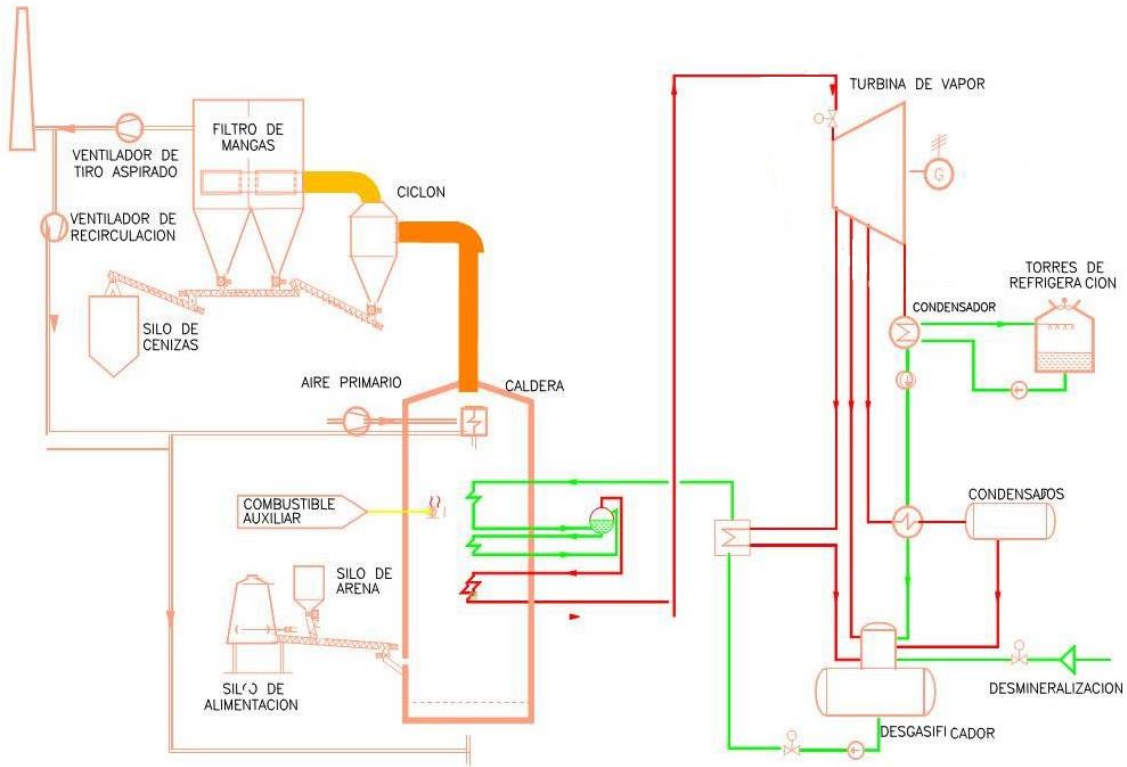


Fig. 4.22 Esquema del ciclo de la planta de biomasa [21]

4.4.1 El condensador

El condensador es un tipo de intercambiador de calor, que permite el cambio de fase de vapor a agua líquida, a través de un fluido refrigerante. La función del condensador en el ciclo de la central consiste en condensar el vapor que sale de la turbina, que ya no tiene capacidad de generar más energía mecánica, en agua líquida, para después poder aumentar la presión del fluido. Esto se debe a que energéticamente, es más sencillo aumentar la presión de un líquido, que la de un gas. De esta manera se aumenta el agua líquida con una bomba de alimentación, para a continuación entrar en la caldera de combustión.

Es un intercambiador cerrado de tipo tubo-carcasa, donde a través de dos circuitos a contracorriente se transfiere el calor de uno a otro. El agua de refrigeración circula a través de los tubos internos, mientras que el vapor de escape de la turbina circula en el espacio externo, conocido como carcasa, ya que de esta manera tiene mayor superficie de contacto, y por tanto mayor transmisión de calor. La disposición de los tubos y el flujo del agua de refrigeración varían según el diseño específico del condensador, pero normalmente los tubos se encuentran instalados de forma horizontal. En la Fig. 4.23 se muestra un esquema del funcionamiento de un condensador de tipo tubo-carcasa, donde se diferencian las corrientes de entrada y salida de ambos fluidos.

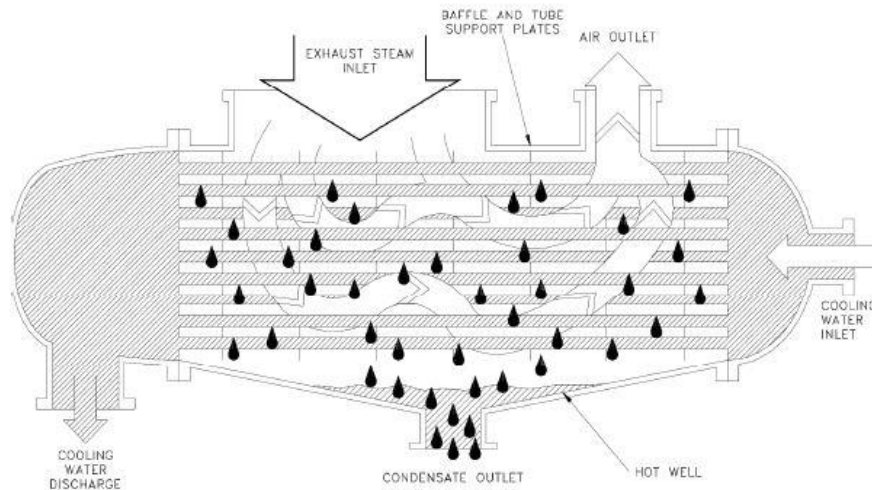


Fig. 4.23 Esquema de un condensador tubo-carcasa [40]

En cuanto al agua de refrigeración que permite la condensación del vapor, se necesita un gran volumen de recurso para poder condensar el vapor de agua. Normalmente se utilizan torres de refrigeración para el circuito de refrigeración. Para ello debe haber un recurso natural de agua cerca como un embalse, o un río. Por otro lado, en aquellos casos donde no se disponga de este recurso, o bien por la falta de agua o por restricciones ambientales, se puede refrigerar el vapor de agua a través de aerocondensadores que utilizan el aire ambiente. La ventaja de las torres de refrigeración es que es el método menos costoso, pero que mayor impacto ambiental puede tener, debido al uso del caudal que es devuelto con un salto térmico.

Las condiciones de operación del condensador son a presión de vacío, debido principalmente a que cuanto mayor sea el salto de presión en la turbina de expansión, mayor diferencia de presión entre la entrada y la salida, mayor será la energía mecánica generada. Por otro lado, cuanto menor sea la presión en el intercambiador, menor es la temperatura de saturación necesaria para la condensación del fluido, facilitando la operación de este. [21]

4.4.2 Bombas de condensado y del agua de alimentación

Las bombas son equipos de bombeo hidráulico que se utilizan en los ciclos termodinámicos para impulsar y aumentar la presión del agua en diferentes puntos. Se emplean dos bombas a lo largo del ciclo, las bombas de condensado y las bombas de alimentación. [21]

- Bombas de condensado: Tras el condensador, el agua condensada es impulsada a través de bombas de condensado aumentando su presión, hasta dirigir el agua al tanque de alimentación o desgasificador.
- Bombas de agua de alimentación: Tras abandonar el agua el tanque de alimentación, se utilizan bombas de alimentación para dirigir el agua a la caldera. Estas bombas se caracterizan por trabajar a altas presiones, elevando el agua hasta los 100 bares, atendiendo a la presión que se encuentra en el calderín, para poder introducirlo en la caldera. Al tratarse de altas temperaturas, se suelen emplear bombas multietapas.

El diseño de las bombas de condensado debe adaptarse a las características específicas de la planta, como la capacidad de generación, la presión del sistema y el caudal requerido. La selección adecuada de las bombas se basa en factores como la distancia de bombeo, la altura de elevación y las pérdidas de fricción en las tuberías. También se deben considerar aspectos como la resistencia a la corrosión y la capacidad de manejar posibles impurezas presentes en el agua condensada.

4.4.3 Precalentadores de alta y baja presión

Los precalentadores o Feed Water Heaters son intercambiadores de calor que tienen la función de precalentar el agua del ciclo de potencia antes de entrar en la caldera, mediante el uso de la potencia térmica de diferentes extracciones en la turbina de vapor.

Su objetivo es disminuir el consumo de combustible en la caldera, ya que hay una menor diferencia de temperaturas entre la entrada y la salida del fluido.

Entre sus ventajas destaca que permite disminuir las irreversibilidades en la caldera, aumenta el rendimiento del ciclo y reduce el estrés térmico a la entrada de la caldera mejorando el mantenimiento. Por el contrario, su inconveniente es que se pierde flujo másico a expandir en las etapas sucesivas de turbina, disminuyendo la potencia.

Al producirse varias extracciones en la turbina, se necesitan varios precalentadores, y dependiendo de qué extracción de vapor de la turbina utilice, se denomina de alta o de baja presión. [21]

- **Baja Presión:** Precalentador situado entre la bomba de condensado y el tanque de agua de alimentación. Se utiliza para calentar el agua condensada a partir de una extracción de la turbina a baja presión. El tipo de intercambiador es un tubo carcasa, donde la extracción de vapor circula por la carcasa, y el agua condensada por los tubos. La parte del vapor que se condensa se envía al tanque de condensado, y permite elevar la temperatura del agua hasta los 60-80°C.
- **Alta Presión:** Precalentador situado entre la bomba de impulsión a presión de caldera y la caldera. El intercambiador de tubo carcasa utiliza una extracción de la turbina a alta presión y temperatura, para precalentar el agua antes de entrar en la caldera. El vapor se encuentra en la zona de la carcasa, y el agua condensada por los tubos, que aumenta su temperatura desde los 110 °C que se encuentra en el tanque de alimentación, hasta los 150-180°C.

Por otro lado, en función del contacto de los fluidos, pueden ser intercambiadores abiertos o cerrados. En los precalentadores nombrados, son cerrados ya que son de tubo carcasa donde los fluidos no se mezclan.

4.4.4 Tanque de agua de alimentación

El tanque de agua de alimentación es un equipo que se utiliza junto con un desgasificador, con el objetivo principalmente de eliminar los posibles gases disueltos en el agua. Esto se debe a que al aumentar la temperatura de los gases, se invierte la solubilidad de los gases



en el agua. Por otro lado, el tanque permite precalentar el agua a partir de una extracción de vapor de la turbina de baja presión.

El tanque sirve como almacenamiento del agua donde se concentran varias entradas de agua de diferentes puntos del ciclo, para después alimentar las bombas de alimentación que se dirigen a la caldera. [21]

4.4.5 Válvula de derivación

La válvula de derivación conocidas comúnmente como válvulas by-pass, es un elemento que se utiliza en diferentes instalaciones y sistemas para redirigir y controlar el flujo de fluidos. En el caso del ciclo termodinámico estudiado, proporcionan una vía de derivación temporal o permanente para el flujo en el sistema.

Al abrir o cerrar la válvula, se puede ajustar la cantidad de fluido que pasa por la ruta principal, permitiendo así un control preciso del flujo en el sistema.

En algunas situaciones, es necesario desviar el flujo de fluido alrededor de ciertos componentes del sistema, como bombas, intercambiadores de calor o equipos que requieren mantenimiento. Al utilizar una válvula bypass, se puede redirigir el flujo para evitar daños en el equipo o para facilitar tareas de mantenimiento sin interrumpir completamente el funcionamiento del sistema.

Las válvulas bypass también se utilizan para controlar la presión en el sistema. Al desviar parte del flujo por una ruta alternativa, se puede reducir la presión en la línea principal para evitar sobrepresiones o para ajustar la presión a los requerimientos específicos de otras partes del proceso.

En casos de emergencias o situaciones anormales, las válvulas bypass pueden proporcionar una vía de escape para el flujo de fluido, evitando así daños mayores en el sistema. Por ejemplo, en el caso de un sobrecalentamiento en una caldera de biomasa, una válvula bypass puede redirigir el flujo de vapor para reducir la temperatura y evitar daños.

En el ciclo, la válvula de alta presión se sitúa antes de la entrada a la turbina, con el objetivo de redirigir el vapor hacia el recalentador, en los casos en los que la turbina no lo permita, como en las situaciones de arranque o parada de esta. [21]

4.4.6 La turbina de vapor

El equipo con mayor importancia en la central termoeléctrica es la turbina de vapor, encargada de transformar la energía potencial del vapor del ciclo en energía mecánica. Esta energía es transformada en energía eléctrica a través de un generador eléctrico. Ambos equipos conectados entre sí componen un grupo de potencia.

La turbina de vapor es una máquina térmica de combustión externa, giratoria, que transforma la energía cinética del vapor en energía de rotación. Esta transformación se debe al intercambio de cantidad de movimiento entre el vapor y la turbina.

La turbina de vapor opera según el principio de la expansión del vapor. El vapor de alta presión y alta temperatura proveniente de la caldera se dirige hacia la turbina, donde se



expande a medida que pasa a través de los álabes o paletas de la turbina, unidos a un eje rotor que lo hace girar. Esta expansión del vapor provoca un aumento en la velocidad del vapor y, por lo tanto, genera una fuerza mecánica en los álabes de la turbina. [41]

A la salida del vapor de la turbina, este se encuentra con unas condiciones de presión y temperaturas muy inferiores a las de su entrada, ya que ha perdido la mayoría de su energía en mover el rotor. Por otro lado, existen pérdidas debido al rozamiento del vapor con otros elementos fijos de la turbina como pueden ser los cojinetes, pérdidas de calor, etc.

En la producción de energía eléctrica a nivel mundial, se estima que hasta en el 75% de los casos se emplean turbinas de vapor, a través de centrales térmicas de gas, carbón, biomasa, o centrales nucleares. [42]

La clasificación del tipo de turbinas existentes se puede realizar en base a varios criterios, en función de la dirección del flujo, según la salida del vapor al final de la turbina, según la presión del vapor a la entrada, etc. [21]

- Dirección del flujo de vapor en el interior de la turbina
 - Radiales. El vapor dentro de la turbina circula en dirección perpendicular al eje de la turbina.
 - Axiales. Por el contrario, el vapor en las turbinas axiales se mueve en paralelo al eje de la turbina. Normalmente las turbinas son de este tipo.
- Presión del flujo de vapor al final de la turbina
 - Turbinas de contrapresión. El vapor se encuentra a presión superior a la atmosférica, con capacidad de aprovechamiento energético. Se puede utilizar en una variedad de procesos, siendo los de cogeneración los más habituales.
 - Turbinas de condensación. El vapor a la salida de la turbina se encuentra por debajo de la presión atmosférica, provocando el mayor salto de presión entre la entrada y la salida y por tanto mayor aprovechamiento energético. La calidad del vapor a la salida ronda el 90% y es el tipo de turbina más común utilizada en centrales térmicas, donde a lo largo de la turbina se realizan varias extracciones de vapor.
 - Turbinas de escape libre. La presión del vapor es la atmosférica, lo que no permite que se utilice para otros procesos de aprovechamiento energético.

Los principales elementos que componen a las turbinas de vapor se detallan a continuación.

Sistema de admisión

El sistema de admisión se conforma de válvulas encargadas de controlar el caudal de vapor que entra en la turbina. Se tratan de válvulas hidráulicas, manejadas por un grupo de aceite de control o bien neumáticas, debido a su rápida respuesta en comparación con sistemas eléctricos.



Este sistema está formado por una válvula de emergencia, caracterizada por su cierre rápido en aquellos casos en los que por paradas de emergencia se deba cerrar por completo la admisión del fluido, unas válvulas de control que permiten la regulación del caudal, y por último las toberas de admisión, que son los ductos por los que entra el vapor a la turbina. [43]

Cuerpo de turbina

El cuerpo de la turbina se compone del rotor -formado por coronas que albergan los álabes- el eje de la turbina, la carcasa y los cojinetes. [44]

- El rotor es la parte móvil de la turbina, formado por una sucesión de coronas de álabes unidos solidariamente al eje de la turbina. El número de coronas está relacionado con los escalonamientos de la turbina.

En las turbinas de acción, el material del que está fabricado es acero fundido, junto con pequeñas proporciones de níquel y/o cromo con el objetivo de aumentar su tenacidad. El diámetro del rotor depende del tamaño de la turbina, y es de diámetro uniforme.

En cuanto a las coronas de álabes, lo habitual es que se acoplen al rotor en caliente, pero también existe la posibilidad de forjarlas al rotor. Están fabricados de acero inoxidable aleados en su totalidad, a excepción en algunas ocasiones de las últimas etapas de la turbina, ya que existe la posibilidad de la presencia de gotas de agua que pueden erosionar los álabes. En este caso se recubren los álabes de manera que sean capaces de soportar la abrasión.

La colocación de los álabes en la corona se puede realizar de manera individual, donde se montan o desmontan uno a uno, o por el contrario en conjunto donde se montan en coronas.

- La carcasa se trata de la parte de la turbina que le da estanqueidad al vapor y se asegura que no se escape.

El material de la carcasa depende de la temperatura de operación de la turbina, pudiendo ser de hierro, acero al carbono o aleaciones. Se diferencia en la carcasa dos partes, una mitad superior y otra inferior. La superior es la que permite acceder al rotor mediante su desmontaje, mientras que la inferior se encuentra unida a la bancada. Debido a su localización a lo largo del cuerpo de la turbina, la parte que se encuentra al inicio con temperaturas y presiones más altas está formada por materiales con mayor resistencia a estos parámetros, que aquellas que se encuentran en partes más avanzadas.

Por último, la carcasa está cubierta por un material aislante conocido como aislamiento microporoso, para evitar las pérdidas de calor al exterior.

- Cojinetes o rodamientos son elementos mecánicos que permiten el movimiento relativo de dos partes, con el objetivo de reducir la fricción y soportar cargas aplicadas.



En la turbina se instalan dos tipos de cojinetes, los de apoyo o radiales , y los de empuje o axial.

Los cojinetes de apoyo sostienen el rotor además de permitir el movimiento relativo entre el rotor y el eje que gira, aunque se utiliza un aceite de lubricación para hacer esto posible. Están formados por una estructura fija y recubiertos por un material blando. Al tratarse de un elemento de desgaste, se debe controlar su mantenimiento para sustituirlos de manera periódica.

Por otro lado, los cojinetes de empuje permiten que el rotor no se desplace en la dirección del eje, actuando como impedimento. Al sufrir fricción, esta recubierto por un material antifricción para reducir la misma, además de estar presente un aceite de lubricación.

Sistema de Lubricación de aceite

Como se ha mencionado anteriormente, los cojinetes necesitan hacer uso de aceites lubricantes durante la operación de la turbina, ya que en caso contrario produciría daños en los cojinetes y en el eje. [44]

Para asegurar el continuo suministro de aceite lubricante a los cojinetes, se utiliza un sistema de lubricación, que además permite la refrigeración del calor que se encuentre entre estos dispositivos.

Este sistema está formado por un tanque donde se almacena el aceite y un conjunto de bombas. Como referencia, para una turbina de 50 MW el tanque tiene una capacidad entorno a los 10.000-15.000 litros y posee indicadores con el objetivo de controlar los niveles y las impurezas del aceite.

El conjunto de bombas se debe a garantizar la circulación del aceite, y normalmente se trata de una bomba mecánica principal, una eléctrica y una de emergencia.

- La bomba mecánica está acoplada al eje de la turbina, de manera que siempre que gire la turbina la bomba también lo hará. Esto permite que la presión de la bomba sea la misma. No todas las turbinas poseen esta bomba.
- La bomba eléctrica se utiliza en los casos en los que se utiliza una bomba mecánica, pero no es capaz por si misma de hacer frente a los arranques y paradas. De esta manera siempre que haya una bomba mecánica, la eléctrica será necesaria para suministrar la correcta presión del aceite hasta que la principal sea capaz. Por el contrario, si la turbina no posee una bomba mecánica principal, la eléctrica será la principal, pero deberá estar duplicada
- La bomba de emergencia es un equipo que funciona con corriente continua proveniente de un sistema de baterías, para los casos de emergencia en los que la tensión de la planta se dispare, y que durante la parada de la turbina esta no se quedase sin lubricante.



El depósito de aceite suele encontrarse a presión por debajo de la atmosférica, pudiendo provocar fuga de vapores. Para evitarlo, se utiliza un sistema de extracción de vahos, para extraer los vapores del aceite y mantener una presión baja en el depósito.

Además, el aceite tiene la función de refrigerar, por lo que se va calentando. Al aumentar su temperatura sus características varían, y puede llegar a degradarse. De esta manera, es necesario un sistema de lubricación de aceite para refrigerarlo, a través de intercambiadores aire-aceite.

Finalmente, se debe controlar el filtrado del aceite para garantizar sus correctas características. Por ello se hace uso de diversos sistemas de filtros.

Sistema de sellado de vapor

La turbina como se ha detallado, está formada por una parte fija -la carcasa- y una elementos que rotan -el eje-, como cualquier máquina rotativa con fluidos en su interior. El espacio que se encuentra entre estas dos partes presenta un problema al existir la posibilidad de que parte del vapor se escape. De esta manera, se emplean diferentes sistemas de sellado, entre los que más se utilizan en este tipo de turbinas son los cierres de grafito y los cierres laberínticos. [44]

- Los cierres de grafito se encuentran en contacto directo con el eje, tomando una posición de barrera física por la que el vapor no podría pasar. Este material se emplea por sus características de autolubricante pero al sufrir desgaste es necesario un control y mantenimiento de este.
- Los cierres laberinto son los que más se emplean. Están formados por láminas que se colocan en dirección perpendicular al eje en forma de anillo en la carcasa. Se coloca cercano al eje que también posee en su superficie un conjunto de anillos, de manera que ambas superficies formen un laberinto entre los anillos. Esto permite que el vapor que atraviese ese camino vaya perdiendo su carga elevada, y que la parte de fuga que pueda llegar al exterior tenga apenas 3 bar.

Esta parte del vapor fugado se podría emitir a la atmósfera, pero implicaría una pérdida de energía y caudal. Para solucionar esto, esta fuga se utiliza para elevar la temperatura del agua a la salida del condensador, a través de un intercambiador de calor.

Virador

El virador es un sistema que se coloca en la turbina que permite que el eje gire a velocidades muy baja y de manera constante en situaciones de parada.

La importancia de este sistema se basa en la parada de la turbina. Cuando esta se para, los elementos que la componen se encuentran a altas temperaturas y el tiempo que supone que los elementos se enfríen es alto. Cada uno de los elementos, debido a sus características tardan un tiempo específico en enfriarse. De esta manera, la carcasa al ser de mayor tamaño y peso se enfría de manera lenta y no homogénea. Por el contrario, el rotor al ser más ligero se enfría antes. Durante el enfriamiento de estos dos componentes,



el rotor es el que más puede sufrir, ya que al detenerse, el flujo de gases calientes que se encuentran en la parte superior de la carcasa origina que el rotor comience a curvarse. [44]

Para impedir o obstaculizar que esto ocurra, se instala un motor que permita que el eje continúe girando a velocidades muy bajas, hasta que el rotor se encuentre entorno a los 80°C.

Además, al ser un sistema de gran importancia para evitar que se deforme la turbina, existe un volante manual para girar el eje, en los casos en los que el virador falle.

Sistema de control

Con el objetivo de controlar el correcto funcionamiento de la turbina y automatizarlo, existe un sistema de control de manera única. Sus principales funciones se basan en controlar la sucesión de tareas durante los procesos de arranque y parada, controlar la velocidad de la turbina, establecer y mantener una potencia eléctrica generada por el generador eléctrico, control de los sistemas auxiliares, recopilar el histórico de los parámetros, etc.

Sistemas auxiliares

En la central se encuentran un conjunto de sistemas auxiliares que no pertenecen directamente a la turbina, pero que son necesarios para la operación y mantenimiento de esta. [21]

- Reductor. El reductor es un componente mecánico utilizado para disminuir la velocidad del eje de la turbina y aumentar el par de torsión o fuerza en la salida. Su función principal es ajustar las revoluciones del eje para que sean compatibles con la velocidad requerida por el generador eléctrico. El reductor está compuesto por una serie de engranajes, generalmente cilíndricos, que permiten disminuir la velocidad del eje y aumentar la fuerza de salida. Cuando el eje se conecta al reductor, los dientes de los engranajes transforman la energía cinética de alta velocidad en energía mecánica con mayor fuerza pero menor velocidad angular.
- Puente grúa. Las operaciones de mantenimiento de la turbina requieren de un puente grúa para elevar las partes que se requieran.
- Nave de la turbina. La turbina se instala en un edificio acondicionado para ello.

4.4.7 El generador eléctrico síncrono

El generador eléctrico, conocido también como alternador, es un tipo de máquina eléctrica de rotación que tiene la capacidad de convertir energía mecánica, mediante su movimiento giratorio, en energía eléctrica. [45]

En el caso de los generadores eléctricos síncronos, hace referencia a la capacidad del generador de mantener una relación de sincronía entre las frecuencias eléctrica y angular.

El principio de funcionamiento de un generador síncrono se fundamenta en la ley de Faraday. Para inducir una tensión en el circuito de armadura (estator), es necesario



generar un campo magnético en el rotor o circuito de campo. Para lograr esto, se alimenta el rotor con una batería, lo que crea un campo magnético que, a su vez, induce una tensión en el devanado de armadura, generando así una corriente alterna.

Cuando el generador está en modo de generación, se le suministra energía mecánica mediante un torque aplicado a su eje, cuya fuente suele ser una turbina hidráulica, una de gas o de vapor. Una vez conectado a la red eléctrica, se ajusta la velocidad de rotación del generador para que la frecuencia de la tensión generada coincida con la frecuencia de la red eléctrica.

Para que el generador síncrono convierta eficientemente la energía mecánica aplicada a su eje, se debe suministrar una tensión continua al devanado de campo en el rotor. De esta manera, al girar, el campo magnético generado por los polos del rotor experimenta un movimiento relativo respecto a los conductores del estator, induciendo tensiones en los enrollamientos del estator, como lo establece la ley de Faraday.

Las tensiones inducidas en sus terminales son de naturaleza alterna y siguen una forma de onda senoidal trifásica debido a la distribución de los enrollamientos en el estator.

La corriente eléctrica utilizada para alimentar el campo en el rotor se denomina corriente de excitación. Cuando el generador opera de manera aislada del sistema eléctrico (es decir, en una isla de potencia), la excitación del campo regula la tensión eléctrica generada. No obstante, cuando el generador está conectado a un sistema eléctrico interconectado con otros generadores, la excitación del campo controla la potencia reactiva generada.

Partes principales del generador:

- Rotor: El rotor o campo del generador síncrono es la parte de la máquina encargada de realizar el movimiento rotatorio. Consiste en un material rodeado por un enrollamiento conocido como "enrollamiento de campo", cuya función es producir un campo magnético constante que interactúa con el campo generado por el enrollamiento del estator.

En el enrollamiento de campo del rotor, se aplica una tensión continua y la intensidad de la corriente es mucho menor que la del enrollamiento del estator. El rotor puede contener dos o más enrollamientos, siempre en número par, y todos conectados en serie. Cada enrollamiento es responsable de la producción de uno de los polos del electroimán del rotor.

- Estator: El estator o armadura es la parte inmóvil de la máquina, envuelve al rotor y permite su giro interno. Está compuesto por un material ferromagnético con enrollamientos distribuidos en su circunferencia, los cuales son alimentados por un sistema de tensiones alternas trifásicas.

En el estator se transporta toda la energía eléctrica generada, con tensiones y corrientes eléctricas mucho mayores que las del campo magnético. Su función



principal es generar un campo magnético para "excitar" la máquina y permitir la inducción de tensiones en los enrollamientos del estator.

- Rodamientos: Al igual que ocurría en la turbina, al tratarse de una máquina rotativa, el uso de cojinetes es fundamental, para crear una velocidad relativa entre el eje y el apoyo.

4.5 Sistemas eléctricos

Finalmente, faltaría estudiar los sistemas eléctricos que componen la central termoeléctrica, diferenciando entre aquellos de alta tensión y baja tensión. [21]

Se debe destacar que hay ciertas centrales de biomasa que pueden evacuar la energía a tensiones inferiores a 36 kV, de manera que se pueda considerar media tensión.

- Alta tensión: Conjunto de sistema de alta tensión que tiene como función conectar la central termoeléctrica de biomasa con la red eléctrica. Los principales equipos de la subestación elevadora son:
 - Transformador principal
 - Transformador de servicios auxiliares
 - Seccionadores
 - Interruptores
 - Transformador de medida
 - Protecciones
 - Puesta a tierra
- Media y baja tensión: Aquellos equipos que operen a tensiones inferiores a 36 kV (media tensión), y por debajo de 1kV se considera baja tensión. Los equipos que se agrupan en este conjunto son el generador, el interruptor de máquina, el transformador de servicios auxiliares y las celdas de media tensión.
 - El generador deberá operar a la tensión que mejor se ajuste al equipo. Lo normal es que para generadores con potencias inferiores a 1MW sea de 400V. Para potencias hasta 10 MW, la tensión oscila entre 1,5 y 6,6 kV. Y para potencias superiores hasta los 50 MW, entre 10 y 15 kV.
 - Los sistemas de baja tensión son todos aquellos equipos auxiliares necesarios en la central (alumbrador), transformadores de baja tensión, los equipos de potencia como las bombas de compresión, baterías, los sistemas de aire de refrigeración, etc.

Nota: El estudio en detalle de los equipos eléctricos no entra en el alcance del proyecto.

4.6 Sistemas Auxiliares

Los sistemas auxiliares de la planta son aquellos necesarios para dar servicio y continuidad a los equipos principales. Su denominación en inglés es Balance of Plant (BoP).

Estos sistemas son el sistema de refrigeración, el sistema de tratamiento de aguas, tratamiento de efluentes y sistema contra incendios.



4.6.1 Sistema de refrigeración

El sistema de refrigeración habitual en las centrales de biomasa es un sistema de circuito semiabierto con una torre de refrigeración. Este sistema es necesario para evacuar la energía no aprovechable aportada por la biomasa.

Las torres de enfriamiento industrial o torres de refrigeración son equipos mecánicos de refrigeración por evaporación. Esto implica en que se basa en el principio de evaporación, donde se ponen en contacto un caudal de agua con corrientes de aire con el objetivo de enfriar el agua del circuito a partir del calor latente de evaporación.

Su funcionamiento se basa en pulverizar el agua caliente en forma de gotas de pequeño tamaño, para aumentar el mayor contacto entre los fluidos y mejorar su eficiencia, y que entre en contacto con una corriente de aire atmosférico a contracorriente y de menor temperatura. Este contacto provoca que el líquido se enfríe, y que el aire aumente su temperatura y humedad, ya que la energía para que el agua disminuya su temperatura se ve reflejada en la energía de evaporación. El agua fría cae a una balsa de agua y el aire húmedo abandona la torre por su parte superior, a pareciendo un penacho o neblina. De esta manera, parte del caudal se evapora, y es necesario reponerlo. [46]

Se utiliza un sistema semiabierto con torre de refrigeración ya que el aporte de agua es mucho menor que si se utilizase un circuito abierto, el cual tiene efectos dañinos contra el medioambiente.

Existen tres tipos de torres de refrigeración:

- Torres de tiro natural. Se basan en la convención natural. Estos equipos se utilizan exclusivamente en las centrales de gran potencia, debido a su capacidad y coste.
- Torres de ventilación mecánica.
 - Torres de tiro forzado. Poseen varios ventiladores en la parte baja que impulsan la entrada del aire a la torre. Se usan en plantas de pequeña potencia.
 - Torres de tiro inducido. Emplea ventiladores pero en la parte superior, que extraen el aire de la torre. Esta es la que se emplea en las plantas de biomasa.

El agua a enfriar es la que procede del circuito a contracorriente del condensador, que se ha calentado al condensar el agua. Esta agua se hace circular por una tuberías que deben hacer caer el agua de manera uniforme, o bien de forma pulverizada, para que pase a través del llamado relleno. El ventilador en la parte superior permite que el aire que entra en la torre circule a contracorriente, y que el contacto entre ambos fluidos permita que se forme una película de aire húmedo alrededor de cada gota. Los elementos de la torre son: [21]

- Separador de gotas. Permite impedir que parte de las gotas que se encuentran en el aire que se dirige al exterior de la torre, salgan, cayendo posteriormente al relleno.
- Sistema de distribución de agua a enfriar. Permite distribuir de manera uniforme el agua que se debe enfriar, haciendo que caiga o bien por gravedad o pulverizada.
- Relleno. Es una estructura que permite aumentar y garantizar el contacto entre los fluidos, y que no caiga directamente el agua a la balsa.



- Ventiladores. Equipos mecánicos que fuerzan la circulación del aire. Trabajan bajo condiciones de alta humedad y temperatura y se encuentran en constante funcionamiento.
- Bombas de impulsión. Se necesitan bombas para llevar el agua ya enfriada por el circuito, y además subir el agua caliente a la parte superior de la torre.
- Balsa. Es un depósito de agua que recoge el agua y se almacena.
- Sistema de agua de aporte. Se necesita reponer parte del caudal, ya que parte se evapora.

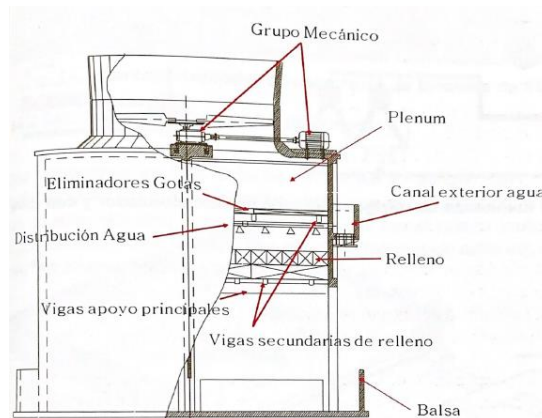


Fig. 4.24 Esquema de torre de refrigeración de tiro inducido [21]

4.6.2 Planta de tratamiento de aguas

La central necesita agua para operar, tanto para el ciclo termodinámico como para el sistema de refrigeración de la central en el caso en el que la refrigeración se realice mediante agua. De esta manera, se puede diferenciar dos variedades de agua al poseer características distintas. [21]

- Agua filtrada. Esta agua se utiliza para el sistema de torre de refrigeración, a la que es necesario eliminar los sólidos disueltos que pueda contener, los microorganismos presentes y corregir la dureza.
- Agua desmineralizada. Esta agua se utiliza para reponer el agua de posibles purgas y fugas del ciclo.

Los procesos a realizar al agua dependen de la calidad del mismo, por lo que previamente se debe analizar. No obstante, los sistemas más comunes y habituales son:

- Tratamientos previos. En un primer lugar, el agua es sometida a una serie de tratamientos preliminares. El primero es una filtración, incluso se puede llegar a realizar una decantación inicial antes de la filtración. En los casos con un nivel alto de partículas en suspensión que separen por medios físicos, se puede realizar una ultrafiltración. A continuación se realiza una adición de biocida además de ablandar el agua. Al terminar estos procesos, esta agua se utiliza para el sistema de refrigeración de torre, además de para alimentar a los siguientes procesos.
- Ósmosis Inversa. Es un tratamiento físico-químico para eliminar iones, moléculas y partículas más grandes que se encuentran disueltas en el agua. En base a la carga

mineral que presente el agua, este proceso de ósmosis se puede realizar de manera doble. Se hace pasar el agua por una serie de membranas concéntricas de diferentes tamaños.

- Afino. Por último, el agua que se necesita en el ciclo de agua-vapor debe tener unos valores de conductividad específicos. Para ello se necesita depurar el agua, mediante unas resinas de intercambio iónico, o bien por electrodesionización.

4.6.3 Planta de tratamiento de efluentes

La planta de tratamiento de efluentes es la instalación diseñada para gestionar y tratar los vertidos líquidos generados durante el proceso de generación de energía. Estos efluentes pueden contener una variedad de sustancias, incluidos productos químicos, contaminantes orgánicos e inorgánicos, y otros materiales que requieren tratamiento antes de su descarga o disposición final.

Los parámetros límites de estos vertidos en función de su caracterización se describen en el capítulo 9. IMPACTO AMBIENTAL.

Los diferentes vertidos que se generan en la planta son:

- Aguas de purga de la torre de refrigeración
- Aguas de purga del ciclo agua – vapor
- Aguas de rechazo del tratamiento de ósmosis inversa
- Aguas con aceites y/o lubricantes
- Aguas pluviales

Las aguas pluviales, siempre que se encuentren limpias, no requieren de tratamientos y se vierten directamente.

En cambio las aguas de purga y las aguas de rechazo de ósmosis se conducen a una E.D.A.R, una balsa que se encuentra en la instalación, para su homogenización. Los tratamientos habituales son la adición de aire y ácido clorhídrico para controlar el ph.

4.6.4 Sistema contraincendios

El diseño e instalación del sistema contraincendios en establecimientos industriales se basa en el Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre¹. Requiere que las instalaciones dispongan de los medios necesarios para la extinción de incendios en el recinto. Los sistemas principales son:

- Sistemas de Detección de Incendios: Estos sistemas utilizan detectores de humo, detectores de calor y otros dispositivos para identificar la presencia de un incendio en sus etapas iniciales. Una vez detectado, se activa una alarma para notificar a las personas y activar otros sistemas.

¹ Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.



- **Sistemas de Extinción de Incendios:** Estos sistemas están diseñados para apagar o controlar el fuego una vez que se ha detectado. Los sistemas de extinción pueden incluir:
 - **Sistema de Extinción Automática de Incendios (SEA):** Los sistemas SEA incluyen rociadores automáticos que liberan agua o agente extintor cuando se detecta un incendio.
 - **Sistemas de Extinción de Espuma:** Estos sistemas utilizan espuma para sofocar incendios, especialmente en instalaciones industriales con riesgo de fuegos de líquidos inflamables.
 - **Sistemas de Extinción de Gas:** Estos sistemas liberan agentes extintores gaseosos, como el dióxido de carbono (CO₂) o el halón, para extinguir incendios en áreas específicas sin dañar el equipo.
 - **Sistemas de Extinción con Polvo:** Utilizan polvo químico seco para sofocar el fuego. Son efectivos en una variedad de situaciones.
- **Sistemas de Alarma de Incendios:** Estos sistemas proporcionan alarmas audibles y visuales cuando se detecta un incendio. También pueden incluir sistemas de comunicación de emergencia y notificación a las autoridades pertinentes.
- **Sistemas de Control y Supresión de Humo:** Estos sistemas controlan la propagación del humo en un edificio industrial durante un incendio, lo que ayuda a mantener las vías de evacuación seguras.
- **Sistemas de Ventilación y Escape:** Se utilizan para ventilar áreas afectadas por humo y gases tóxicos, y para proporcionar rutas de escape seguras para el personal.
- **Equipo de Protección Personal contra Incendios:** Esto incluye equipos como extintores portátiles, mangueras, trajes ignífugos y otros dispositivos utilizados por el personal para combatir incendios en sus primeras etapas.
- **Sistemas de Control y Automatización:** Estos sistemas permiten la integración y el control centralizado de todos los equipos de protección contra incendios y pueden incluir paneles de control y sistemas de monitoreo.
- **Sistemas de Bombeo:** Los sistemas de bombeo se utilizan para suministrar agua o agentes extintores a los sistemas de rociadores automáticos u otros dispositivos de extinción.

Capítulo 5
EMPLAZAMIENTO DE LA CENTRAL



5. EMPLAZAMIENTO DE LA CENTRAL

En este capítulo se estudia el emplazamiento real del proyecto en cuestión. Para ello se analizan los diferentes factores a influir en la elección de la ubicación de la central de biomasa, como la disponibilidad del recurso, infraestructura de suministro, disponibilidad del agua, distancia a áreas residenciales, condiciones ambientales, acceso a la red eléctrica, y aspectos legales y permisos.

La disponibilidad del recurso es aquel que marca la dirección del estudio del emplazamiento, por lo que se analiza el mismo en Andalucía, y los diferentes recursos presentes. Se estudia en el territorio las instalaciones de centrales termoeléctricas de biomasa existentes así como los suministradores de biomasa, con el objetivo de seleccionar el combustible que alimenta la central.

Tras la elección del combustible y considerando los factores de fiabilidad de suministro, disponibilidad de agua, condiciones ambientales y conexión a la red eléctrica, entre otros, se selecciona la parcela donde se emplaza la central.

5.1 Factores de influencia en el emplazamiento de la central

El emplazamiento de cualquier central depende de varios factores, entre los más significativos se encuentra la disponibilidad del recurso de manera cercana, las regulaciones locales, las características del terreno y los requisitos específicos de cada planta. A continuación, se detallan aquellos factores que se deben estudiar para la elección de la ubicación de la central de biomasa:

- Disponibilidad del recurso. El combustible que se escoja será determinante para la ubicación de la planta, ya que esto facilita el transporte y el suministro de biomasa a la planta, reduciendo los costes y la huella ambiental. Además, se debe estudiar alternativas de suministro a través de la existencia de diferentes fuentes de biomasa.
- Infraestructura de suministro. Es fundamental contar con una infraestructura adecuada para el suministro de biomasa, incluyendo carreteras o vías de acceso para el transporte de la biomasa, áreas de almacenamiento y manejo de combustible, así como instalaciones para su procesamiento y preparación.
- Disponibilidad de agua. Como se ha estudiado, las centrales de biomasa suelen requerir una cantidad significativa de agua para el sistema de refrigeración. Por lo tanto, es importante que el emplazamiento cuente con acceso a una fuente de agua adecuada, ya sea un río, un lago o una red de suministro de agua, en caso de elegir este tipo de sistema de refrigeración.
- Distancia a áreas residenciales. Es preferible que la planta esté ubicada a una distancia segura de áreas residenciales, con el fin de minimizar cualquier impacto potencial en la calidad del aire, el ruido y las emisiones. Las regulaciones locales suelen establecer distancias mínimas entre la planta y las áreas pobladas.
- Condiciones ambientales: Se deben considerar las condiciones ambientales del emplazamiento, como el clima, la disponibilidad de luz solar y la presencia de fenómenos naturales adversos. Además, se deben realizar estudios para evaluar

cualquier impacto ambiental potencial y asegurarse de cumplir con las regulaciones ambientales.

- **Conexión a la red eléctrica:** Es importante que el emplazamiento cuente con la infraestructura adecuada para la conexión de la planta a la red eléctrica. Esto incluye la proximidad a las subestaciones eléctricas y la capacidad de la red para recibir la energía generada por la planta.
- **Aspectos legales y permisos:** Se deben considerar los aspectos legales y obtener los permisos y autorizaciones necesarios para la construcción y operación de la planta. Esto incluye la obtención de licencias ambientales, permisos de construcción y cumplimiento de las regulaciones locales y nacionales.

Estos son solo algunos de los requisitos de emplazamiento que se deben tener en cuenta al seleccionar la ubicación de una central de biomasa. Es importante realizar estudios de viabilidad técnica, ambiental y económica para garantizar un emplazamiento adecuado y cumplir con todos los requisitos legales y regulatorios correspondientes.

5.2 Disponibilidad del recurso

Como primera aproximación, el estudio del emplazamiento de la planta vendrá determinado por la selección del combustible. Este podrá ser, como se estudió en el capítulo Tipos de biomasa, de origen residual o de cultivos energéticos. Con el objetivo de aprovechar el gran potencial de bioenergía que se presenta en España, el combustible será de origen residual. Dentro de la biomasa residual, está podrá provenir de residuos agrarios, forestales, ganaderos, de industrias agrarias o incluso de RSU.

A continuación, se muestra en la Fig. 5.1 un mapa de las Comunidades Autónomas de España con mayor potencial de biomasa agroforestal excedentaria.

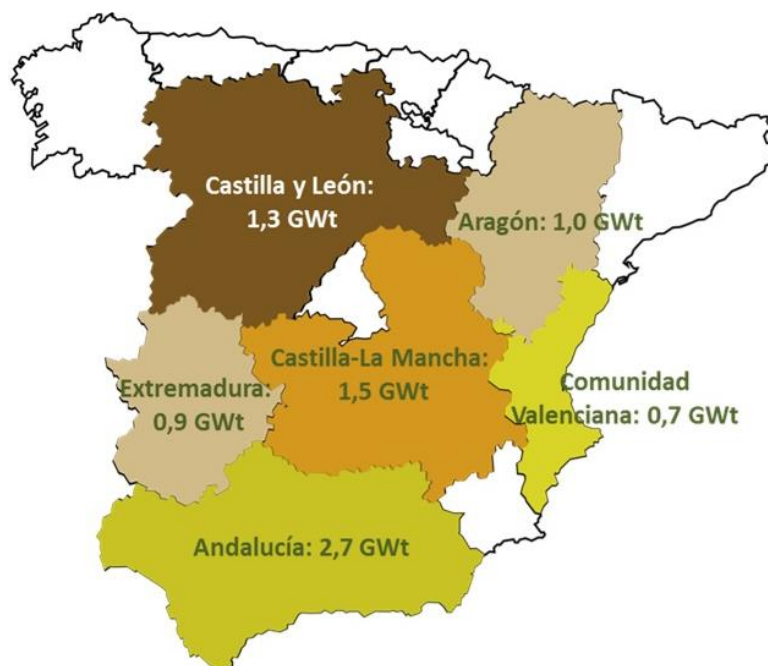


Fig. 5.1 Mapa de España con el potencial de CC.AA en biomasa agroforestal excedentaria [47]

Según un estudio realizado por Ence, la capacidad de nuevas instalaciones de generación de electricidad y calor en España alcanzaría hasta los 10,9 GW. La comunidad que destaca es Andalucía, con una capacidad de generación de hasta 2,7 GWt. Castilla León es una comunidad con un potencial de 1,3 GWt, junto con Castilla la Mancha de 1,5 GWt. [47]

El aprovechamiento de esta biomasa excedentaria permitiría, entre otras cosas, reducir las actividades que ponen en peligro el medioambiente como son la quema de rastrojos agrícolas y la falta de limpieza de los montes.

Por esta razón, se decide aprovechar el potencial de biomasa agroforestal excedentaria que Andalucía ofrece.

5.2.1 La bioenergía de Andalucía

En Andalucía en 2018 se calculó que la biomasa presente tenía un potencial de 4.000 ktep. El consumo de energía primaria alcanzó los 17.256,4 ktep en 2021, donde la biomasa aportó en Andalucía el 39% del consumo de energía primaria procedente de fuentes renovables. [48] [49]

El alto potencial de biomasa deriva principalmente del cultivo del olivar y sus industrias asociadas. Esta biomasa se utiliza tanto para la generación de electricidad como para aplicaciones industriales, como la producción de calor en la industria del aceite de oliva, así como para calefacción y climatización en edificios. Las principales biomasa de la región que se emplean como combustibles son la biomasa del olivar, los residuos agrícolas, residuos forestales, residuos y subproductos industriales y residuos ganaderos.

La Agencia Andaluza de la Energía posee varias herramientas cartográficas para conocer el potencial de biomasa en Andalucía. En la Fig. 5.2 se muestra un mapa de la densidad energética de biomasa que posee Andalucía, extraído de la herramienta Potencial de biomasa energética en Andalucía².

²<https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/informacion-energetica/cartografia-energetica-de-andalucia/recursos-y-potencial-de-energias-renovables/mapa-de-recurso-e-instalaciones-de-biomasa-en-andalucia>



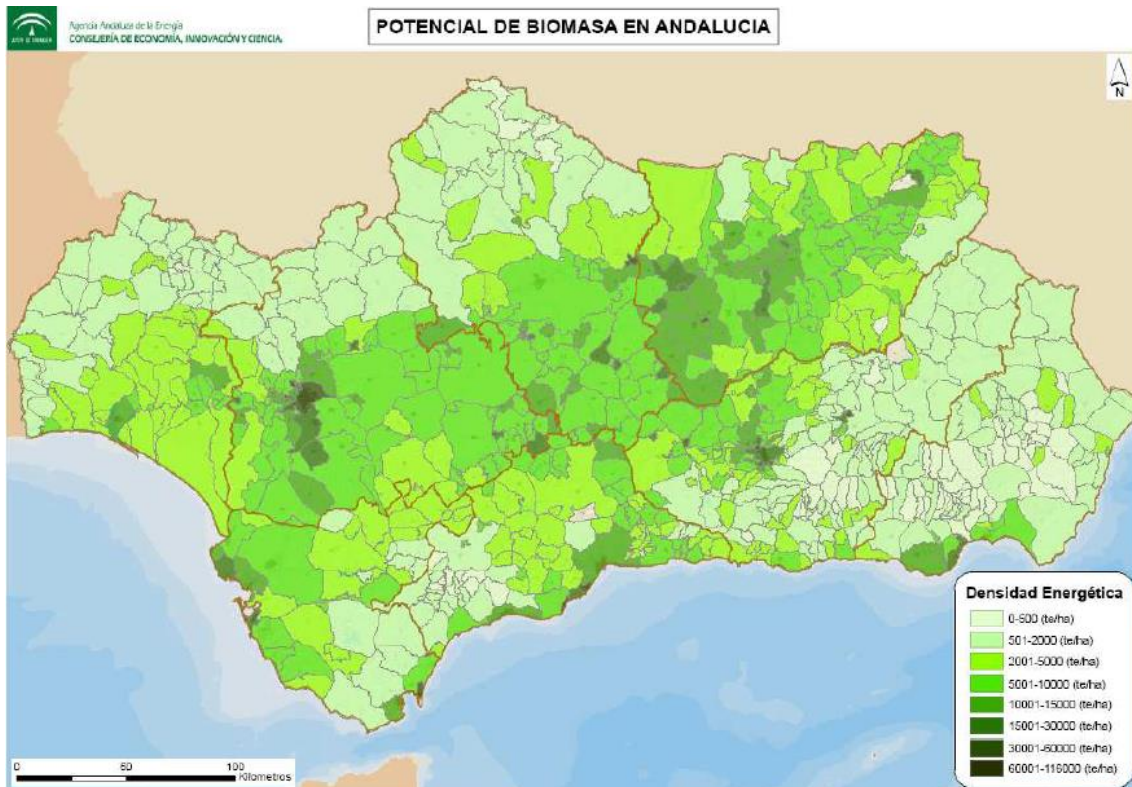


Fig. 5.2 Mapa del Potencial de Biomasa en Andalucía [50]

Este mapa muestra la densidad energética en toda la comunidad autónoma, en toneladas por hectárea. Además, esta herramienta permite la búsqueda diferenciando por tipos de biomasa, distinguiendo entre residuos agrícolas, residuos forestales, residuos ganaderos, residuos industriales, residuos urbanos y cultivos energéticos. Esta importante riqueza biomásica, es en gran parte procedente del cultivo del olivar y de sus industrias derivadas.

Asimismo, esta herramienta proporciona una hoja de cálculo que recoge toda la información relacionada con el potencial por tipo de biomasa por provincias y/o municipios. En la Tabla 5.1 se muestra el desglose del potencial que posee cada tipo de biomasa en Andalucía, en toneladas y ktpe.

Tabla 5.1 Potencial desglosado en tipos de biomásas [51]

TIPO DE BIOMASA		TONELADAS	KTEP	%
RESIDUOS AGRICOLAS	SUBTOTAL BIOMASA AGRÍCOLA	4.606.473	1.321,29	33%
	OLIVAR	2.524.419	803,25	
	FRUTAL	112.611	23,09	
	CITRICO	58.381	11,82	
	SUBTROPICAL	17.441	4,29	
	VID	48.305	11,88	
	GIRASOL	524.533	152,39	
	INVERNADEROS	415.070	49,81	
	ARROZ	145.910	40,85	
	ALGODÓN	721.353	216,41	
	TOMATE	38.449	7,50	
RESIDUOS GANADEROS	SUBTOTAL BIOMASA GANADERA	4.342.525	77	2%
	PORCINO	1.476.565	17	
	VACUNO	1.371.182	24	
	AVICOLA	361.355	18	
	OTRAS ESPECIES	1.133.424	18	
RESIDUOS INDUSTRIALES	SUBTOTAL BIOMASA INDUSTRIAL	5.070.029	1.025	26%
	HOJA OLIVO	345.108	86	
	HUESO ACEITUNA	552.434	215	
	ORUJO HUMEDO GRASO OLIVA	3.011.462	422	
	CASCARA ARROZ	58.693	20	
	RESIDUOS INDUSTRIA CERVEZA	123.083	2	
	RESIDUOS DE MATADERO Y CARNICAS	100.203	14	
	RESIDUOS CORCHO	10.600	4	
	RESUOS DESMOTADORA DE ALGODÓN	16.811	5	
	CASCARA FRUTOS SECOS	17.500	7	
	RESIDUOS INDUSTRIA VINO Y LICORES	41.097	9	
	RESIDUOS MADERA DE MUEBLES, ENVASES Y ASERRADEROS	220.410	59	
	RESIDUOS INDUSTRIA AZUCARERA	6.000	2	
	RESIDUOS INDUSTRIA PESCADO	14.824	1	
	LICORES NEGROS	474.802	145	
GLICERINA BRUTA	77.000	35		
FORESTALES	SUBTOTAL BIOMASA FORESTAL	1.345.840	322	8%
	QUERCUS	283.237	76	
	EUCALIPTO	488.706	83	
	POPULUS	9.087	2	
	PINUS	564.994	161	
CULTIVOS ENERGÉTICOS	SUBTOTAL BIOMASA CULTIVO ENERGÉTICO	1.864.600	620	16%
RESIDUOS URBANOS	SUBTOTAL BIOMASA URBANA	2.929.782	591	15%
	ACEITES VEGETALES USADOS	57.916	52	
	PARQUES Y JARDINES	208.000	56	
	FORSU	735.697	276	
	LODOS EDAR URBANOS	547.775	163	
	AGUAS RESIDUALES (M3)	1.380.394	44	
TOTAL POTENCIAL DE BIOMASA EN ANDALUCÍA		20.159.249	3.958	



Con el objetivo de realizar un análisis más visual, en la Fig. 5.3 se muestra un gráfico con el porcentaje que representa cada tipo de biomasa presente en Andalucía.

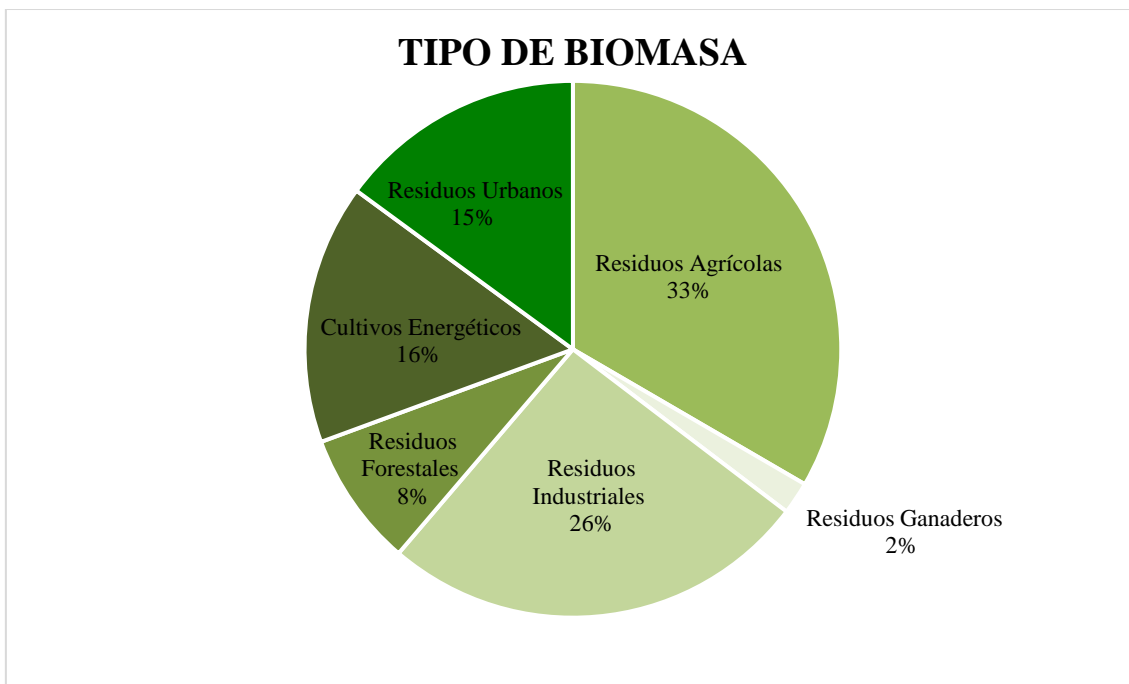


Fig. 5.3 Gráfico circular de los % de toneladas de los diferentes tipos de biomasa [Elaboración propia]

En la Fig. 5.3 se representa la fracción que cada tipo de biomasa asciende de un total de 20.159.249 toneladas de biomasa o en unidades energéticas, 3.958 ktp. El mayor potencial recae sobre los residuos agrícolas, que es de 4.606.473 toneladas y/o 1.321,29 ktp , cuyo desglose se muestra en la Fig. 5.4.

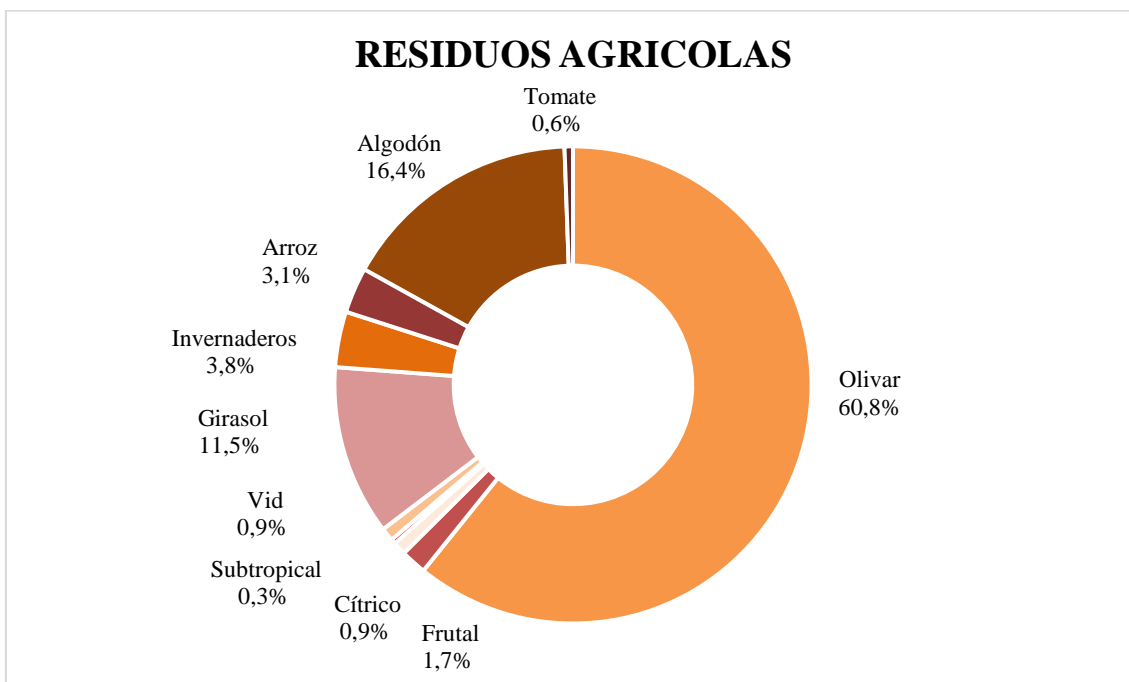


Fig. 5.4 Gráfico circular de los % de toneladas de los diferentes tipos de residuos agrícolas [Elaboración propia]

La biomasa del olivar es la que mayor potencial posee comparado con el resto de los residuos agrícolas (60,8%). Está asociada al cultivo del olivar que está incluida tanto en la categoría de biomasa agrícola como en la de industrias agroalimentarias.

La importancia de esta biomasa recae en la alta producción de aceite de oliva que se genera en Andalucía y a su capacidad de generar subproductos con un alto contenido energético. La superficie de cultivo de olivar se mantiene casi constante y supera las 1.500.000 hectáreas. Este cultivo se extiende principalmente en Jaén y Córdoba, aunque también está presente en las ocho provincias andaluzas. [51]

Las agroindustrias del sector del olivar se clasifican en [52]:

- Almazaras: se extrae el aceite de oliva a partir de la aceituna mediante procesos físicos.
- Extractoras: se obtienen aceite de orujo de oliva crudo, ya sea utilizando métodos físicos o químicos, a partir del orujo graso que se produce como subproducto en las almazaras.
- Entamadoras: dedicadas al procesamiento de la aceituna mediante fermentación o salazón, con el fin de prepararla para su consumo como aceituna de mesa.

Los subproductos susceptibles de valorización energética son el orujo, orujillo, el hueso de aceituna, la hoja de almazara y la poda de olivar. Para entender los subproductos de la industria del aceite, se muestra en la Fig. 5.5 el balance de masas de la industria de la aceituna.

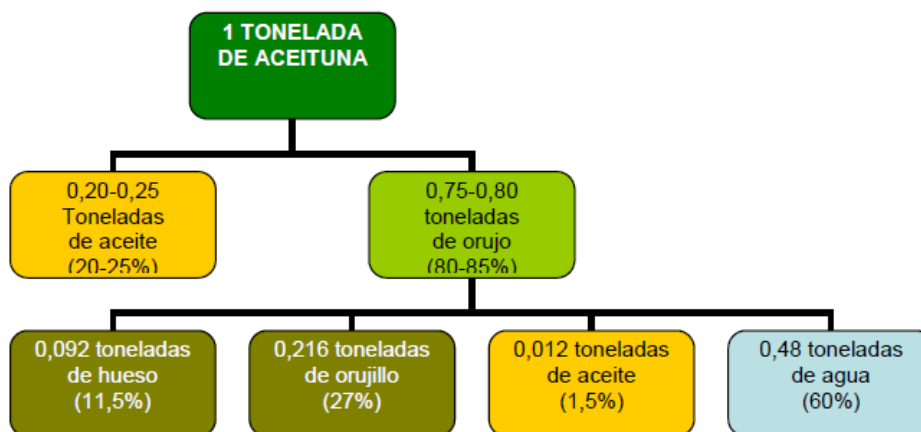


Fig. 5.5 Balance de masas de la industria del aceite de oliva [51]

A continuación, se detalla cada uno de los subproductos mencionados.

- Orujo. El aceite de oliva se extrae en almazaras, a través de un proceso de centrifugación y/o prensado, que deja como subproducto el orujo. Por cada tonelada de aceitunas procesadas, se obtienen aproximadamente entre 0,20 y 0,25 toneladas de aceite de oliva y entre 0,75 y 0,8 toneladas de orujo. En una campaña media de 6 millones de toneladas de aceitunas, se generan alrededor de 4.500.000 toneladas de orujo con una humedad aproximada del 60% al 65%. [51]

Este subproducto puede someterse a una segunda centrifugación para obtener aceite de orujo, o bien utilizar el orujo para la generación de energía eléctrica, siempre y cuando sea repasado previamente y se seque hasta alcanzar una humedad cercana al 40% para facilitar su combustión. Aproximadamente el 30% del orujo producido en Andalucía se somete a este proceso de valorización energética.

- Orujillo. El orujillo es el resultado de secar al orujo. Posee buenas propiedades para usarlo como combustible, ya que su humedad media se encuentra en el 10%, y el PCI medio es de 4.200 kcal/kg.

En una campaña media anual, la cantidad de orujillo producido se encuentra entre 1.200.000 y 1.450.000 toneladas. [51]

- Hueso de aceituna. La aceituna está compuesta por un 85% de pulpa y un 15% de hueso. En la obtención de aceite de oliva, aproximadamente el 70% del orujo resultante se somete a un proceso de deshuesado después de la molturación. Este proceso, que puede llevarse a cabo en la almazara o en la extractora, permite separar la pulpa del hueso. Como resultado, se obtiene una cantidad de aproximadamente 360.000 toneladas por año de hueso triturado.

En cuanto a sus propiedades, tiene una humedad media del 15%, una densidad alta y granulometría uniforme, con un PCI de 4.500 kcal/kg. [51]

- Hoja del olivar. Se obtiene de la limpieza previa que se realiza a la aceituna antes de su procesado, tanto en las almazaras como en las entamadoras, que asciende entorno al 8% de la aceituna molturada. Otras aplicaciones más comunes son la alimentación animal, el esparcido directo en los suelos como abono o la fabricación de compost.

Su contenido en humedad, en torno al 40%, supone un inconveniente para su uso energético. Su poder calorífico inferior se encuentra en torno a 4.378 kcal/kg. [49]

- Poda del olivar. En la poda del olivar se distingue si es destinado al aceite de oliva, que en este caso se poda cada dos años, o bien si es para la producción de aceitunas de mesa que se poda de manera anual. En promedio, se estima que una hectárea de olivar puede generar entre 2 y 3 toneladas de material de poda, por lo tanto, en una campaña anual, se podrían generar hasta 3.000.000 de toneladas de material de poda. [51]

El aprovechamiento energético al que se solía someter a la poda era como combustible para fines domésticos, como leña. Sin embargo, se ha producido un cambio en la última década donde se viene utilizando como combustible para la generación de energía eléctrica. Como resultado, muchos proyectos de generación eléctrica basados en biomasa han sido diseñados para utilizar astilla de poda, tanto proveniente del sector forestal como agrícola. Aun así, el uso actual de este tipo de biomasa solo alcanza el 30% de todo su potencial. [51]



Su poder calorífico inferior es de 4.300 kcal/kg, con una humedad del 10-20%.
[23]

Terminando con la biomasa del olivar, los residuos agrícolas se pueden agrupar como residuos de cultivos leñosos que incluyen la poda de los árboles frutales, cítricos, vid y olivar; y residuos de cultivos herbáceos, que están formados por los restos de especies herbáceas que quedan tras la cosecha [51]. Los que mayor potencial presentan se detallan con sus características en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2 Características de los principales residuos agrícolas en Andalucía [51]

TIPO DE CULTIVO	TIPO DE RESIDUO	P.C.I (kcal/kg)	HUMEDAD (% b.h)	DENSIDAD ENERGÉTICA SUPERFICIAL	
				te/ha*año	kg/ha*año
Algodón Secano	Restos de cosecha	4.000	25 %	3.750,0	1.250,0
				7.500,0	2.500,0
Algodón Regadio	Restos de cosecha	4.000	25 %	12.000,0	4.000,0
				24.000,0	8.000,0
Girasol Secano	Cañote	3.500	17 %	2.178,8	750,0
				4.357,5	1.500,0
Girasol Regadio	Cañote	3.500	17 %	3.631,3	1.250,0
				7.262,5	2.500,0
Tomate Secano	Restos de cosecha	3.000	35 %	2.437,5	1.250,0
				4.875,0	2.500,0
Tomate Regadio	Restos de cosecha	3.000	35 %	7.800,0	4.000,0
				15.600,0	8.000,0
Invernaderos	Restos de cosecha	3.000	60 %	5.643,0	4.702,0
				17.100,0	14.250,0
Olivar secano	Restos poda (hoja, leña, ramón)	4.300	26 %	2.140,3	672,6
				7.716,4	2.425,0
Olivar regadio	Restos poda (hoja, leña, ramón)	4.300	26 %	2.500,9	785,9
				9.016,2	2.833,4
Vid	Sarmiento	4.100	40 %	3.429,5	1.394,1
				3.810,5	1.549,0
Tropical	Restos poda (hoja, leña, ramón)	4.100	40 %	2.656,8	1.080,0
				2.952,0	1.200,0
Citrico	Restos poda (hoja, leña, ramón)	4.049	50 %	2.733,1	1.350,0
				3.947,8	1.950,0
Frutal Secano	Restos poda (hoja, leña, ramón)	4.100	50 %	2.029,5	990,0
				2.255,0	1.100,0
Frutal Regadio	Restos poda (hoja, leña, ramón)	4.100	50 %	2.398,5	1.170,0
				2.665,0	1.300,0
Arroz	Restos de cosecha	3.500	20%	10.640,0	3.800

Las principales ventajas de utilizar esta biomasa agrícola para procesos energéticos se basan en la reducción de posibles incendios forestales, control de plagas, creación de nuevas empresas dedicadas a este negocio, se evita la quema de las podas del olivar a cielo abierto, etc. Pero en cuanto a los inconvenientes, al ser cultivos estacionales la disponibilidad del recurso puede no garantizarse, en aquellos terrenos con una pendiente superior al 5% las dificultades de mecanización se incrementan, los terrenos de cultivos

suelen estar dispersos y su explotación suele ser a pequeña escala, el tiempo de poda debe ser corto para no entorpecer las labores agrícolas etc.

Pasando a los residuos forestales, estos también poseen un alto potencial, aunque menor que el agrícola, que asciende al 8% según la Tabla 5.1, con 1.345.840 toneladas y/o 322 ktpe. En la Fig. 5.6 se realiza el desglose de manera porcentual.

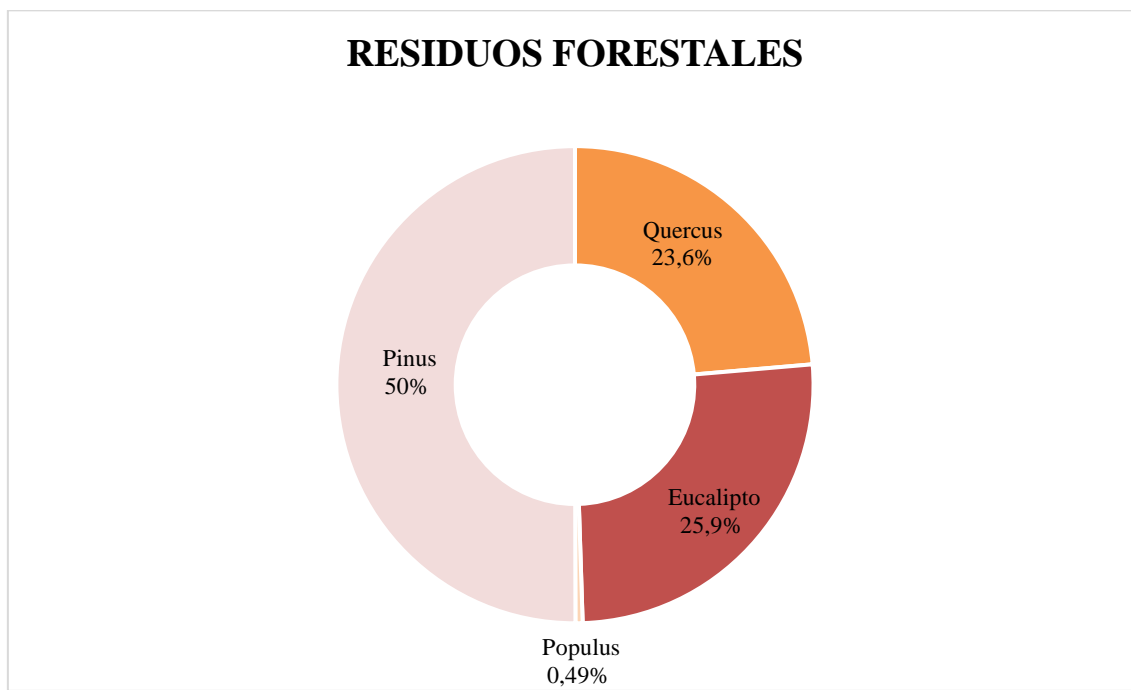


Fig. 5.6 Gráfico circular de los % de toneladas de los diferentes tipos de residuos forestales [Elaboración propia]

Los residuos forestales potencialmente aprovechables en Andalucía provienen de los residuos de poda de encinas y alcornoques y la corta de pies del pino, chopo y eucaliptos. Las características de estos residuos se recogen en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Características y densidad energética de los residuos forestales en Andalucía [51]

ESPECIE FORESTAL	TIPO DE RESIDUO	P.C.I (kcal/kg)	Humedad (% b.h)	Años de tratamiento	DENSIDAD ENERGÉTICA SUPERFICIAL	
					te/ha*año	kg/ha*año
Pinus spp	Residuos de cortas finales y restos de poda	5.057	40 %	100	1.548,4	569
		4.686		80	6.835,0	2.379
				40		
Quercus ilex encina	Restos de poda (leña y ramón)	4.506	40 %	9	840,3	311
Quercus suber alcornoques	Restos de poda (leña y ramón)	4.383	40 %	9	4.913,3	1.817
Populus nigra chopo	Residuos de cortas finales	4.299	60 %	10	711,3	270
Eucaliptus globulus	Residuos de cortas finales	4.129	60 %	15	3.257,1	1.239
		4.468			4.611,7	2.792
					4.990,4	

La extracción y obtención de la biomasa forestal resulta en el principal inconveniente del aprovechamiento de este recurso. Esto se debe a que la viabilidad del aprovechamiento

de la biomasa está directamente relacionada con los costes asociados a los procesos de obtención, extracción y transporte a los lugares de consumo.

En cuanto a las ventajas del uso de la biomasa forestal como combustible, no solo contribuye a la generación de energía sino que también ofrece beneficios ambientales y económicos. El proceso de limpieza y recolección de biomasa forestal puede contribuir al mantenimiento y gestión sostenible de los bosques, al tiempo que genera oportunidades económicas y empleo en las zonas rurales, impulsado el empleo rural y contribuyendo al reto demográfico. [47].

Finalmente, una vez analizado los tipos de biomasa agrícola y forestal, debido al alto potencial del primero, y al bajo aprovechamiento que se realizan de los segundos, se estudia la localización geográfica donde se generan estos residuos.

En la Fig. 5.7 y Fig. 5.8 se muestran un mapa de la densidad energética de residuos agrícolas y forestales correspondientemente que posee Andalucía, extraído de la herramienta Potencial de biomasa energética en Andalucía³.

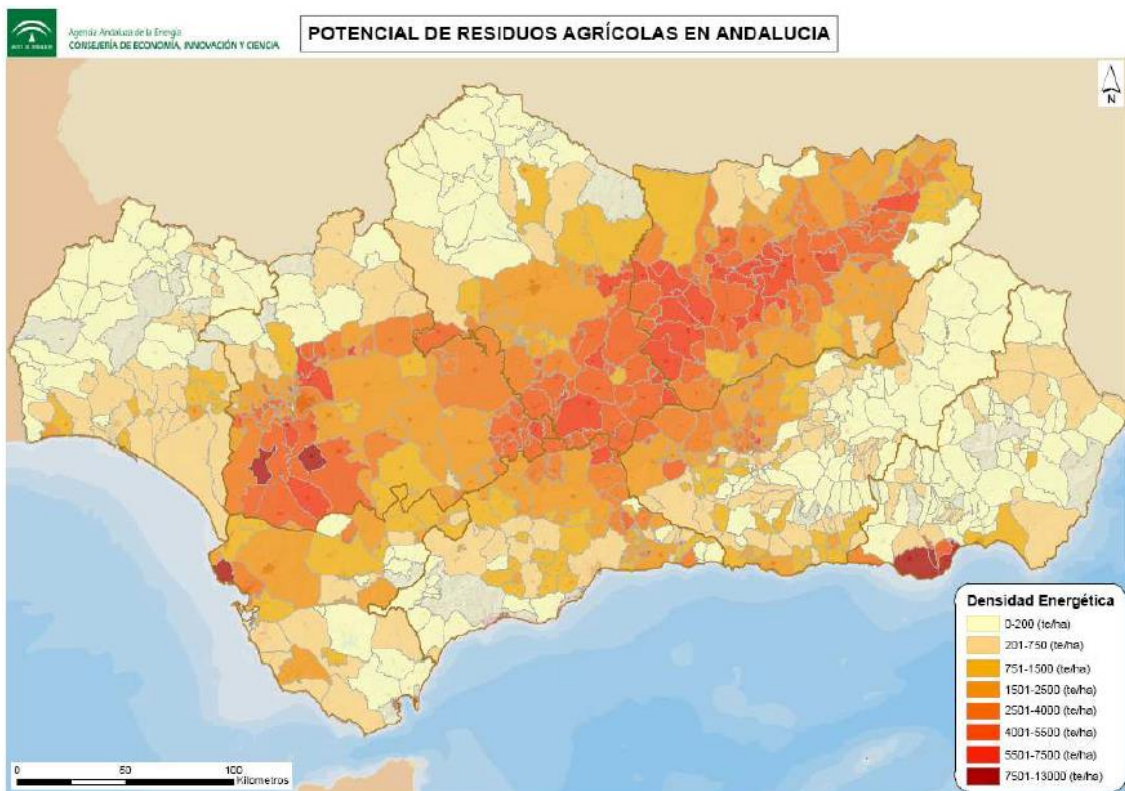


Fig. 5.7 Mapa del Potencial de Residuos Agrícolas en Andalucía [50]

En el caso de los residuos agrícolas, la mayoría proviene del olivar, que se concentran mayoritariamente en las provincias de Córdoba, Jaén y Sevilla.

³<https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/informacion-energetica/cartografia-energetica-de-andalucia/recursos-y-potencial-de-energias-renovables/mapa-de-recurso-e-instalaciones-de-biomasa-en-andalucia>

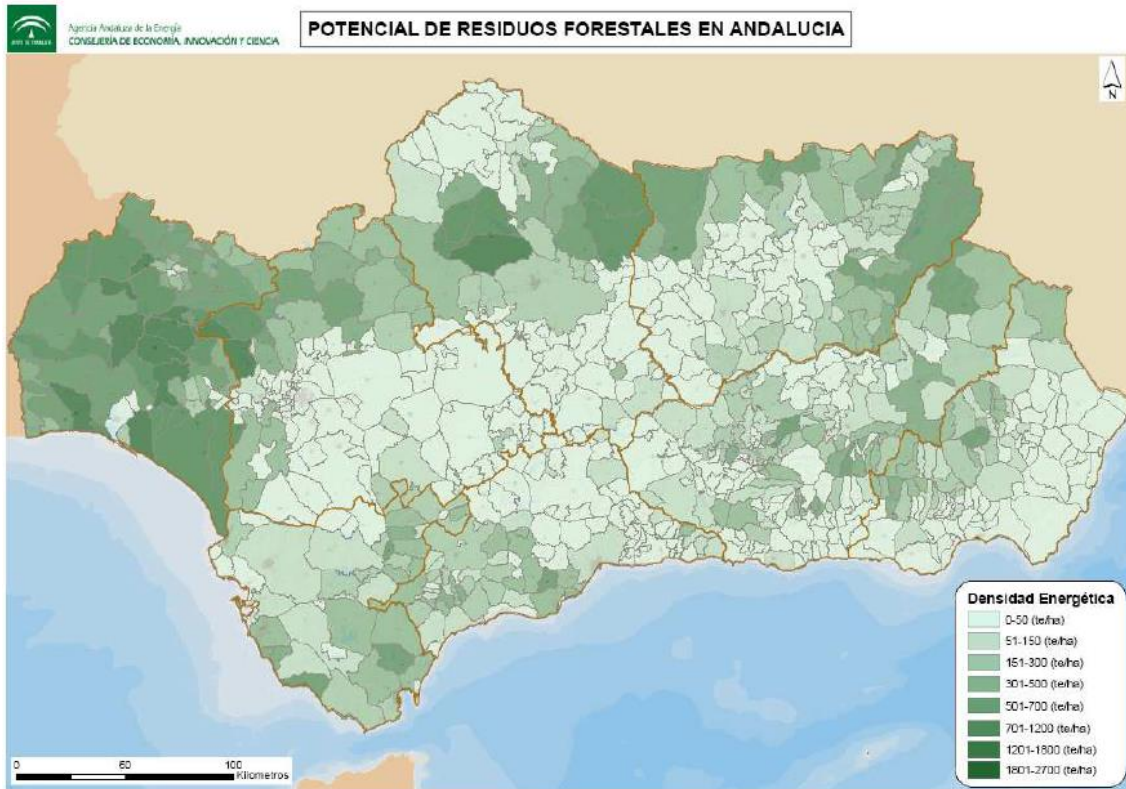


Fig. 5.8 Mapa del Potencial de Residuos Forestales en Andalucía [50]

En cuanto a los residuos forestales, las zonas más al norte son las que mayor densidad energética poseen.

5.2.1.1 Generación eléctrica con biomasa en Andalucía

Andalucía lidera el sector nacional en generación eléctrica a través de biomasa, donde se encuentran un total de 17 centrales de generación eléctrica y cogeneración, con una potencia instalada de 273,98 MW. El combustible empleado en este tipo de centrales ha ido evolucionando en la última década, destacando el uso de biomasa forestal a partir de 2014. En la Tabla 5.4 se muestra la evolución de los diferentes combustibles destinados a la generación eléctrica en la última década en Andalucía.

Tabla 5.4 Evolución del uso de combustibles en Andalucía (2011-2018) [51]

Tipo de Combustible	2011 (ktep)	2012 (ktep)	2013 (ktep)	2014 (ktep)	2015 (ktep)	2016 (ktep)	2017 (ktep)	2018 (ktep)
Orujillo y Alperujo	251,8	237,1	218,3	213,0	202,1	207,91	210,66	213,99
Cultivos Energéticos	24,3	83,9	190,4	73,5	-	-	-	-
Residuos Forestales	71,2	105,8	106,7	132,7	193,9	128,52	57,14	48,77
Podas y Residuos Agrícolas	18,3	26	22,2	52,0	68,6	100,21	236,00	53,44
Astilla Indiferenciada B6	ND	ND	ND	ND	ND	61,28	-	157,60
Hoja de Olivo	17,5	12,5	10,5	19	11,8	ND	-	-
Residuos Industriales y Otros	125,4	161,5	175,6	92,7	-	-	-	-
Biogas	46,5	13,9	13,9	15,4	14,5	12,84	12,93	83,85
Total	554,9	640,7	737,4	598,4	490,4	510,76	516,73	557,65

El uso de la astilla, que hace referencia a la biomasa forestal incluyendo los cultivos energéticos y los residuos forestales, implica un 46% de la generación eléctrica. En cuanto a la biomasa del olivar, supone un 48% de los combustibles que se emplean.

El empleo de los diferentes combustibles está directamente relacionado con la localización de las plantas que lo emplean. Con el objetivo de conocer donde se encuentran estas instalaciones, se hace uso de la herramienta de la Agencia Andaluza de la energía, Instalaciones de biomasa en Andalucía⁴. Se muestra el mapa en la Fig. 5.9.

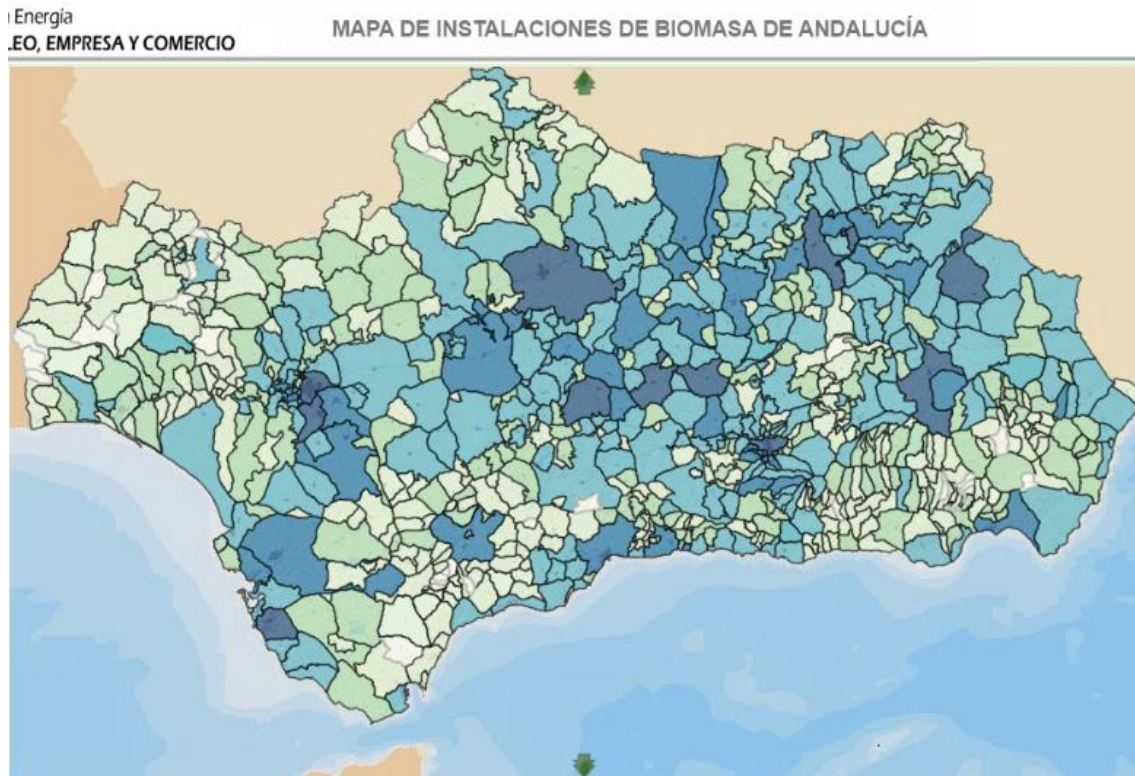


Fig. 5.9 Mapa de Instalaciones de biomasa en Andalucía [50]

La mayor concentración se encuentra en las zonas interiores de la comunidad, teniendo una relación directa con el mapa de potencial de biomasa mostrado en la Fig. 5.2.

Se muestra en la Tabla 5.5 las plantas de generación de energía eléctrica que utilizan biomasa en Andalucía, especificando su potencia instalada, combustible empleado y ubicación de la central.

⁴<https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/biomasa/biomasa/init.do?prefix=/biomasa&name=instalaciones>

Tabla 5.5 Plantas de generación eléctrica con biomasa en Andalucía (2020) [51]

NOMBRE PLANTA	POTENCIA (MW)	TIPO BIOMASA	MUNICIPIO	PROVINCIA	PUESTA SERVICIO	TIPO DE CENTRAL
Albaida Recursos Naturales 1	1,7	Restos Invernaderos	Nijar	Almería	2004 Parada	Generación
Agroenergética Baena	25	Orujillo, astilla	Baena	Córdoba	2002	Cogeneración con biomasa
Bioenergética Egabrense	8	Orujillo, astilla	Cabra	Córdoba	2006	Generación
Severaes	0,1	Poda de olivo	Cañete de las Torres	Córdoba	2009	Generación
Bioenergía Santamaría	14,3	Orujillo, astilla	Lucena	Córdoba	2006	Generación
Agroenergética de Palenciana	5,37	Orujillo, astilla	Palenciana	Córdoba	2007	Cogeneración con biomasa
El Tejar Autogeneración	5,65	Orujillo	Palenciana	Córdoba	1999	Cogeneración con biomasa
Vetejar	12,9	Orujo, astilla	Palenciana	Córdoba	2000	Generación
Biomasa Puente Genil	9,82	Orujillo, astilla	Puente Genil	Córdoba	2006	Generación
Ence I	40,95	Astilla	San Juan del Puerto	Huelva	2009	Generación
ENCE Biomasa	50,00	Astilla	San Juan del Puerto	Huelva	2012	Generación
Ence Huelva II	46,00	Biomasa de madera	San Juan del Puerto	Huelva	2019	Generación
Bioenergética de Linares	15	Orujillo, astilla	Linares	Jaén	2009	Generación
La Loma	16	Orujillo, astilla	Villanueva del Arzobispo	Jaén	2002	Generación
Aldebarán Energía del Guadalquivir	6	Poda de olivo, astilla	Andujar	Jaén	2010	Generación
Fuente de Piedra	8,04	Orujillo, astilla	Fuente de Piedra	Málaga	2004	Generación
Extragol	9,15	Orujillo, astilla	Villanueva de Algaidas	Málaga	2003	Generación
TOTAL MW	273,98					

La provincia de Huelva es la que mayor potencia instalada posee, con 136,95 MW, gracias a uso de la astilla. En cuanto al uso de orujillo como combustible, se concentra las plantas en Córdoba y Jaén principalmente, y en Málaga.

En cuanto a la fecha de puesta en marcha de estos proyectos, se aprecia que a partir de 2013 se paralizó la construcción de nuevas instalaciones. Esto se debió al cambio del marco regulatorio.

En la actualidad, la compensación económica para las energías renovables, cogeneración y residuos está regulada por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Este decreto establece un nuevo sistema de retribución para las energías renovables, que se basa en los ingresos obtenidos por la venta de electricidad en el mercado, además de una retribución adicional calculada mediante parámetros estandarizados según las tecnologías disponibles en el mercado.

Este cambio significó una transformación radical en la forma en que se remuneraba la electricidad generada mediante energías incluidas previamente en el RD 661/2007 bajo el nombre de "régimen especial". Anteriormente, estas energías recibían una prima que se sumaba a la retribución del mercado asignada a las tecnologías del "régimen ordinario".



Esto desencadenó la paralización de los proyectos que se encontraban en etapa de desarrollo.

Finalmente, se ha utilizado la herramienta Google Earth para localizar cada una de estas plantas. Se muestra en la Fig. 5.10 el mapa extraído.

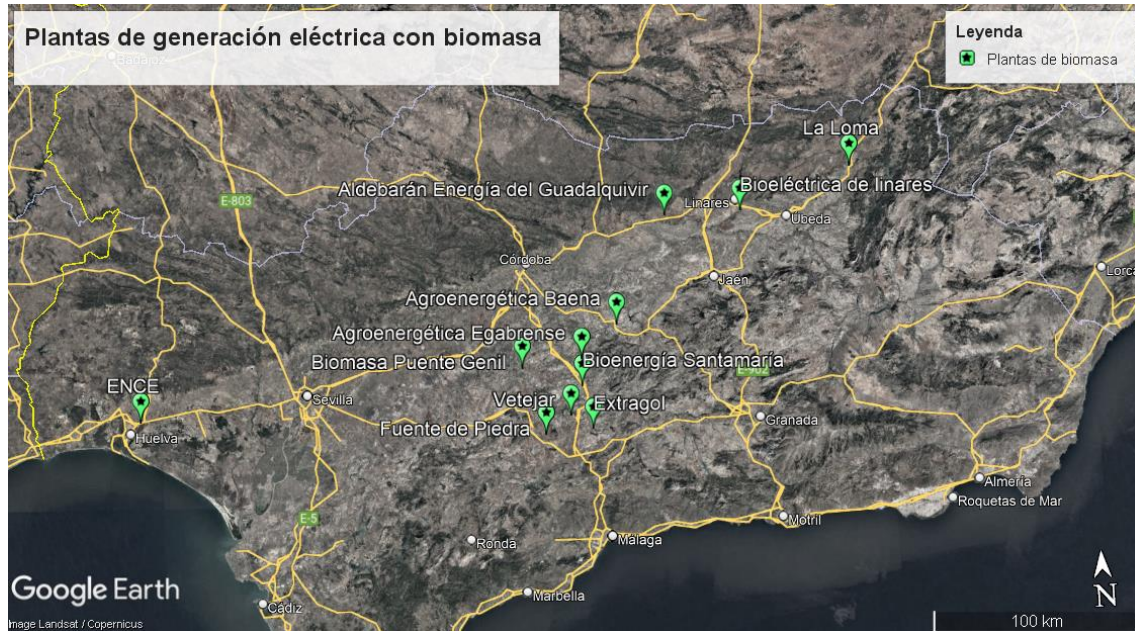


Fig. 5.10 Mapa de Google Earth con la localización de las plantas de generación eléctrica de biomasa en Andalucía [Elaboración propia]

5.2.2 Elección de la biomasa

Tras el estudio realizado de los recursos potenciales que posee Andalucía, se concluía que los residuos agrícolas, y en concreto los residuos del olivar son los que mayor capacidad tienen. Aun así, los residuos forestales como la madera del pino es una opción también a valorar.

De esta manera, los posibles combustibles a utilizar en la planta son el orujillo, los huesos de aceituna, astillas de poda de olivar, pellets de poda de olivar, pellets de madera de pino y astillas de madera de pino.

Con el objetivo de elegir un combustible viable, se debe garantizar su suministro. Por consiguiente, se procede a estudiar los suministradores de biomasa sólida mencionada en Andalucía.

5.2.2.1 Suministradores de biomasa en Andalucía

Al hablar de suministradores de biomasa, se debe diferenciar entre aquellos que ponen a disposición del cliente el recurso de la biomasa, como puede ser la madera de pino o el orujo por ejemplo, y aquellos proveedores del combustible listo para ser utilizado en el proceso energético, como serían los pellets de madera, el orujillo o el hueso de aceituna limpio y seco.

Lo que difiere en esos dos casos, es que si se opta por comprar el recurso sin estar listo para el proceso de combustión, sería necesario realizar los tratamientos previos pertinentes dentro de la planta. En caso contrario, si se compra el combustible listo para usar en la caldera de combustión, los pretratamientos no serán necesarios.

La Agencia Andaluza de Energía pone a disposición del ciudadano una herramienta, Mapa andaluz de suministro de biocombustibles y otros combustibles limpios⁵, con el objetivo de localizar los puntos de suministro de biocombustibles en la comunidad. Facilita la localización y obtención de datos relacionados con compañías proveedoras, instalaciones de producción y variedades de biocombustibles sólidos y alternativos, destinados a diversos usos energéticos. Se muestra en la Fig. 5.11 el mapa descrito y en la Fig. 5.12 su leyenda correspondiente.

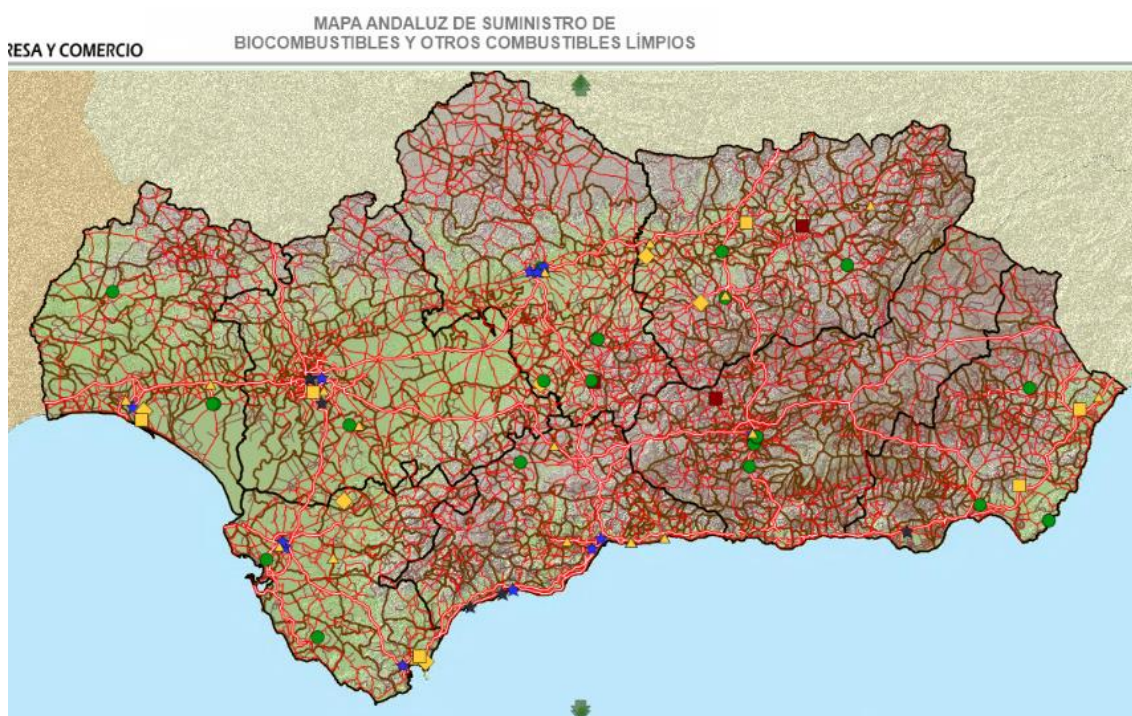


Fig. 5.11 Mapa andaluz de suministros de biocombustibles y otros combustibles limpios [54]

- ▲ Estacion de servicio Biodiesel
- ▲ Estacion de servicio Biodiesel y Bioetanol
- ▲ Estacion de servicio Otros Biocarburantes
- Fabrica de Biodiesel
- Fabrica de Pellet
- Punto Suministro Biomasa
- ▲ Punto Suministro Biodiesel
- ▲ Punto Suministro Biodiesel y Bioetanol
- ▲ Punto Suministro Otros Biocarburantes
- ★ Punto Suministro Gas Natural
- ★ Punto Suministro GLP
- ★ Punto Suministro Recarga vehiculo electrico

Fig. 5.12 Leyenda del mapa de suministros de biocombustibles [54]

⁵<https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/informacion-energetica/cartografia-energetica-de-andalucia/mapa-andaluz-de-suministro-de-biocombustibles-y-otros-combustibles-limpios>

En el caso de estudio, las empresas a considerar son las fábricas de pellets y los puntos de suministro de biomasa. De esta manera, a través de la herramienta y seleccionando en la herramienta de búsqueda, se selecciona biocombustibles sólidos y el subtipo que se quiera analizar. Se puede escoger entre astillas, briquetas, carbón vegetal, cáscara de Almendra, cáscara de piña, cáscara de piñón, hueso de aceituna, leña, orujillo, pellets y otros residuos de madera.

Con la información extraída de esa herramienta, y además aquella del informe de Bioenergía [51] de la Agencia Andaluza de la Energía, se recoge en un listado las fábricas de pellets en Andalucía, mostrado en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6 Listado de fábricas de pellets en Andalucía [51]

Nombre	Municipio	Provincia	Capacidad de producción (ktep)/año	Puesta en Marcha
Alcolea Biomass Center	Alcolea	Córdoba	10,8	2011-2015
Reciclados Lucena	Lucena	Córdoba	7,20	2004-2015
Sunwood Biomasa Energía	Aldequemada	Jaén	6,00	2011
Sunwood Biomasa Energía (Surpellet)	Bailen	Jaén	4,00	2016
Maderas Doñana	Hinojos	Huelva	4,00	2014
Tubocas S.L.	Huércar	Granada	2,69	2015
Naturfores, S.L.	Almonte	Huelva	0,80	2015
Maderas Campos	Alcalá la Real	Jaén	2,00	2015
Futurpelet	Úbeda	Jaén	1	2018
Pélet del sur	Estepa	Sevilla	1,6	2018
Biomasa Córdoba	Villanueva del Rey	Córdoba	10,8	2018
Biomasa Tristante	Puebla de Don Fadrique	Granada	3,6	2018
Planta Euroil Biomasa	Úbeda	Jaén	5,4	2018
TOTAL			59,89	

Las plantas existentes en cada provincia y su capacidad de producción se indican en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7 Número de fábricas de pellets y capacidad de producción por provincia [51]

PROVINCIA	Nº de plantas	ktep/año
Córdoba	3	28,80
Jaén	5	18,40
Granada	2	6,29
Huelva	2	4,8
Sevilla	1	1,6
TOTAL	13	59,89

Estas instalaciones utilizan residuos provenientes de la industria forestal y otros desechos forestales como materia prima para la producción de pellets.

En cuanto al hueso de la aceituna, cada vez es mayor el número de empresas dedicadas al procesado y obtención de este, a través del secado y la limpieza del hueso. Se muestra en la Tabla 5.8 el listado que las recoge.



Tabla 5.8 Listado de empresas que suministran hueso de aceituna como combustible [51]

Denominación Planta	Localidad	Provincia	Capacidad de Producción (t/año)	Sello Biomassud
Alarcón Trading	Caniles	Granada	10.000– 30.000	
Axpo Linares	Linares	Jaén	< 10.000	
Axpo Mollina	Mollina	Málaga	< 10.000	
Axpo Motril	Motril	Granada	< 10.000	
Biomasa Arias Izquierdo	Siles	Jaén	< 10.000	
Biomasa Hermanos Luque	Aguilar de la Frontera	Córdoba	< 10.000	
Biomasa Sierra de Cazorla	Peal de Becerro	Jaén	< 10.000	
Daniel Espuny	Linares	Jaén	10.000– 30.000	
E2 Grein Operadores	Villarrubia	Córdoba	< 10.000	
Ecoloma Biocombustibles	Úbeda	Jaén	10.000– 30.000	ES003
Garzón Green Energy	Bailén	Jaén	nd	
Leñas El Pelao	Pozo Alcón	Jaén	< 10.000	
Moneleg	Chiclana de la Frontera	Cádiz	< 10.000	
Oleicola Jaén	Baeza	Jaén	10.000– 30.000	
Olihueso	Encinas Reales	Córdoba	< 10.000	
Peláez Renovables	Jaén	Jaén	10.000– 30.000	ES008
Probiosur	Puente del Obispo	Jaén	10.000– 30.000	
Renovables Biomadis	Luque	Córdoba	< 10.000	
Roldán Oliva 1895	Íllora	Granada	< 10.000	

También crece el número de empresas que a través del secado, limpieza y cribado de la astilla permiten producir un combustible de calidad. Se muestra en la Tabla 5.9 aquellas.

Tabla 5.9 Listado de empresas que suministran astilla de madera como combustible [51]

Denominación Planta	Localidad	Provincia	Capacidad de Producción (t/año)	Sello Biomassud
Alcolea Biomass Center	Alcolea,	Córdoba	< 10.000	ES005
CL Doñana Energeti	Hinojos	Huelva	< 10.000	
Maderas Campos	Santa Ana,	Jaén	10.000 – 30.000	

Por último, varias empresas mencionadas asimismo suministran otros combustibles como el orujillo, o pellets de orujillo.

Finalmente, se ha realizado mediante la herramienta Google Earth, la búsqueda de la localización de las empresas con viabilidad de suministro del combustible, una vez seleccionado cuál. Se muestra en la Fig. 5.13.



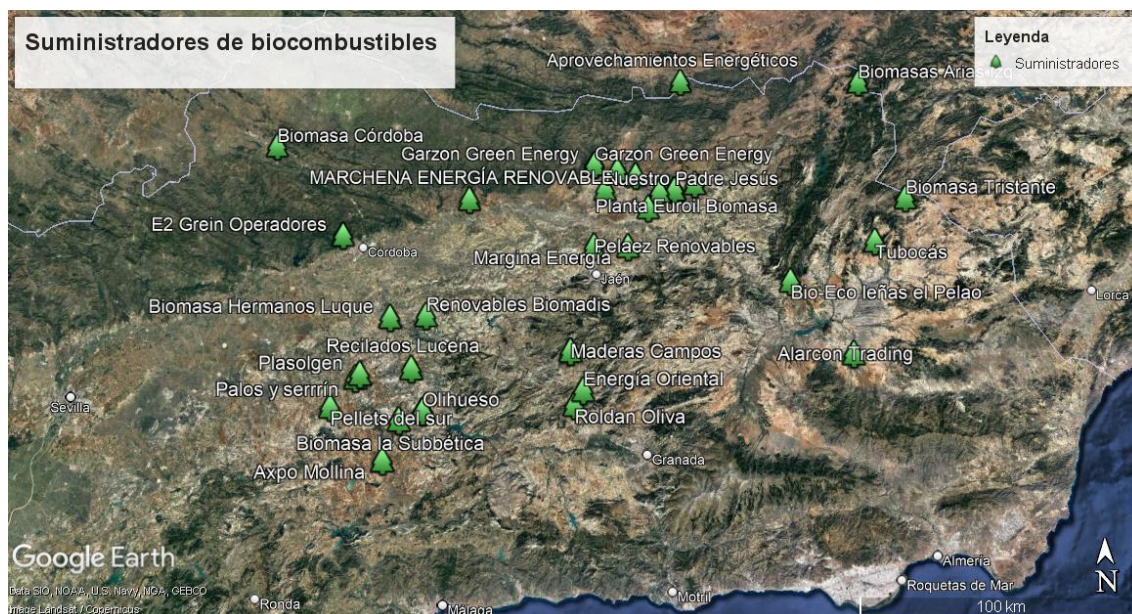


Fig. 5.13 Mapa de Google Earth con la localización de los suministradores de biocombustibles sólidos en Andalucía [Elaboración propia]

5.2.2.2 Comparativa de los combustibles

Los combustibles a valorar para la utilización en la planta, como se ha mencionado previamente, son el orujillo, los huesos de aceituna, astillas de poda de olivar, pellets de poda de olivar, pellets de madera de pino y astillas de madera de pino.

A través de las características técnicas de los combustibles de los diferentes suministradores mencionados, que se recogen en la Tabla 5.10, se procede a realizar una comparativa.

Tabla 5.10 Características de los principales combustibles [Elaboración propia]

	Hueso de aceituna	Orujillo y Pellets	Astillas Madera	Pellets madera
Humedad [%]	15,47	9,88	25	10
Cenizas [%]	1,37	7,20	1	0,7
Volátiles [%]	79,86	73,53	74	89,3
PCI medio [kcal/kg]	4.313	4.434	3.681	4.302

En la Tabla 5.10 se han recogido las características más importantes a valorar a la hora de seleccionar el combustible, como se estudió en el apartado 3.5.2.

La biomasa con un alto contenido de humedad requiere más energía para evaporar el agua antes de que se inicie la combustión.

La cantidad de ceniza presente en la biomasa es importante porque afecta la eficiencia de la combustión y la cantidad de emisiones de partículas sólidas, y no participa en el proceso de combustión.

Y el PCI indica la cantidad de energía que puede generar la biomasa por unidad de masa, cuando se quema completamente.

De esta manera, el combustible que mejor relación posee en las características mostradas es el hueso de aceituna, al tener además una elevada densidad y granulometría uniforme. Igualmente, se ha garantizado la capacidad de suministro a partir del estudio realizado de las empresas proveedoras. Mencionar que su precio medio es menor que los pellets de madera, que es una opción muy común.

Frente al orujo, que tiene un PCI ligeramente superior al hueso de aceituna, tiene una generación de cenizas muy elevada. Por el contrario, el precio medio del orujo es inferior al del hueso de aceituna.

Tras elegir el hueso de aceituna como combustible se detallan sus características físicas y químicas en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11 Características técnicas del hueso de aceituna como combustible [55]

Nombre Determinación	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Unidades
ANÁLISIS BÁSICO				
Humedad (b.h.)	9,01	22,67	15,47	%
Cenizas, (b.h.)	0,50	2,00	1,37	%
Volátiles (b.s.)	76,40	83,31	79,86	%
ANÁLISIS ELEMENTAL				
Carbono (b.s.)	54,71	55,60	55,16	%
Hidrógeno (b.s.)	5,80	5,95	5,88	%
Azufre (b.s.)	0,01	0,05	0,03	%
Cloro (b.s.)	0,02	0,06	0,04	%
Oxígeno	41,55	42,74	42,15	%
PODER CALORÍFICO				
Poder Calorífico Superior (b.s.)	4.778	5.203	4.968	Kcal/kg
Poder Calorífico Inferior (b.s.)	3.806	4.801	4.318	Kcal/kg
Poder Calorífico Superior (b.h.)	4.356	4.632	4.493	Kcal/kg
Poder Calorífico Inferior (b.h.)	3.477	4.064	3.854	Kcal/kg

Nota: b.s.= base seca, b.h.= base húmeda

5.2.2.3 Proceso de obtención del combustible

Como se ha mencionado, existen dos maneras de obtener el combustible. La primera es comprar la biomasa sin tratar y que sea en la propia central donde se realicen las labores de tratamiento previo, o bien, comprar el combustible listo para su uso.

El primer paso es la separación pulpa-hueso, bien en la almazara o bien en la extractora, donde se obtiene el hueso de la aceituna ya molturada. Una vez extraído el hueso, se deben eliminar los finos, el pellejo y la humedad, es decir, se someten a los procesos de limpieza y secado.

El combustible ha experimentado una mejora de la calidad gracias al desarrollo de la norma de calidad - UNE 164003 Biocombustibles sólidos. Especificaciones y clases de



biocombustibles. Huesos de aceituna -⁶. [51] Existen además diferentes sellos de calidad (Biomasad, BICA) que garantizan al consumidor la calidad del hueso como combustible.

Debido a la calidad garantizada de los suministradores de hueso de aceituna presentes en Andalucía, se decide realizar la compra directa del combustible.

Los suministradores ofrecen como norma general la adquisición del combustible de varias formas. En formatos de saco de 15kg, Big Bag, a granel y basculado o descargado mediante impulsión neumática al silo de la instalación. Al tratarse de una instalación industrial, lo conveniente es la compra a granel.

La elección del suministrador vendrá relacionada con el emplazamiento de la planta. Además, se decide seleccionar más de un suministrador, para garantizar que no se producen fallos de suministro.

En cuanto al combustible seleccionado, hueso de aceituna, también se puede valorar como combustible de seguridad el orujillo, al poseer características muy similares al hueso de la aceituna. La mayoría de los suministradores de hueso de aceituna poseen además orujillo.

Por último, se quiere analizar las posibles localizaciones de la planta dentro de un entorno en base al recurso seleccionado. Lo conveniente es que la central esté ubicada en un área cercana a las fuentes de biomasa disponibles. En algunos casos, las plantas pueden establecer acuerdos a largo plazo con proveedores locales para garantizar un suministro continuo y cercano de biomasa. Sin embargo, no existe una distancia específica establecida, ya que puede variar según las circunstancias particulares de cada planta de biomasa. Lo importante es asegurar un suministro confiable y sostenible de biomasa. Se muestra el mapa en la Fig. 5.14 con los suministradores de hueso de aceituna.

⁶ <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=norma-une-164003-2022-n0070574>





Fig. 5.14 Mapa de Google Earth con la localización de los suministradores de huesos de aceituna en Andalucía [Elaboración propia]

De esta manera, la mayoría se encuentran en Jaén y también en Córdoba. Finalmente, cuando se ubique la planta se seleccionará el suministrador.

5.3 Ubicación de la planta

Tras el estudio de la disponibilidad del recurso, y la elección del combustible, se procede al estudio del emplazamiento de la central, en base a los criterios mencionados.

En la Fig. 5.14 donde se muestran los suministradores de huesos de aceituna, se pueden diferenciar dos zonas donde se concentran la mayoría de los proveedores, en Jaén y en Córdoba. Las dos posibles provincias donde ubicar la planta por tanto son estas dos. Se muestran en la Fig. 5.15 y Fig. 5.16 las dos zonas diferenciadas, donde se ubican además de los suministradores, las plantas de generación eléctrica de biomasa existentes en la zona.



Fig. 5.15 Mapa de Google Earth con la localización de los suministradores de huesos de aceituna en Jaén [Elaboración propia]



Fig. 5.16 Mapa de Google Earth con la localización de los suministradores de huesos de aceituna en Córdoba [Elaboración propia]

Dadas las dos posibles opciones, se decide ubicar la planta en la provincia de Jaén ya que se garantiza el suministro, y se encuentran un menor número de centrales de biomasa en comparación con Córdoba.

El procedimiento empleado para el emplazamiento de la central se basa en garantizar que los requisitos mencionados se analicen, estos se recuerdan a continuación:

- Disponibilidad del recurso. Se toma un radio de 15km desde cada punto de suministro, como medida de referencia para disminuir el transporte del suministro de la materia prima a la central.

- Infraestructura de suministro. Las comunicaciones de carretera y caminos se deberán de garantizar para facilitar la accesibilidad a la planta.
- Disponibilidad de agua. Se tiene en cuenta que debe haber en las proximidades un río, lago, etc para garantizar la seguridad de abastecimiento de agua a la planta.
- Mínimo impacto a núcleos urbanos. La central se ubicará a ser posible con lejos de las poblaciones más cercanas.
- Mínimo impacto medio ambiental en la fauna y flora de la zona. No se podrá encontrar en ninguna zona protegida.
- Conexión a la red eléctrica. Se debe garantizar que la conexión a la red de distribución no se encuentre a larga distancia, para minimizar las pérdidas de energía y los costes.

Para ello, el procedimiento que se emplea es el siguiente:

- Se hace uso de la herramienta Geo Portal⁷ que el Gobierno de España a través del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación pone a servicio de particulares y empresas para visualizar la geografía y consultar la protección del patrimonio natural, del mar, del agua, la biodiversidad, el desarrollo rural, los recursos agrícolas, ganaderos y pesqueros y alimentarios entre otros.

Esto permite añadir la información procedente de Red Natura 2000⁸, con el objetivo de garantizar que el emplazamiento no se encuentra en zonas protegidas de diversos aspectos.

Se muestra en la Fig. 5.17 el mapa que se emplea para localizar las zonas de Red Natura 2000 en Geo Portal.

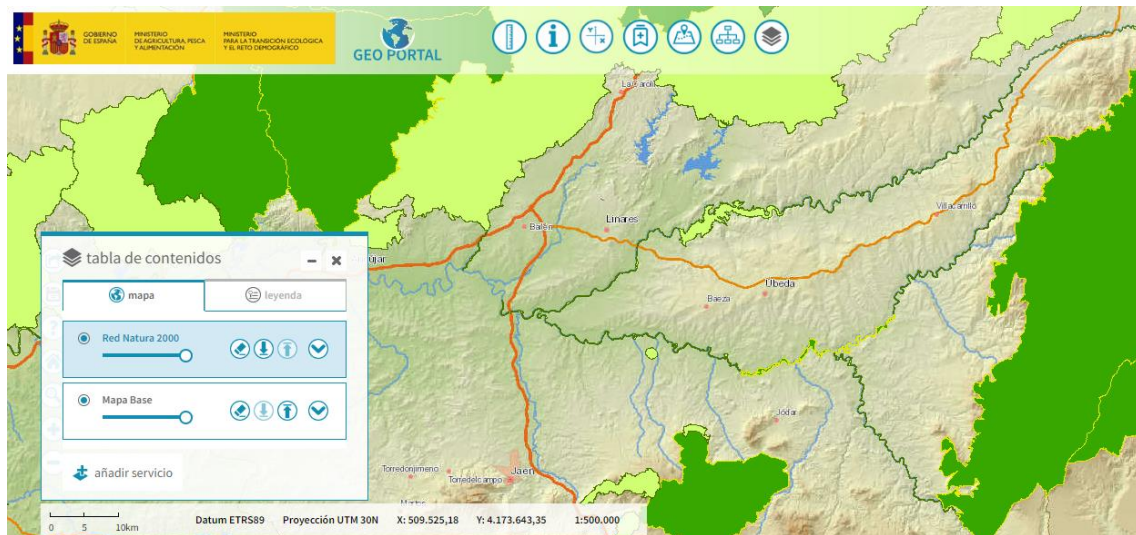


Fig. 5.17 Mapa de Geo Portal con Red Natura 2000 [56]

⁷ <https://www.miteco.gob.es/es/cartografia-y-sig/ide/geoportal.html>

⁸ Red ecológica europea de áreas de conservación de la biodiversidad. Consta de Zonas Especiales de Conservación (ZEC) establecidas de acuerdo con la Directiva Hábitat y de Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) designadas en virtud de la Directiva Aves. [56]

- Se hace uso de la herramienta Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas (SIGPAC)⁹, que permite identificar geográficamente las parcelas declaradas por los agricultores y ganaderos, en cualquier régimen de ayudas relacionado con la superficie cultivada o aprovechada por el ganado.

Esta herramienta permite introducir capas de filtros para conocer el uso de las parcelas, como por ejemplo si son pastos permanentes, incluso si pertenecen a las zonas de Red Natura 2000.

Se utiliza para para estudiar la viabilidad de la parcela a seleccionar, permitiendo conocer la superficie, la pendiente, el uso del suelo, entre otros. Además, se puede descargar toda la información relativa a la parcela.

- Se hace uso de la herramienta Sede Electrónica del Catastro¹⁰ para seleccionar a través de la referencia catastral de una parcela, la información de la parcela en formato kml para introducirla en Google Earth.
- Se hace uso de la herramienta Google Earth para introducir la parcela seleccionada y estudiar las distancias al suministro de biomasa, estudio de la disponibilidad del recurso de agua, accesibilidad a las infraestructuras de suministro, distancia a los núcleos urbanos, distancias a las infraestructuras eléctricas, etc.
- Por último, se hace uso de la información del gestor de la red de distribución en esa zona, en este caso Endesa, para conocer las capacidades de acceso en nodos de red. [57]

5.3.1 Emplazamiento

La central se ubica en el municipio de Jabalquinto, en la provincia de Jaén. Se muestra la Fig. 5.18 con la ubicación.



Fig. 5.18 Mapa del término municipal de Jabalquinto en la provincia de Jaén [58]

⁹<https://www.mapa.gob.es/es/agricultura/temas/sistema-de-informacion-geografica-de-parcelas-agricolas-sigpac-/default.aspx>

¹⁰ Registro administrativo dependiente del Estado en el que se describen los bienes inmuebles rústicos, urbanos y de características especiales, <https://www.sedecatastro.gob.es/>

Se muestra en la Fig. 5.19 un mapa con la ubicación de la parcela seleccionada, entre los términos municipales de Jabalquinto y Mengíbar identificados, además del río Guadalquivir.



Fig. 5.19 Mapa de Google Earth con los alrededores de la parcela de la planta [Elaboración propia]

La parcela seleccionada se encuentra mostrada en la Fig. 5.20, extraída de la herramienta SigPac.



Fig. 5.20 Mapa de la identificación geográfica de la parcela 23049A02000041YA [53]

La parcela se encuentra en el polígono 20, parcela 41 y su referencia catastral es 23049A02000041YA. La superficie es de 2,6046 ha y su uso es de Tierras Arables, pero no hay ningún cultivo. La pendiente es de 3,4% lo que facilita el movimiento de las tierras.

Las coordenadas de la parcela mostradas en la Fig. 5.20 son Latitud 38° 0' 9.05" N y Longitud 3° 47' 55.48" W.

Se muestra la consulta de la parcela extraída de la herramienta en la Fig. 5.21.



La siguiente información es la vigente en SigPac a fecha : 16/01/2023

Fecha de vuelo: 07/2022

Fecha de la cartografía catastral (1): 14/6/2018

Datos parcela							
Provincia	Municipio	Agregado	Zona	Poligono	Parcela	Superficie (ha)	Referencia Catastral
23 - JAEN	49 - Jabalquinto	0	0	20	41	2,6046	23049A02000041YA

Recinto	Superficie (ha)	Pendiente (%)	Uso	*Subv (%)	*Subv (ha)	Coef.Regadío	Incidencias	Región
3	2,3953	3,40	TA - TIERRAS ARABLES			100	14,188,221	9 (2)
5	0,1845	5,00	TA - TIERRAS ARABLES			0	199	3 (2)
6	0,0248	6,50	IM - IMPRODUCTIVOS			0		

(*) Subvencionabilidad en pastos.

Fig. 5.21 Consulta de la parcela de la planta (23049A02000041YA) [53]

Se garantizan a continuación que la ubicación seleccionada cumple con los requisitos mencionados anteriormente:

- Seguridad de aprovisionamiento del combustible. Existen 2 suministradores de huesos de aceituna que se encuentran en un radio de 15km, Garzón Green Energy y Axpo Linares. Se muestra en la Fig. 5.22.



Fig. 5.22 Mapa de Google Earth con un radio de 15km de los suministradores a la planta [Elaboración propia]

Además, en las proximidades de la planta se encuentran las instalaciones de una Almazara, Acesur. Se podría valorar que esta instalación fuese la suministradora del

hueso de aceituna, y realizar los tratamientos previos de secado y limpieza en la central.
(Fig. 5.23)



Fig. 5.23 Mapa de Google Earth con una Almazara cercana a la planta [Elaboración propia]

- Comunicaciones de carretera. La central se encuentra ubicada en una zona con excelente accesibilidad, a través de las carretera A-44, E-902 y JA-4101. Además, cuenta con varios caminos.
- Suministro de agua. La central se encuentra a menos de 1km de distancia del Río Guadalquivir, garantizando su abastecimiento de agua.
- Mínimo impacto fauna/flora. No se encuentra en ninguna zona protegida categorizada en Red Natura 2000, como se muestra en la Fig. 5.17.
- Mínimo impacto a los núcleos urbanos. Los municipios cercanos son Jabalquinto (7km) y Mengíbar (4km).
- Infraestructuras energéticas existentes. A través del mapa del sistema eléctrico ibérico, se estudia las líneas eléctrica y subestaciones de la zona. Se muestra la zona de estudio en el mapa en la Fig. 5.24.

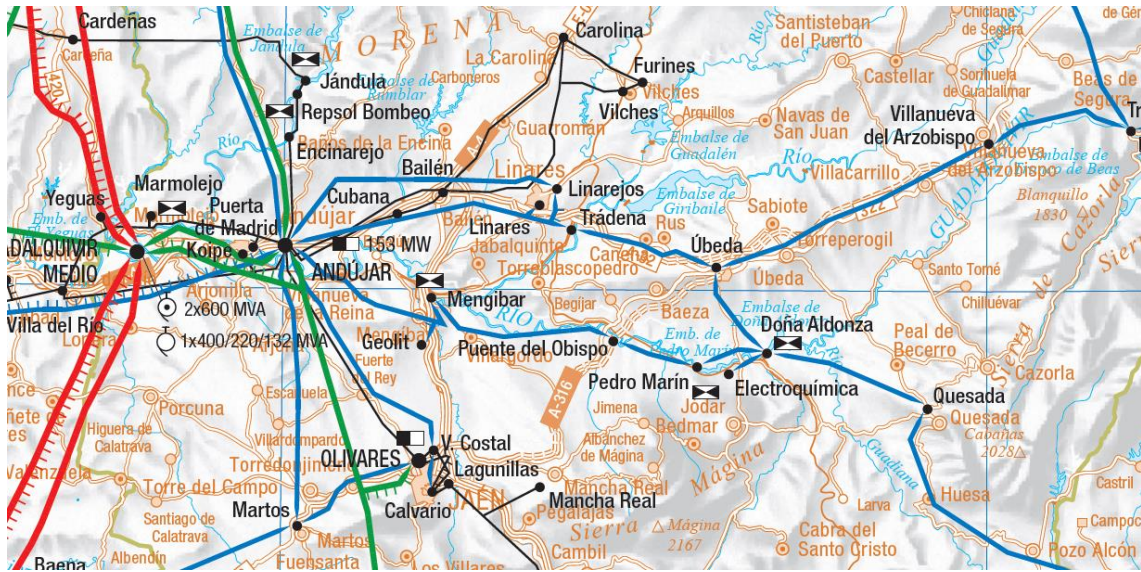


Fig. 5.24 Mapa del sistema eléctrico español [60]

- Capacidades de acceso. Al tratarse de una instalación de generación de energía a media tensión, el acceso favorable es aquel a 15, 20, 25 o 66 kV. El distribuidor de la zona es Endesa, por lo que a través de la información de sus capacidades de acceso a los nodos de distribución, se analiza las posibilidades de conexión a la red eléctrica.

Se muestra en la Fig. 5.25 el mapa con los nodos de distribución de Endesa.



Fig. 5.25 Mapa de capacidades de Endesa [57]

Las subestaciones más próximas a la central son Mengíbar de 132 y 25 kV, y Geolit de 132 y 20 kV.

Se muestra en la Fig. 5.26 la distancia desde la parcela a la subestación Mengíbar, que son 2 km.



Fig. 5.26 Mapa de Google Earth con la subestación cercana a la planta [Elaboración propia]

Capítulo 6
DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL CICLO



6. DISEÑO Y SIMULACIÓN DE LA CENTRAL

En este capítulo se diseña la central, diferenciando cada uno de los sistemas que componen la componen, así como los equipos que lo forman. Además, se seleccionan los equipos principales de la planta. Por último, se presentan los resultados obtenidos de la simulación del ciclo termodinámico en *CyclePad*.

6.1 Diseño de la central termoeléctrica de biomasa

Tras estudiar los diferentes sistemas y equipos que conforman una central de biomasa de generación eléctrica, se procede al diseño y selección de los componentes.

La central está formada por el conjunto de varios sistemas que dan servicio al proceso principal, que se trata del ciclo agua – vapor para la generación de energía. Estos sistemas comienzan con la recepción y alimentación de la biomasa a la caldera, donde se produce la combustión de esta. En esta combustión se generan unos gases que deben ser tratados previamente a su salida a la atmósfera. Para ello se requiere de un sistema de tratamiento de gases. Por último, el ciclo termodinámico requiere de agua y de refrigeración para operar, haciendo uso de los sistemas de refrigeración y de tratamiento de agua.

Se muestra en la Fig. 6.1 un diagrama con los sistemas que conforman la central.

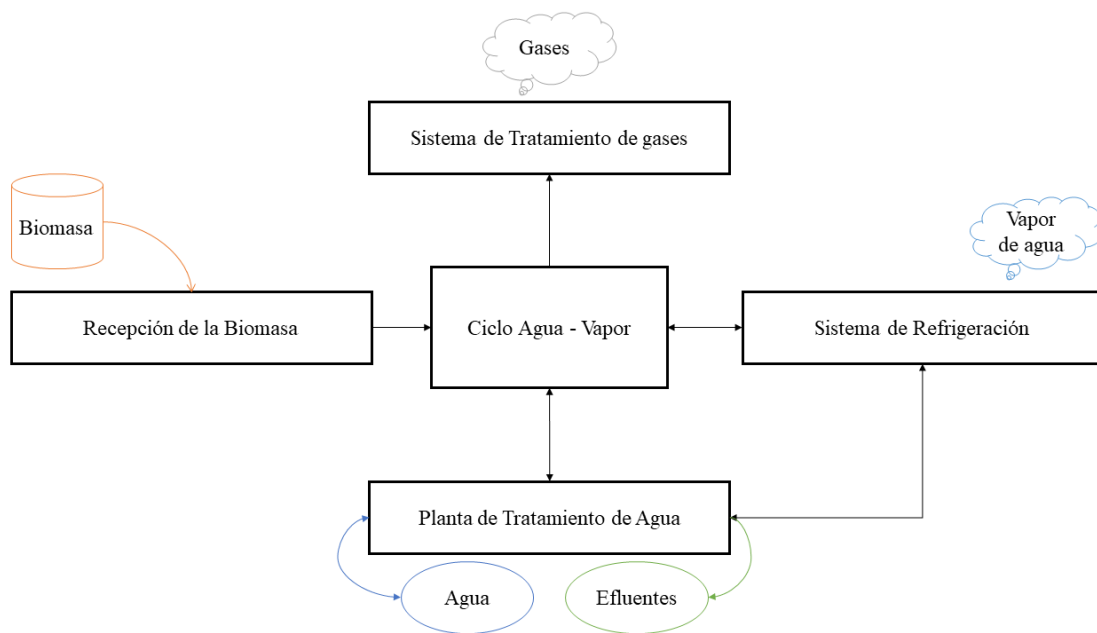


Fig. 6.1 Diagrama de bloques de los sistemas que comprenden la planta [Elaboración propia]

A continuación, se procede al diseño de cada uno de los sistemas.

6.1.1 Sistema de recepción y alimentación de biomasa

La biomasa se adquiere de los proveedores mencionados, quienes se encargan del servicio de entrega a la central. El transporte se realiza por carretera y la recepción de esta se almacena en una nave almacén techada y cerrada con el objetivo de garantizar que la materia no se vea afectada por la climatología.

En la nave se habilitan zonas de descarga y zonas de almacenamiento del hueso de aceituna, que se realiza de forma manual con vehículos dedicados. A través de un pulmón de biomasa instalado en el almacén, se alimenta un tornillo sinfín que transporta la biomasa desde el almacén hasta el depósito intermedio, el silo. Este pulmón se alimenta de manera manual. El silo es el depósito que alimenta de manera directa a la caldera, a través de un tornillo sinfín de manera automatizada.

Se muestra en la Fig. 6.2 un esquema del sistema de alimentación de biomasa a la caldera.

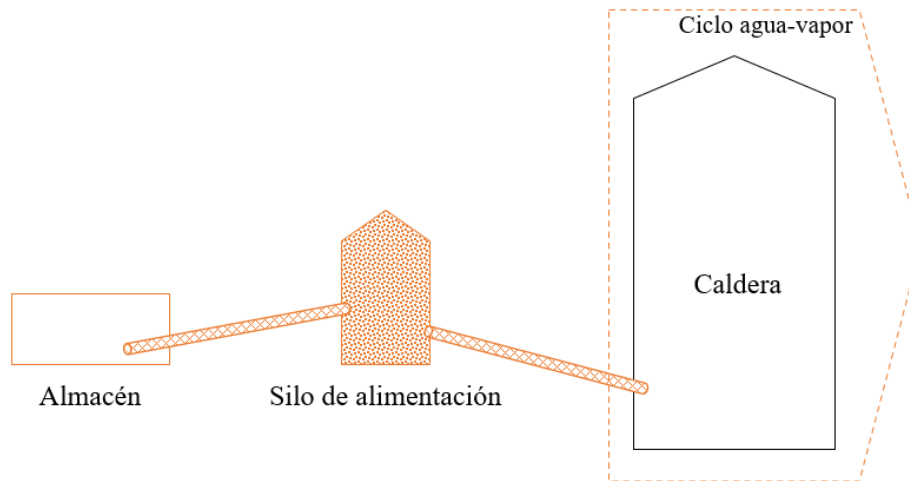


Fig. 6.2 Esquema del Sistema de Alimentación de Biomasa [Elaboración propia]

La nave de almacenamiento tiene una superficie de 1.200 m^2 .

El silo escogido es un silo con tolva metálica, para realizar la alimentación del hueso de aceituna a la caldera a través del tonillo sinfín. La capacidad del silo es de 1.450 m^3 . Se muestra un esquema del silo en la Fig. 6.3 y sus características principales en la Tabla 6.1.

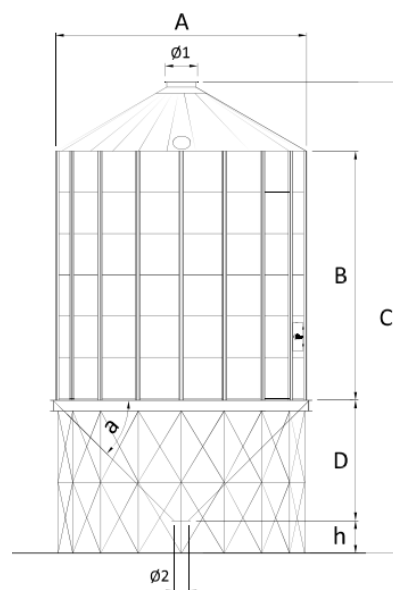


Fig. 6.3 Esquema de silo con tolva T-45-400 [61]

Tabla 6.1 Características técnicas de silo con tolva T-45-400 [61]

Características Técnicas	
Silo Ø A [m]	12,23
Salida Ø2 [mm]	400
Altura de la tolva D [m]	6,12
Altura del techo [m]	3,47
Volumen [m^3]	1.450

6.1.2 Ciclo agua – vapor

El ciclo Rankine diseñado se compone por la caldera de combustión, la turbina de vapor, el condensador, dos bombas de impulsión y un desgasificador. Se realiza una extracción intermedia de vapor de la turbina para alimentar al desgasificador del ciclo. Se muestra en la Fig. 6.4 el esquema del ciclo.

El ciclo se instala dentro de la nave de generación, que posee una superficie de $1.500 m^2$.

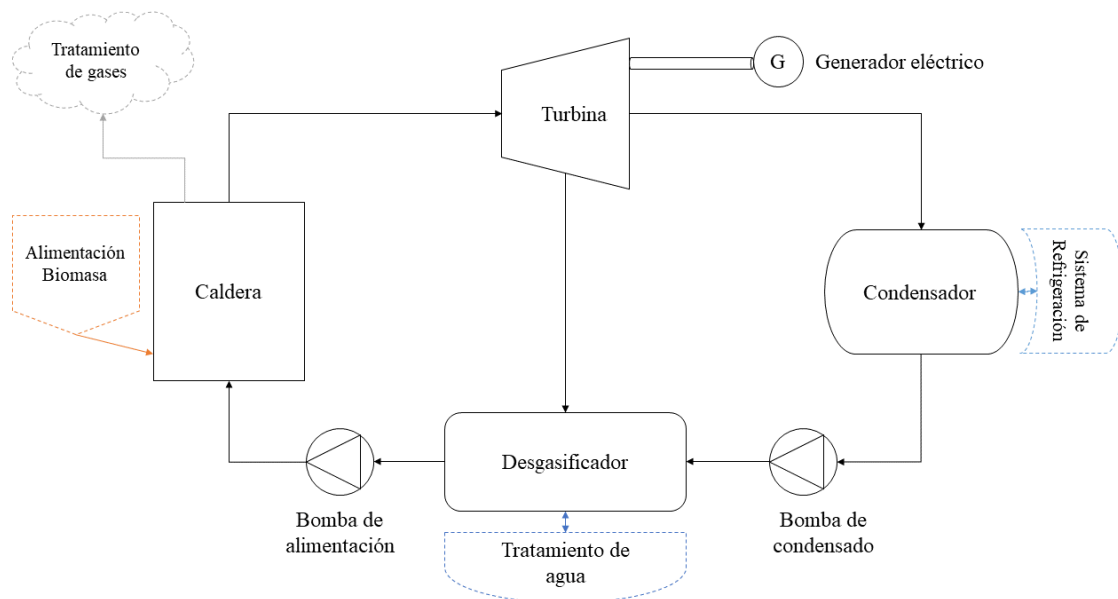


Fig. 6.4 Esquema del ciclo agua – vapor [Elaboración propia]

➤ Caldera

La caldera de vapor seleccionada es de tipo acuotubular, que se caracteriza por que es el agua el que circula por el interior de los tubos que forman el circuito de transferencia de calor, a diferencia de las piro-tubulares. Además, estas últimas están limitadas por su presión de trabajo que no asciende de los 20 bares. Es por ello por lo que el tipo de caldera escogido es acuotubular.

La tecnología de combustión escogida es de parrilla de empuje con circulación natural, donde el combustible se introduce con el empuje de pistones. El aire primario se introduce en el hogar en la zona inferior de la parrilla, mientras que el aire secundario se introduce

en dos puntos encima de la cámara de combustión. Está equipada con sobrecalentador, evaporador y economizador.

En cuanto al tratamiento de los gases de combustión, se emplea un separador ciclónico y filtros de mangas, antes de ser expulsados por la chimenea.

La extracción de las cenizas se realiza de dos formas, distinguiendo entre las cenizas producidas en la caldera, y las que se generan en el economizador y en el tratamiento de gases. Las cenizas de la parrilla y caldera se eliminan mediante un sistema húmedo mientras que en el resto se emplea un sistema seco.

Se escoge al proveedor *Standardkessel* en base a su experiencia y amplia variedad de soluciones. Las especificaciones técnicas de la tecnología empleada se muestran en la Tabla 6.2 y en la Fig. 6.5 un esquema de la caldera.

Tabla 6.2 Características técnicas de caldera de parrilla fija Standardkessel [62]

Características Técnicas	
Potencia térmica máx. [MW]	100
Producción de vapor [t/h]	160
Presión de trabajo máx. [bar]	100
Temperatura máx.-. [°C]	Hasta los 525

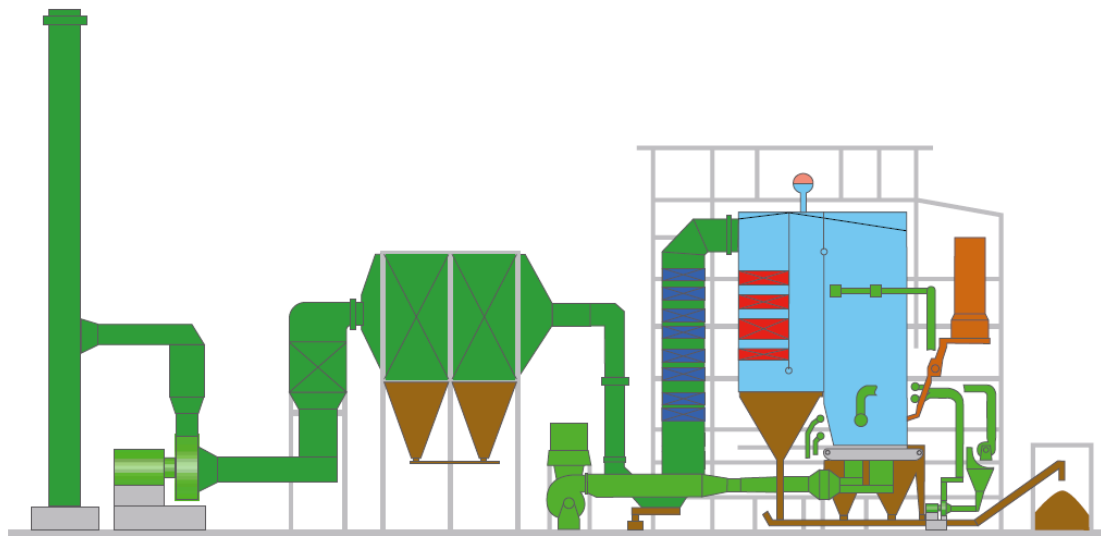


Fig. 6.5 Esquema de la caldera acuotubular Standardkessel [62]

➤ Turbina

La turbina seleccionada es una turbina de condensación del suministrador Siemens Energy, con una potencia máxima eléctrica de 11 MW. Sus condiciones de operación son 65 bar de presión máxima y hasta 500 °C de la entrada del vapor a la turbina.

Se trata de una turbina con una única carcasa, con varias posibles extracciones controladas, y además posee varias entradas de válvulas.

Las aplicaciones típicas de esta turbina son entre otras, para plantas termoeléctricas a partir de residuos. Posee una relación de eficiencia alta en comparación con su precio.

Se muestran sus características principales en la Tabla 6.3 y una imagen del modelo en la Fig. 6.6 Turbina D-R-B Siemens

Tabla 6.3 Características técnicas de turbina de vapor modelo D-R-B de Siemens Energy [63]

Características Técnicas	
Potencia eléctrica máx. [MW]	11
Velocidad [rpm]	9.500
Presión de vapor de entrada máx. [bar]	65
Temperatura de vapor de entrada máx. [°C]	500
Presión de condensación [bar]	0.05-0.1

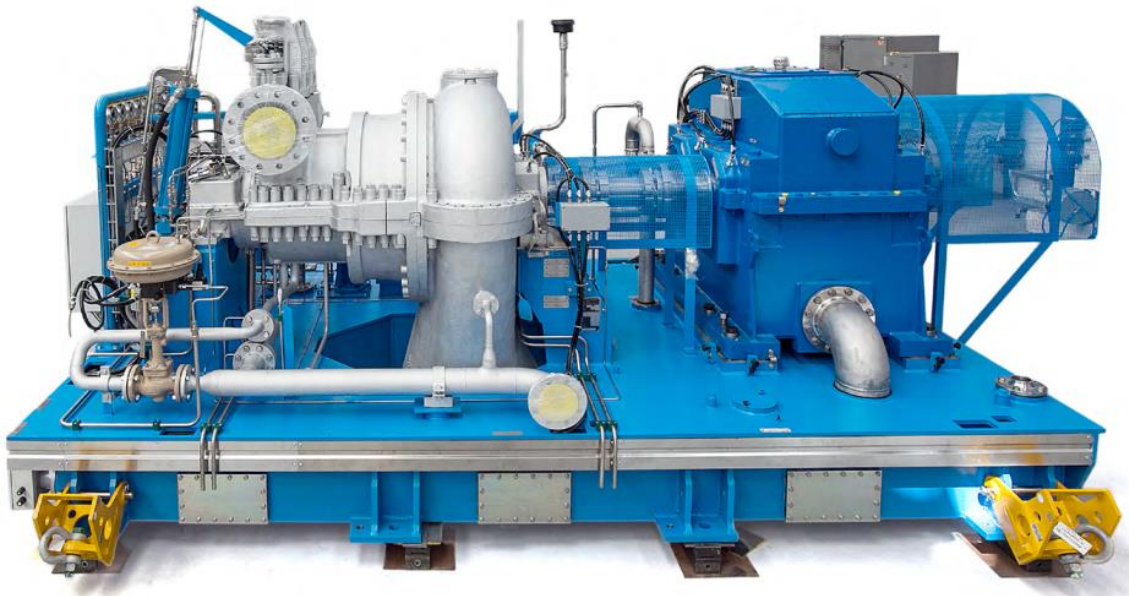


Fig. 6.6 Turbina D-R-B Siemens [63]

➤ **Generador**

Con el objetivo de garantizar un correcto acoplamiento entre la turbina y el generador, se escoge el modelo de la serie SGen5-100 de Siemens Energy, como especifica el proveedor de ser el generador para aplicaciones de biomasa.

El tipo de generador que se emplean en estas centrales, son generadores de corriente alterna trifásicos con tensiones desde los 1,5kV hasta los 15kV, normalmente.

Se muestra en la Tabla 6.4 las características del generador, y en la Fig. 6.7 una imagen del equipo.

Tabla 6.4 Características técnicas de generador SGen5-100 de Siemens Energy [64]

Características Técnicas	
Frecuencia	50 Hz
Potencia aparente	25 MVA
Eficiencia	98,5%
Factor de potencia	0,8
Tensión	6,3 kV – 15,75 kV

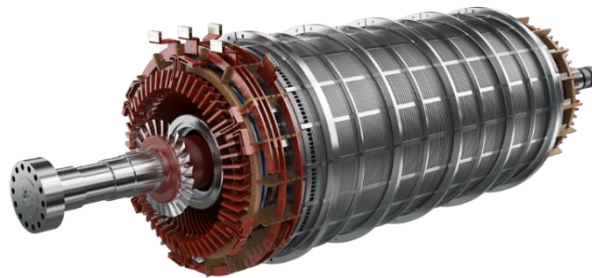


Fig. 6.7 Generador SGen5-100 de Siemens Energy [64]

6.1.3 Sistema de refrigeración

El sistema de refrigeración es un sistema de ciclo semiabierto con torre de refrigeración de tiro inducido y se emplea para refrigerar el agua que se calienta en el condensador. Está formado por la torre de tiro inducido, dos bombas de impulsión para el agua de entrada y de retorno, y la entrada de agua de reposición que proviene de la planta de tratamiento de agua.

Se muestra en la Fig. 6.8 el esquema del ciclo nombrado.

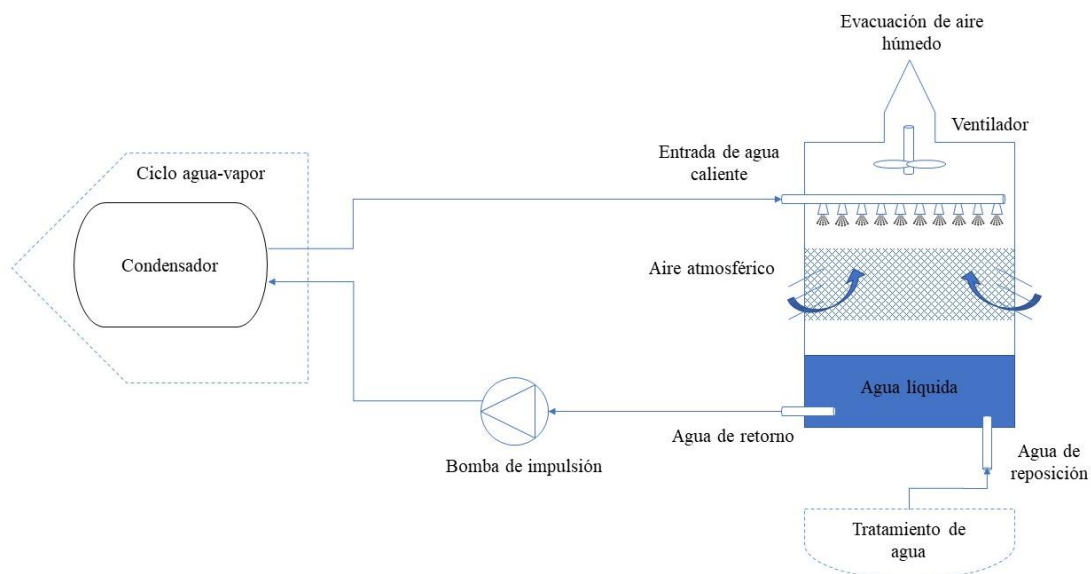


Fig. 6.8 Esquema del ciclo de refrigeración [Elaboración propia]

Se selecciona la torre de refrigeración EWK 6200. Se caracteriza por ser una torre de gran caudal en circuito abierto, compactas y pre-montadas en fábrica. La potencia de disipación nominal es de 10.234,2, por lo que se necesitan dos torres de refrigeración del modelo mencionado.

La instalación de las torres se realiza al exterior en la parcela, cercanas a la nave de generación.

La descripción técnica de la torre se resume a continuación:

- La estructura está formada por una carcasa compacta, autoportante, fabricada completamente en poliéster reforzado con fibra de vidrio, siendo altamente resistente a todos los ambientes corrosivos.
- El sistema de distribución de agua está formado por varios tubos de polipropileno.
- El separador de gotas son paneles de polipropileno, e impiden que el ventilador se lleve parte de gotas al exterior.
- El material de relleno también son paneles de polipropileno con tratamiento anti-legionella SANIPACKING®.
- El ventilador es de tipo axial, con un diámetro de 3550 mm.
Se requieren dos motores de 30 kW de potencia, acoplados a los ventiladores.
- En cuanto al nivel de ruido generado por los equipos, tiene una potencia sonora de 108 dB y a 20 metros son 74 dB.

En el plano nº4 se muestra el equipo de la torre de refrigeración, especificando sus dimensiones.

Las características técnicas y condiciones de operación se muestran en la Tabla 6.5 Características técnicas de torre de refrigeración EWK 6900 .

Tabla 6.5 Características técnicas de torre de refrigeración EWK 6900 [65]

Características Técnicas	
Caudal de agua en circulación	1720,0 m ³ /h
Temperatura de entrada del agua a la Torre	35,00 °C
Temperatura de salida del agua de la Torre	30,00 °C
Temperatura de diseño de bulbo húmedo	24,00 °C
Presión necesaria a la entrada de la torre	0,58 bar
Cantidad de calor a disipar	10.000,0 kW
Pérdidas por evaporación	4,08 l/s
Pérdidas por arrastre	0,009556 l/s
Tipo de relleno	FKP 312 Sanipacking®
Número de motoreductores	2
Potencia instalada	30,0 kW

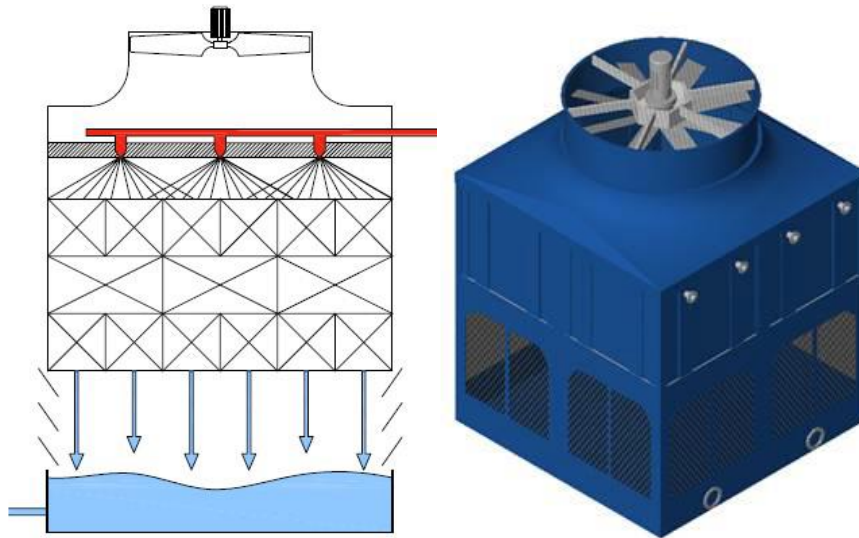


Fig. 6.9 Torre de refrigeración EWK – modular [65]

6.1.4 Sistema de tratamiento de agua

El sistema de tratamiento de agua es esencial para el funcionamiento de la planta. Comienza desde la captación del recurso desde la fuente seleccionada, en este caso el Río Guadalquivir, hasta el uso en la planta en los diferentes sistemas tras sufrir varios procesos.

Se muestra en la Fig. 6.10 el esquema que muestra los diferentes procesos por los que se somete al agua para su uso en la planta.

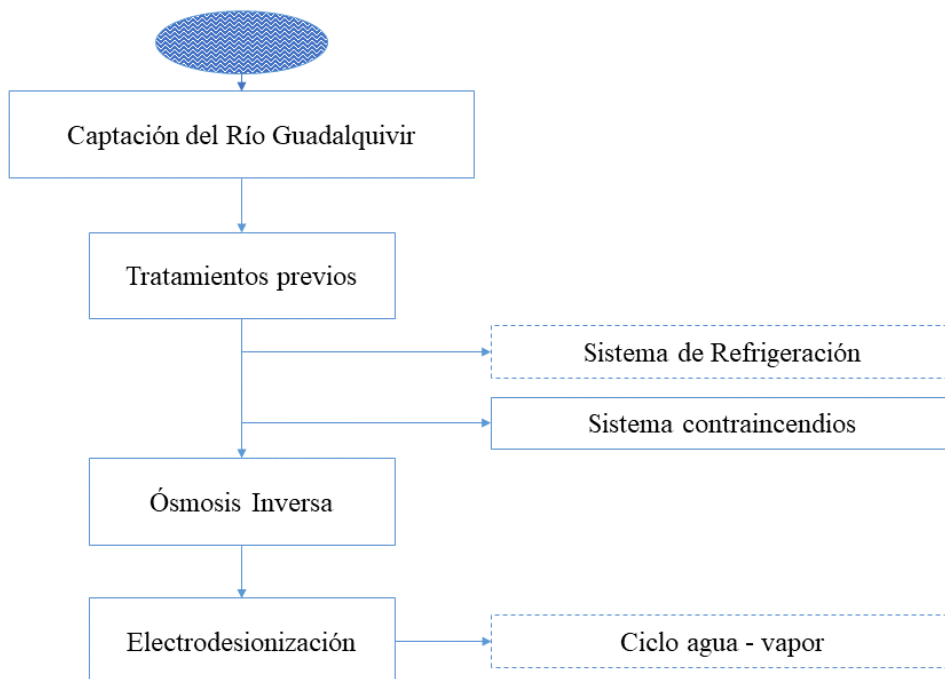


Fig. 6.10 Esquema del Sistema de Tratamiento de agua [Elaboración propia]

La captación se realiza a través de un grupo de bombeo que lleva el agua desde el río hasta la planta, cuya distancia es menor a 1km.

Tras la captación, se analiza el agua para cometerla a los tratamientos previos. En primer lugar se realiza una ultrafiltración además de la adición de diversos compuestos para ablandar el agua. Esta agua alimenta la balsa del sistema de refrigeración, además de otros servicios auxiliares como el sistema contraincendios.

A continuación se somete el agua a un doble paso de ósmosis inversa, para la correcta eliminación de sales.

Por último, el proceso de electrodesionización se emplea para poder utilizar esta agua en el ciclo agua – vapor. Una vez que se obtiene esta agua electrodesionizada, se almacena en el tanque de alimentación o desgasificador.

Se diseñan en la parcela dos balsas de agua, una para el sistema de tratamiento de aguas, y otra para la planta de tratamiento de efluentes.

6.1.5 Sistema de tratamiento de gases

Finalmente, el sistema de tratamiento de gases es un sistema acoplado a la caldera de combustión, con el objetivo de controlar los gases antes de su emisión a la atmósfera por la chimenea. Del sistema de depuración de gases está formado por dos filtros de mangas y un separador ciclónico entre los filtros y la caldera. Se muestra el esquema en la Fig. 6.11.

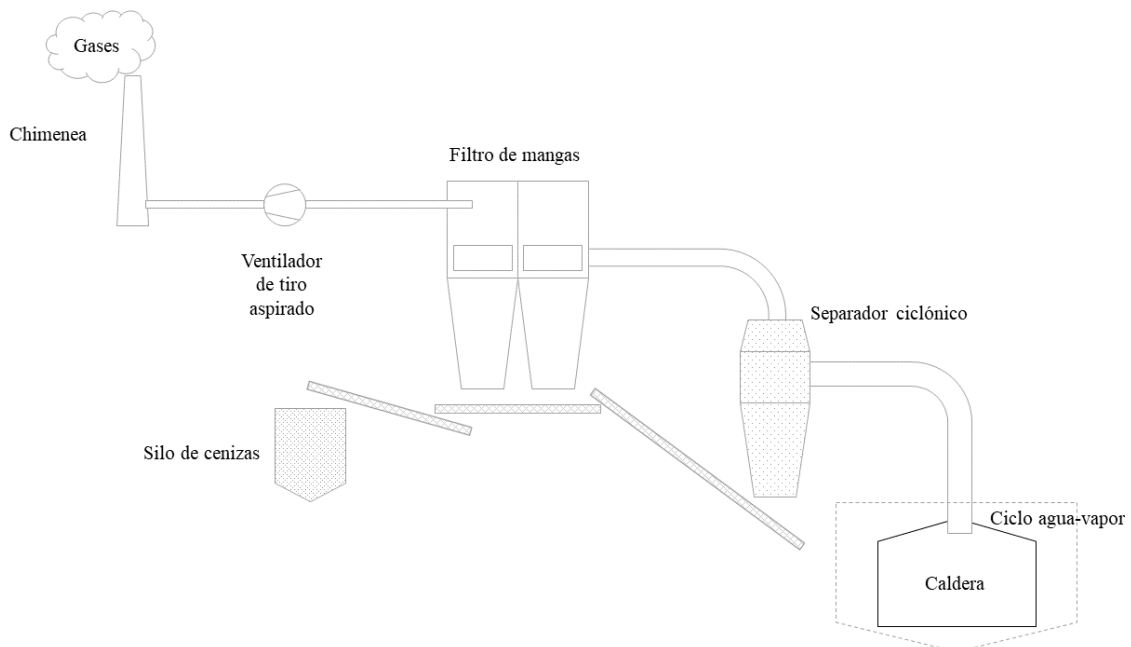


Fig. 6.11 Esquema del Sistema de Tratamientos de Gases [Elaboración propia]

Estos equipos de tratamiento de gases se acoplan a la caldera seleccionada, que que cuenta con ellos.

6.2 Resultados de la simulación del ciclo

Con el objetivo de diseñar y simular el ciclo de la central termoeléctrica, se ha utilizado la herramienta *CyclePad*. El procedimiento realizado se muestra en detalle en el apartado 7.1 Cálculos y simulación del ciclo Rankine.

El diagrama del ciclo diseñado está formado por el ciclo principal de agua – vapor, y un ciclo secundario para simular el ciclo de refrigeración del condensador. Se muestra el diagrama en la Fig. 6.12.

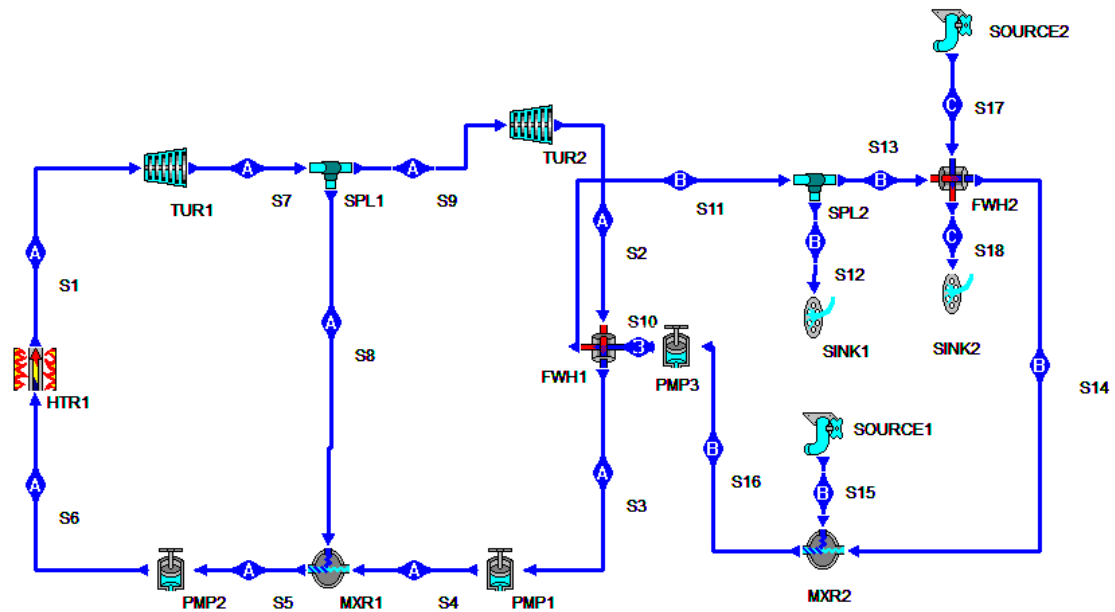


Fig. 6.12 Ciclo Rankine de la central termoeléctrica simulada en CyclePad [Elaboración propia]

El ciclo principal consta de una extracción intermedia en la turbina, una caldera, un condensador, un desgasificador y dos bombas de impulsión. El ciclo de refrigeración está formado por un intercambiador de calor como torre de refrigeración, y una fuente y sumidero de agua para simular las pérdidas, y una fuente y sumidero de aire para simular el aire de refrigeración de la torre.

Se ha diseñado el ciclo con una potencia instalada bruta de 10 MW y que opere durante 8.000h al año. La vida útil del proyecto es de 25 años.

Tras la simulación, los resultados de balance de energía y rendimiento se muestran en la Tabla 6.6.

Tabla 6.6 Resultados del balance de energía y rendimiento del ciclo [Elaboración propia]

	Potencia térmica	Potencia eléctrica	Total
Caldera	32.670 kW		
Turbina HP		5.030 kW	
Turbina LP		4.972 kW	
Bomba 1		- 8,49 kW	
Bomba 2		- 97,97 kW	
Bomba 3		- 319,3 kW	
Motores torre refrigeración		-120 kW	
Condensador	19.507 kW		
Torre refrigeración	19.434 kW		
Autoconsumo			545,56 kW
Potencia Neta			9.456 kW
Rendimiento neto			28,94 %

El ciclo se ha diseñado para obtener una potencia eléctrica de 10 MW nominales, siendo su potencia neta de 9,456 MW. El rendimiento obtenido es del 28,94 %, siendo un rendimiento acertado para el tipo de centrales de biomasa, que se suelen encontrar entre el 20 y 30%.

Los equipos que consumen energía son las bombas de impulsión y los motores de los ventiladores de las torres de refrigeración. La potencia instalada de estos equipos asciende a 545,56 kW.

La producción de energía eléctrica anual se calcula a partir de la potencia de la planta y las horas de operación de esta. Teniendo una potencia eléctrica neta de 9.456 kW y operando durante 8.000 h al año, la generación teórica máxima de producción es de 75.649,92 MWh.

Para alcanzar la potencia eléctrica especificada, el consumo de hueso de aceituna es de 59.929 toneladas al año.

El aporte regular que se realiza a la torre de refrigeración es de un caudal de 9,4 kg/s. Si la central opera durante 8.000h al año, esto supone unos 270.720.000 kg al año de agua. Se considera la densidad del agua en 997 kg/m³, por lo que el consumo de agua para la torre de refrigeración es de 271.535 m³ de agua al año.

II. CÁLCULOS



7. CÁLCULOS

En este capítulo se presentan en detalle los cálculos y procedimientos que se emplean para el diseño y simulación del ciclo termodinámico. Para el diseño final del ciclo, se han realizado varias aproximaciones iniciales, finalizando con la selección de los componentes y equipos que más se aproximen a la realidad.

Además, se calcula el combustible necesario para alimentar a la central y garantizar el suministro.

7.1 Cálculos y simulación del ciclo Rankine

El ciclo diseñado debe ser simulado mediante alguna herramienta que permita un análisis termodinámico, con el objetivo de realizar un estudio energético. Para ello, se ha hecho uso de la herramienta *CyclePad*, que ha permitido:

- Diseñar la configuración en relación con las partes del ciclo y su interconexión.
- Evaluar el diseño mediante el cálculo de las implicaciones de las suposiciones realizadas en relación a este. Estas suposiciones incluyen valores numéricos, como temperaturas y presiones, y las hipótesis de modelado, en relación con las características de los equipos, si zona diabáticos, isentrópicos, etc.
- Realizar análisis de sensibilidad para comprender cómo las diferentes opciones en el diseño afectan el rendimiento de este.
- Diferenciar entre los análisis estacionarios de ciclos cerrados o abiertos, cuyo caso del ciclo en estudio es abierto.

De esta manera, se utiliza el programa para entre otras, diseñar el ciclo con los diferentes equipos, incorporando las especificaciones de los fabricantes, determinar los caudales máximos de los fluidos empleados, consumos energéticos y generación, rendimientos del ciclo, etc.

7.1.1 Método y procedimiento

El método empleado se basa en el uso del software mencionado, además de la utilización de los conceptos de los balances de masa y energía en los equipos necesarios.

Esta simulación comprende una primera aproximación al diseño de una planta real, por lo tanto debe haber una relación entre el diseño y los equipos de implantación real. De esta manera el procedimiento a seguir es el siguiente:

- Se realiza un modelo inicial básico con el diseño del ciclo Rankine original, formado por una caldera de combustión, una turbina, un condensador y una bomba de impulsión.
- Se analiza la incorporación de los conceptos de regeneración y/o recalentamiento estudiados en la sección 4.4 Ciclo termodinámico Rankine con el objetivo de mejorar el rendimiento del ciclo.
- Se escogen los equipos principales del ciclo con las especificaciones necesarias.
- Se ajusta el ciclo con las características de los equipos seleccionados.



7.1.2 Bases de diseño y componentes del ciclo

Los equipos empleados en el diseño del ciclo son la caldera, las turbinas de vapor, el condensador, las bombas de impulsión y el desgasificador.

Para poder diseñarlo, se requiere una serie de hipótesis de diseño de los equipos y corrientes mencionados.

- Los equipos de presión como la turbina y las bombas se consideran adiabáticos.
- El condensador se considera isobárico, y el vapor de salida de la turbina condensa hasta líquido saturado, transfiriendo el calor al sistema de refrigeración. La presión de condensación suele ser menor que la de vacío, para garantizar el correcto funcionamiento, entre los 0,01 y 0,1 bares.
- Las energías cinéticas y potenciales son despreciables
- No se consideran fugas en los diversos equipos de la planta.
- En cuanto a la generación de la planta, como primera aproximación, se pretende alcanzar una generación eléctrica de la planta de entre 5 y 10 MW.
- Se debe determinar la temperatura y presión a la que sale el vapor de la caldera, antes de introducirse a la turbina. Las presiones de trabajo suelen oscilar entre los 40 y los 100 bares. Mientras que la temperatura no suele exceder de los 500 °C. [21]
- Se debe determinar las horas de funcionamiento de la planta, para evaluar la cantidad de combustible que será necesario suministrar al año. De esta manera, se define que la central opera de manera continua pero se deben considerar paradas de mantenimiento por lo que opera 8.000 horas al año.
- Los rendimientos de los equipos se deben definir, ya que posee una influencia directa sobre el rendimiento de la central. Estos son parámetros difíciles de determinar con exactitud, pero se establece un rango entre el 70 y 90 % para la turbina y las bombas. La caldera se estima entorno a un 90% de rendimiento.
- Se evalúa la realización de extracciones controladas en la turbina.
- El combustible empleado es hueso de aceituna con un tamaño nominal de 8 mm y humedad menor al 12 %.

Se procede de esta manera a diseñar y simular tres ciclos, un ciclo Rankine básico, con el objetivo de mejorar el rendimiento a través del diseño de un ciclo con regeneración, y por último, un ciclo simulando el sistema de refrigeración.

7.1.3 Ciclo Rankine básico

Como primera aproximación al diseño de la planta, se simula un ciclo Rankine básico. Los elementos que la componen son una caldera de combustión, una turbina de vapor, un condensador y una bomba de impulsión. Para su simulación se han variado los parámetros de presión y temperatura con el objetivo de alcanzar un mayor rendimiento para la producción de 5 MW.

Se muestra en la Fig. 7.1 el ciclo diseñado en CyclePad.



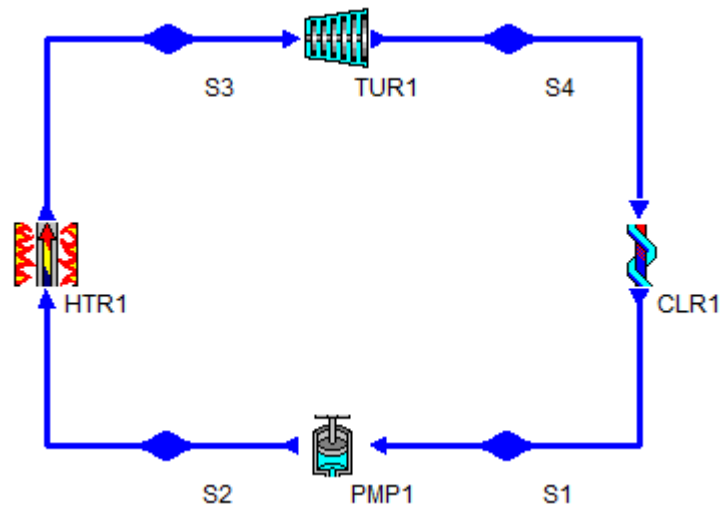


Fig. 7.1 Ciclo Rankine básico en CyclePad [Elaboración propia]

Las hipótesis del diseño de los equipos y corrientes utilizados se muestran en la Tabla 7.1 y Tabla 7.2.

Tabla 7.1 Equipos del ciclo Rankine básico [Elaboración propia]

Equipos	Diseño
Caldera	Isobárica
Turbina	Adiabática
Condensador	Rendimiento del 80%
Bomba	Adiabática
	Rendimiento del 80%

Tabla 7.2 Corrientes del ciclo Rankine básico [Elaboración propia]

Corrientes	Diseño
S1	Agua saturada
	Título de vapor 0
S2	-
S3	Temperatura 470 °C
	Presión de 80 bar
S4	Presión de condensación 0,1 bar

Tras introducir las suposiciones mencionadas, se simula el ciclo determinando que se modele como *heat engine*. Se obtienen todos los parámetros de temperatura, presión, volumen específico, energía interna específica entalpía específica y entropía específica para los cuatro corrientes, S1, S2, S3 y S4.

En cuanto a la potencia generada en el ciclo y el caudal másico que circula por el, son directamente proporcionales. Es por ello por lo que se debe determinar uno de los dos parámetros. En esta simulación, se ha determinado que la potencia generada es de 5.000 kW.

Los resultados obtenidos de las corrientes se muestran en la Fig. 7.2 y los resultados de los equipos en la Fig. 7.3.

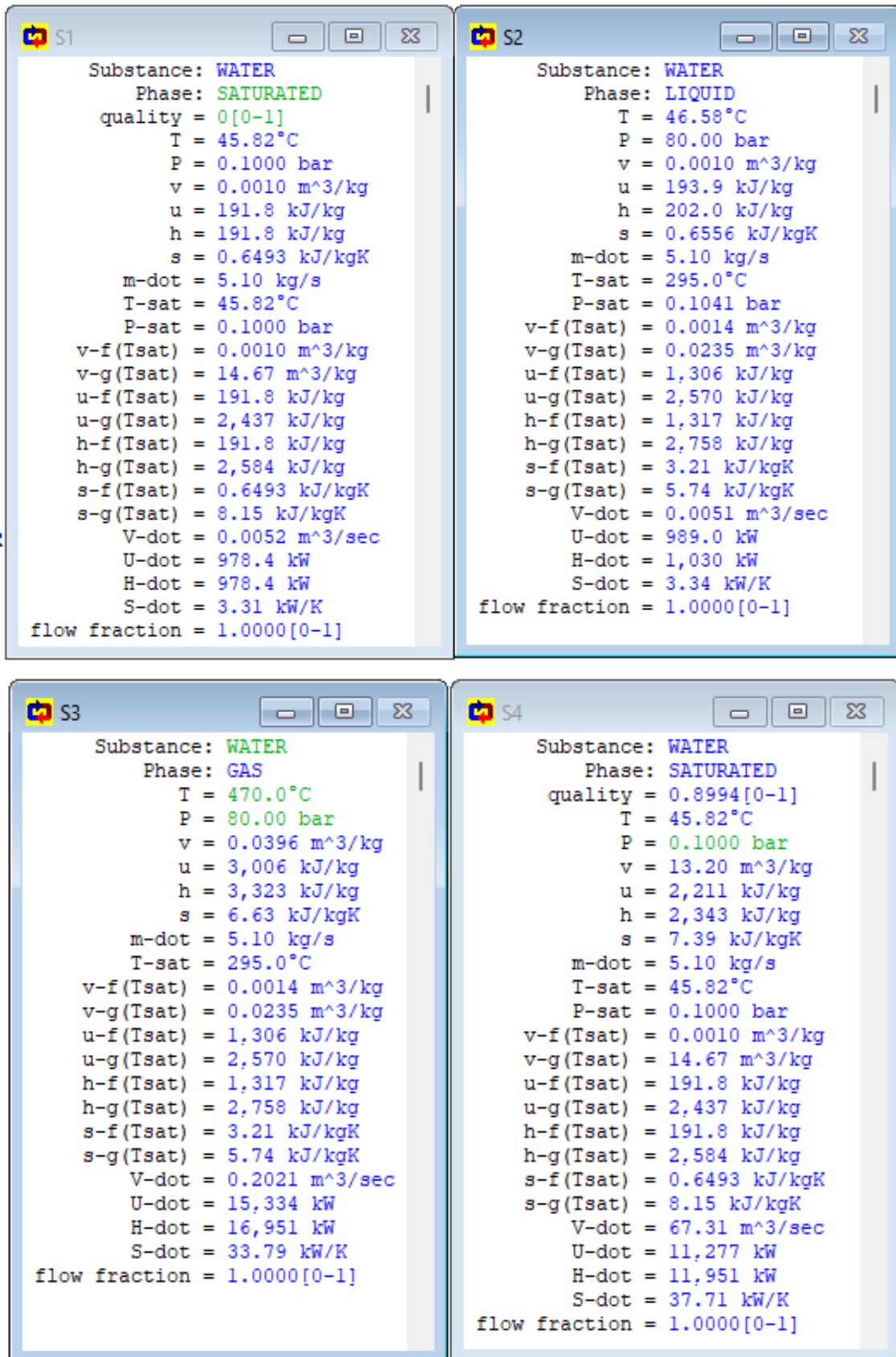


Fig. 7.2 Resultados corrientes Ciclo Rankine básico CyclePad [Elaboración propia]



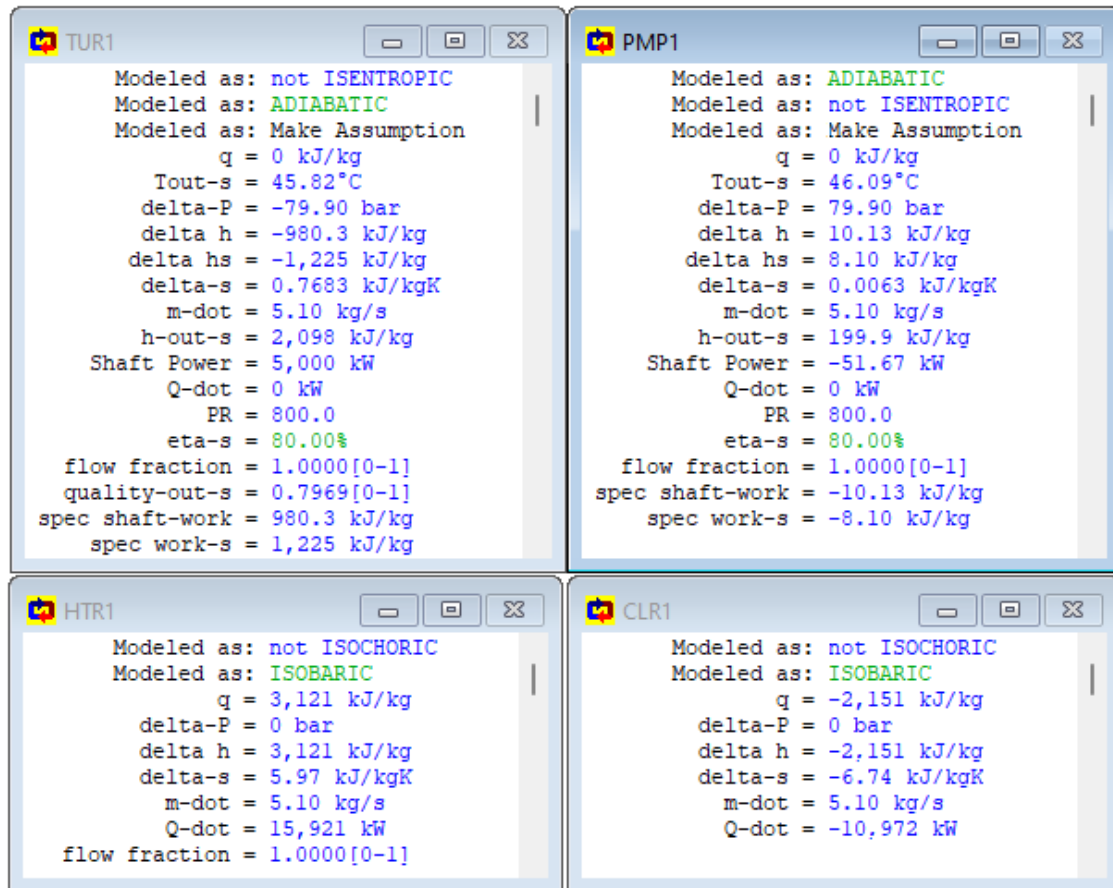


Fig. 7.3 Resultados de los equipos de Ciclo Rankine básico CyclePad [Elaboración propia]

Se muestra en la Fig. 7.4 los resultados que definen al ciclo en términos de rendimientos, potencia eléctrica generada, consumida y neta, al igual que la potencia térmica. El diagrama T-S del ciclo se muestra en la Fig. 7.5.

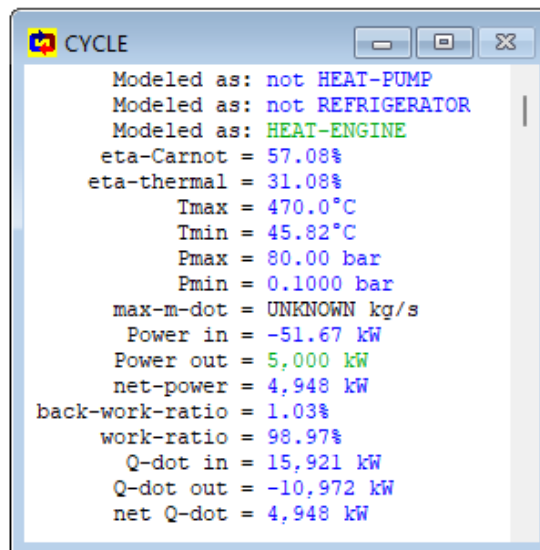


Fig. 7.4 Resultados del Ciclo Rankine Básico CyclePad [Elaboración propia]



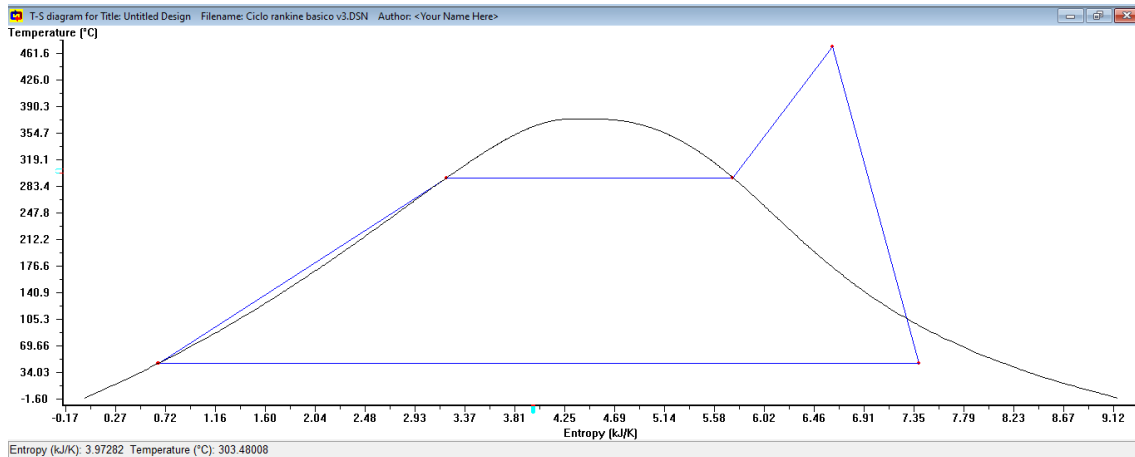


Fig. 7.5 Diagrama T-S del ciclo Rankine básico CyclePad [Elaboración propia]

En base a los resultados obtenidos, para una generación de la turbina de 5.000 kW, es necesario introducir al ciclo un caudal másico de vapor de 5.10 kg/s.

En cuanto a la potencia térmica necesaria a introducir en la caldera, teóricamente es de 15.921 kW, ya que no es posible introducir un rendimiento a la caldera. Se considera que la caldera tiene un 90% de rendimiento.

Para poder simular este parámetro, se considera que la potencia necesaria a introducir en la caldera sería de 15.921 kW si fuese del 100% y 17.690 kW considerando un 90%. Este dato se verá reflejado en la cantidad de biomasa necesaria para generar esa potencia térmica.

Por lo tanto, el rendimiento real no es el obtenido en la simulación ya que no tiene en cuenta el rendimiento de la caldera. El cálculo del rendimiento real del ciclo se calcula en base a la siguiente ecuación:

$$\eta_{ciclo} = \frac{W_{neto}}{Q_{in}}$$

Por ello se calcula el rendimiento real del ciclo que es la fracción de la potencia eléctrica neta obtenida, 4.948 kW, entre la potencia térmica necesaria, 17.690 kW.

El rendimiento del ciclo es de 27,97%.

7.1.4 Ciclo Rankine con regeneración

Con el objetivo de mejorar el rendimiento del ciclo Rankine básico diseñado, se realizan modificaciones en el ciclo. Se realiza una extracción controlada en la turbina, incorporando un desgasificador y una bomba de impulsión adicional al sistema.

Además, se aumenta la generación del ciclo a 10 MW de potencia eléctrica.

Se muestra el diseño del ciclo Rankine con una extracción en la Fig. 7.6.

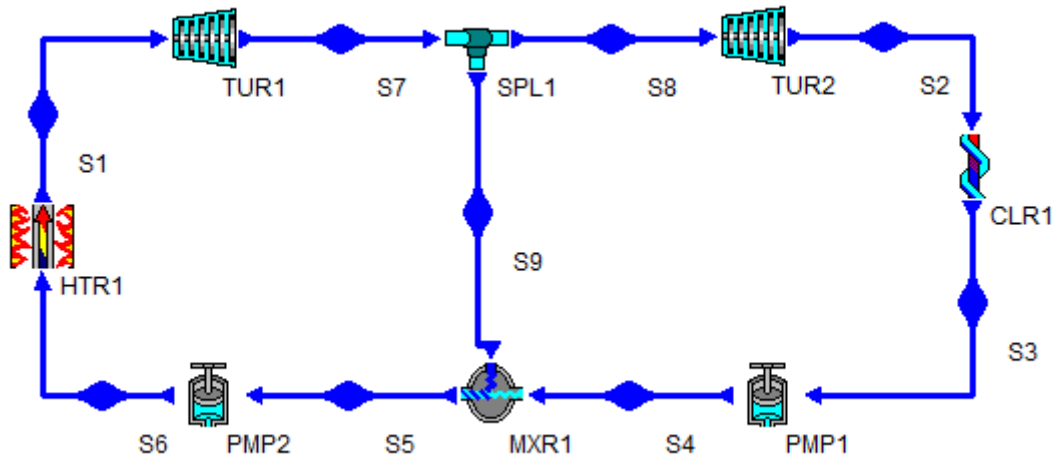


Fig. 7.6 Ciclo Rankine con extracción en CyclePad [Elaboración propia]

Respecto a la caldera, es un elemento que suele sufrir pérdidas de carga aun siendo ligeras en sus tuberías. Es por ello por lo que se introduce una pérdida de carga en el equipo de 6 bares para simular un escenario más real. El rendimiento de la caldera se establece en un 90%, pero que se tendrá en cuenta tras la simulación, por la limitación del programa de introducir rendimiento en este equipo. La corriente introducida posee una temperatura de 480 °C y una presión de 80 bares.

El equipo de la turbina se divide en dos para simular la extracción, en turbina de alta presión y turbina de baja presión, introduciendo un elemento como separador de corrientes. La fracción extraída la calcula el programa, mientras que es necesario determinar la presión de extracción de esta.

En cuanto a los intercambiadores de calor, el condensador es isobárico, y su presión de condensación se mantiene en 0,1 bares. El desgasificador también es isobárico, y permite aumentar la temperatura del agua de entrada a la caldera.

Existen dos bombas, la de condensación y la de alimentación, ambas son adiabáticas y la corriente introducida es agua saturada con un título de vapor 0.

Se recogen las características de diseño de los equipos y de las corrientes en la Tabla 7.3 y Tabla 7.4.

Tabla 7.3 Hipótesis de los equipos del ciclo Rankine con extracción [Elaboración propia]

Equipos	Diseño
Caldera	Pérdida de carga de 6bar
Turbina HP	Adiabática Rendimiento del 80%
Turbina LP	Adiabática Rendimiento del 80%
Condensador	Isobárico
Bomba de condensado	Adiabática Rendimiento del 80%

Bomba de alimentación	Adiabática
	Rendimiento del 80%
Separador	Corrientes de mismos valores
Desgasificador	Isobárico

Tabla 7.4 Hipótesis de las corrientes del ciclo Rankine con extracción [Elaboración propia]

Corrientes	Diseño
S1	Temperatura 480 °C
	Presión de 80 bar
S2	Presión de condensación 0,1 bar
S3	Agua saturada
	Título de vapor 0
S4	-
S5	Agua saturada
	Título de vapor 0
S6	-
S7	Presión de extracción 11,95 bar
S8	-
S9	-

Para determinar la presión de extracción de corriente S7, se ha realizado un análisis de sensibilidad para estudiar la relación entre el rendimiento del ciclo y la presión de extracción. Se muestra en la Fig. 7.7 la gráfica que relaciona el rendimiento del ciclo con la variación de la presión de extracción de la corriente S7.

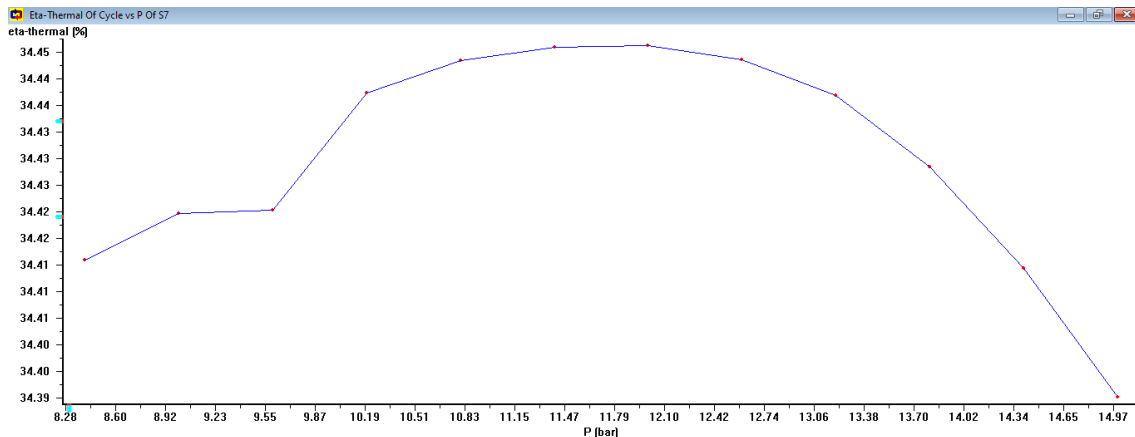


Fig. 7.7 Gráfica del rendimiento del ciclo vs la presión de extracción [Elaboración propia]

Se determina que el mayor rendimiento del ciclo se obtiene con una presión de extracción de 11,95 bares.

Tras simular el ciclo con los datos mencionados, se obtienen todos los parámetros de entalpías de las corrientes. Pero es necesario determinar cuál es el flujo másico de vapor que circula por el ciclo, para completar la simulación. Para ello se calcula realizando un balance de energía en las turbinas, con la siguiente ecuación:



$$\frac{\dot{W}}{\dot{m}} = (h_1 - h_7) + (1 - y) \cdot (h_7 - h_2)$$

Siendo,

\dot{W} la potencia eléctrica generada por las turbinas en kJ/s .

\dot{m} es el flujo másico de vapor en kg/s .

h_x son las entalpías de las corrientes en kJ/kg .

y es la fracción de flujo másico extraído en la turbina, que es de 0,22 según la simulación.

De esta manera, se sustituyen los valores obtenidos de entalpía en esos puntos:

$$\frac{\dot{W}}{\dot{m}} = (3.349 - 2.940) + (1 - 0,22) \cdot (2.940 - 2.327)$$

Estableciendo una potencia 10.000 kW, el caudal de vapor necesario es de 11,27 kg/s .

Una vez introducido el caudal necesario, se muestran los resultados de las corrientes en la Fig. 7.8, los resultados de los equipos en la Fig. 7.9 y por último, los resultados del ciclo en la Fig. 7.10.



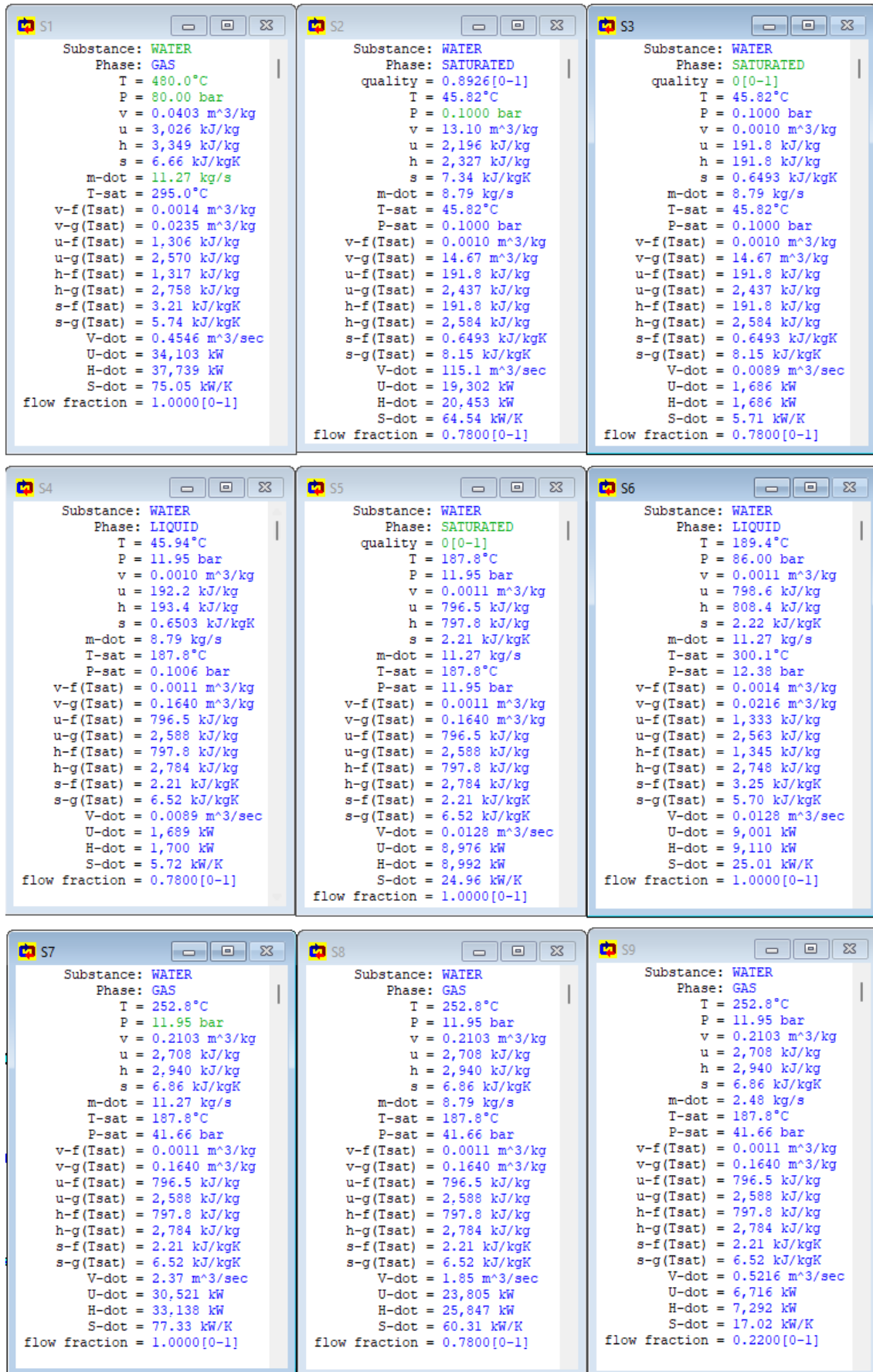


Fig. 7.8 Resultados de las corrientes de Ciclo Rankine con extracción CyclePad [Elaboración propia]



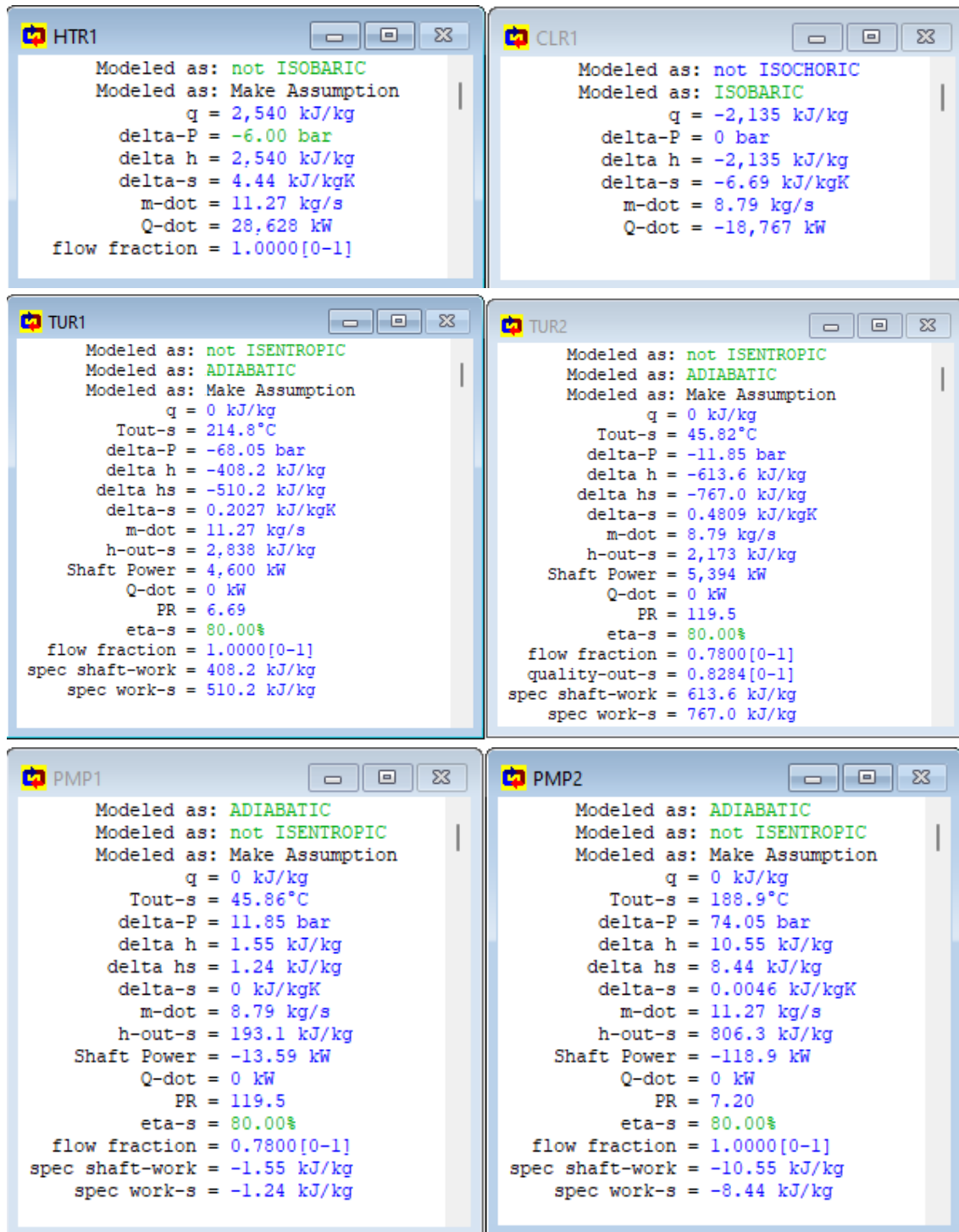


Fig. 7.9 Resultados de los equipos de Ciclo Rankine con extracción CyclePad [Elaboración propia]

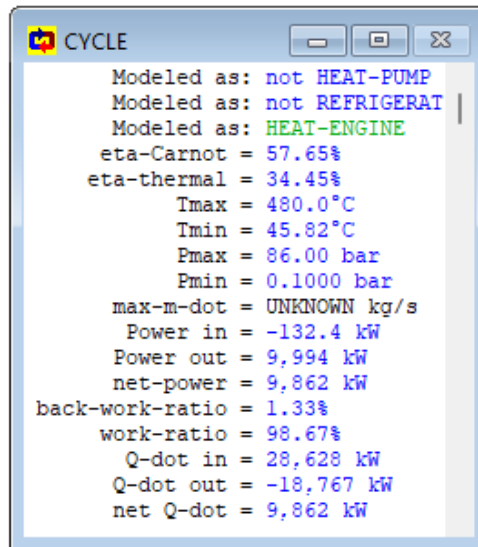


Fig. 7.10 Resultados del Ciclo Rankine con extracción CyclePad [Elaboración propia]

La generación de 10.000 kW eléctricos requiere de un caudal másico de 11,27 kg/s. De los cuales, una fracción de 0,22 (2,48 kg/s) se extrae de la turbina para dirigirse al desgasificador, quedando un caudal de 8,79 kg/s que circula por el condensador.

La potencia térmica necesaria a generar en la caldera asciende a 28.628 kW. Con el objetivo de tener en cuenta el rendimiento del 90% de la caldera, se necesita una potencia térmica de 31.808,9 kW. Que se verá reflejado a la hora de calcular el combustible necesario para alcanzar esa potencia térmica.

En cuanto al condensador, se requiere que el sistema de refrigeración extraiga 18.767 kW térmicos.

El cálculo del rendimiento real del ciclo se calcula en base a la siguiente ecuación:

$$\eta_{ciclo} = \frac{\dot{W}_{neto}}{\dot{Q}_{in}} = \frac{9,862 \text{ kW}}{31,808,9 \text{ kW}} = 31 \%$$

El rendimiento de la instalación es del 31 %, superior al obtenido en el diseño del ciclo básico.

7.1.5 Ciclo Rankine con regeneración y ciclo de refrigeración

El ciclo anterior diseñado tiene la limitación de no contar con el ciclo de refrigeración necesario para el agua de condensación. Por esa razón, se procede a diseñar el ciclo de refrigeración.

Los cambios realizados respecto al ciclo anterior, es la incorporación del ciclo de refrigeración. Para su simulación en *CyclePad* se han añadido dos nuevos ciclos, el ciclo de agua con la torre de refrigeración, y el flujo de aire de la torre de refrigeración.

Se muestra en la Fig. 7.11 el ciclo propuesto. Se diferencian tres subciclos, el ciclo A con agua-vapor, el ciclo B con agua de refrigeración, y el ciclo C con aire.

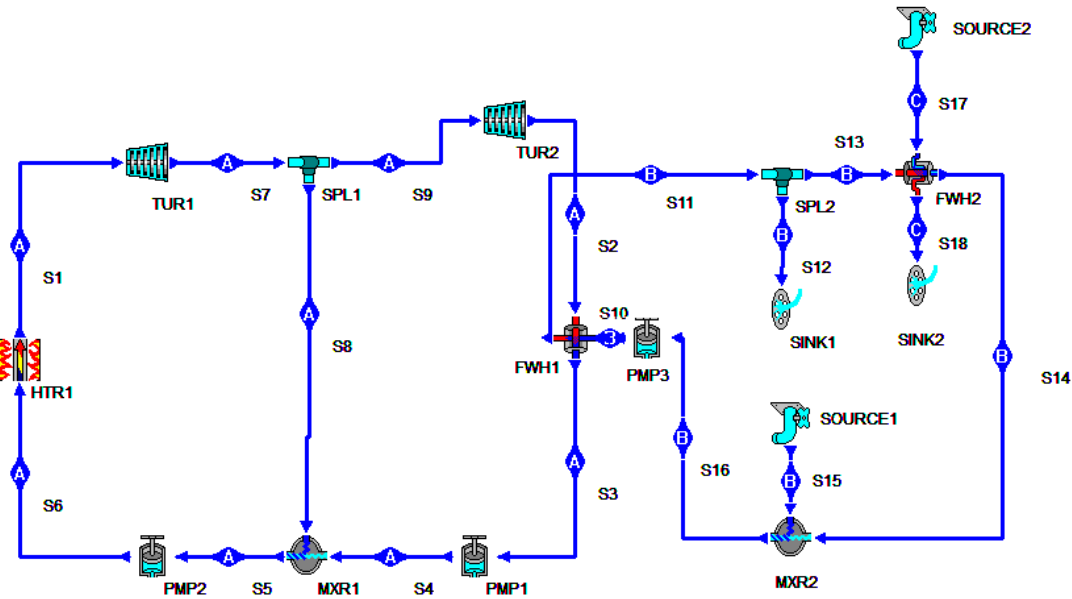


Fig. 7.11 Ciclo Rankine con extracción y ciclo de refrigeración en CyclePad [Elaboración propia]

Los cambios realizados son que el equipo del condensador ahora es un intercambiador de calor, que refrigera el agua de condensación. Además, en este ciclo se encuentra otro intercambiador de calor que simula la torre de refrigeración. Como la torre de refrigeración necesita aire atmosférico para trabajar, se ha incorporado un flujo de aire a través de una fuente y un sumidero. Por otro lado, la torre pierde una parte del caudal del agua ya que se evapora y se incorpora al aire húmedo. Se ha simulado incorporando una fuente de agua de reposición y un sumidero para las pérdidas.

Los equipos y las corrientes del ciclo agua – vapor se mantienen como el diseño anterior, y los incorporados al ciclo de refrigeración se muestran en la Tabla 7.5 y Tabla 7.6.

Tabla 7.5 Hipótesis de los equipos del ciclo Rankine con extracción y ciclo de refrigeración en CyclePad [Elaboración propia]

Equipos	Diseño
FWH 1	Isobárico en el lado caliente
	No isobárico en el lado frío
FWH 2	Isobárico en el lado frío
	No isobárico en el lado caliente
Bomba 3	Rendimiento del 80 %
Fuente 1	Agua
Sumidero 1	Agua
Separador	Isobárico
Mixer	Isobárico
Fuente 2	Aire
Sumidero 2	Aire

Tabla 7.6 Hipótesis de las corrientes del ciclo Rankine con extracción y ciclo de refrigeración en CyclePad [Elaboración propia]

Corrientes	Diseño
S10	Temperatura 33 °C Presión de 4 bar
S11	Presión de 2,5 bar
S12	Agua Temperatura 43 °C
S13	-
S14	Temperatura 33 °C Temperatura 25 °C
S15	Presión de 2 bar Caudal de agua de 4,5 kg/s
S16	-
S17	Aire Temperatura 15 °C Presión de 1 bar
S18	Aire Temperatura 25 °C Presión de 1 bar

Los parámetros introducidos en las corrientes son:

- En el FWH 2 que simula la torre de refrigeración, tiene por un lado la corriente de agua y por otro la de aire. Se ha determinado que la variación de temperatura de ambas corrientes sea de 10°C. El lado del agua no es isobárico ya que hay una pequeña pérdida de carga de 0,5 bar, mientras que la corriente de aire mantiene su presión de entrada. Además, la temperatura de entrada del agua a la torre se ha especificado en 43 °C.
- La corriente de aire atmosférico posee unas cc. nominales de 15°C y 1 bar.
- Para la fuente de reposición de agua y el sumidero de pérdidas, el agua entra al ciclo con una temperatura de 25°C y 2 bares, y se pierde a 43°C, ya que es la temperatura a la que entra el agua en la torre.
- Para la determinación del caudal del agua de reposición, se ha simulado en primer lugar el ciclo para calcular el flujo másico del ciclo de refrigeración, y conociendo este dato se ha estimado en que las pérdidas son del 1%.

Se muestran los resultados de las corrientes y los equipos en la Fig. 7.12 y Fig. 7.13.



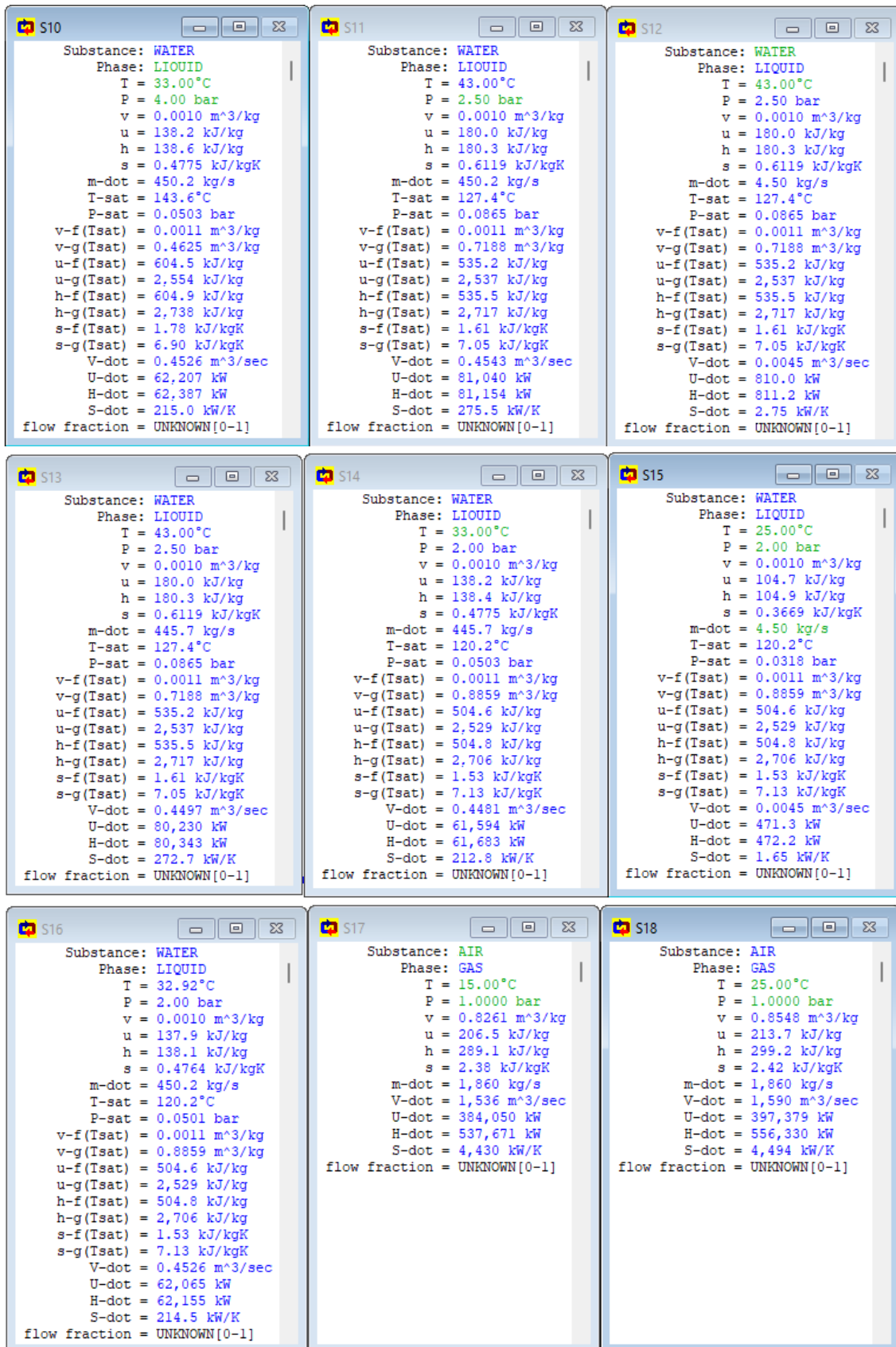


Fig. 7.12 Resultados de las corrientes del ciclo de refrigeración CyclePad [Elaboración propia]



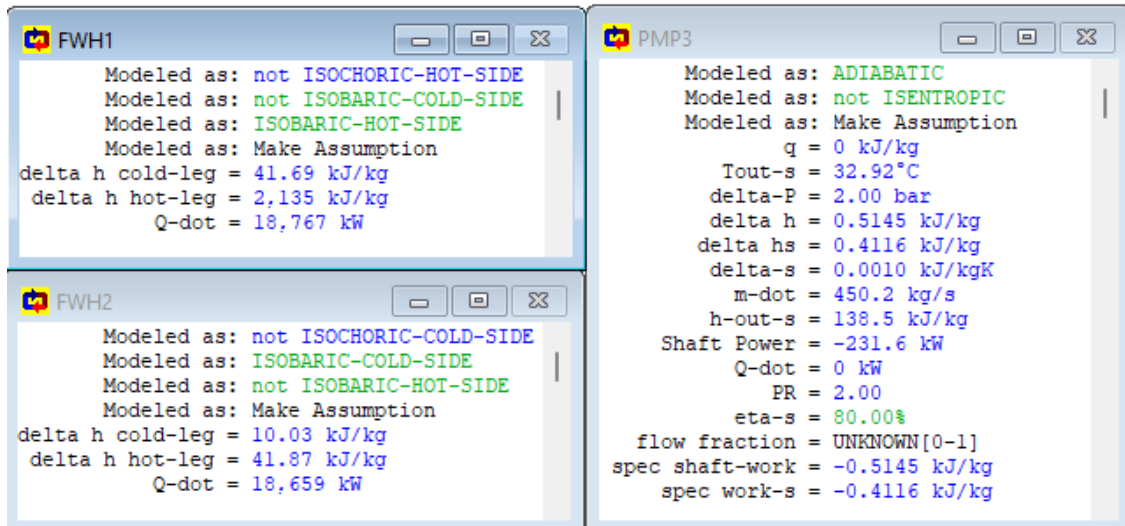


Fig. 7.13 Resultados de los equipos del ciclo de refrigeración CyclePad [Elaboración propia]

Por último, se muestra en la Fig. 7.14 los resultados de cada subciclo y en la Fig. 7.15 los del ciclo completo.

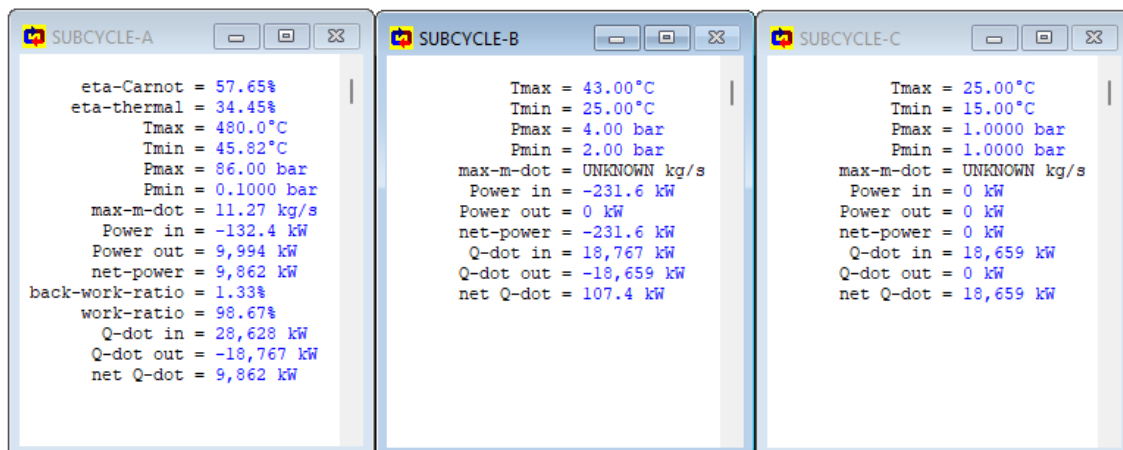


Fig. 7.14 Resultados de los subciclos de Ciclo Rankine con extracción y ciclo de refrigeración CyclePad [Elaboración propia]

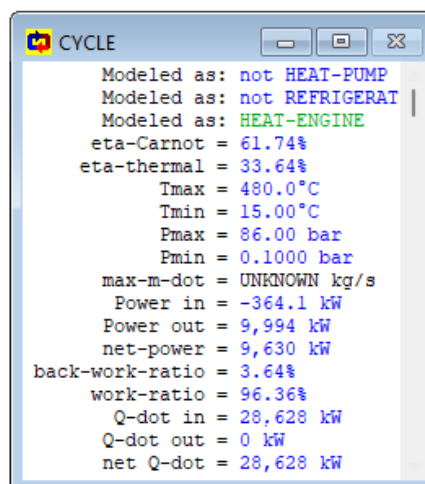


Fig. 7.15 Resultados del Ciclo Rankine con extracción y ciclo de refrigeración CyclePad [Elaboración propia]



En cuanto a los resultados obtenidos, el ciclo de refrigeración debe extraer del condensador 18.767 kW, que refrigera a través de la corriente de aire donde hay un intercambio de calor de 18.659 kW.

El flujo másico de agua de refrigeración necesario es de 450,2 kg/s, y por tanto se debe reponer alrededor de un 1%. De esta manera el caudal de reposición de la fuente de agua es de 4,5 kg/s.

La cantidad de aire necesaria en la torre es de 1.860 kg/s.

Para calcular el rendimiento de la instalación, se requiere conocer la potencia térmica de la caldera, que como en el diseño anterior era de 28.628 kW, que realmente al contar con un rendimiento de la caldera del 90% son 31.808,9 kW. Por otro lado, la potencia generada neta desciende respecto del ciclo anterior a 9.630 kW, ya que se incorpora un nuevo consumo eléctrico, la bomba del ciclo de refrigeración.

De esta manera, el cálculo del rendimiento real del ciclo se calcula en base a la siguiente ecuación:

$$\eta_{ciclo} = \frac{\dot{W}_{neto}}{\dot{Q}_{in}} = \frac{9.630 \text{ kW}}{31.808,9 \text{ kW}} = 30,27 \%$$

El rendimiento de la instalación es del 30,27 %.

7.1.6 Selección de los componentes

Tras el diseño del ciclo, se han seleccionado los equipos principales. La selección de estos se ha basado en buscar aquellos que más se ajusten a las características del ciclo simulado, aun así, se encuentran algunas diferencias.

Se ha escogido la caldera, la turbina, el generador síncrono y las torres de refrigeración. Sus características se encuentran en el apartado 6.1.2. Ciclo agua – vapor y 6.1.3. Sistema de refrigeración.

➤ Caldera

El tipo de caldera seleccionado del proveedor *Standardkessel* tiene una potencia térmica máxima es de 100 MW. Tiene una presión de trabajo máxima de 100 bar y temperatura hasta los 525°C.

Tras la simulación anterior se ha determinado que se requieren 31.808,9 kW térmicos. Se escoge que el diseño de la turbina tenga una capacidad de generación de 35 MW.

➤ Turbina de vapor

En cuanto a la turbina de *Siemens Energy* modelo D-R-B, su potencia generadora nominal es de 11 MW eléctricos, con una entrada de vapor con condiciones máximas de 65 bar y 500°C. Se ha dejado un margen de 1MW eléctrico en la turbina en caso de querer aumentar la generación de la planta.

➤ Torre de refrigeración

La simulación resulta en necesitar refrigerar al condensador 18.767 kW térmicos. Para ellos se ha seleccionado un modelo de torre de refrigeración EWK-6200 que tiene una capacidad de disipar 10.000 kW. Por tanto se requieren de dos equipos como este.

Las condiciones de trabajo de la torre es que la temperatura de entrada del agua es de 35°C y consigue enfriarla hasta los 30°C. Tiene unas pérdidas de evaporación de 4,08 l/s y su presión de trabajo es de 0,58 bar. Su caudal de circulación máximo es de 1.720 m³/h.

Tiene dos motores de una potencia instalada cada uno de 30 kW, por lo que al tener dos equipos, el consumo de las torres de refrigeración es de 120 kW.

7.1.7 Diseño final del ciclo simulado

Una vez seleccionado los componentes, se debe reajustar el ciclo simulado con las características de los equipos. Las diferencias son:

- El principal cambio es la entrada de la corriente a la turbina, que en el ciclo simulado entraba con una temperatura de 480 °C y 80 bar, pero la turbina escogida solo admite una presión máxima de 65 bar.
- La presión de extracción de la turbina se ha vuelto a determinar a través de un análisis de sensibilidad.
- La condiciones de trabajo de las torres de refrigeración han variado, pasando a tener una variación de temperatura el agua de 35°C a 30°C. Además, al presión de trabajo es de 0,58 bar. Por lo que se ha reajustado las corrientes del ciclo de refrigeración en base a estas condiciones.
- El caudal de reposición del ciclo de refrigeración también ha variado, ya que ha variado el caudal del ciclo de refrigeración tras la simulación.

Tras cambiar la entrada de la presión de vapor de la turbina, se simula el ciclo. El diseño final se muestra en la Fig. 7.16. Se recogen todas las hipótesis de los equipos y corrientes en la Tabla 7.7 y

Tabla 7.8, destacando los cambios realizados.

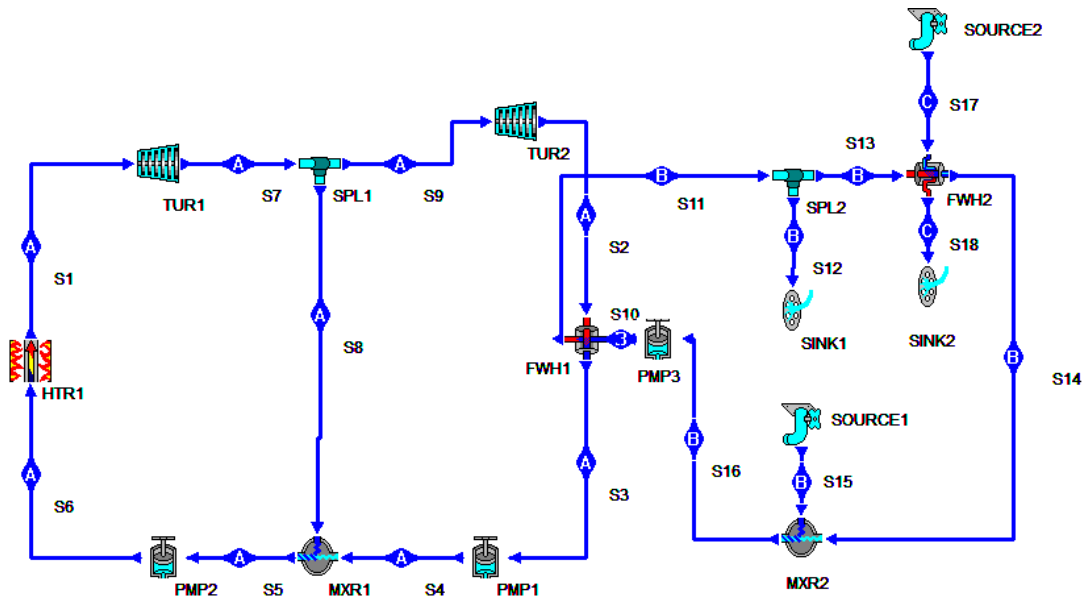


Fig. 7.16 Diseño ciclo final en CyclePad [Elaboración propia]

Tabla 7.7 Hipótesis de los equipos del ciclo final en CyclePad [Elaboración propia]

Equipos	Diseño
Caldera	Pérdida de carga de 6bar
Turbina HP	Adiabática Rendimiento del 80%
Turbina LP	Adiabática Rendimiento del 80%
Condensador	Isobárico
Bomba de condensado	Adiabática Rendimiento del 80%
Bomba de alimentación	Adiabática Rendimiento del 80%
Separador	Corrientes de mismos valores
Desgasificador	Isobárico
FWH 1	Isobárico en el lado caliente No isobárico en el lado frío
FWH 2	Isobárico en el lado frío No isobárico en el lado caliente
Bomba 3	Rendimiento del 80 %
Fuente 1	Agua
Sumidero 1	Agua
Separador 2	Isobárico
Mixer 2	No Isobárico
Fuente 2	Aire
Sumidero 2	Aire

Tabla 7.8 Hipótesis de las corrientes del ciclo final en CyclePad [Elaboración propia]

Corrientes	Diseño
S1	Temperatura 480 °C Presión de 65 bar
S2	Presión de condensación 0,1 bar
S3	Agua saturada Título de vapor 0
S4	-
S5	Agua saturada Título de vapor 0
S6	-
S7	Presión de extracción 7,2 bar
S8	-
S9	-
S10	Temperatura 30 °C Presión de 2 bar
S11	Presión de 0,58 bar
S12	Agua Temperatura 35 °C
S13	-
S14	Temperatura 30 °C Temperatura 25 °C
S15	Presión de 2 bar Caudal de agua de 9,4 kg/s
S16	Presión de 0,58 bar
S17	Aire Temperatura 15 °C Presión de 1 bar
S18	Aire Temperatura 25 °C Presión de 1 bar

Se realiza de nuevo un análisis de sensibilidad para determinar la presión de extracción de corriente S7, para estudiar la relación entre el rendimiento del ciclo y la presión de extracción. Se muestra en la Fig. 7.17 la gráfica que relaciona el rendimiento del ciclo con la variación de la presión de extracción de la corriente S7.



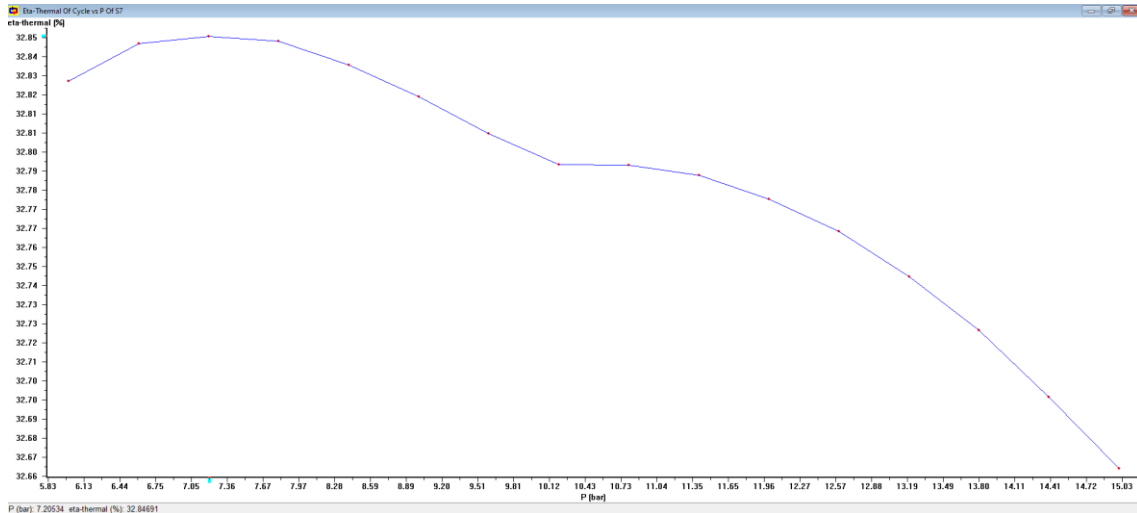


Fig. 7.17 Gráfica del rendimiento del ciclo final vs la presión de extracción en CyclePad [Elaboración propia]

Se observa que el mayor rendimiento del ciclo se obtiene con una presión de extracción de 7,2 bar.

Se requiere calcular de nuevo el flujo másico de vapor que circula por el ciclo, para obtener una potencia de 10MW.

Se utiliza el balance de energía en el cuerpo de la turbina, y haciendo uso de las entalpías de las corrientes 1, 2 y 7:

$$\frac{\dot{W}}{\dot{m}} = (3.368 - 2.913) + (1 - 0,1873) \cdot (2.913 - 2.361)$$

Estableciendo una potencia 10.000 kW, el caudal de vapor necesario es de 11,067 kg/s.

Una vez introducido el caudal necesario, se muestran los resultados de las corrientes en la Fig. 7.8, los resultados de los equipos en la Fig. 7.9 y por último, los resultados del ciclo en la Fig. 7.10.

Por último, al cambiar la potencia térmica del condensador, ha variado el flujo de agua necesario en el ciclo de refrigeración, que se ha obtenido un caudal de 468 kg/s de agua. De esta manera, se introduce un caudal del 1% para simular las pérdidas, 4,68 kg/s.

Se muestran los resultados de las corrientes del ciclo agua – vapor en la Fig. 7.18 y de las corrientes del ciclo de refrigeración en la Fig. 7.19. Y análogamente de los equipos en la Fig. 7.20 y Fig. 7.21.



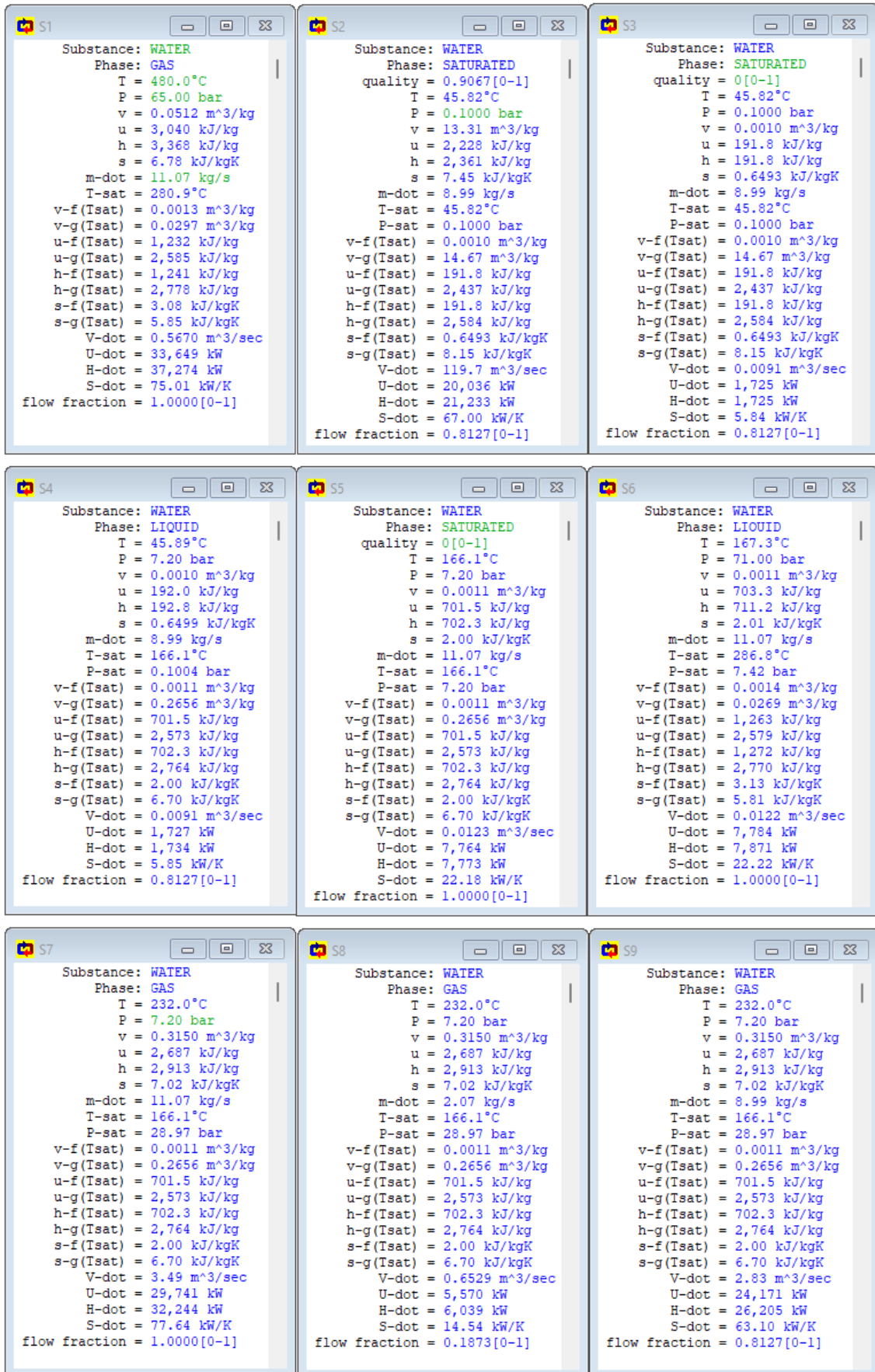


Fig. 7.18 Resultados de las corrientes del ciclo agua - vapor final CyclePad [Elaboración propia]



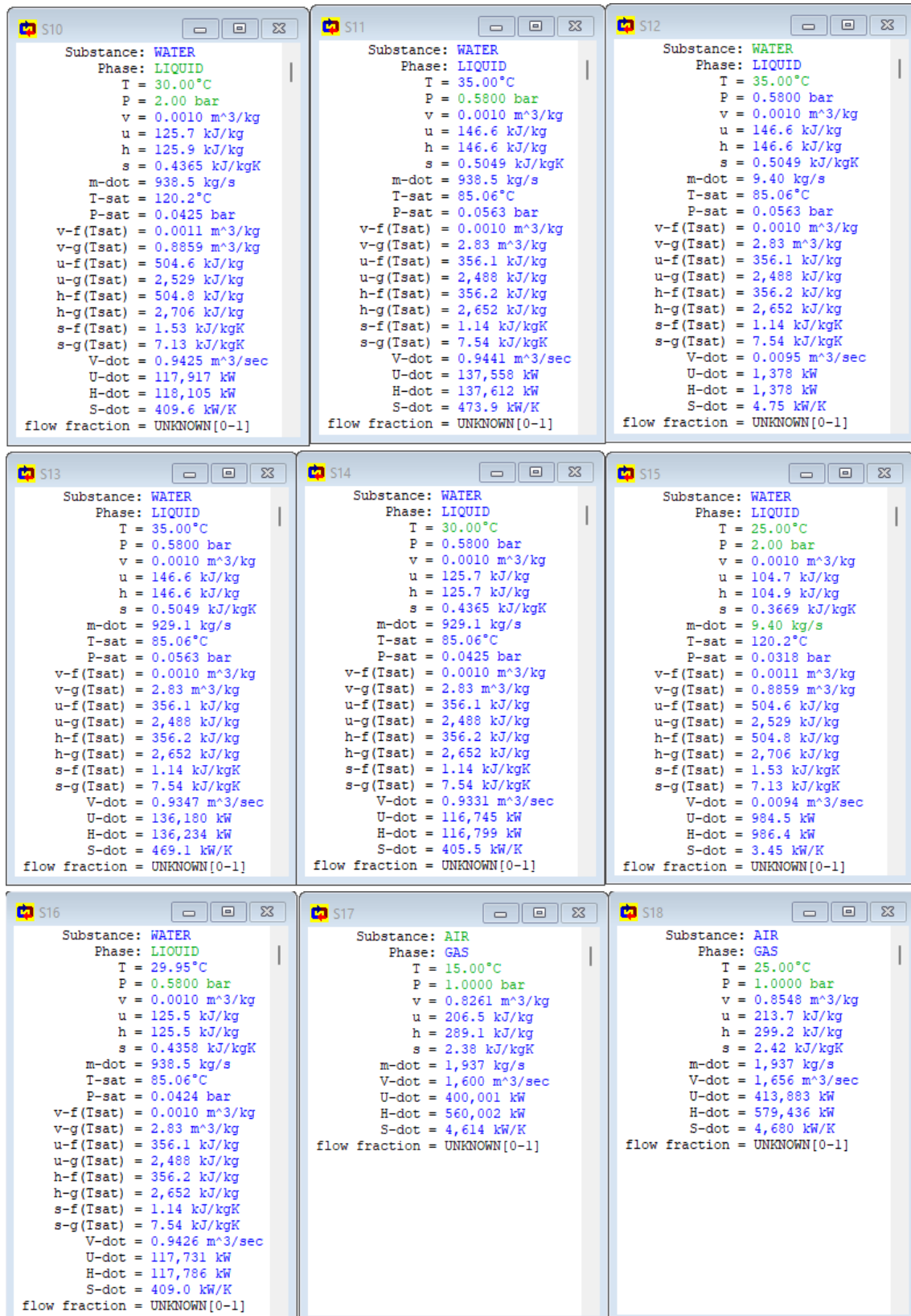


Fig. 7.19 Resultados de las corrientes del ciclo de refrigeración final en CyclePad [Elaboración propia]



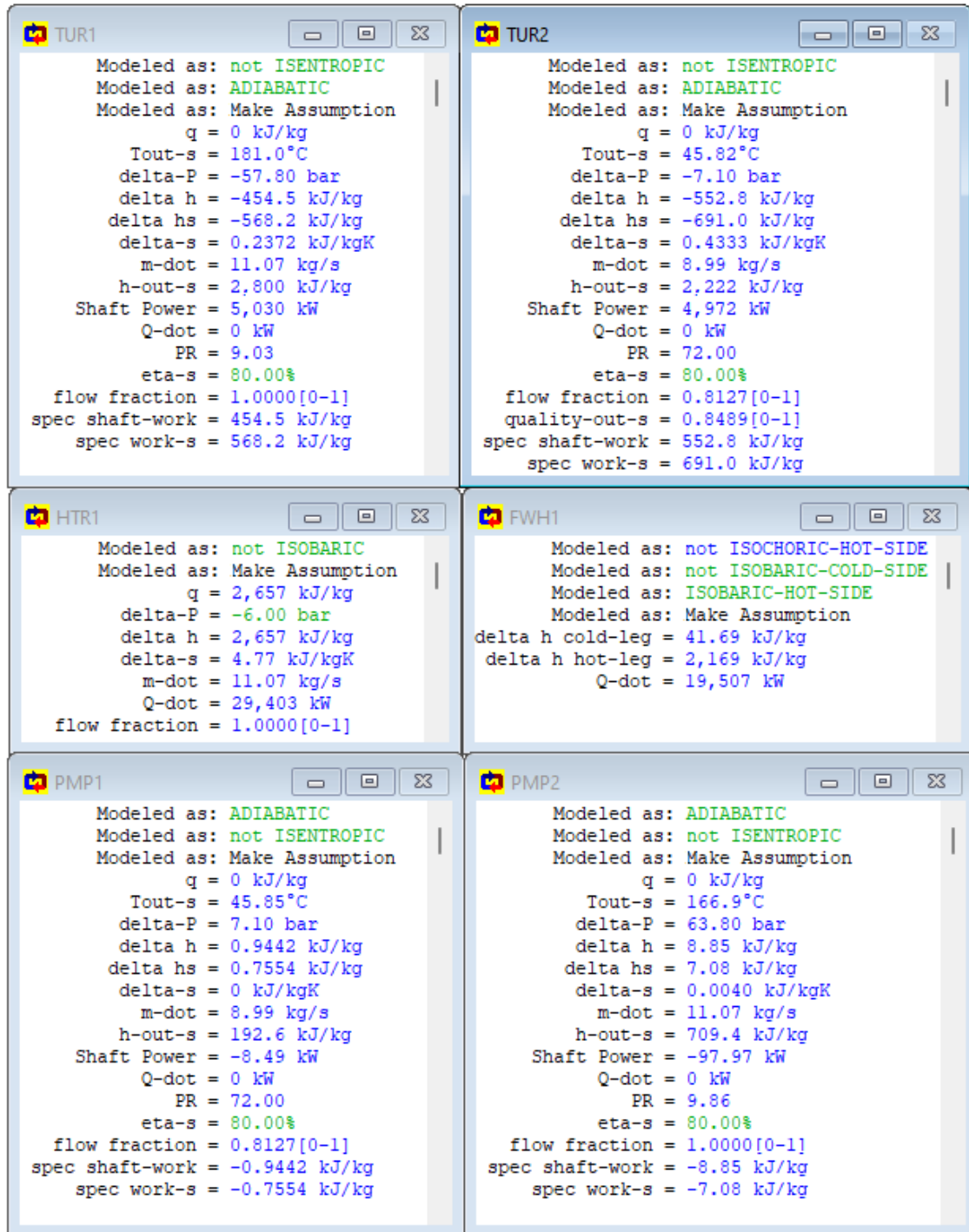


Fig. 7.20 Resultados de los equipos del ciclo agua – vapor final en CyclePad [Elaboración propia]

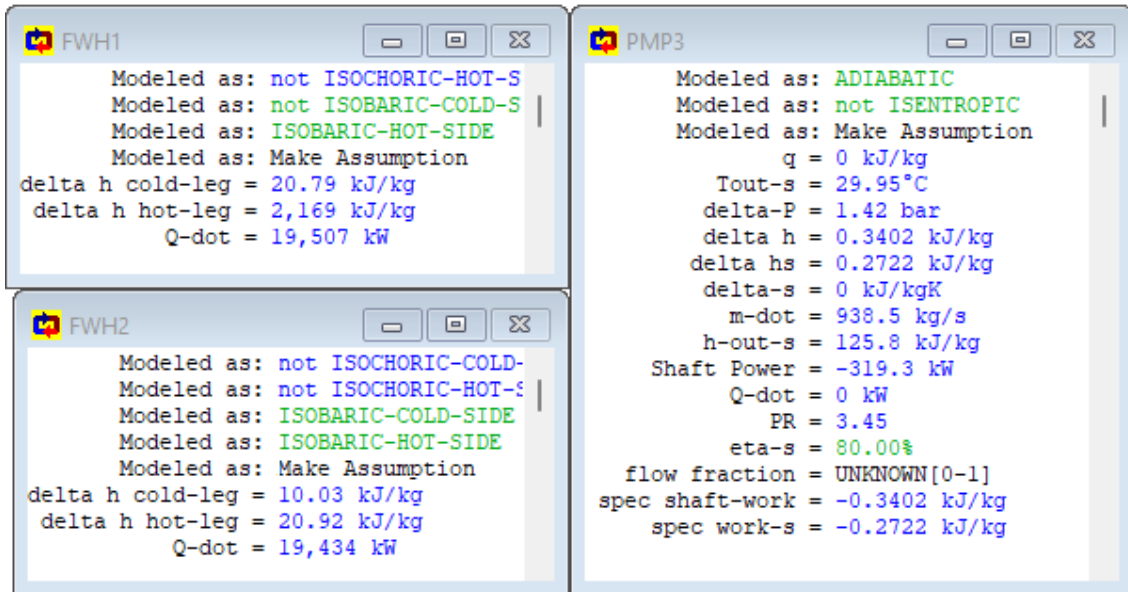


Fig. 7.21 Resultados de los equipos del ciclo de refrigeración final en CyclePad [Elaboración propia]

Por último, los resultados de los subciclos se encuentran en la Fig. 7.22 y del ciclo de la instalación en la Fig. 7.23.

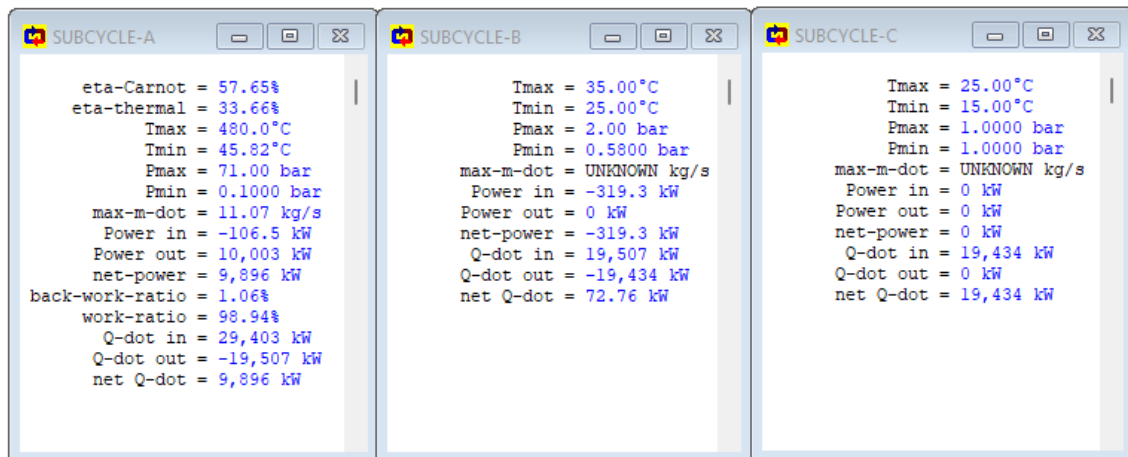


Fig. 7.22 Resultados de los subciclos del ciclo final en CyclePad [Elaboración propia]

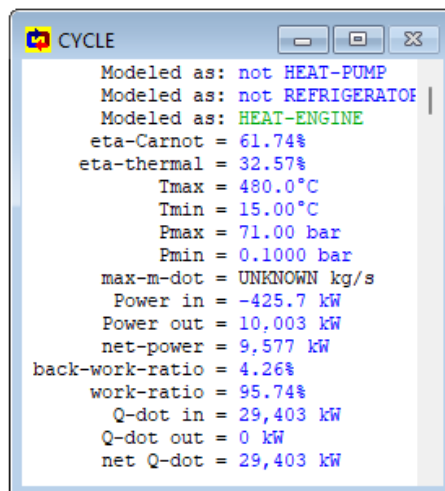


Fig. 7.23 Resultados del ciclo final en CyclePad [Elaboración propia]



La generación de 10.000 kW eléctricos requiere de un caudal másico de 11,07 kg/s. De los cuales, una fracción de 0,1873 (2,07 kg/s) se extrae de la turbina para dirigirse al desgasificador, quedando un caudal de 8,99 kg/s que circula por el condensador.

La potencia térmica necesaria a generar en la caldera asciende a 29.403 kW. Con el objetivo de tener en cuenta el rendimiento del 90% de la caldera, se necesita una potencia térmica de 32.670 kW. Que se verá reflejado a la hora de calcular el combustible necesario para alcanzar esa potencia térmica.

En cuanto al condensador, se requiere que el sistema de refrigeración extraiga 19.507 kW térmicos. El flujo másico de agua de refrigeración necesario es de 938 kg/s, y por tanto se debe reponer alrededor de un 1%. De esta manera el caudal de reposición de la fuente de agua es de 9,4 kg/s.

En comparación con la simulación anterior, el agua ha pasado de 450,2 kg/s a prácticamente el doble. La razón es que en el caso anterior se enfriaba el agua desde los 43°C hasta los 33°C, y una vez seleccionado la torre, la variación de temperatura de enfriamiento es de 35°C a 30°C, por lo que se necesita un mayor caudal de agua de refrigeración para disipar la misma potencia térmica del condensador.

La torre de refrigeración necesita refrigerar 19.434 kW, por lo que la cantidad de aire necesaria en la torre es de 1.937 kg/s.

En cuanto al consumo de potencia en el ciclo, se encuentran las tres bombas y los motores de las torres de refrigeración que es de 120 kW. Por tanto el la potencia de consumo alcanza los 545,76 kW.

$$\text{Potencia consumo} = \text{Bomba 1} + \text{Bomba 2} + \text{Bomba 3} + \text{Torres de refrigeración}$$

$$\text{Potencia consumo} = 8,49 + 97,97 + 319,3 + 120 = 545,76 \text{ kW}$$

El cálculo del rendimiento real del ciclo se calcula en base a la siguiente ecuación:

$$\eta_{\text{ciclo}} = \frac{\dot{W}_{\text{neto}}}{\dot{Q}_{\text{in}}} = \frac{9,456 \text{ kW}}{32,670 \text{ kW}} = 28,94 \%$$

El rendimiento final de la instalación es del 28,94 %, inferior al obtenido en el diseño anterior al tener que disminuir la presión de trabajo de la turbina. A pesar de esto, se considera un rendimiento alto para el tipo de instalación diseñada, que se suelen encontrar entre el 20 y 30%.

7.2 Cálculo de la biomasa necesaria

El combustible necesario a suministrar a la central viene determinado por el consumo que realiza la caldera de combustión. Tras la simulación del ciclo, la potencia consumida por la caldera teniendo en cuenta su rendimiento es de 32.670 kW.

Para el cálculo de la biomasa necesaria se necesita conocer además del consumo de energía, su poder calorífico. En base a su ficha técnica encontrada en el Anexo C, el poder calorífico neto del combustible es de 15.700 kJ/kg.



De esta manera, la biomasa necesaria se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Caudal de Biomasa} = \frac{\text{Potencia térmica}}{\text{PCI}}$$

Siendo,

El caudal de biomasa, el gasto másico de biomasa en kg/s.

La potencia térmica, consumo térmico de la caldera 32.670 kJ/s.

Y el PCI, el poder calorífico inferior del hueso de aceituna, que es 15.700 kJ/kg.

Por lo tanto:

$$\text{Caudal de Biomasa} = \frac{32.670 \text{ kJ/s}}{15.700 \text{ kJ/kg}} = 2,08 \text{ kg/s} = 7.491,21 \text{ kg/h}$$

De esta manera, se debe suministrar a la caldera un flujo másico de hueso de aceituna de 7.491,21 kg cada hora.

La cantidad de combustible necesario anualmente depende de las horas de funcionamiento. Se ha determinado que la central opera 8.000 horas al año. Por lo tanto, el consumo anual de hueso de aceituna es de 59.929 toneladas.

Se trata de un gran consumo de hueso de aceituna, por lo que para garantizar la viabilidad de la planta, es necesario comprobar que los proveedores seleccionados tienen esta capacidad de producción.

Según la Tabla 5.8 donde aparecen los suministradores y sus capacidades, Axpo Linares tiene capacidad de hasta 10.000 toneladas al año de hueso de aceituna, Daniel Espuny hasta 30.000 toneladas y Garzón Green Energy no posee datos pero se estima que del mismo orden. En base a esto, es necesario contar con varios suministradores para abastecer el suministro. En caso de que no se pudiera, como se ha mencionado con anterioridad, el orujillo es el combustible secundario al poseer características muy similares al hueso de aceituna.

7.3 Cálculo de las dimensiones del silo

La selección del silo de alimentación depende de las necesidades de almacenamiento de este. Para ello, se procede a calcular la cantidad de combustible necesario para operar durante un día.

El caudal necesario es de 11,07 kg/s, por lo que si opera la central durante un día entero, 24h, se necesita una cantidad de 956.448 kg. En base a la densidad del hueso de aceituna haciendo uso de su ficha técnica que se encuentra en el anexo B que es de 700 kg/m³, la capacidad del silo debe ser de 1.336 m³ para alimentar la caldera durante un día sin interrupción a plena potencia.

De esta manera se selecciona el silo del proveedor *Symaga* de la Fig. 7.24.



SCE - T45 - 400 - VOLUME - h = 900 mm												
SILOS CON TOLVA T-45	SILO Ø (m) A	4,60	5,35	6,10	6,87	7,60	8,40	9,20	9,93	10,70	11,45	12,23
	SALIDA Ø2 (mm)	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
	ALTURA DE LA TOLVA (m) D	2,18	2,57	2,54	3,33	3,72	4,11	4,48	4,86	5,36	5,74	6,12
	ALTURA DEL TECHO (m)	1,26	1,48	1,69	1,92	2,14	2,36	2,59	2,81	3,03	3,25	3,47
NÚMERO DE ANILLOS	ALTURA DEL CILINDRO (M) B	VOLÚMEN (m ³)										
4	4,61	95	134	180	236	300	375	459	554	665	784	915
5	5,75	114	159	214	278	353	438	534	643	767	901	1.049
6	6,89	133	185	247	321	405	501	610	731	869	1.019	1.183
7	8,03	151	211	281	363	457	565	685	819	972	1.136	1.316
8	9,17	170	236	314	405	509	628	760	908	1.074	1.254	1.450
9	10,31	189	262	348	448	562	691	835	996	1.177	1.371	1.584

Fig. 7.24 Ficha técnica de silos con tolva de Symaga [29]

El silo seleccionado tiene un volumen de 1.450 m^3 .

7.4 Composición de la biomasa

La composición de la biomasa es principalmente carbono, hidrógeno y oxígeno, pero también contiene otros elementos como azufre y cloro. La composición del hueso de aceituna seleccionado se muestra en la Tabla 7.9 y Tabla 7.10.

Tabla 7.9 Composición en masa en base seca del hueso de aceituna [66]

Elemento	Porcentaje en masa en base seca
Nitrógeno	0,3 %
Azufre	0,03 %
Cloro	0,03 %
Humedad	12 %
Cenizas	0,7 %

Tabla 7.10 Composición por kg en base seca del hueso de aceituna [66]

Elemento	Cantidad por KG en basa seca
Arsénico	0,5 mg/kg
Cadmio	1,0 mg/kg
Cromo	10 mg/kg
Cobre	15 mg/kg
Plomo	10 mg/kg
Mercurio	0,01 mg/kg
Níquel	15 mg/kg
Zinc	20 mg/kg



III. ESTUDIO ECONÓMICO



8. ESTUDIO ECONÓMICO

En este capítulo se realiza un estudio de viabilidad económica con el objetivo de evaluar la factibilidad financiera y económica del proyecto.

Para ello se realiza un primer análisis de costes, calculando los costes de la inversión, así como los costes de operación y mantenimiento. Se estiman los ingresos esperados a lo largo de un periodo de tiempo analizando y escogiendo el mecanismo de retribución por cesión de energía.

Por último, se utilizan los indicadores financieros como el Coste normalizado de la energía (LCOE), los ingresos normalizados (LROE), el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de recuperación de la inversión, entre otros, para evaluar la rentabilidad del proyecto.

8.1 Coste del proyecto

El coste del proyecto abarca la inversión inicial necesaria. Para ello se han evaluado los costes de la compra del terreno, acondicionamiento del mismo, obtención de permisos y licencias de construcción y operación, construcción de los edificios, precios de los equipos, las instalaciones eléctricas, los sistemas auxiliares y el montaje y puesta en marcha de la central.

No se tienen en cuenta los costes de la subestación ni de la línea eléctrica de evacuación necesaria.

8.1.1 Adquisición de terrenos

El coste del terreno depende de la parcela seleccionada, que tiene una superficie de 2,6046 hectáreas y un uso de tierras arables. Para determinar el coste de la adquisición del terreno, se ha consultado los precios medios anuales de las tierras de uso agrario proporcionados por el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.

Se muestra en la Tabla 8.1 los precios medios nacionales ponderados, por tipos de cultivos-aprovechamientos.



Tabla 8.1 Precios medios nacionales por cultivos – aprovechamientos. Año 2020 y 2021 [67]

PRECIOS MEDIOS NACIONALES POR CULTIVOS-APROVECHAMIENTOS. AÑOS 2020 Y 2021						
CLASE DE TIERRA	Ponderaciones Base 2016 (%)	Precios 2020 (Euros/ha)	Precios 2021 (Euros/ha)	Variación precios		Repercusión (%)
				(Euros/ha)	(%)	
CULTIVOS	67,2	12.901	12.938	38	0,3	0,2
Herbáceos y barbechos	48,8	8.429	8.501	72	0,9	0,3
Secano	42,6	7.100	7.128	29	0,4	0,1
Regadío	6,2	17.575	17.949	373	2,1	0,2
Hortalizas al aire libre regadío	0,7	36.609	36.175	-433	-1,2	-0,0
Hortalizas en invernadero regadío	0,2	203.843	216.085	12.242	6,0	0,2
Arroz	0,4	31.308	31.176	-132	-0,4	-0,0
Cítricos regadío	1,1	41.822	42.308	487	1,2	0,1
Frutales	3,1	18.721	18.685	-36	-0,2	-0,0
De clima templado seco	0,1	14.331	13.692	-639	-4,5	-0,0
De clima templado regadío	0,7	26.595	26.804	209	0,8	0,0
De fruto seco seco	1,9	8.921	8.882	-39	-0,4	-0,0
De fruto seco regadío	0,3	22.542	21.409	-1.133	-5,0	-0,0
De clima subtropical seco	0,0	7.756	8.155	400	5,2	0,0
De clima subtropical regadío	0,1	112.424	113.659	1.235	1,1	0,0
Viñedo	3,3	16.465	16.485	20	0,1	0,0
Uva para mesa y pasas seco	0,0	13.152	13.762	610	4,6	0,0
Uva para mesa y pasas regadío	0,1	39.681	41.051	1.370	3,5	0,0
Uva de vinificación seco	2,5	14.342	14.309	-33	-0,2	-0,0
Uva de vinificación regadío	0,7	22.009	22.092	83	0,4	0,0
Olivar	9,5	23.542	23.228	-315	-1,3	-0,3
Aceituna de mesa seco	0,5	14.936	14.539	-397	-2,7	-0,0
Aceituna de mesa regadío	0,2	27.332	28.389	1.057	3,9	0,0
Aceituna de almazara seco	7,0	20.262	19.710	-552	-2,7	-0,4
Aceituna de almazara regadío	1,8	38.708	39.214	506	1,3	0,1
APROVECHAMIENTOS	32,8	4.432	4.524	93	2,1	0,3
GENERAL	100,0	10.124	10.180	56	0,5	0,5

La aceituna de almazara de seco tiene un precio medio de 19.710 € la hectárea, en 2021. Tomando como referencia este precio, el presupuesto de la adquisición del terreno se muestra en la Tabla 8.2.

Tabla 8.2 Presupuesto de la adquisición de terreno [Elaboración propia]

Descripción	Unidades	Cantidad	Precio unitario [€]	Presupuesto [€]
Adquisición del terreno	ha	2,6046	19.710	51.336,67



8.1.2 Permisos y licencias

La obtención de permisos y licencias municipales son costes que pueden variar. Pero se estima que la gestión de permisos ascienda a 40.000 € y la obtención de licencias municipales a 65.000 €.

8.1.3 Obra civil

El coste de la obra civil hace referencia al gasto necesario para llevar a cabo la construcción del proyecto. Esto abarca todas las actividades relacionadas con la construcción, desde la preparación del terreno, hasta la construcción de los diferentes edificios.

Para el coste del acondicionamiento del terreno, se incluye las excavaciones, refino y compactación del terreno, y limpieza y desbroce del terreno.

Por otro lado, para la construcción de las naves industriales, se diferencia en la nave de almacenamiento, la nave de oficinas, almacén y servicios, y la nave de generación. Para la nave de almacenamiento no se requieren unas exigencias altas, mientras que las otras dos naves son de mayores calidades.

En base a los datos proporcionados de precios de obra y construcción por *ITeC BEDEC*, se muestra en la Tabla 8.3 el presupuesto de obra civil.

Tabla 8.3 Presupuesto de obra civil [Elaboración propia]

Descripción	Unidades	Cantidad	Precio unitario [€]	Presupuesto [€]
Acondicionamiento del terreno	m ²	26.046	4	104.184
Construcción nave de almacenamiento	m ²	1.200	320	384.000
Construcción nave de oficinas y almacén	m ²	1.000	350	350.000
Construcción nave de generación	m ²	1.500	400	600.000
Total				1.438.184 €

8.1.4 Equipos

Para la estimación de los diferentes sistemas y equipos que conforman la planta se ha utilizado la información proporcionada por una hoja de cálculo del presupuesto de construcción de una central de biomasa, del libro Centrales termoeléctricas de biomasa. Esto se debe a la dificultad encontrada en que los proveedores facilitaran esta información.

➤ Silo

Se ha seleccionado un único silo que tiene un volumen de almacenamiento de 1.450 m³ del proveedor *Symaga*. El coste estimado del silo asciende a 80.000 €.

➤ **Caldera**

La caldera es el equipo que mayor coste tiene de toda la central. Se ha estimado un precio de 150.000 € por MW térmico. El ciclo simulado resultaba en una potencia térmica de la caldera de 33 MW, pero se ha seleccionado una caldera con una potencia térmica de 35 MW del proveedor *Standardkessel*.

De esta manera el coste de la caldera es de 5.250.000 €.

➤ **Ciclo agua – vapor**

El conjunto del ciclo agua – vapor hace referencia a los equipos de las bombas, desgasificador, condensador, conductos y servicios auxiliares necesarios. Se estima que el coste es de 340.909 € por MW eléctrico instalado.

El ciclo posee una potencia eléctrica instalada de 10 MW, siendo el coste del ciclo de 3.409.090,91 €.

➤ **Turbina de vapor y generador**

El conjunto de la turbina de vapor y generador se estima que tiene un coste de 272.727 € por MW eléctrico. La turbina seleccionada por el proveedor Siemens tiene una potencia eléctrica de 11 MW.

Por tanto, el conjunto del turbogruppo que cuenta con la turbina, generador, reductor y cuadro de control, tiene un coste de 3.000.000,00 €.

➤ **Sistema de refrigeración**

El sistema de refrigeración ha sido suministrado por la empresa *EWK*. Se requieren de dos torres de refrigeración, ya que cada una posee una capacidad de disipación de 10.000 kW.

Los equipos suministrados para el sistema de refrigeración son la torre, la bandeja colectora, la carcasa, el sistema de control autónomo y los equipos auxiliares como puertas y escaleras. El presupuesto se obtiene de la empresa, que incluye el montaje y transporte. Se muestra en la Fig. 8.1.

Ud.	Ref.	Descripción	Total
1		TORRE DE REFRIGERACIÓN EWK 6200/09 -	160.951,93 EUR
1	Ref: CO.BA.6200	Bandeja colectora completa K6200	108.198,87 EUR
1	Ref: K 6200	Carcasa Sanipacking® EWK 6200	4.108,81 EUR
1	Ref: 0100309	2 - Puerta Polipropileno 900x770mm mod. 4200-9000	2.048,04 EUR
1	Ref: 0100895	Escalera Aluminio acceso a motor 4200, 6200, 9000	7.815,02 EUR
1	Ref: Smart 6200	Smart Control para regulación autónoma mod.K6200	37.076,88 EUR
1	Ref: REM.PACK 2	Paq. mant. predictivo Smart (4200, 6200, 9000)	6.021,77 EUR
		SUPERVISION DE MONTAJE Y ENSAMBLAJE	6.500,00 EUR
		TRANSPORTE	4.000,00 EUR
TOTAL DEL SUMINISTRO			336.721,32 EUR

Fig. 8.1 Presupuesto torre de refrigeración EWK 6200/09 proporcionado por la empresa [65]

Por lo tanto, el total de suministro asciende a 673.442,64 € ya que se requieren dos torres de refrigeración.



A continuación se muestra en la Tabla 8.4 el presupuesto completo de los equipos.

Tabla 8.4 Presupuesto de los equipos [Elaboración propia]

Descripción	Unidades	Cantidad	Precio unitario [€]	Presupuesto [€]
Silo	-	1	-	80.000
Caldera completa	MW	30	150.000 €	5.250.000
Ciclo agua - vapor	MW	10	340.909 €	3.409.091
Turbina de vapor + generador	MW	11	272.727 €	3.000.000
Sistema de refrigeración	-	2	336.721,32	673.442,64
Total				12.412.534 €

8.1.5 Sistemas eléctricos y de control

El conjunto de instalaciones eléctricas y sistemas necesarios, como transformadores, celdas de MT, interconexiones, cuadros eléctricos, conductores, etc, se estima en 40.909 € por MW eléctrico. No entra el coste de la subestación ni de la línea eléctrica.

El precio asciende a 409.090,91 €.

En cuanto al sistema de control, el conjunto de hardware y software se estima en 159.090,91 €.

8.1.6 Sistemas auxiliares

Los sistemas auxiliares comprenden la planta de tratamiento de agua, la planta de tratamiento de efluentes y el sistema contra incendios.

El coste estimado para la planta de tratamiento de aguas es de 18.182 €/MW, para la planta de tratamiento de efluentes 1.364 €/MW y el sistema contra incendios son 9.091 €/MW.

Por tanto, el coste de los sistemas auxiliares asciende a 286.363,64 €.

No se tienen en cuenta los costes de obra de la captación del agua del río, ni de las obras de vertido.

8.1.7 Montaje y puesta en marcha

El montaje mecánico se estima en 261.818 € por MW eléctrico instalado en la planta. Por lo que el coste es de 2.618.181,82 €.

La puesta en marcha de la central implica la involucración de mucho personal, limpieza de todos los equipos y sistemas. Su coste asciende a 272.727,27 €.

8.1.8 Presupuesto total

Se recoge el desglose del presupuesto total en la Tabla 8.5 y el resumido en la Tabla 8.6.

Tabla 8.5 Presupuesto total del proyecto desglosado [Elaboración propia]

Descripción	Presupuesto [€]
Adquisición del terreno	51.337 €
Permisos y Licencias	
Gestión de permisos	40.000 €
Obtención de licencias municipales	65.000 €
Obra civil	
Acondicionamiento del terreno	104.184 €
Construcción nave de almacenamiento	384.000 €
Construcción nave de oficinas y almacén	350.000 €
Construcción nave de generación	600.000 €
Equipos	
Silo	80.000 €
Caldera completa	5.250.000 €
Ciclo agua -vapor	3.409.091 €
Turbina de vapor + generador	3.000.000 €
Sistema de refrigeración	673.442,64 €
Sistemas eléctricos y de control	
Sistemas eléctricos	409.090,91 €
Sistema de control	159.090,91 €
Sistemas auxiliares	
Sistema contra incendios	90.909,09 €
Planta de tratamiento de agua	181.818,18 €
Planta de tratamiento de efluentes	13.636,36 €
Montaje y puesta en marcha	
Montaje mecánico	2.618.181,82 €
Puesta en marcha	272.727,27 €
Total	17.752.509,18 €

Tabla 8.6 Presupuesto general del proyecto [Elaboración propia]

Descripción	Presupuesto [€]
Adquisición del terreno	51.337 €
Permisos y Licencias	105.000 €
Obra civil	1.438.184 €
Equipos	12.412.534 €
Sistemas eléctricos y de control	568.181,82 €
Sistemas auxiliares	286.363,63 €
Montaje y puesta en marcha	2.890.909,09 €
Total	17.752.509,18 €

El presupuesto de ejecución del proyecto asciende a la cantidad de diecisiete millones setecientos cincuenta y dos quinientos nueve euros con dieciocho céntimos.



8.2 Coste del consumo de energía

Se debe calcular los costes asociados al consumo de energía en la planta. Para ello se diferencia entre el coste de término de potencia contratada, y el coste de energía activa consumida, utilizando la metodología de cálculo del Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo¹¹.

“Los cargos se diferencian según segmentos tarifarios de cargos y periodos horarios y tienen una estructura binominal que consta de un término de potencia y un término de energía”. [17] Se muestra en la Tabla 8.7 la estructura de cargos en cuestión.

Tabla 8.7 Segmentos tarifarios de cargos y peajes de transporte y distribución [17]

Segmento tarifario de cargos.	1	2	3	4	5	6
Peaje de transporte y distribución Circular 3/2020.	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD

Para el cálculo de los dos términos, se utilizan las fórmulas del RD mencionado:

- Término de facturación por potencia contratada: “Sumatorio resultante del producto del precio del término de potencia correspondiente a cada periodo horario, expresado en euros por kW y año, por la potencia contratada para dicho periodo, expresada en kW y año, según la fórmula siguiente”:

$$FP = \sum_{p=1}^{p=i} T_{pp} * P_{cp}$$

Donde,

FP: Término de facturación por potencia contratada (€).

T_{pp} : Precio del término de potencia del periodo horario p (€/kW y año).

P_{cp} : Potencia contratada en el período horario p (kW y año).

i: Número de periodos horarios del segmento tarifario de cargos al que corresponde el suministro.

- Término de facturación por energía activa consumida: “Sumatorio resultante de multiplicar el precio del término de energía correspondiente a cada periodo horario, expresado en euros por kWh, por la energía consumida o, en su caso, estimada, en dicho periodo, expresada en kWh, de acuerdo con la fórmula siguiente”:

$$FE = \sum_{p=1}^{p=i} T_{ep} * E_p$$

¹¹ Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico.

Donde,

FE: Término de facturación por energía activa consumida (€).

Tep: Precio del término de energía del periodo horario p (€/kWh).

Ep: Energía consumida o estimada en el período horario p (kWh).

i: Número de periodos horarios del segmento tarifario al que corresponde el suministro.

Para determinar cuál es el segmento y peaje correspondiente a la operación de la central, se consulta la Tabla 8.8 con las características de suministro para los peajes y tarifas asociadas.

Tabla 8.8 Características de suministro para los peajes y segmentos tarifarios de cargos asociadas [68]

CARACTERÍSTICAS DEL SUMINISTRO	PEAJE T&D	SEGMENTOS TARIFARIOS DE CARGOS
Baja tensión \leq 15kW	2.0 TD	1
Baja tensión > 15kW	3.0 TD	2
Alta tensión entre 1kV y 30kV	6.1 TD	3
Alta tensión entre 30kV y 72,5kV	6.2 TD	4
Alta tensión entre 72,5kV y 145kV	6.3 TD	5
Alta tensión > 145kV	6.4 TD	6

La central opera teniendo una potencia de equipos de consumo mayor de 15 kW, por lo que el peaje T&D y segmento tarifario es 3.0 TD 2, que son para suministros de baja tensión (<1kV) y potencia contratada mayor a 15 kW.

Para el cálculo de ambos términos se debe conocer la potencia necesaria a contratar y el consumo de energía, así como los precios de los cargos del sistema eléctrico. Los precios se publican en la Orden TED/1312/2022, de 23 de diciembre¹².

Se muestra en la Tabla 8.9 los precios acorde a los términos de potencia y en la Tabla 8.10 los precios de los términos de energía.

¹² Orden TED/1312/2022, de 23 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2023.

Tabla 8.9 Precios de los términos de potencia [16]

Segmento tarifario	Término de potencia de los cargos (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
1	2,989915	0,192288				
2	3,715217	1,859231	1,350774	1,350774	1,350774	0,619203
3	3,856557	1,930027	1,402384	1,402384	1,402384	0,642759
4	2,264702	1,133557	0,823528	0,823528	0,823528	0,377450
5	1,813304	0,907425	0,659281	0,659281	0,659281	0,302217
6	0,887008	0,443874	0,322548	0,322548	0,322548	0,147835

Tabla 8.10 Precios de los términos de energía [16]

Segmento tarifario	Término de energía de los cargos (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
1	0,043893	0,008779	0,002195			
2	0,024469	0,018118	0,009788	0,004894	0,003137	0,001958
3	0,013305	0,009856	0,005322	0,002661	0,001706	0,001064
4	0,006243	0,004624	0,002497	0,001249	0,000800	0,000499
5	0,005117	0,003791	0,002047	0,001023	0,000656	0,000409
6	0,001944	0,001440	0,000778	0,000389	0,000249	0,000156

En base al segmento tarifario 2 y el periodo 3, el término de potencia a utilizar es 1,350774 €/kW al año, y el término de energía es 0,009788 €/kWh.

Por último, la potencia instalada de equipos de consumo asciende a 545,76 kW, que se ha determinado su cálculo detallado en la sección 7.1.7. Se desprecian los consumos de iluminación. De esta manera, se contrata una potencia de 550 kW.

El coste del término de potencia y el término de energía se calculan de la siguiente manera:

$$FP = 1,350774 \text{ €/kW} \cdot 550 \text{ kW} = 737,20 \text{ €}$$

$$FE = 0,009788 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 550 \text{ kW} \cdot 8.000\text{h} = 42.735,19 \text{ €}$$

Este es el coste calculado, pero es necesario añadir los costes de impuesto de la energía y el impuesto sobre el valor añadido.

El impuesto de la electricidad es del 5,113% sobre el importe del término de potencia y energía. Y el IVA es del 21%.

$$\text{Impuesto de la electricidad} = 43.472,39 \cdot 5,113\% = 2.222,74 \text{ €}$$

$$\text{IVA} = (43.472,39 + 2.222,74) \cdot 21\% = 9.595,98 \text{ €}$$

De esta manera, el coste total del consumo eléctrico en la central es de 55.291,11€:

$$\text{Coste del consumo eléctrico} = FP + FE + \text{Impuesto electricidad} + \text{IVA}$$

$$\text{Coste del consumo eléctrico} = 737,20 + 42.735,19 + 2.222,7 + 9.595,98 =$$

$$\text{Coste del consumo eléctrico} = \mathbf{55.291,11 \text{ €}}$$



8.3 Cálculo de la retribución por cesión de energía

Los ingresos percibidos por la central son aquellos recibidos por la venta de energía en régimen especial de acuerdo con el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo¹³. El objeto de este Real Decreto es por establecer un régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Las instalaciones de producción de energía que pueden acogerse a este decreto se contemplan en artículo el 27.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

En el caso del proyecto, la central termoeléctrica de biomasa pertenece al subgrupo b.8.1: Biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola (Residuos de la producción de aceite de oliva y aceite de orujo de oliva.)”. [66]

Se especifica que para acogerse al régimen especial, la central debe cumplir con el límite impuesto del rendimiento eléctrico equivalente. Se procede a calcularlo.

8.3.1 Cálculo del Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE)

Se procede a realizar el cálculo en base al procedimiento y comprobación del REE que se encuentra en el Anexo I del RD mencionado.

$$R = \frac{E}{Q - \left(\frac{V}{Ref H}\right)}$$

Donde,

Q es consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustibles utilizados.

V es la producción de calor útil o energía térmica útil.

E es la energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de 1 kWh = 860 kcal.

$Ref H$ es el valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor, en base a la Directiva 2015/2402 del Parlamento Europeo. Se encuentra en el anexo II del reglamento, los valores de referencia de la eficiencia para la producción por separado de calor, mostrados en la Tabla 8.11.

¹³ Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Tabla 8.11 Valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de calor [69]

En el cuadro que figura a continuación los valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de calor se basan en el valor calorífico neto (también denominado «valor calorífico inferior» y las condiciones ISO atmosféricas estándar (15 °C de temperatura ambiente, 1,013 bares y 60 % de humedad relativa).

Categoría	Tipo de combustible:	Año de construcción						
		Antes de 2016			A partir de 2016			
		Agua caliente	Vapor (%)	Uso directo de gases de escape (**)	Agua caliente	Vapor (%)	Uso directo de gases de escape (**)	
Sólidos	S1	Hulla, incluida la antracita, carbón bituminoso, carbón subbituminoso, coque, semicoque y coque de petróleo	88	83	80	88	83	80
	S2	Lignito, briquetas de lignito, petróleo de esquisto	86	81	78	86	81	78
	S3	Turba, briquetas de turba	86	81	78	86	81	78
	S4	Biomasa seca, incluida madera y otra biomasa sólida, incluidos gránulos y briquetas de madera, astillas de madera secas, madera residual limpia y seca, cáscaras de frutos secos y huesos de aceituna y otros.	86	81	78	86	81	78
	S5	Otros tipos de biomasa sólida, incluidos todos los tipos de madera distintos de los indicados en S4 y leña negra y marrón.	80	75	72	80	75	72
	S6	Residuos municipales e industriales (no renovables) y residuos renovables/biodegradables	80	75	72	80	75	72

En base a la Tabla 8.11, el combustible del hueso de aceituna empleado en la central entra en la categoría S4. Por lo que el rendimiento de referencia, con producción de vapor después de 2016, es de 81%.

Consumo de energía primaria Q

$$Q = \dot{m}_{comb} \cdot PCI$$

Donde,

\dot{m}_{comb} es el caudal másico de combustible expresado en kg/h. Se calculó en el apartado 7.2 Cálculo de la biomasa necesaria.

PCI es el poder calorífico inferior del combustible expresado en kcal/kg, que es de 3.752,39 kcal/kg, en base a la ficha técnica del combustible del Anexo C.

De esta manera,

$$Q = 7.491,21 \text{ kg/h} \cdot 3.752,39 \text{ kcal/kg} = 28.109.942,64 \text{ kcal/h}$$

Producción de calor útil V

$$V = \dot{m}_{vapor} \cdot C_e \cdot \Delta T$$



Donde,

\dot{m}_{vapor} es el caudal de vapor que circula por la caldera, expresado en kg/h. En la simulación del ciclo se obtuvo un caudal de agua de 11,07 kg/s, es decir, 39.852 kg/h

C_e es el calor específico del agua, expresado en kcal/kg °C, que es de 1 kcal/kg °C.

ΔT es el incremento de temperatura del agua en la caldera en °C. La temperatura de entrada, T_{in} , es 167,3°C y al de salida, T_{out} , es 480°C.

Por lo tanto,

$$V = 39.852 \text{ kg/h} \cdot 1 \text{ kcal/kg } ^\circ\text{C} \cdot (480 - 167,3)^\circ\text{C} = 12.461.720,40 \text{ kcal/h}$$

Energía eléctrica generada E

$$E = 10.000 \text{ kW} \cdot 860 \text{ kcal/kWh} = 8.600.000 \text{ kcal/h}$$

Sustituyendo los valores obtenidos en la fórmula del REE, se obtiene un resultado:

$$\text{REE} = \frac{E}{Q - \left(\frac{V}{\text{RefH}}\right)} = \frac{8.600.000 \text{ kcal/h}}{28.109.942,64 \text{ kcal/h} - \left(\frac{12.461.720,40 \text{ kcal/h}}{0.81}\right)}$$

$$\text{REE} = 67,58\%$$

Una vez calculado el rendimiento eléctrico equivalente de la instalación, se debe comprobar que cumple con las exigencias mínimas. La Tabla 8.12 muestra los límites del REE para acogerse al régimen especial en base al RD 661/2007.

Tabla 8.12 REE mínimos para inclusión en Régimen Especial (RD 661/2007) [11]

Tipo de combustible	Rendimiento eléctrico equivalente - Porcentaje
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59
Otras tecnologías y/o combustibles	59
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30
Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7	50

El valor mínimo es del 30%, al pertenecer a biomasa incluida al grupo b.8.

Se concluye que la instalación cumple con el REE mínimo exigido.

8.3.2 Retribución de la energía

En base al Capítulo IV: Régimen Económico del RD 661/2007, se procede a calcular los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida. Los dos mecanismos existentes son:

- a. **Tarifa regulada.** La electricidad se exporta a la red de distribución recibiendo una tarifa regulada única, expresada en céntimos de euro por kilovatio hora. A este componente principal se le añaden una serie de complementos.
- b. **Mercado de energía eléctrica.** El precio de la electricidad es el precio resultante del mercado cada hora, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio hora.

Los complementos a los que se pueden acoger, dependiendo de que mecanismo se escoja, se detallan a continuación.

Discriminación horaria (DH)

Las instalaciones de la categoría a) y los grupos b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8, que hayan elegido tarifa regulada podrán acogerse, con carácter voluntario, al régimen de discriminación horaria de dos periodos, siguiendo la Tabla 8.13.

Tabla 8.13 Discriminación horaria de dos periodos [11]

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
11-21 h	21-24 h y 0-11 h	12-22h	22-24 h y 0-12 h

La tarifa regulada a percibir en este caso se calcula como el producto de la tarifa que le corresponda, multiplicada por 1,0462 % para el periodo punta y 0,9670 % para el periodo valle.

Se muestra en la Tabla 8.14 la distribución de las tres franjas horarias.

Tabla 8.14 Horarios de luz con discriminación horaria [70]

Hora valle	Hora llano	Hora punta
De 00 a 08 horas	De 08 a 10 horas	De 10 a 14 horas
	De 14 a 18 horas	De 18 a 22 horas
	De 22 a 00 horas	

Complemento por Eficiencia (Cef)

Las instalaciones del régimen especial, a las que les sea exigible el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente y aquellas cogeneraciones con potencia instalada mayor de 50 MW y menor o igual de 100 MW.



Se calcula de la siguiente manera:

$$Cef = 1,1 \cdot \left(\frac{1}{REE_{min}} - \frac{1}{REE_i} \right) \cdot Cmp$$

Donde,

REE_{min} es el rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido, de la Tabla 8.12.

REE_i es el rendimiento eléctrico equivalente de la instalación calculado.

Cmp es el coste unitario del gas natural expresado en c€/kWh PCS, publicado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de manera periódica.

En base a la Orden ITC/3992/2006, de 29 de diciembre¹⁴, el coste unitario del gas natural es 0,021192 €/kWh.

Complemento por Reactiva (CR)

Toda instalación acogida al régimen especial sea de tarifa regulada o del mercado de energía eléctrica, recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía del valor de 7,8441 c€/kWh, que será revisado anualmente. Dicho porcentaje, se establece en la Tabla 8.15.

Tabla 8.15 Valores del factor de potencia aplicables a cada periodo [11]

Tipo de Factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación %		
		Punta	Llano	Valle
Inductivo	Fp < 0,95	-4	-4	8
	0,96 > Fp ≥ 0,95	-3	0	6
	0,97 > Fp ≥ 0,96	-2	0	4
	0,98 > Fp ≥ 0,97	-1	0	2
	1,00 > Fp ≥ 0,98	0	2	0
	1.00	0	4	0
Capacitivo	1,00 > Fp ≥ 0,98	0	2	0
	0,98 > Fp ≥ 0,97	2	0	-1
	0,97 > Fp ≥ 0,96	4	0	-2
	0,96 > Fp ≥ 0,95	6	0	-3
	Fp < 0,95	8	-4	-4

Se estima que el factor de potencia es igual a 1, por lo que se bonifica con un 4% durante las horas del tramo llano.

El periodo llano se distribuye desde las 8 hasta las 10 de la mañana, desde las 14 hasta las 18h y desde las 22 hasta las 00h. Tiene una duración de 8h al día, que es una tercera parte del total.

¹⁴ Orden ITC/3992/2006, de 29 de diciembre, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar.

Coste del desvío (Des)

El coste del desvío, en cada hora, se repercutirá sobre la diferencia, en valor absoluto, entre la producción real y la previsión.

Garantía de potencia (GP)

Tendrán derecho al cobro de una retribución por garantía de potencia, aquellas instalaciones acogidas a vender la electricidad en el mercado de energía. Se estima en una retribución aproximada de 2€/MWh.

Tarifa regulada (Ptr) y Prima (P)

La prima es una cantidad adicional al precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación.

Esta cuantía depende de la categoría de la instalación. Al subgrupo b.8.1 en cuestión, se le asigna una prima de referencia y unos límites superior e inferior. Se muestra en la Tabla 8.16 las tarifas y primas para instalaciones de la categoría b).

Tabla 8.16 Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b) [11]

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P ≤100 kW	primeros 25 año	44,0381			
			a partir de entonces	35,2305			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 25 años	41,7500			
			a partir de entonces	33,4000			
		10<P≤50 MW	primeros 25 años	22,9764			
			a partir de entonces	18,3811			
	b.1.2		primeros 25 año	26,9375	25,4000	34,3976	25,4038
			a partir de entonces	21,5498	20,3200		
b.2	b.2.1		primeros 20 años	7,3228	2,9291	8,4944	7,1275
			a partir de entonces	6,1200	0,0000		
b.3			primeros 20 años	6,8900	3,8444		
			a partir de entonces	6,5100	3,0600		
b.4			primeros 25 años	7,8000	2,5044	8,5200	6,5200
			a partir de entonces	7,0200	1,3444		
b.5			primeros 25 años	*	2,1044	8,0000	6,1200
			a partir de entonces	**	1,3444		
b.6	b.6.1	P≤2 MW	primeros 15 años	15,8890	11,5294	16,6300	15,4100
			a partir de entonces	11,7931	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	14,6590	10,0964	15,0900	14,2700
			a partir de entonces	12,3470	0,0000		
	b.6.2	P≤2 MW	primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900
			a partir de entonces	8,4752	0,0000		
		2 MW ≤P	primeros 15 años	10,7540	6,1914	11,1900	10,3790
			a partir de entonces	8,0660	0,0000		
	b.6.3	P≤2 MW	primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900
			a partir de entonces	8,4752	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	11,8294	7,2674	12,2600	11,4400
			a partir de entonces	8,0660	0,0000		
b.7	b.7.1		primeros 15 años	7,9920	3,7784	8,9600	7,4400
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
	b.7.2	P≤500 kW	primeros 15 años	13,0690	9,7696	15,3300	12,3500
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
		500 kW ≤ P	primeros 15 años	9,6800	5,7774	11,0300	9,5500
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
b.7.3			primeros 15 años	5,3600	3,0844	8,3300	5,1000
			a partir de entonces	5,3600	0,0000		
b.8	b.8.1	P≤2 MW	primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900
			a partir de entonces	8,4752	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	10,7540	6,1914	11,1900	10,3790
			a partir de entonces	8,0660	0,0000		
	b.8.2	P≤2 MW	primeros 15 años	9,2800	4,9214	10,0200	8,7900
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
		2 MW ≤P	primeros 15 años	6,5080	1,9454	6,9400	6,1200
			a partir de entonces	6,5080	0,0000		
	b.8.3	P≤2 MW	primeros 15 años	9,2800	5,1696	10,0200	8,7900
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	8,0000	3,2199	9,0000	7,5000
			a partir de entonces	6,5080	0,0000		

En el caso de la central, categoría b.8.1, al tener una potencia mayor a 2MW, las tarifas y primas son:

- Tarifa regulada: 10,7540 c€/kWh
- Prima referencia: 6,1914 c€/kWh
- Límite superior: 11,1900 c€/kWh
- Límite inferior: 10,3790 c€/kWh

La prima a percibir en cada hora se calcula de la siguiente forma: [11]

- i. “Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia comprendidos entre el límite superior e inferior establecidos para un determinado grupo y subgrupo, el valor a percibir será la prima de referencia para ese grupo o subgrupo, en esa hora.”
- ii. “Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia inferiores o iguales al límite inferior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en esa hora.”
- iii. “Para valores del precio del mercado de referencia comprendidos entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en esa hora.”
- iv. “Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima a percibir será cero en esa hora.”

En resumen, el cálculo de la tarifa en función de la categoría seleccionada se muestra en la Tabla 8.17.

Tabla 8.17 Cálculo de la retribución en función de la categoría [11]

Tarifa regulada	$PFT = Ptr + CR + DH + Cef - Des$
Mercado de energía eléctrica	$PFM = PMD + P + CR + GP + Cef - Des$

A continuación, se calcula la retribución en ambos casos para analizar la mejor opción.

8.3.3 Tarifa regulada

Acogerse a la tarifa regulada implica una “cantidad fija, única para todos los periodos de programación, y que se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada”. [66]

En base a la siguiente fórmula, se calcula la retribución de la tarifa regulada:

$$PFT = Ptr + CR + DH + Cef - Des$$

Ptr

La tarifa base es de 10,7540 c€/kWh, por lo que:

$$Ptr = 10.000 \text{ kW} \cdot 8.000\text{h} \cdot 10,7540 \text{ c€/kWh} = 8.603.200 \text{ €}$$



CR

El complemento de energía reactiva, con una bonificación del 4% durante un tercio de las horas del día en la energía generada es:

$$CR = 0,04 \cdot 0,33 \cdot 10.000 \text{ kW} \cdot 8.000h \cdot 7,8441 \text{ c€/kWh} = 82.834 \text{ €}$$

DH

La discriminación horaria, se bonifica con un 1,0462 % para el periodo punta y 0,9670 % para el periodo valle, de la tarifa base. Durante el periodo punta hay 8h y durante el valle otras 8h al día.

$$DH = (0.010462 \cdot 0.33 + 0.00967 \cdot 0.33) \cdot 8.603.200 \text{ €} = 57.156 \text{ €}$$

Cef:

En base a la fórmula de cálculo del complemento por eficiencia:

$$Cef = 1,1 \cdot \left(\frac{1}{30} - \frac{1}{34,08} \right) \cdot 2,1192 = 0,043211 \text{ c€/kWh}$$

$$\text{Retribución por Cef} = 10.000 \text{ kW} \cdot 8.000h \cdot 0,043211 \text{ c€/kWh} = 34.569 \text{ €}$$

Des: En cuanto al coste de desvío, se fija en el mercado organizado por cada período de programación. Se considera despreciable para simplificar el cálculo.

Por lo tanto, el ingreso anual acorde a la tarifa regulada es:

$$PFT = 8.603.200 + 82.834 + 57.156 + 34.569 = 8.777.758,61 \text{ €}$$

La retribución a tarifa única regulada es de 8.777.758,61 €, es decir, 109,72 €/MWh.

8.3.4 Mercado de energía eléctrica

El precio final en base a esta categoría se calcula con la siguiente fórmula:

$$PFM = PMD + P + CR + GP + Cef - Des$$

PMD

El precio del mercado diario varía cada hora del día (PMD). Para conocer una estimación de estos precios, se accede al registro histórico de *OMIE* para conocer el precio mínimo, medio y máximo del mercado diario (EUR/MWh).

Con el objetivo de obtener una mejor aproximación, se consultan los datos históricos desde 2007 hasta 2022. Se toman todos estos datos, ya que durante los años 2021 y 2022, el precio de la energía ha experimentado grandes incrementos debido a varios factores económicos y políticos a nivel mundial.

Se muestra en la Tabla 8.18 los datos mencionados, y en la Fig. 8.2; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** la representación de estos.



Tabla 8.18 Datos de precio mínimo, medio y máximo del mercado diario en España [2007-2022] [71]

Año	Precio máximo	Precio mínimo	Precio medio aritmético
2022	700	0	167.52
2021	409	0.01	111.93
2020	68.9	1.02	33.96
2019	74.74	0.03	47.68
2018	84.13	2.06	57.29
2017	101.99	2.3	52.24
2016	75.5	2.3	39.67
2015	85.05	4	50.32
2014	113.92	0	42.13
2013	112	0	44.26
2012	90.13	0	47.23
2011	91.01	0	49.93
2010	145	0	37.01
2009	100	0	36.96
2008	103.15	10	64.43
2007	130	10.1	39.35

Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario
España

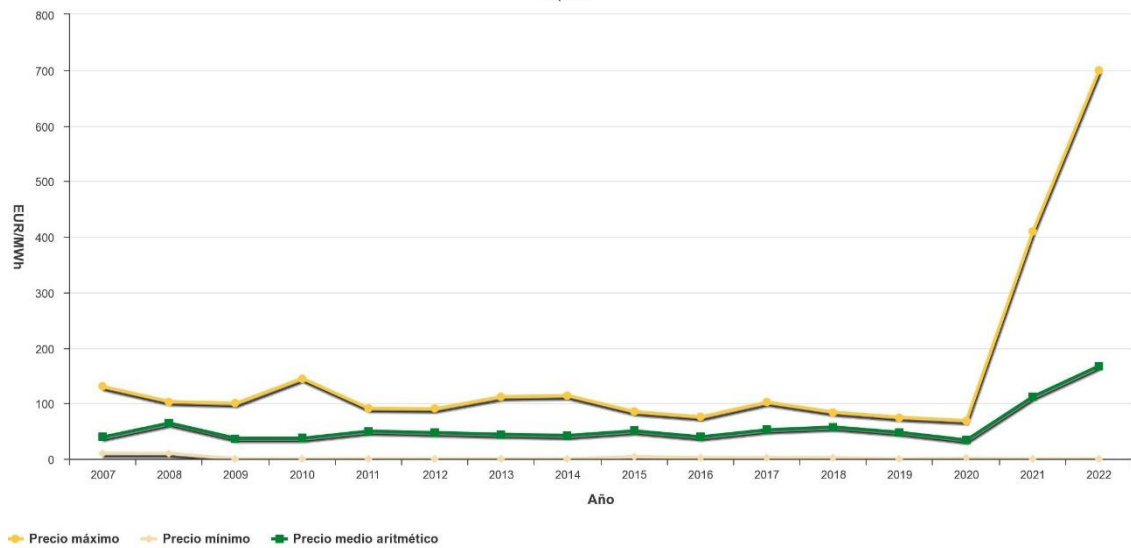


Fig. 8.2 Gráfica del precio mínimo, medio y máximo del mercado diario en España [2007-2022] (EUR/MWh) [71]

En base a los datos mostrados, se calcula el precio medio de la energía a lo largo de los últimos 16 años, siendo el precio de 57,619375 €/MWh, es decir, 5,7619375 c€/kWh.

Prima(P)

Para calcular la prima, se requiere utilizar el precio medio calculado, la prima de referencia y los límites superior e inferior estipulados al subgrupo de la central (b.8.1)

- Precio medio: 5,7619 c€/kWh
- Prima referencia: 6,1914 c€/kWh
- Límite superior: 11,1900 c€/kWh



- Límite inferior: 10,3790 c€/kWh

El precio medio de referencia 5,7619 c€/kWh se encuentra entre el límite superior y la diferencia entre el límite superior y la prima de referencia(4,9986 c€/kWh). Por lo tanto, el precio de la prima es la diferencia entre el límite superior y el precio medio del mercado:

$$Prima = Límite superior - Precio medio = 5,4281c€/kWh$$

$$Prima total = Prima + Precio medio = 5,4281 + 5,7619 = 11,190 c€/kWh$$

Por lo tanto, el precio se calcula:

$$Precio = 10.000 kW \cdot 8.000h \cdot 11,190 c€/kWh = 8.952.000 €$$

Complemento de reactiva (CP)

Como en el caso anterior, alcanza los 82.834 €.

Garantía de potencia (GP)

$$GP = 10 MW \cdot 8.000h \cdot 2€/MWh = 160.000 €$$

Complemento por eficiencia (Cef)

Como en el caso anterior, es de 34.569 €.

Des: No se calcula por simplificación

Por tanto, la retribución al precio de mercado de energía es:

$$PFM = 8.952.000 + 82.834 + 160.000 + 34.569 = 9.229.402,74 €$$

La retribución a precio de mercado es de 9.229.402,74 €, es decir, 115,37 €/MWh.

8.3.5 Decisión de retribución

En base a los resultados obtenidos del cálculo de la retribución por al vente de energía en los dos mecanismos, tarifa única o mercado de energía, se concluye que se obtiene un mayor beneficio con la retribución del mercado de energía.

Por esta razón, la venta de energía de la central se acoge al mercado de energía, aun teniendo menores garantías y mayor fluctuación que con la tarifa única.

8.4 Coste de operación y mantenimiento

Los costes de operación y mantenimiento son los costes asociados a los salarios del personal, tanto interno como externo, los gastos de oficina, los gastos de mantenimiento de los equipos, repuestos, costes de consumibles, entre otros.

Se estima que el coste de O&M es de 16,743 €/MWh, en base a la hoja de cálculo del presupuesto de construcción de una central de biomasa, del libro Centrales termoeléctricas de biomasa. [21]

$$Coste O\&M\ anual = 10 MW \cdot 8.000h \cdot 16,743 €/MWh = 1.339.457,70 €$$



8.5 Coste de la biomasa

El coste de la biomasa se refiere al coste de la compra del hueso de aceituna. El precio medio estimado es de 110 € la tonelada para pedidos a granel de huesos de aceituna limpios y deshidratados. [72]

Se calcula el coste del combustible al año:

$$\text{Coste combustible anual} = 59.929,68 \text{ t/año} \cdot 110 \text{ €/t} = 6.592.264,97 \text{ €}$$

8.6 Cálculo de la viabilidad económica

Se procede a realizar la valoración económica del proyecto, con el objetivo de conocer la rentabilidad del mismo. Para ello se calcula una serie de costes normalizados y varios índices de rentabilidad.

- Coste normalizado de la inversión (CAPEX)
- Coste normalizado de los gastos (OPEX)
- Coste normalizado de la energía (LCOE)
- Tarifa Normalizada (Tn)
- Ingresos normalizados (LROE)
- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Periodo de Retorno (PR)

Para el cálculo de estos, se requiere determinar una serie de parámetros económicos como las tasas nominales de actualización de los gastos, que se refieren al combustible, a los gastos de O&M y al coste del consumo de energía, así como la tasa de descuento.

Se recogen en la Tabla 8.19 las características del proyecto necesarias para realizar la valoración económica.

Tabla 8.19 Características de la valoración económica del proyecto [Elaboración propia]

Potencia eléctrica	P	10.000 kW
Horas de funcionamiento	h	8.000 h
Energía	E	80.000 kWh
Inversión	INV	17.752.509,18 €
Ingresos anuales venta energía	I	9.229.402,74 €
Tarifa de venta de energía	$T_{v,0}$	115,37 €/MWh
Costes de combustible	$C_{F,0}$	6.592.264,97 €
Costes de O&M	$C_{OM,0}$	1.339.457,70 €
Costes de consumo de energía	$C_{E,0}$	55.291,11 €
Tasa nominal de actualización combustible	r_F	1,5%
Tasa nominal de actualización O&M	r_{OM}	2,5%
Tasa nominal de actualización eléctrica	r_E	5%
Tasa de descuento (WACC)	i	6,8%
Vida útil del proyecto	N	25 años

8.6.1 Coste normalizado de la energía (LCOE)

El LCOE, también llamado coste energético nivelado permite calcular el coste por kilovatio hora de diferentes tipos de generación eléctrica. Este indicador considera la totalidad de los gastos asociados a un sistema de generación a lo largo de su vida útil, incluyendo inversiones, combustible, emisiones, operación, mantenimiento y desmantelamiento. Esta cifra se divide entre la producción total de energía y se ajusta al valor presente. De esta manera, se obtiene una medida del coste por kilovatio hora de la instalación.

Se precede a su cálculo, mostrando las ecuaciones necesarias para ello:

$$CN = LCOE = Capex + Opex$$

Donde el coste normalizado de la inversión (capex) y el coste normalizado de los gastos (opex) se calcula de la siguiente forma:

$$Capex = INV \cdot f_a$$

$$Opex = C_{F,0} \cdot f_{\Sigma,F} \cdot f_a + C_{OM,0} \cdot f_{\Sigma,OM} \cdot f_a + C_{E,0} \cdot f_{\Sigma,E} \cdot f_a$$

Donde,

$C_{x,0}$ son los gastos anuales calculados en el año 0, que aparecen en la Tabla 8.19.

f_a es el capital recovery factor (CRF), y es la relación entre la tasa de descuento constante y el valor actual de recibir esa anualidad durante un período de tiempo determinado. Se calcula como:

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

$f_{\Sigma,x}$ es el factor de acumulación asociado a cada gasto, con el que se permite proyectar una cantidad al futuro con una tasa nominal y calcular el valor actual de esas cantidades futuras con una tasa de descuento. Se calcula de la siguiente forma:

$$f_{\Sigma,x} = \frac{k_x \cdot (1 - k_x^N)}{1 - k_x}$$

$$k_x = \frac{1 + r_x}{1 + i}$$

r_x es la tasa nominal de proyección de cada tipo de gasto, es decir, el encarecimiento/abaratamiento que va a sufrir con el tiempo.

Se calculan el factor de acumulación y la tasa nominal de proyección para cada gasto, recogidos en la Tabla 8.20.



Tabla 8.20 Factores de acumulación calculados [Elaboración propia]

Factor de acumulación	Valores
k_F	0,95037
k_{OM}	0,95974
k_E	0,98315
$f_{\Sigma,F}$	13,78606
$f_{\Sigma,OM}$	15,30482
$f_{\Sigma,E}$	20,19445
f_a	0,08427

Teniendo todos los datos necesarios, se calcula el coste normalizado de la energía:

$$CAPEX = INV \cdot f_a = 1.496.007,35 \text{ €}$$

$$OPEX = C_{F,0} \cdot f_{\Sigma,F} \cdot f_a + C_{OM,0} \cdot f_{\Sigma,OM} \cdot f_a + C_{E,0} \cdot f_{\Sigma,E} \cdot f_a$$

$$OPEX = 7.658.592,22 + 1.727.552,17 + 94.093,88 = 9.480.238,27 \text{ €}$$

$$CN = LCOE = Capex + Opex = 10.976.245,61 \text{ €}$$

El coste normalizado de la energía asciende a 10.976.245,61 €, y expresado en términos de producción de energía, 137,20 €/MWh.

8.6.2 Tarifa normalizada

La tasa normaliza permite normalizar la tarifa de venta de la energía $T_{v,0}$, con la tasa nominal de proyección r_E . Se calcula de la siguiente manera:

$$TN [\text{€/MWh}] = T_{v,0} \cdot f_{\Sigma,E} \cdot f_a$$

$$TN [\text{€/MWh}] = 115,37 \text{ €/MWh} \cdot 20,19445 \cdot 0,08427 = 196,33 \text{ €/MWh}$$

8.6.3 Ingresos normalizados

Los ingresos normalizados, o también denominado LROE por el término inglés *revenues*, permite conocer los ingresos por la venta de energía teniendo en cuenta el factor de acumulación.

$$V_{EN}[\text{€}] = T_{v,0} \cdot f_{\Sigma,v} \cdot f_a \cdot E [\text{MWh}] = TN [\text{€/MWh}] \cdot E [\text{MWh}]$$

$$V_{EN}[\text{€}] = 196,33 \text{ €/MWh} \cdot 10\text{MW} \cdot 8.000\text{h} = 15.706.508,19 \text{ €}$$

8.6.4 Rentabilidad del proyecto

La rentabilidad del proyecto se puede evaluar con los ingresos normalizados y el coste normalizados de la energía, si el primero es mayor, se determina que el proyecto es rentable.

$$V_{EN} \geq CN$$

$$15.706.508,19 \text{ €} \geq 10.976.245,61 \text{ €}$$



Se concluye que el proyecto es rentable económicamente.

8.6.5 Índices de rentabilidad

Cuando un proyecto genera ingresos se pueden definir varios índices de rentabilidad, basados todos ellos en el VAN.

8.6.5.1 Valor Actual Neto (VAN)

Se define el VAN como el exceso de la tarifa normalizada sobre el coste normalizado, pero sin tener en cuenta el factor de amortización, es decir, sin anualizar:

$$VAN = T_{v,0} \cdot f_{\Sigma,v} \cdot E - C_{F,0} \cdot f_{\Sigma,F} - C_{OM,0} \cdot f_{\Sigma,OM} - C_{E,0} \cdot f_{\Sigma,E} - INV$$

El proyecto resulta ser rentable si el VAN es mayor o igual a 0.

$$VAN = 56.132.097,12 \text{ €}$$

8.6.5.2 Tasa Interna de Retorno/Rentabilidad (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) se anule en toda la vida del proyecto.

Su cálculo se base en dejar libre la tasa de descuento y se fuerza a que el VAN se anule:

$$INV = T_{v,0} \cdot f_{\Sigma,v} \cdot E - C_{F,0} \cdot f_{\Sigma,F} - C_{OM,0} \cdot f_{\Sigma,OM}$$

$$TIR = i$$

La tasa interna de retorno no se calcula a partir de este procedimiento realiza por dificultades de cálculo. Se realiza de manera simplificada.

8.6.5.3 Periodo de Retorno (PR)

El Payback es el plazo de recuperación de la inversión inicial, es decir, el número de periodos necesarios para recuperar la inversión.

Para calcular lo, se deja libre la variable N que representa el periodo necesario, y se fuerza a que el VAN se anule:

$$INV = T_{v,0} \cdot f_{\Sigma,v} \cdot E - C_{F,0} \cdot f_{\Sigma,F} - C_{OM,0} \cdot f_{\Sigma,OM}$$

$$PR = N$$

El periodo de retorno no se calcula a partir de este procedimiento por dificultades de cálculo. Se realiza de manera simplificada.

8.6.5.4 Índices de rentabilidad aproximados

Se calculan los índices de rentabilidad de una manera simplificada, sin tener en cuenta tanto la evolución temporal como los impuestos y la tasa de descuento.

$$VAN = N \cdot MB - INV$$

$$TIR = \frac{MN}{INV}$$



$$PB = \frac{INV}{MB}$$

$$R = \frac{MB}{\frac{INV}{N}}$$

Donde,

MB es el margen bruto, calculado como al diferencia entre los ingresos y costes anuales.

$$MB = Ingresos - Costes = 1.242.388,96 \text{ €}$$

MN es el margen neto, teniendo en cuenta la inversión y al vida útil del proyecto.

$$MN = MB - \frac{INV}{N} = 532.288,60 \text{ €}$$

Por lo tanto,

$$VAN = N \cdot MB - INV = 13.307.214,89 \text{ €}$$

$$TIR = \frac{MN}{INV} = 2,9984\%$$

$$PR = \frac{INV}{MB} = 14,29 \text{ años}$$

$$R = \frac{MB}{\frac{INV}{N}} = \frac{1.242.388,96}{\frac{17.752.509,18}{25}} = 1,75$$

El VAN obtenido de manera simplificada difiere del calculado de manera detallada ya que es una aproximación que tiene falta de información de las tasas de descuento y factores de acumulación.

El TIR implica que el proyecto es rentable si es superior o igual a la tasa de descuento (WACC), que es de 6,8%. En base a ese índice, el proyecto no sería rentable. No se tiene en cuenta este índice al ser aproximado.

El, PR nos permite conocer el tiempo en el que lo ingresos logran recuperar la inversión, que es de 14,29 años.

Por último, el índice de rentabilidad R, compara los ingresos obtenidos frente a la inversión realizada a lo largo de la vida útil del proyecto. En ese caso, el proyecto tiene una rentabilidad de 1,75.

8.7 Conclusiones

Se recoge en la Tabla 8.21 un resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 8.21 Resumen del estudio de viabilidad económica [Elaboración propia]

Coste normalizado de la inversión (CAPEX)	1.496.007,35 €
Coste normalizado de los gastos (OPEX)	9.480.238,27 €
Coste normalizado de la energía (LCOE)	10.976.245,61 €
Tarifa normalizada (Tn)	196,33 €/MWh
Ingresos normalizados (LROE)	15.706.508,19 €
Valor Actual Neto (VAN)	56.132.097,12 €
Tasa Interna de Retorno (TIR)	2,998 %
Periodo de Retorno (PR)	14,29 años

Tras realizar el estudio de viabilidad económico, y calculado los diferentes índices de rentabilidad, se concluye que el proyecto es rentable económicamente.

IV. IMPACTO AMBIENTAL



9. IMPACTO AMBIENTAL

El desarrollo y la implementación de proyectos han demostrado tener un impacto significativo en el medio ambiente. La comprensión y la evaluación de estos impactos son esenciales para garantizar un equilibrio adecuado entre el progreso económico, social y la conservación de nuestros recursos naturales. En este capítulo, se llevará a cabo un análisis de los posibles efectos ambientales resultantes de la central termoeléctrica de biomasa, con el objetivo de identificar, evaluar y mitigar cualquier consecuencia adversa sobre el entorno natural y las comunidades cercanas.

El análisis de impacto ambiental supone el estudio de varios factores, desde las emisiones de contaminantes atmosféricos hasta los cambios en el uso del suelo, la biodiversidad, los recursos hídricos y la calidad del aire. De esta manera, se procede al estudio de cada uno de ellos, en referencia a la Autorización Ambiental Integrada de la central de biomasa de Agroenergética de Baena. [73]

9.1 Emisiones a la atmósfera y calidad del aire

El objetivo de implementar tecnologías de fuentes renovables recae en minimizar el impacto de las emisiones contaminantes que otras tecnologías convencionales suponen. Es por ello necesario analizar las emisiones provenientes de las operaciones de la central, así como en la evaluación de su impacto en la calidad del aire.

La generación de energía a partir de biomasa supone una emisiones prácticamente neutras en CO_2 , ya que como se estudió en el apartado de 3.1 Origen de la Biomasa, la energía de la biomasa se origina a partir de la energía solar, donde las plantas absorben la energía lumínica del sol, agua del suelo y CO_2 de la atmósfera a través del proceso de fotosíntesis.

Por el contrario, no solo se emiten partículas de CO_2 , sino que también se encuentran en este proceso emisiones generadas que pueden afectar la atmósfera y, en última instancia, a la salud humana y los ecosistemas. Estos son óxidos de nitrógeno (NO_x), azufre y partículas en suspensión.

La emisiones de la central se encuentran en un foco canalizado, que es la caldera de combustión, tras pasar por el separador ciclónico y los filtros de mangas.

En base a las especificaciones técnicas de la Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía, de acuerdo con el Real Decreto 1042/2017, de 22 de diciembre¹⁵, los valores límite de emisión autorizados son:

¹⁵ Real Decreto 1042/2017, de 22 de diciembre, sobre la limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de las instalaciones de combustión medianas.

Tabla 9.1 Valores límite de emisión (mg/Nm³) para las instalaciones de combustión medianas [74]

PARÁMETRO	VLE ⁽¹⁾	UNIDAD	% O ₂ referencia ⁽²⁾
Partículas	50	mg/Nm ³	6%
SO ₂	200		
NO _x (expresado como NO ₂)	300		
CO	250		

(1) VLE = Valor límite de emisión
(2) Contenido volumétrico

“Todos los valores límite de emisión indicados están determinados a una temperatura de 273,15,15 K, una presión de 101,3 kPa, previa corrección del contenido en vapor de agua de los gases residuales, y un contenido normalizado de O₂, del 6 % en el caso de las instalaciones de combustión medianas que utilicen combustibles sólidos”. [74]

En cuanto a la medición, las concentraciones de partículas de los gases de combustión se medirán de forma continua en base al Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo¹⁶.

9.2 Consumo de agua

La central opera bajo el uso del agua del Río Guadalquivir, captando agua para las instalaciones de la planta de tratamiento de aguas. Los sistemas que necesita alimentar la planta de tratamiento de aguas es el sistema de refrigeración, y el ciclo de vapor, principalmente.

El ciclo de refrigeración es que el mayor consumo tiene, frente al ciclo de agua – vapor, aunque este último también necesita ser purgado con regularidad para evitar la acumulación de sustancias nocivas.

El aporte regular que se realiza a la torre de refrigeración es de un caudal de 9,4 kg/s. Si la central opera durante 8.000h al año, esto supone unos 270.720.000 kg al año de agua. Se considera la densidad del agua en 997 kg/m³, por lo que se requieren 271.535 m³ de agua al año.

9.3 Gestión de los residuos

En toda instalación se generan residuos. Se debe analizar la gestión y eliminación de los residuos generados en la planta, como cenizas y subproductos no utilizados. Además, se deben cumplir las regulaciones ambientales para la eliminación segura de estos materiales. Estos se pueden clasificar en residuos no peligrosos y en residuos peligrosos.

Los residuos no peligrosos generados en las instalaciones son las cenizas, escorias y lodos, además de los residuos comunes a las actividades urbanas como papel, cartón, etc.

Los residuos peligrosos son principalmente los aceites de motor, los lubricantes necesarios en las transmisiones mecánicas.

¹⁶ Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y se fijan ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las refinerías de petróleo.

La gestión de los residuos asimilables a urbanos que se generen en las instalaciones de la planta se entrega al gestor con autorización para su valorización o eliminación, en base al Decreto 104/2000, de 21 de marzo¹⁷.

En cambio los residuos considerados peligrosos se deben envasar y etiquetar con las especificaciones de acuerdo con el Real Decreto 833/1988¹⁸.

La generación de cenizas se puede calcular en base al porcentaje de cenizas generadas del combustible. En la ficha técnica del hueso de aceituna, que se encuentra en el Anexo C, las cenizas generadas son un 0,7% en masa.

El consumo de hueso de aceituna es de 59.929 toneladas al año.

De esta manera, la generación de cenizas asciende a 419.507 kg al año.

9.4 Vertidos

En cuanto a los vertidos originados en la planta, se generan una serie de flujos de aguas residuales procedentes de varios sistemas, que se deben gestionar para determinar su correcto destino.

Estas aguas residuales se pueden diferenciar en flujos de la purga de la caldera, purga de la torre de refrigeración, flujos de agua proveniente del proceso de osmosis pero que es rechazada por la caldera, aguas de limpieza de las instalaciones, aseos personales y aguas de lavado de los filtros.

El tratamiento de estos flujos depende de su origen. A los flujos de las diversas purgas y del ciclo, así como los de la limpieza de los filtros se tratan en conjunto y se destinan a una EDAR. En cambio, al resto de aguas, las de limpieza, aguas de los aseos, etc., se deben tratar independientemente para depurarlos en base a una fosa séptica y filtros biológicos. En caso de encontrarse aguas pluviales limpias, es decir sin contaminación, no se requiere de tratamientos previos y se canalizan directamente.

Los valores límite de emisión de estos vertidos, establecidos en un informe de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir emitido en fecha 7 de diciembre de 2.007, que se recogen en la Ley 16/2002, de 1 de julio¹⁹, se muestran en la Tabla 9.2, Tabla 9.3 y Tabla 9.4.

¹⁷ Decreto 104/2000, de 21 de marzo, por el que se regulan las autorizaciones administrativas de las actividades de valorización y eliminación de residuos y la gestión de residuos plásticos agrícolas.

¹⁸ Real Decreto 833/1988, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986, Básica de Residuos Tóxicos y Peligrosos.

¹⁹ Ley 16/2002, de 1 de julio, de Prevención y Control Integrados de la Contaminación.

Tabla 9.2 Límites de emisión de los parámetros característicos de aguas con contaminación de origen industrial [73]

PARÁMETRO O SUSTANCIA	VALOR LÍMITE
pH	6 - 9
Temperatura (°C)	25 ^(a)
Conductividad (µs/cm a 20°C)	2.000
SS (mg/l)	35
DQO (mg/l)	125
DBO5 (mg/l)	25
Fósforo total (mg/l)	1,5
AOX (mg/l)	0,15
CRL (mg/l)	0,3
Toxicidad a bacteria luminiscente (TB)	12

Tabla 9.3 Límites de emisión de los parámetros característicos de aguas con contaminación de origen fecal [73]

PARÁMETRO O SUSTANCIA	VALOR LÍMITE
Sólidos en suspensión (mg/l)	35
DBO5 (mg/l O ₂)	25
DQO (mg/l O ₂)	125

Tabla 9.4 Límites de emisión de los parámetros característicos de aguas pluviales limpias [73]

PARÁMETRO O SUSTANCIA	VALOR LÍMITE
Sólidos en suspensión (mg/l)	35
DBO5 (mg/l O ₂)	25
DQO (mg/l O ₂)	125

9.5 Ruido

En el contexto de la central y su entorno, el ruido se convierte en un factor de relevancia que debe ser cuidadosamente gestionado. Las actividades de operación de la central eléctrica, incluyendo el funcionamiento de maquinaria, equipos y sistemas de generación, pueden generar niveles sonoros que impactan en el ambiente cercano.

Para poder operar la central, se deben cumplir los valores límite de emisiones de ruido establecidos en el Decreto 326/2003, de 25 de noviembre²⁰. Estos límites se determinan en horario diurno y nocturno.

- Día (7 a 23h): 75 dB
- Noche (23 a 7h): 70 dB

Es la central quien debe garantizar que estos límites no se superan realizando las mediciones oportunas e informando según el procedimiento del decreto mencionado.

²⁰ Decreto 326/2003, de 25 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Protección contra la Contaminación Acústica en Andalucía.

9.6 Biodiversidad

La ubicación de la central en el municipio de Jabalquinto, en Jaén, puede tener impactos en la biodiversidad local, y se deben considerar estos efectos en el estudio ambiental. Algunas formas en las que la central de biomasa podría afectar la biodiversidad y posibles planes de mitigación son:

- **Uso y contaminación del suelo:** La construcción y operación de la central requiere cambios en el uso del suelo, como la tala de árboles o la modificación de terrenos. Esto podría afectar a la flora y la fauna locales al destruir o alterar hábitats naturales. Una posible medida de mitigación es implementar prácticas de reforestación y restauración de hábitats en áreas cercanas para compensar la pérdida de vegetación.
- **Cambios en los recursos hídricos:** La captación y utilización de agua para el uso en la central puede afectar los ecosistemas acuáticos del Río Guadalquivir. El plan de mitigación es cumplir con la gestión eficiente del agua, y con las regulaciones ambientales relacionadas con el uso del agua.
- **Ruido y vibraciones:** El ruido se ha analizado como un impacto ambiental, pero que además de poder afectar a las comunidades cercanas, puede perturbar la fauna local, especialmente si se encuentra cerca de áreas naturales sensibles. La posible medida de mitigación se deberá basar en el Estudio de Impacto Ambiental (EAI) para estudiar las faunas de la zona, pero se podrían implementar barreras de sonido y medidas de control de ruido para reducir los impactos en la vida silvestre cercana.
- **Residuos y desechos:** La gestión de residuos y desechos de la central ya analizados debe realizarse de manera adecuada para evitar la contaminación de suelos y aguas cercanas. De esta manera la medida de mitigación se basa en la utilización de sistemas de gestión de residuos que cumplan con las normativas y que minimicen los impactos ambientales.

9.7 Cumplimiento normativo

Para garantizar el cumplimiento ambiental de la central ubicada en Jabalquinto, Jaén, se deben obtener una serie de regulaciones y requisitos ambientales que se aplican a este tipo de instalaciones. Esto puede incluir licencias de emisión, permisos de vertido de aguas residuales y cumplimiento de estándares de calidad del aire, entre otros.

- **Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).** Implica una evaluación exhaustiva de los efectos ambientales, así como medidas de mitigación y un análisis de alternativas. Es necesario la autorización en base al I RDL 1/2008, de 11 de enero²¹. [75]
- **Autorización Ambiental Integrada (AAI).** Es una resolución por la que se permite, a los efectos de la protección del medio ambiente y de la salud de las personas, explotar la totalidad o parte de una instalación, bajo determinadas condiciones destinadas a

²¹ Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.

garantizar el cumplimiento de la normativa ambiental. En Andalucía se regula en base al Decreto 5/2012²².

Esta autorización incorpora las autorizaciones de vertido, de gestión de residuos, control de emisiones atmosféricas, ruido, protección de la biodiversidad, plan de vigilancia y control, plan de mantenimiento, entre otros. [76]

²² Decreto 5/2012, de 17 de enero, por el que se regula la autorización ambiental integrada y se modifica el Decreto 356/2010, de 3 de agosto, por el que se regula la autorización ambiental unificada.



V. ANEXOS



10.ANEXOS

<i>Anexo A Ficha catastral 23049A02000041YA SIGPAC [59].....</i>	<i>187</i>
<i>Anexo B Cartografía Catastral Parcela 23049A02000041YA [59]</i>	<i>188</i>
<i>Anexo C Declaración de calidad del Hueso de aceituna de Garzón Green Energy [66]</i>	<i>189</i>





La siguiente información es la vigente en SigPac a fecha : 16/01/2023

Fecha de vuelo: 07/2022

Fecha de la cartografía catastral (1): 14/6/2018

Datos parcela							
Provincia	Municipio	Agregado	Zona	Poligono	Parcela	Superficie (ha)	Referencia Catastral
23 - JAEN	49 - Jabalquinto	0	0	20	41	2,6046	23049A02000041YA

Recinto	Superficie (ha)	Pendiente (%)	Uso	*Subv (%)	*Subv (ha)	Coef.Regadio	Incidencias	Región
3	2,3953	3,40	TA - TIERRAS ARABLES			100	14,188,221	9 (2)
5	0,1845	5,00	TA - TIERRAS ARABLES			0	199	3 (2)
6	0,0248	6,50	IM - IMPRODUCTIVOS			0		

(*) Subvencionabilidad en pastos.

Incidencias
14 - Superficie de cultivo que se prolonga en red viaria o fluvial
188 - Uso SIGPAC validado por fotointerpretación Control Teledetección 2021
199 - Recinto inactivo
221 - Tierra de cultivo explotada de regadío en alguno de los últimos 3 años

Resumen de datos de USOS de la parcela:		
Uso	Superficie Total (ha)	Superficie subvencionable en Pastos (ha)
IM - IMPRODUCTIVOS	0,0248	
TA - TIERRAS ARABLES	2,5798	
Superficie Total	2,6046	0

OPCIONES DE IMPRESIÓN

- Etiquetas
- Recintos
- Árboles
- Elementos del Paisaje

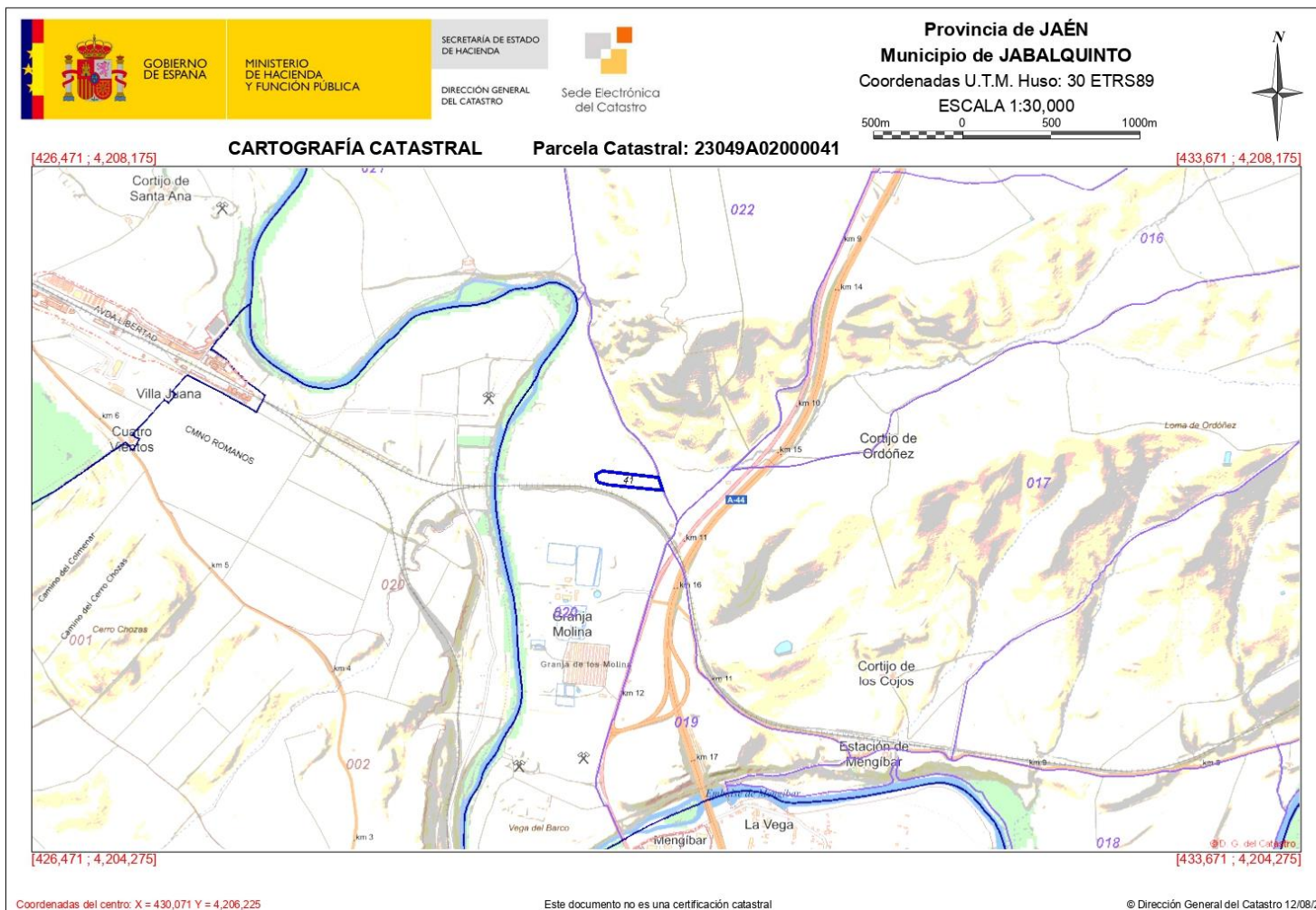
IMPRIMIR



(1) Pueden existir cambios en la parcelación catastral que aún no se reflejen en SIGPAC.

(2) Región según el Anexo II del proyecto de Real Decreto sobre derechos de ayuda básica a la renta para la sostenibilidad de la Política Agrícola Común.

Anexo B Cartografía Catastral Parcela 23049A02000041YA [59]





[DECLARACIÓN DE PRODUCTO. HUESO DE ACEITUNA A GRANEL]
Área de Sistemas de Gestión

HUESO DE ACEITUNA – Clase A1

DECLARACIÓN DE PRODUCTO

(conforme a UNE 164003:2014, UNE-EN 15234-1:2011 y UNE-EN ISO 17225-1:2014)

SUMINISTRADOR	Nombre:	COMERCIAL DE COMBUSTIBLES Y MATERIALES, S.L.
	Dirección:	Ctra. Madrid-Cádiz, Km. 293 – 23710 Bailén (Jaén)

ESPECIFICACIONES NORMATIVAS			
PARÁMETRO	NORMA/PROCEDIMIENTO	ESPECIFICACIÓN	
ORIGEN	UNE-EN ISO 17225-1:2014 (Apdo. 6.1 y Tabla 1)	Biomasa de frutos (3.2.1.2)	
FORMA COMERCIALIZADA	UNE-EN ISO 17225-1:2014	Grano o semilla, pepita	
TRATAMIENTO QUÍMICO	UNE-EN ISO 17225-1:2014	Producto no tratado químicamente	
TAMAÑO DE PARTÍCULA	UNE-EN 15149-1:2011	Finos, F < 1 mm	< 1% en masa, según se recibe
		Finos, F < 2 mm	< 15% en masa, según se recibe
		Tamaño nominal superior	< 8 mm
CONTENIDO EN PELLEJO	UNE-EN ISO 658:2002	≤ 1,0% en masa, según se recibe	
CONTENIDO EN ACEITE	UNE-EN ISO 659:2010	≤ 0,6% en masa, base seca	
HUMEDAD [M]	UNE-EN ISO 18134-2:2016	M12 ≤ 12% en masa s.s.r. (b.h.)	
CENIZAS [A]	UNE-EN ISO 18122:2016	A0.7 ≤ 0,7% en masa, base seca	
PODER CALORÍFICO NETO [Q]	UNE-EN 14918:2011	Q15.7 ≥ 15,7 MJ/kg, según se recibe	
		Q4.4 ≥ 4,4 kWh/kg, según se recibe	
DENSIDAD A GRANEL [BD]	UNE-EN ISO 17828:2016	BD700 ≥ 700 kg/m ³ , según se recibe	
NITRÓGENO [N]	UNE-EN ISO 16948:2015	N0.3 ≤ 0,3% en masa, base seca	
AZUFRE [S]	UNE-EN ISO 16994:2015	S0.03 ≤ 0,03% en masa, base seca	
CLORO [Cl]		Cl0.03 ≤ 0,03% en masa, base seca	
ARSÉNICO [As]	UNE-EN ISO 16968:2015	≤ 0,5 mg/kg, base seca	
CADMIO [Cd]		≤ 1,0 mg/kg, base seca	
CROMO [Cr]		≤ 10 mg/kg, base seca	
COBRE [Cu]		≤ 15 mg/kg, base seca	
PLOMO [Pb]		≤ 10 mg/kg, base seca	
MERCURIO [Hg]		≤ 0,01 mg/kg, base seca	
NÍQUEL [Ni]		≤ 15 mg/kg, base seca	
ZINC [Zn]		≤ 20 mg/kg, base seca	

SELLO Y FIRMA

Bailén, Diciembre de 2016

PO50604-3



BIBLIOGRAFÍA

- [1] Naciones Unidas, «¿Qué es el cambio climático?,» Acción por el clima, [En línea]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change>. [Último acceso: 2 noviembre 2022].
- [2] Enerdata, «Consumo mundial de electricidad,» Enerdata, 2022. [En línea]. Available: <https://datos.enerdata.net/electricidad/datos-consumo-electricidad-hogar.html>. [Último acceso: 4 noviembre 2022].
- [3] Bp, «Statistical Review of World Energy 2022,» London, 2022.
- [4] «El Acuerdo de París,» United Nations Climate Change, [En línea]. Available: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>. [Último acceso: 15 junio 2021].
- [5] Naciones Unidas, «United Nations Climate Change,» 22 noviembre 2022. [En línea]. Available: <https://unfccc.int/es/news/la-cop27-llega-a-un-acuerdo-decisivo-sobre-un-nuevo-fondo-de-perdidas-y-danos-para-los-paises>. [Último acceso: 24 noviembre 2022].
- [6] Red Eléctrica de España, «Informe del Sistema Eléctrico Español de 2021,» Madrid, 2022.
- [7] APPA renovables, «Situación Biomasa,» [En línea]. Available: <https://www.appa.es/appa-biomasa/situacion-biomasa/>. [Último acceso: 26 noviembre 2022].
- [8] Gobierno de España, «Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado,» 12 julio 2013. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-7705>. [Último acceso: 28 diciembre 2022].
- [9] Gobierno de España, «Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado,» 26 diciembre 2013. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/26/24/con>. [Último acceso: 28 diciembre 2022].
- [10] Ministerio para la Transición Energética y el Reto demográfico, «PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030,» Madrid, 2020.
- [11] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial,» Gobierno de España, 26 mayo 2007. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-10556>. [Último acceso: 2023].
- [12] Gobierno de España, «Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado,» 16 junio 2017. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2017-6897>. [Último acceso: 28 diciembre 2022].
- [13] Gobierno de España, «Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado,» 21 mayo 2021. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7>. [Último acceso: 28 diciembre 2022].
- [14] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación,» Gobierno de España, 29 marzo 2014. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-3376>. [Último acceso: junio 2023].
- [15] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales,»



- Gobierno de España, 3 diciembre 2004. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2004-21216>. [Último acceso: junio 2023].
- [16] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, «Orden TED/1312/2022, de 23 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2023.» Gobierno de España, 29 diciembre 2022. [En línea]. Available: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-23737. [Último acceso: junio 2023].
- [17] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico,» Gobierno de España, 18 marzo 2021. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-4239>. [Último acceso: junio 2023].
- [18] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.» Gobierno de España, 24 octubre 1997. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1997-22614&p=20100323&tn=1>. [Último acceso: junio 2023].
- [19] F. J. Friedrich, La energía de la biomasa, Madrid: S.A.P.T. Publicaciones Técnicas, S.L., 1999.
- [20] Diario Oficial de la Unión Europea, «DIRECTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO,» 11 diciembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/doue/2018/328/L00082-00209.pdf>. [Último acceso: 10 enero 2023].
- [21] S. G. Garrido, Centrales termoeléctricas de Biomasa, Madrid: Renovetec, 2009-2016.
- [22] V. M. Montalvá, «Cultivos para biomasa,» enero 2008. [En línea]. Available: <https://www.phytoma.com/la-revista/phytohemeroteca/195-enero-2008/cultivos-para-biomasa>. [Último acceso: enero 2023].
- [23] Ministerio de Educación Cultura y Deporte Y Fondo Social Europeo, «BIOMASA, BIOCOMBUSTIBLES Y SOSTENIBILIDAD,» Graficolor-Palencia S.L., Madrid, 2012.
- [24] S. G. Garrido, «Renovetec,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.renovetec.com/biomasa-santiagogarcia.pdf>. [Último acceso: 25 abril 2023].
- [25] [En línea]. Available: <https://logrosan.files.wordpress.com/2020/06/central-biomasa.jpg>.
- [26] Ministerio del Gobierno, «Implantación y Recolección de cultivos leñosos para su aprovechamiento energético,» abril 2009. [En línea]. Available: https://www.mapa.gob.es/ministerio/pags/Biblioteca/Revistas/pdf_Agrotec%2FAgrotec_2009_4_4_8_51.pdf. [Último acceso: abril 2023].
- [27] Prinoth, «RECOLECCIÓN DE BIOMASA,» Prinoth, [En línea]. Available: <https://www.prinoth.com/es/vegetation-management/productos/recoleccion-de-biomasa/>. [Último acceso: abril 2023].
- [28] TodosBiomasa, «Almacenamiento de la Biomasa,» TodosBiomasa, 30 enero 2013. [En línea]. Available: <https://www.geoscopio.com/escaparate/verpagina.cgi?idpagina=20637794&refcompra=>. [Último acceso: abril 2023].

- [29] «Silos de almacenamiento de Biomasa,» Lippel, [En línea]. Available: <https://www.lippel.com.br/artigos-academicos/silos-de-almacenamiento-de-biomasa/?Ing=es>. [Último acceso: abril 2023].
- [30] Biomasa Andalucía, «Almacenamiento,» Biomasa Andalucía, [En línea]. Available: <http://www.biomasaandalucia.com/biocombustibles/--espacio-de-almacenaje>. [Último acceso: abril 2023].
- [31] Universidad Complutense de Madrid, «El almacenamiento de la biomasa traería mejoras de hasta el 30 % en la productividad de energías renovables,» 20 octubre 2022. [En línea]. Available: <https://www.ucm.es/otri/almacenamiento-biomasa-mejoras-energias-renovables>. [Último acceso: 2 mayo 2023].
- [32] «Transporte de la biomasa. Eficiencia y responsabilidad,» Ascatravi, 3 octubre 2020. [En línea]. Available: <http://www.ascatravi.org/index.php/noticias/24-ascatravi/172-transporte-de-biomasa-eficiencia-y-responsabilidad>. [Último acceso: mayo 2023].
- [33] Isabel, «Calderas de biomasa industriales: distintos tipos y usos,» Lasian , 29 junio 2022. [En línea]. Available: <https://lasian.es/calderas-de-biomasa-industriales/>. [Último acceso: 28 abril 2023].
- [34] M. D. Gómez, «CENTRALES DE BIOMASA: TIPOS DE CALDERA Y CASO PRÁCTICO,» *ResearchGate*, p. 4, 2018.
- [35] M. T. Falótico, «Centrales Termoeléctricas de Biomasa,» *ResearchGate*, p. 3, 2018.
- [36] I. G. Sanz, «CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE BIOMASA Tipos de Calderas y Cuestiones,» *ResearchGate*, p. 8, 2018.
- [37] Universidad Carlos III de Madrid, *Apuntes de la asignatura Máquinas y Centrales Térmicas, Tema 1: Ciclos de vapor*, 2020-2021.
- [38] Universidad Carlos III de Madrid, *Apuntes de la asignatura: Aplicaciones de Ingeniería Térmica*, Madrid, 2020-2021.
- [39] J. F. M. Salgado, «UNIDAD I CICLOS DE VAPOR,» MAQUINAS Y EQUIPOS TÉRMICOS II, 2 septiembre 2017. [En línea]. Available: <http://maquinasyequipostermicos02.blogspot.com/2017/09/unidad-i-ciclos-de-vapor.html>. [Último acceso: 19 abril 2023].
- [40] R. G. Soutullo, «Intercambiadores de Calor,» Ingeniero Marino, [En línea]. Available: <https://ingenieromarinero.com/intercambiadores-de-calor/>. [Último acceso: 30 abril 2023].
- [41] Equipos y Laboratorios de Columbia, «Turbina de Vapor,» [En línea]. Available: <https://www.equipoyslaboratorio.com/portal/articulo-ampliado/turbina-de-vapor>. [Último acceso: 2 mayo 2023].
- [42] Cómo Funciona, «Cómo funciona una turbina de vapor,» Cómo Funciona, [En línea]. Available: <https://como-funciona.co/una-turbina-de-vapor/>. [Último acceso: 4 mayo 2023].
- [43] J. C. González, «Elementos de Una Turbina de Vapor,» SCRIBD, [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/document/448804787/3-2-elementos-de-una-turbina-de-vapor#>. [Último acceso: 5 mayo 2023].

- [44] P. M. March, «Automatización de la peusta en marcha de un Turboalternador,» 2015. [En línea]. Available: <http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/2335pub.pdf>. [Último acceso: 4 mayo 2023].
- [45] L. A. C. Ramos, J. A. J. Acevedo, M. S. E. González, C. H. S. Zárate y C. S. López, «Diseño de una carga electrónica controlada aplicada al generador síncrono para el desarrollo de un simulador de cargas,» diciembre 2014. [En línea]. Available: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6400005>. [Último acceso: 8 mayo 2023].
- [46] Minsiterio de Transción Ecológica y Reto Demográfico, «Capítulo 4: Torres de Refrigeración y Condensadores evaporativos,» abril 2020. [En línea]. Available: https://www.sanidad.gob.es/ciudadanos/saludAmbLaboral/agenBiologicos/pdfs/4_leg.pdf.
- [47] «La biomasa excedentaria en España permitiría instalar 10,2 GW de energía renovable, autóctona y gestionable,» ExpoBiomasa, [En línea]. Available: <https://expobiomasa.com/content/la-biomasa-excedentaria-en-espa%C3%B1a-permitir%C3%ADa-instalar-102-gw-de-energ%C3%ADa-renovable-aut%C3%B3ctona>. [Último acceso: 20 mayo 2023].
- [48] Agencia Andaluza de la energía | Consejería de Industria, Energía y Minas, «Energía de la biomasa y biogás,» Agencia Andaluza de la energía | Consejería de Industria, Energía y Minas, [En línea]. Available: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/informacion-energetica/energias-renovables/energia-de-la-biomasa>. [Último acceso: 2 junio 2023].
- [49] Agencia Andaluza de la Energía | Consejería de Industria, Energía y Minas, «Datos Energéticos,» Agencia Andaluza de la Energía | Consejería de Industria, Energía y Minas, [En línea]. Available: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/informacion-energetica/datos-energeticos#:~:text=Andaluc%C3%ADa%20tuvo%20un%20consumo%20de,2%2C0%20tep%2Fhab..> [Último acceso: 5 junio 2023].
- [50] Agencia Andaluza de la Energía, «Mapa de Potencial de Biomasa en Andalucía,» Agencia Andaluza de la Energía, [En línea]. Available: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/biomasa/biomasa/init.do?prefix=/biomasa&name=potencial>. [Último acceso: 2 junio 2023].
- [51] Agencia Andaluza de la Energía | Consejería de Hacienda, Industria y Energía, «LA BIOENERGIA EN ANDALUCÍA,» abril 2020. [En línea]. Available: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/biblioteca/la-bioenergia-en-andalucia>. [Último acceso: 2 junio 2023].
- [52] JUNTA DE ANDALUCÍA | CONSEJERÍA DE AGRICULTURA Y PESCA, «POTENCIAL ENERGÉTICO DE LOS SUBPRODUCTOS DE LA INDUSTRIA OLIVERA EN ANDALUCÍA,» 2010. [En línea]. Available: <https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/Potencial%20energ%C3%A9tico.pdf>. [Último acceso: 6 junio 2023].
- [53] J. L. Gallego, «¿Y si aprovechamos la biomasa forestal tumbada por el temporal antes de que arda?,» *El Confidencial*, 18 enero 2023.
- [54] Agencia Andaluza de Energía, «Mapa andaluz de suministro de biocombustibles y otros combustibles limpios,» 30 junio 2022. [En línea]. Available: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/informacion-energetica/cartografia-energetica-de-andalucia/mapa-andaluz-de-suministro-de-biocombustibles-y-otros-combustibles-limpios>. [Último acceso: 8 junio 2023].

- [55] «VENTA DE HUESO DE ACEITUNA A UN PRECIO INCREÍBLE AL POR MAYOR Y AL POR MENOR,» Pellets del sur, [En línea]. Available: https://pelletsdelsur.com/projects/hueso-de-aceituna-calidad-a1/?_gl=1*404tx8*_up*MQ..*_ga*MTM0ODIwODEzMC4xNjkxMjMzNjAx*_ga_JHFQ8ZD3SR*MTY5MTIzMzYwMC4xLjEuMTY5MTIzNDQ3MS4wLjAuMA... [Último acceso: junio 2023].
- [56] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «GeoPortal,» Gobierno de España, [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/cartografia-y-sig/ide/geoportal.html>.
- [57] «Capacidades de acceso en nodos de red,» Endesa, [En línea]. Available: https://www.edistribucion.com/es/red-electrica/Nodos_capacidad_acceso.html. [Último acceso: 10 junio 2023].
- [58] «Jabalquinto,» Wikipedia, 29 julio 2023. [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Jabalquinto>.
- [59] Gobierno de España, «Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas (SIGPAC),» Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, [En línea]. Available: <https://www.mapa.gob.es/es/agricultura/temas/sistema-de-informacion-geografica-de-parcelas-agricolas-sigpac-/default.aspx>.
- [60] Red Eléctrica, «Mapa del Sistema Eléctrico Español,» 2018. [En línea].
- [61] SYMAGA, «Catálogo SYMAGA silos industriales,» [En línea]. Available: <https://www.symaga.com/wp-content/uploads/2022/03/Cat%C3%A1logo-Symaga-Silo-V8.pdf>. [Último acceso: junio 2023].
- [62] STANDARDKESSEL, «RANGE OF PRODUCTS AND SERVICES,» 2018. [En línea]. Available: https://www.standardkessel-baumgarte.com/fileadmin/user_upload/Range_of_products_and_services_112018.pdf. [Último acceso: 2023].
- [63] Siemens Energy, «Dresser-Rand Steam Turbines Catalogue,» 2023. [En línea]. Available: https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:333797d8-0fcc-4c63-9599-efc355bf2391/se-brochure-dresser-rand-steam-turbines-2021.pdf?ste_sid=d4cc4ec4dd3a3bf2d84d646bad5fc5d1.
- [64] Siemens Energy, «SGen-1000A generator series,» Siemens Energy, [En línea]. Available: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/generators/sgen-100a.html>. [Último acceso: 2023].
- [65] EWK Torres de refrigeración, «EWK - Modular,» EWK Torres de refrigeración, [En línea]. Available: <https://www.ewk.eu/producto/ewk-modular/>. [Último acceso: junio 2023].
- [66] Garzón Green Energy, «Hueso de Aceituna Certificado A1,» Garzón Green Energy, diciembre 2016. [En línea]. Available: <http://garzongreenenergy.es/hueso-de-aceituna/>. [Último acceso: junio 2023].
- [67] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, «Precios medios anuales de las tierras de uso agrario,» Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, septiembre 2022. [En línea]. Available: <https://www.mapa.gob.es/es/estadistica/temas/estadisticas-agrarias/economia/encuesta-precios-tierra/>. [Último acceso: 2023].

- [68] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos asociados a los costes del sistema,» Gobierno de España, [En línea]. Available: <https://energia.gob.es/electricidad/Peajes/Paginas/Index.aspx>. [Último acceso: 2023].
- [69] Diario Oficial de la Unión Europea, «REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2015/2402 DE LA COMISIÓN,» 19 diciembre 2015. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/doue/2015/333/L00054-00061.pdf>. [Último acceso: junio 2023].
- [70] Endesa, «¿Cuáles son los horarios de la luz?,» Endesa, 10 marzo 2022. [En línea]. Available: <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/horarios-luz-valle-punta-llano>. [Último acceso: junio 2023].
- [71] OMIE, «Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario,» OMIE, [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual&system=1>. [Último acceso: junio 2023].
- [72] Excelentes Precios, «Hueso de aceituna,» Excelentes Precios, [En línea]. Available: <https://excelentesprecios.com/hueso-de-aceituna>. [Último acceso: 2023].
- [73] Junta de Andalucía | Consejería de Medio Ambiente, «RESOLUCIÓN DE 25 DE MARZO DE 2.008, Autorización Ambiental Integrada,» 25 marzo 2008. [En línea]. Available: https://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/servtc1/AAIo/DownloadFileServlet?codigoAutorizacion=aai_co_058_08. [Último acceso: 2023].
- [74] Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 1042/2017, de 22 de diciembre,» 22 diciembre 2017. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/pdf/2017/BOE-A-2017-15368-consolidado.pdf>. [Último acceso: junio 2023].
- [75] Junta de Andalucía | Consejería de Sostenibilidad, Medio Ambiente y Economía Azul, «Evaluación de Impacto Ambiental Estatal,» [En línea]. Available: https://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/portal/landing-page-%C3%ADndice/-/asset_publisher/zX2ouZa4r1Rf/content/evaluaci-c3-b3n-de-impacto-ambiental-estatal-1/20151. [Último acceso: 2023].
- [76] Junta de Andalucía | Consejería de sostenibilidad, Medio Ambiente y Economía Azul, «Autorización Ambiental Integrada,» [En línea]. Available: <https://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/portal/areas-tematicas/prevencion-y-calidad-ambiental/prevencion-ambiental/autorizacion-ambiental-integrada>. [Último acceso: junio 2023].
- [77] A. Díaz, «Demanda nacional de electricidad en España de 2011 a 2020,» Statista, 17 marzo 2021. [En línea]. Available: <https://es.statista.com/estadisticas/991069/consumo-final-de-electricidad-en-espana/>. [Último acceso: 28 marzo 2021].
- [78] APPA, «Renovables en el mundo y en Europa,» Appa Renovables, [En línea]. Available: <https://www.appa.es/energias-renovables/renovables-en-el-mundo-y-en-europa/>. [Último acceso: 15 marzo 2021].
- [79] APPA Renovables, «¿Qué es la biomasa?,» [En línea]. Available: <https://www.appa.es/appa-biomasa/que-es-la-biomasa/>. [Último acceso: 12 mayo 2021].
- [80] Gobierno de España, «Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado,» 21 noviembre 2003. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2003-21339>. [Último acceso: 9 enero 2023].

- [81] Universidad Pontificia Comillas ICAI , *Apuntes de la asignatura Ingeniería Energética, Tema 3: Centrales Térmicas*, Madrid, 2021-2022.
- [82] «Importancia de la limpieza de los bosques,» Antes todo esto era campo, 2023. [En línea]. Available: https://www.antestodoestoeracampo.net/limpieza-de-los-bosques/#Caracteristicas_del_mantenimiento_forestal. [Último acceso: 20 mayo 2023].
- [83] «España solo aprovecha un 40% de biomasa forestal,» *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*, 10 enero 2023.
- [84] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Red Natura 2000,» Gobierno de España, [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000.html>.
- [85] ATTSU, «Calderas de vapor CSPM Biomasa,» ATTSU, [En línea]. Available: <https://www.attsu.com/es/productos/calderas-de-vapor/biomasa/modelo-cs.html>. [Último acceso: junio 2023].



DOCUMENTO N°2: PLANOS

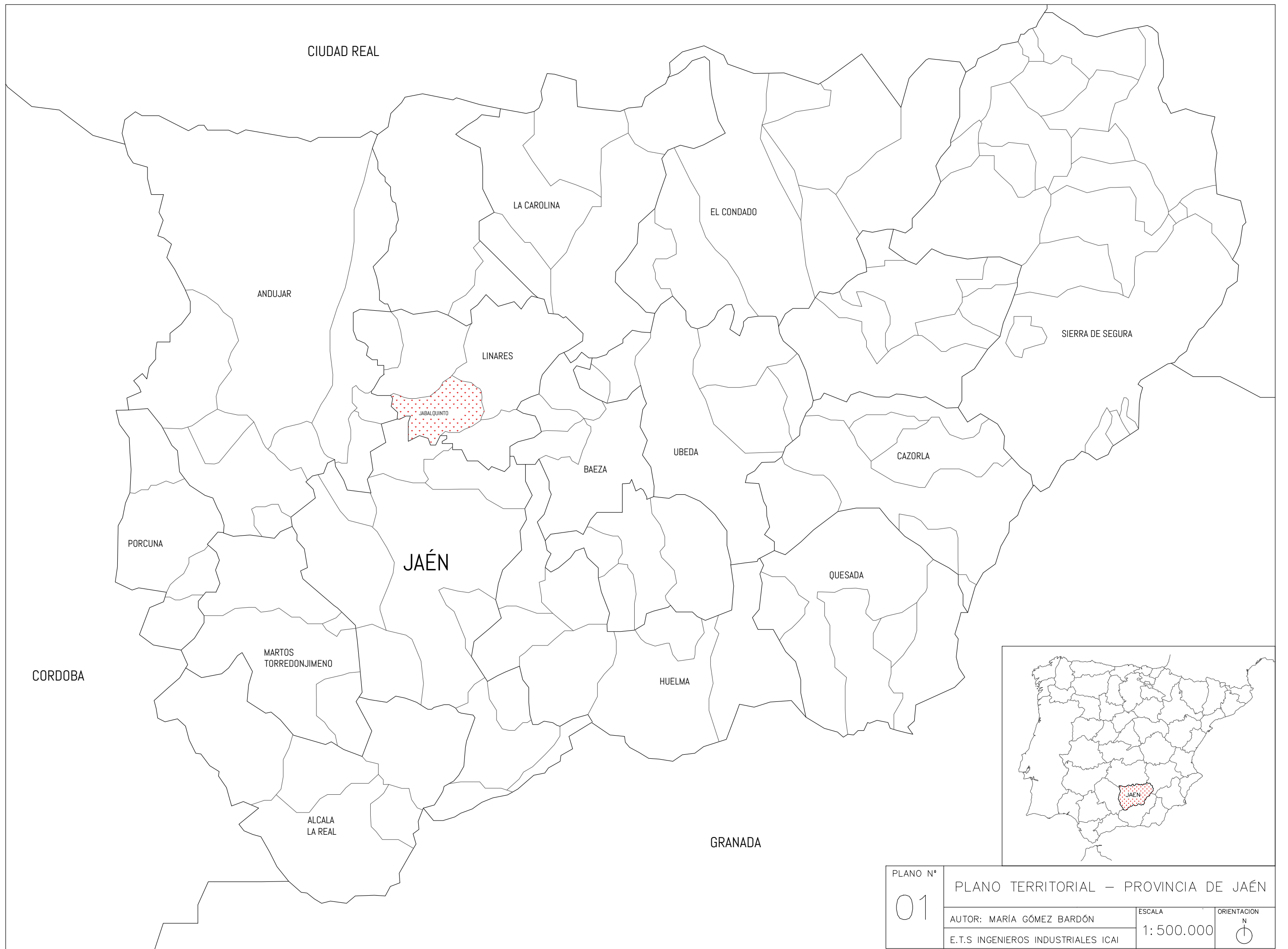


Documento nº2:
PLANOS

Lista de Planos

1. Plano Territorial – Provincia de Jaén
2. Ubicación de la parcela en Jabalquinto
3. Planta general de la central
4. Torre de refrigeración – EWK 6200
5. Ciclo de la central
6. Diagrama T-S del ciclo





CIUDAD REAL

LA CAROLINA

EL CONDADO

ANDUJAR

SIERRA DE SEGURA

LINARES

JABALQUINTO

UBEDA

CAZORLA

BAEZA

PORCUNA

JAÉN

QUESADA

CORDOBA

MARTOS
TORREDONJIMENO

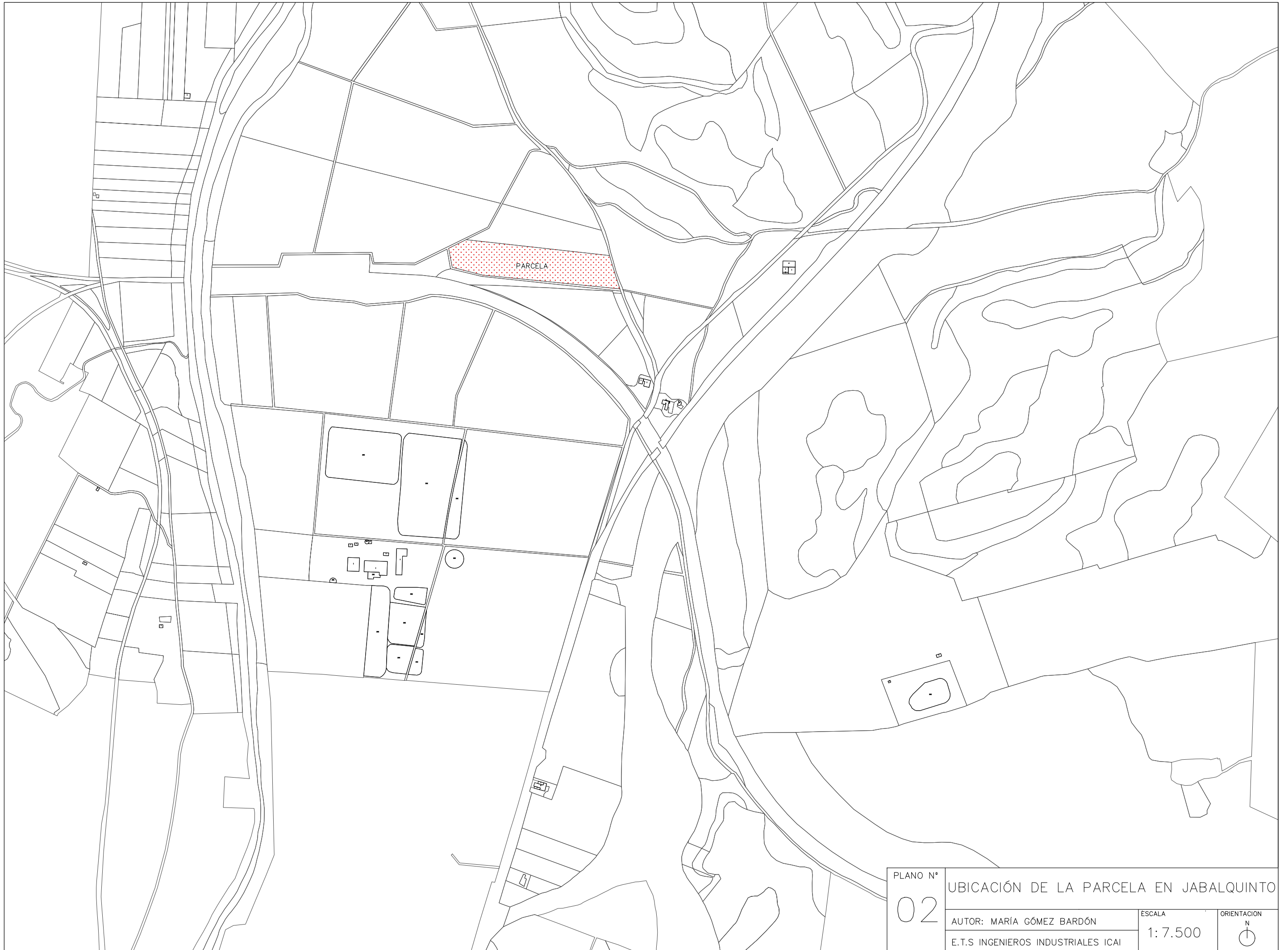
HUELMA

ALCALA
LA REAL

GRANADA



PLANO N° 01	PLANO TERRITORIAL – PROVINCIA DE JAÉN			
	AUTOR: MARÍA GÓMEZ BARDÓN		ESCALA	ORIENTACION
	E.T.S INGENIEROS INDUSTRIALES ICAI		1: 500.000	N ↑



PLANO N°

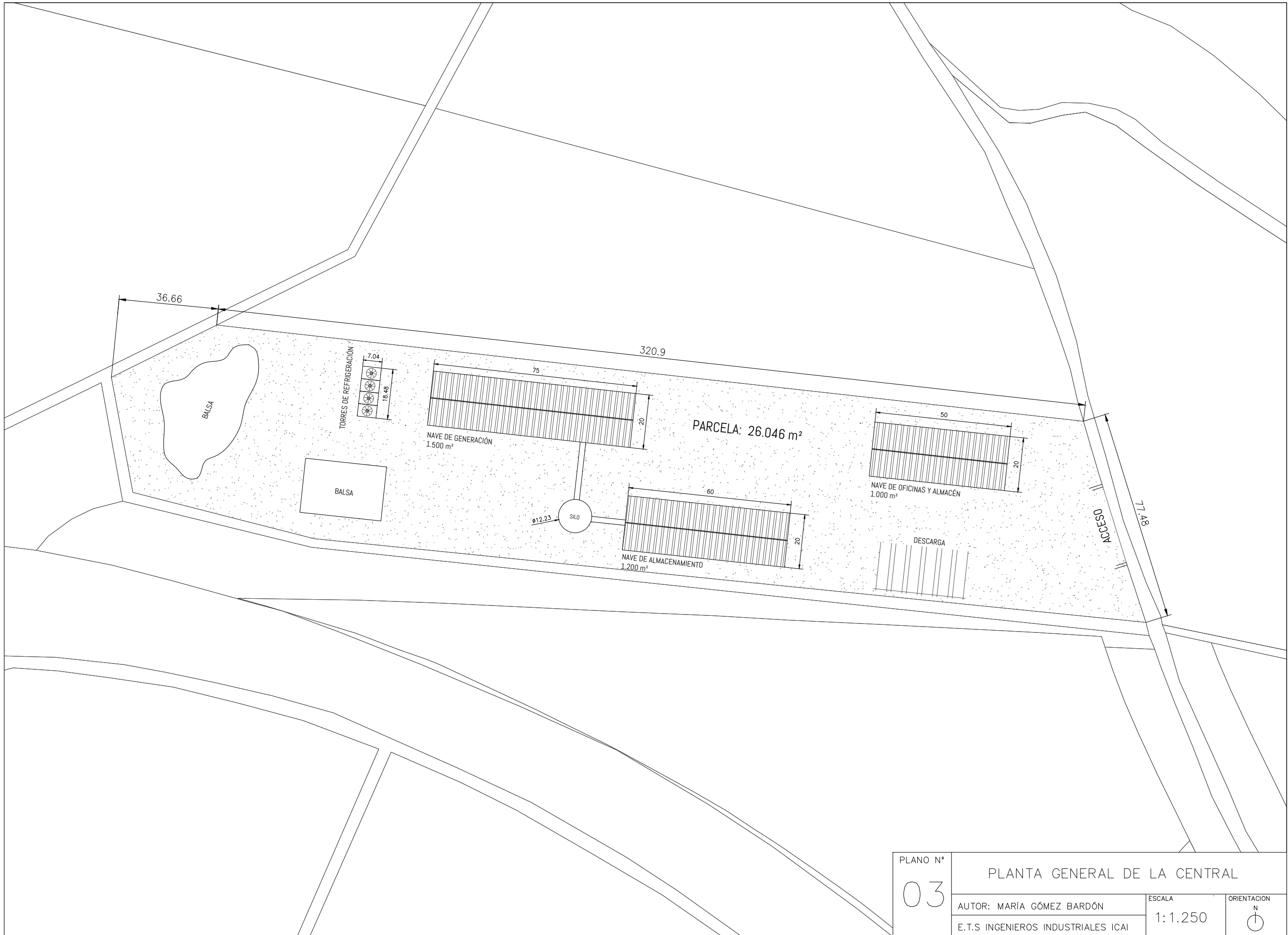
02

UBICACIÓN DE LA PARCELA EN JABALQUINTO

AUTOR: MARÍA GÓMEZ BARDÓN
E.T.S INGENIEROS INDUSTRIALES ICAI

ESCALA
1: 7.500





PLANO N°

03

PLANTA GENERAL DE LA CENTRAL

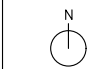
AUTOR: MARÍA GÓMEZ BARDÓN

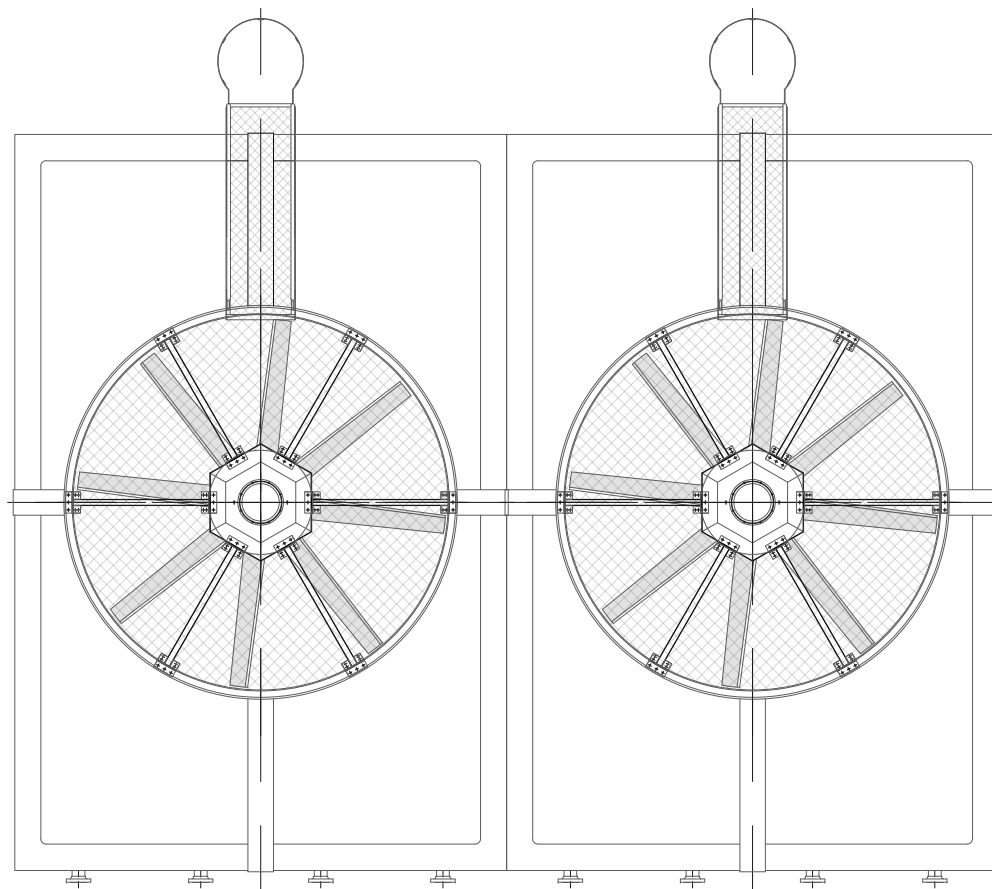
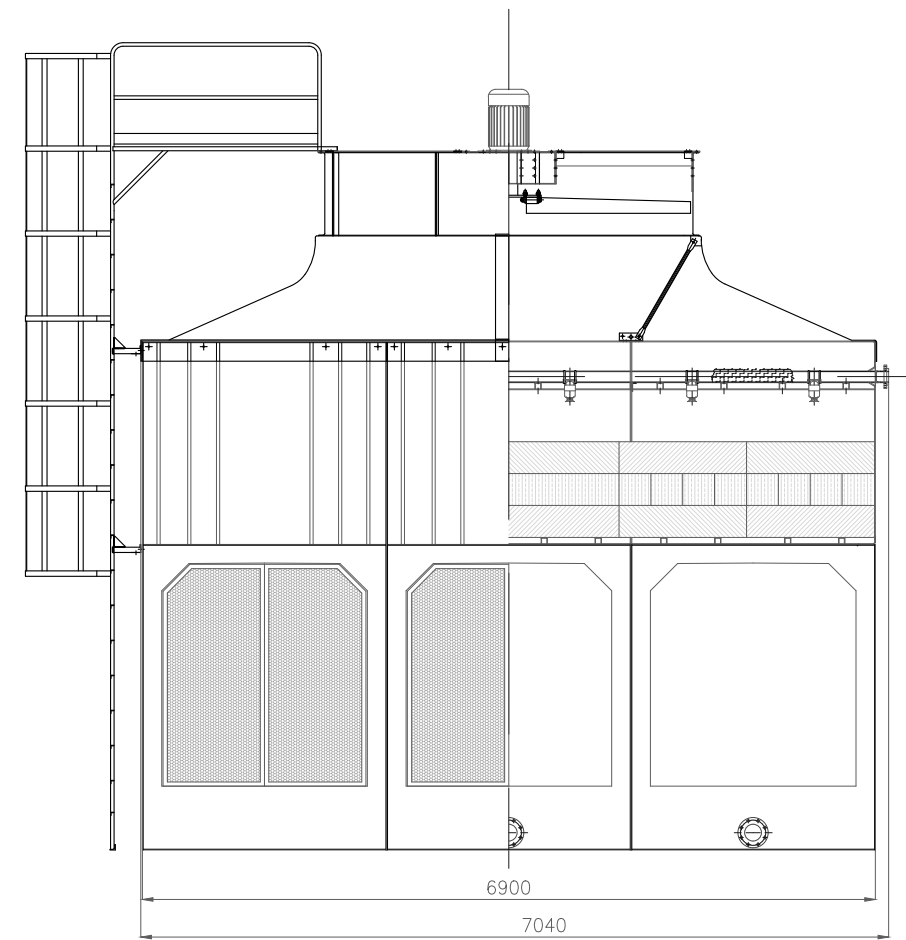
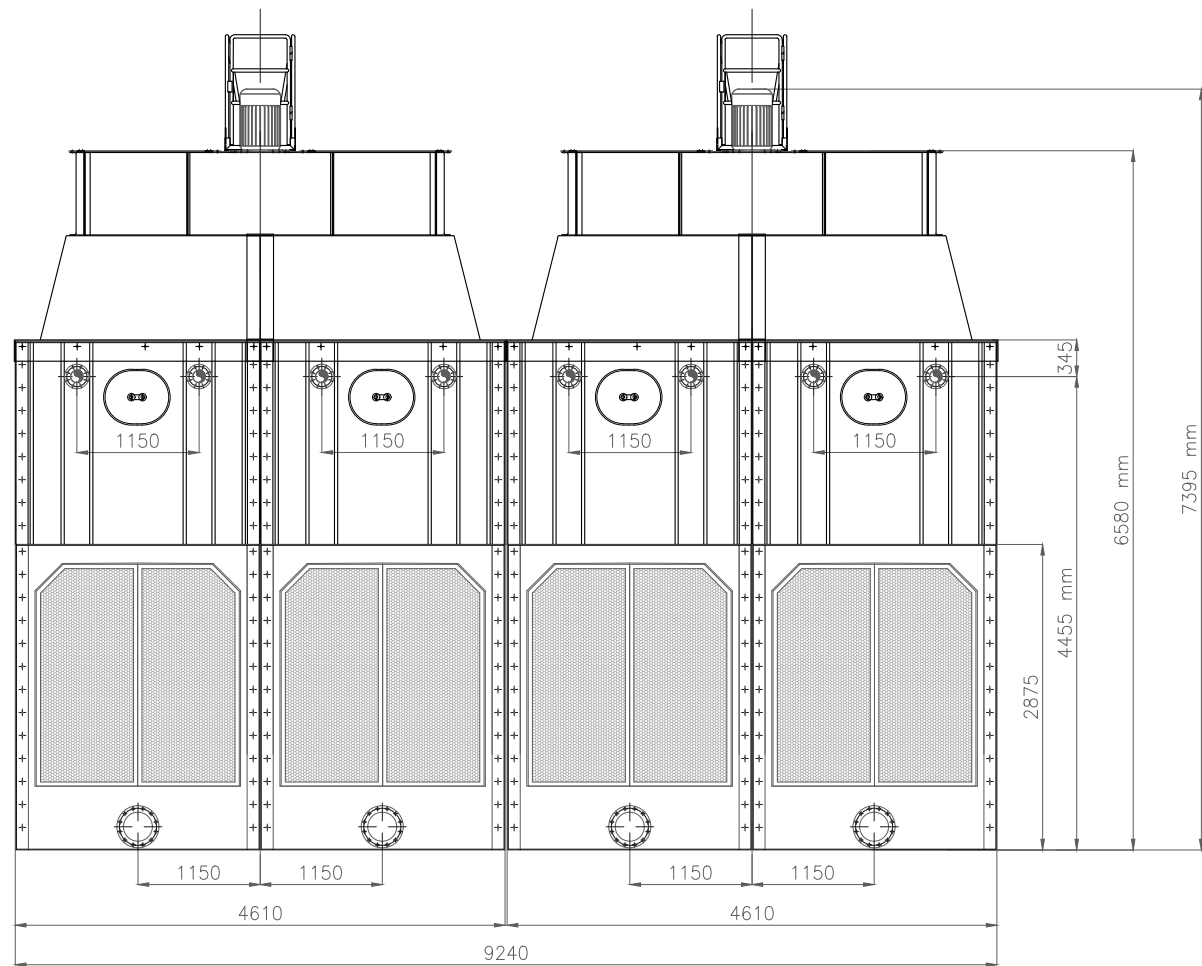
E.T.S INGENIEROS INDUSTRIALES ICAI

ESCALA

1:1.250

ORIENTACION





Características técnicas

Modelo	Disipación (kW)	Peso vacío (kg)	Peso servicio (kg)	Potencia ventilador (kW)	Largo (mm)	Ancho (mm)	Alto (mm)
EWK 6200	10.234,2	13.800	49.800	2x30	7.040	9.240	7.395

PLANO N°

04

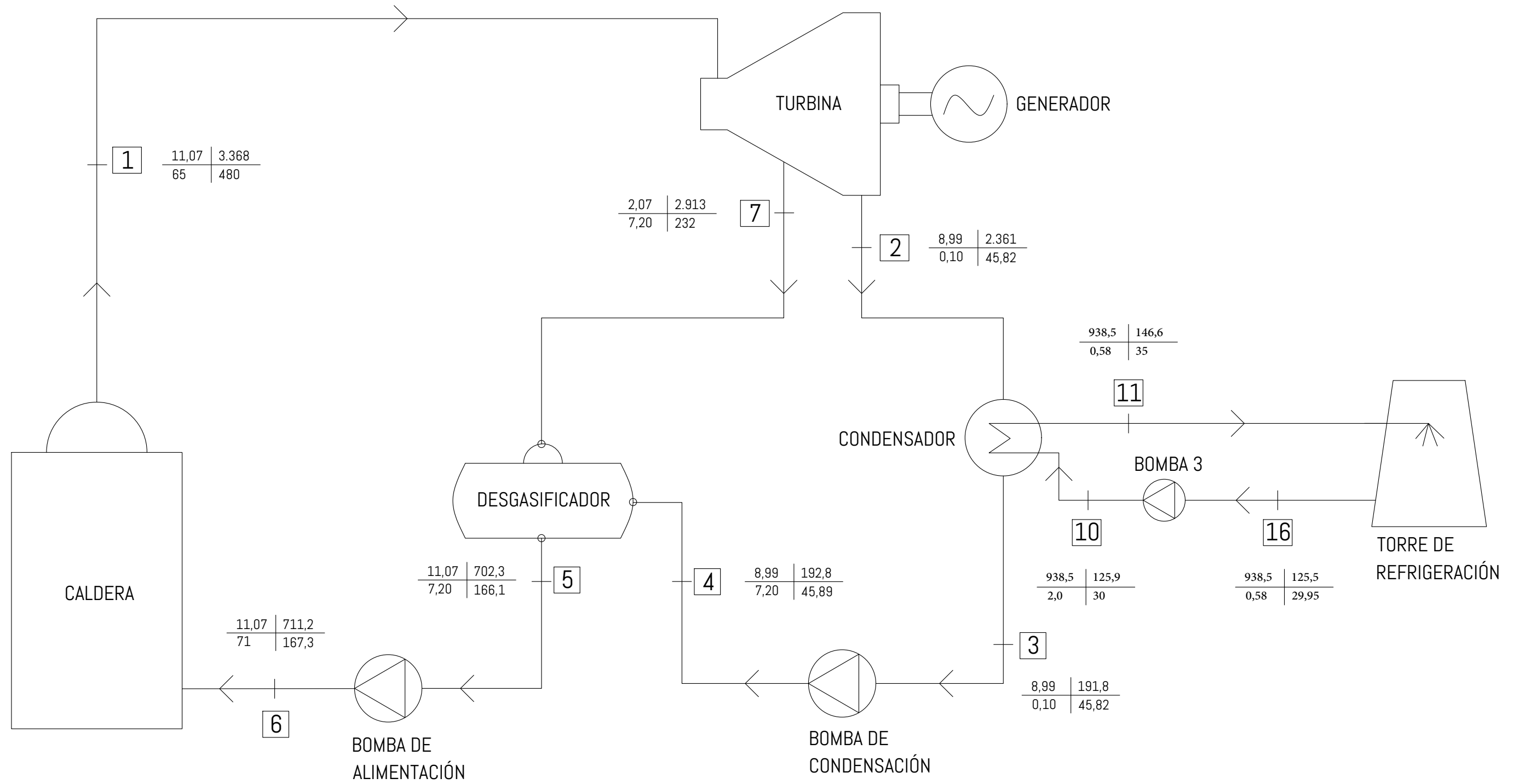
TORRE DE REFRIGERACIÓN – EWK 6200

AUTOR: MARÍA GÓMEZ BARDÓN

E.T.S INGENIEROS INDUSTRIALES ICAI

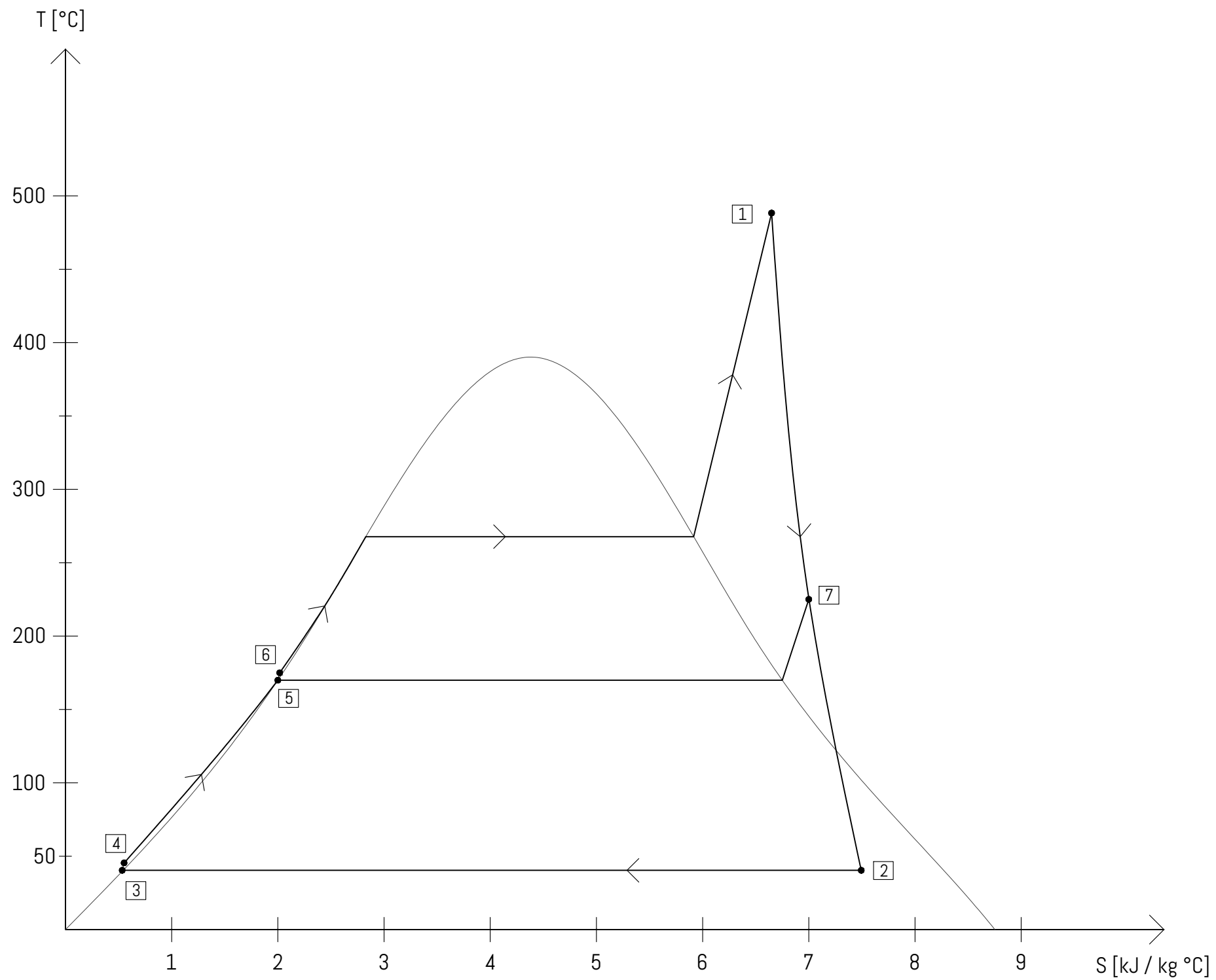
ESCALA

S.E.



\dot{m} (kg/s)	h (kJ/kg)
P (bar)	T (°C)

PLANO N°	CICLO DE LA CENTRAL	
05	AUTOR: MARÍA GÓMEZ BARDÓN	ESCALA
	E.T.S INGENIEROS INDUSTRIALES ICAI	S.E.



Punto 1	
Vapor sobrecalentado	
T	480°C
P	65 bar
h	3.368 kJ/kg
S	6,78 kJ/kg°C

Punto 2	
Mezcla	
T	45,82°C
P	0,1 bar
h	2.361 kJ/kg
S	7,45 kJ/kg°C

Punto 3	
Líquido saturado	
T	45,82°C
P	0,1 bar
h	191,8 kJ/kg
S	0,6493 kJ/kg°C

Punto 4	
Líquido comprimido	
T	45,82°C
P	7,2 bar
h	192,8 kJ/kg
S	0,6499 kJ/kg°C

Punto 5	
Líquido saturado	
T	166,1°C
P	7,2 bar
h	702,3 kJ/kg
S	2 kJ/kg°C

Punto 6	
Líquido comprimido	
T	167,3°C
P	71 bar
h	711,2 kJ/kg
S	2,01 kJ/kg°C

Punto 7	
Vapor sobrecalentado	
T	232°C
P	7,2 bar
h	2.913 kJ/kg
S	7,02 kJ/kg°C

PLANO N° 06	DIAGRAMA T-S DEL CICLO	
	AUTOR: MARÍA GÓMEZ BARDÓN	ESCALA
	E.T.S INGENIEROS INDUSTRIALES ICAI	S.E.

Documento nº3:
PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO N°3: PLIEGO DE CONDICIONES



1. PRESCRIPCIONES Y DISPOSICIONES GENERALES

1.1 Objeto del pliego de condiciones

El objeto del pliego de condiciones es definir y establecer los términos, normativas y requisitos técnicos y económicos que regirán la ejecución de la central termoeléctrica de biomasa y la relación entre todas las partes involucradas en el mismo. El presente pliego tiene como finalidad principal:

- Establecer las bases y condiciones contractuales entre el Propietario y el Contratista para la realización de la central termoeléctrica de biomasa en Jabalquinto, Jaén.
- Establecer las obligaciones y responsabilidades de cada una de las partes involucradas en la ejecución del proyecto, definiendo claramente las responsabilidades y obligaciones de todas las partes.
- Establecer los términos económicos, incluyendo los seguros, fianzas, plazos de pago, penalizaciones y plazo de garantía, así como cualquier ajuste de precios previsto.
- Definir los requisitos técnicos y de calidad que deben cumplirse durante la ejecución del proyecto, incluyendo las especificaciones de materiales, equipos y procedimientos.
- Establecer las garantías requeridas para asegurar la calidad y el cumplimiento de los trabajos y servicios contratados, cumpliendo con las bases generales de seguridad e higiene en obra.
- Proporcionar una referencia clara sobre las normativas y regulaciones que deben cumplirse durante la ejecución del proyecto, incluyendo todas las leyes y disposiciones aplicables a nivel local, regional, nacional e internacional.
- Servir como instrumento de acuerdo y referencia para resolver cualquier disputa o desacuerdo que pueda surgir durante la ejecución del proyecto.

1.2 Obras a las que se aplica este Pliego de Condiciones

- Proyecto: Central termoeléctrica de biomasa de 10 MW en Andalucía
- Situación: Jabalquinto, Jaén.
- Propiedad: María Gómez Bardón

1.3 Documentación del proyecto

Los documentos que componen el proyecto son cuatro; la memoria, los planos, el pliego de condiciones y el presupuesto. Todos ellos forman un conjunto y son fundamentales para garantizar la correcta ejecución del proyecto.

Se establecen las disposiciones que rigen la relación entre estos documentos y su orden de prioridad en caso de posibles dudas, interpretaciones u omisiones:

- **Condiciones Contractuales:** Las condiciones establecidas en el contrato de obra tienen un carácter primordial y deben ser respetadas en su totalidad. Estas condiciones



Documento n°3:
PLIEGO DE CONDICIONES

definen los términos generales del contrato, incluyendo plazos, pagos, responsabilidades y otros aspectos contractuales acordados entre el Propietario y el Contratista.

- **Pliego de Condiciones:** El presente Pliego de Condiciones proporciona las especificaciones técnicas y económicas detalladas que regulan la ejecución del proyecto. Contiene información fundamental sobre requisitos técnicos, garantías, procedimientos y aspectos económicos.
- **Documentación gráfica y escrita del Proyecto:** La documentación del proyecto incluye planos generales y de detalle, memorias, anexos, mediciones y presupuestos. Estos documentos proporcionan una representación visual y detallada, y describen aspectos técnicos y constructivos clave.

Este orden de prelación tiene como objetivo proporcionar claridad y coherencia en la ejecución del proyecto, garantizando que todas las partes involucradas entiendan y respeten los términos y requisitos contractuales.

1.4 Interpretaciones, aclaraciones y omisiones del proyecto

El Contratista tiene el derecho de solicitar al Director de Obra las instrucciones o aclaraciones necesarias para comprender y ejecutar correctamente la obra.

Cuando sea necesario entender, esclarecer o cambiar disposiciones de los Pliegos de Condiciones del documento en cuestión, o indicaciones en los planos, órdenes e instrucciones, estas comunicaciones se realizarán por escrito al Contratista. Este debe devolver los documentos originales o copias con su firma para confirmar su conocimiento y acuerdo.

La omisión accidental de obras que, aunque no mencionadas en los documentos del proyecto, son esenciales y forman parte integral del conjunto, se considerará como si estuvieran explícitamente incluidas.

2. PLIEGO DE DISPOSICIONES FACULTATIVAS

2.1 Definiciones, atribuciones y responsabilidades

2.1.1 Contratista

El Contratista es responsable de llevar a cabo la construcción de la obra tal como se encuentra definida en el Proyecto de Ejecución y en toda la documentación adicional relacionada con la obra.

Responsabilidades y obligaciones

- El Contratista, o representante debidamente autorizado y capacitado en términos legales y técnicos, actúa como el máximo responsable de la ejecución de la obra. Esta responsabilidad implica mantener en óptimas condiciones tanto la obra como los diversos materiales y recursos que se encuentren en ella. Además, también está encargado de supervisar que los trabajadores y las subcontratas se desempeñen de manera adecuada.



Documento n°3:
PLIEGO DE CONDICIONES

- El Contratista tiene la responsabilidad de estar informado y garantizar el cumplimiento de las regulaciones vigentes relacionadas con la seguridad y la salud en el trabajo.
- El Contratista tiene la facultad de subcontratar a terceros o incluso la totalidad de la obra, no obstante, esto no lo libera de su responsabilidad ante la propiedad y la dirección técnica en lo que concierne a la correcta ejecución de la obra en su totalidad.
- El Contratista está obligado a recibir por parte del Ingeniero Director en el lugar de la obra, el Libro de Órdenes correspondiente, expedido por el Colegio Oficial de Ingenieros. El Contratista debe firmar un recibo confirmando la recepción del libro y, junto con las diversas órdenes que puedan ser expresadas por el Ingeniero Director, el Aparejador o el Ingeniero Técnico en el mismo libro.

2.1.2 Proyectista

El proyectista es el profesional designado por el propietario de la obra para elaborar el proyecto, en conformidad con las regulaciones técnicas aplicables. Puede redactar el proyecto en su totalidad o partes específicas que complementen el conjunto, siempre en coordinación con el autor principal del proyecto.

La redacción del proyecto debe cumplir con las normativas técnicas vigentes y proporcionar la documentación requerida para gestionar tanto la licencia de obras y otros permisos administrativos, en lo que se conoce como proyecto básico. Este proyecto debe ser lo suficientemente detallado para la ejecución en su totalidad.

2.1.3 Director de Proyecto

El Director de proyecto, también designado director de obra es un miembro de la dirección facultativa encargado de supervisar y dirigir el avance de la obra. Su labor consiste en garantizar que la ejecución de la obra se ajuste al proyecto establecido, cumpla con todas las autorizaciones necesarias y se desarrolle de acuerdo con las condiciones contractuales, todo ello con el objetivo de asegurar que la obra cumpla su propósito de manera adecuada.

Responsabilidades y obligaciones

- Coordinar la ejecución de la obra en línea con el Proyecto de Ejecución, asegurando una comprensión técnica y económica adecuada para todas las partes involucradas.
- Detener la obra en caso de que surjan problemas graves y justificados, registrando estas incidencias de manera adecuada en el Libro de Órdenes y Asistencias.
- Brindar asesoramiento al Director de la Ejecución de la Obra en situaciones donde se requieran aclaraciones o surjan dudas relacionadas con la interpretación de las especificaciones del proyecto.
- Realizar visitas periódicas a la obra para resolver cualquier contingencia que pueda surgir, garantizando la correcta interpretación y ejecución del proyecto.
- Mantener a la Propiedad informada de manera oportuna sobre cualquier modificación sustancial que, por razones técnicas o normativas, implique cambios significativos en lo construido con respecto al proyecto básico y de ejecución.



2.1.4 Aparejador o Ingeniero Técnico

La responsabilidad del Aparejador o Ingeniero Técnico en esta obra consiste en supervisar la organización, seguridad, calidad y aspectos económicos que influyen en la ejecución del proyecto. Además, antes de iniciar la obra, deberá elaborar un documento que aborde estos aspectos y establezca las pautas a seguir.

Responsabilidades y obligaciones

- El Aparejador o Ingeniero Técnico tiene la responsabilidad de desarrollar la planificación general de la obra, tras realizar un análisis detallado del Proyecto de Ejecución.
- El Aparejador o Ingeniero Técnico se encargará de verificar que en la obra se encuentre debidamente identificada, siguiendo las disposiciones de las Ordenanzas Municipales pertinentes. Esto incluirá la indicación de los nombres de los profesionales responsables, así como del propietario, el contratista, la tipología de la obra, los números de licencia y de edificación, la ubicación, entre otros detalles relevantes.
- El Aparejador o Ingeniero Técnico deberá examinar las particularidades del terreno donde se llevará a cabo la construcción y evaluar cómo estas características pueden influir en el desarrollo de la obra. También deberá tener en cuenta las estructuras o elementos existentes en el entorno cercano al solar.
Antes de iniciar las obras, su responsabilidad incluirá la verificación y supervisión de todas las posibles conexiones previas a servicios que pudieran estar presentes en el área, así como considerar cualquier tipo de servidumbre que pueda afectar al proyecto en cuestión.
- El Aparejador o Ingeniero Técnico llevará a cabo un estudio detallado de los accesos a la obra, considerando las características de las vías que proporcionan servicio a la construcción. Este análisis se realizará teniendo en cuenta la posible circulación de vehículos pesados y maquinaria de grandes dimensiones que se utilizarán para la carga y descarga de materiales.
Asimismo, se verificará la existencia de señalizaciones de paso y acceso adecuado a la obra. Siguiendo las regulaciones municipales correspondientes, se evaluará la presencia de áreas de estacionamiento requeridas, así como el sistema de apertura y cierre de las puertas que se encuentren en los accesos utilizados por el personal y los materiales.
- El Aparejador o Ingeniero Técnico deberá verificar el replanteo de la obra, en base al proyecto de ejecución existente, y notificar al Director de la Obra las posibles diferencias.

2.1.5 Dirección facultativa

La Dirección Facultativa está conformada por tres roles fundamentales: el Proyectista, la Dirección de Obra y la Dirección de Ejecución de la Obra. Además, en el caso de que se haya designado un Coordinador en materia de Seguridad y Salud para la fase de ejecución de la obra, este también se integrará en la Dirección Facultativa. La principal



responsabilidad de la Dirección Facultativa es representar los intereses técnicos de la propiedad durante la ejecución de la obra, supervisando y coordinando el proceso constructivo de acuerdo con las competencias de cada profesional involucrado.

3. PLIEGO DE DISPOSICIONES GENERALES RELATIVAS A TRABAJOS

3.1 Accesos y vallados

El Contratista será responsable de proporcionar los accesos a la obra, así como de la instalación, mantenimiento y posible mejora del cercado o vallado de la misma durante la ejecución del proyecto, y podrá recibir instrucciones del Director de Ejecución de la Obra para realizar modificaciones o mejoras en estos aspectos.

3.2 Replanteo inicial

El Contratista procederá a realizar el replanteo de las obras directamente en el lugar de ejecución, estableciendo las referencias principales que servirán como base para replanteos parciales posteriores. Estos trabajos estarán a cargo del Contratista y se incluirán en su propuesta económica.

Además, el Contratista presentará el replanteo para su aprobación por parte de la Dirección Facultativa de la Obra. Una vez que esta haya dado su conformidad, se preparará el Acta de Inicio y Replanteo de la Obra, acompañada de un plano de replanteo definitivo. Este documento deberá ser aprobado por el Director de Obra. Cabe destacar que la falta o negligencia en este procedimiento será responsabilidad exclusiva del Contratista.

El Aparejador o Ingeniero Técnico supervisará y dirigirá los replanteos que involucren la contribución de personal y recursos proporcionados por el Contratista. Estos replanteos se llevarán a cabo en los siguientes casos:

- Cimentación y puntos de partida de los soportes estructurales.
- Albañilería
- Instalaciones
- Cubierta, en caso de que no sea requerido para otros elementos específicos.

El objetivo de estos replanteos es garantizar la precisión y la correcta ubicación de los elementos estructurales y de construcción en el sitio de la obra.

3.3 Inicio de la obra y orden de los trabajos

El Contratista iniciará las obras dentro del plazo establecido en el contrato correspondiente. Durante la ejecución de las obras, se llevará a cabo de manera eficiente para que, dentro de los plazos parciales definidos, se completen las tareas de manera que el proyecto total se finalice en el plazo acordado en el contrato.

El Contratista tiene la obligación de informar a la Dirección Facultativa sobre el inicio de las obras.



3.4 Distribución de las zonas de trabajo y ocupación del solar

El Aparejador o Ingeniero Técnico deberá evaluar y planificar la ubicación de los elementos auxiliares de la obra, como la oficina de la obra, instalaciones sanitarias, áreas de comedor, etc., para el personal que trabaje en la obra, cumpliendo con la normativa de Seguridad e Higiene laborales vigente.

Además, deberá anticipar la disposición de áreas para el almacenamiento de materiales, definiendo las áreas designadas para este propósito.

El Aparejador o Ingeniero Técnico también realizará un análisis de la ubicación de los diferentes elementos auxiliares de construcción, como grúas, ascensores y montacargas, garantizando la prestación eficiente y segura de estos servicios.

3.5 Instalaciones provisionales

El Aparejador o Ingeniero Técnico deberá proporcionar detalles sobre las especificaciones de los suministros provisionales de energía y servicios para la obra. Se prestará una atención especial al cumplimiento de la Instrucción Técnica Complementaria correspondiente del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en vigor, garantizando así la seguridad y la conformidad con las regulaciones eléctricas aplicables.

3.6 Condiciones de seguridad

El Ingeniero Técnico tendrá la responsabilidad de definir las condiciones y acciones necesarias para garantizar el cumplimiento riguroso del Plan de Seguridad e Higiene desarrollado por el Contratista y aprobado por la Dirección Facultativa, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1627/1997²³. El control de seguridad de la obra abordará los siguientes principios esenciales.

- Se verificará la seguridad y estabilidad del cerramiento perimetral de la obra en relación con la presión del viento y otros factores externos que puedan afectarlo.
- Se llevará a cabo una verificación en conformidad con las diversas normativas establecidas en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales y las instrucciones de operación de las maquinarias correspondientes.
- Se verificará minuciosamente si se están aplicando las medidas de seguridad en todos los componentes de accesibilidad, como escaleras, rampas y pasarelas, así como en las áreas de trabajo que estén protegidas para prevenir posibles caídas de objetos o materiales.
- Se supervisará el cumplimiento de la normativa relacionada con la señalización en el lugar de trabajo, la colocación de barreras, la instalación de protecciones en aberturas, la implementación de redes de seguridad, y la seguridad de las máquinas, entre otros aspectos.

²³ Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

- Se verificará la presencia y el cumplimiento de los requisitos mínimos relacionados con las condiciones de higiene en los lugares de trabajo y las áreas de descanso, como la ventilación e iluminación.

3.7 Control de procedencia y recepción de materiales, aparatos y equipos

El Contratista posee la autonomía de adquirir materiales, dispositivos y equipos de diversa índole, según su criterio y conveniencia, siempre y cuando no existan disposiciones específicas en el proyecto que requieran ciertas características o fuentes de suministro.

Sin embargo, es una obligación imperativa del Contratista, antes de utilizar, almacenar o incorporar en la obra dichos elementos, presentar al Director de Ejecución de la Obra un listado completo de todos estos.

Este procedimiento asegura la transparencia y el cumplimiento de las especificaciones técnicas requeridas en la obra, al tiempo que facilita la supervisión y aprobación por parte del Director de Ejecución de la Obra.

En situaciones en las cuales los materiales, dispositivos, equipos o componentes de las instalaciones no cumplan con los estándares de calidad y especificaciones técnicas establecidas en el proyecto, carezcan de la preparación requerida por el mismo o, en ausencia de directrices específicas, se constate que no son apropiados para su finalidad, el Director de Obra, a petición del Director de Ejecución de la Obra, instruirá al Contratista para que proceda a su reemplazo con elementos que cumplan con las condiciones estipuladas o sean adecuados para el propósito al que están destinados.

4. PLIEGO DE DISPOSICIONES LEGALES Y ECONÓMICAS

4.1 Definición

Las condiciones económicas establecen el contexto para las transacciones financieras relacionadas con el pago y aceptación de la obra. Estas condiciones se consideran secundarias en relación con el contrato de obra, el cual se formaliza entre las partes involucradas, es decir, el Promotor y el Contratista, y es el que tiene preeminencia y validez en última instancia.

4.2 Seguro de la obra

Antes de iniciar la obra, el Contratista deberá contratar un seguro que cubra posibles daños causados durante la ejecución de la obra. Además, deberá asegurarse de contar con una póliza de responsabilidad civil que cubra los daños a terceros que puedan ocurrir durante la realización de la obra como resultado de las operaciones relacionadas con la misma.

4.3 Fianzas

El Contratista deberá presentar una fianza según el procedimiento estipulado en el contrato de obra.



Documento nº3:
PLIEGO DE CONDICIONES

En el caso de que el Contratista se niegue a realizar los trabajos necesarios para finalizar la obra de acuerdo a las condiciones acordadas en el contrato, el Director de Obra, actuando en nombre del Promotor, ordenará que estos trabajos sean llevados a cabo por un tercero o podrá realizarlos directamente por administración, utilizando el importe de la fianza depositada.

La devolución de la fianza se llevará a cabo dentro del plazo estipulado en el contrato de obra, una vez que se haya firmado el Acta de Recepción Definitiva de la obra. Sin embargo, el Promotor puede requerir que el Contratista demuestre que ha liquidado y finiquitado todas sus deudas relacionadas con la ejecución de la obra, como salarios, suministros y subcontratos.

En el caso de que se realicen recepciones parciales de la obra con la conformidad del Director de Obra, el Contratista tiene derecho a que se le devuelva la parte proporcional de la fianza.

4.4 Certificaciones

El Aparejador o Ingeniero Técnico redactará con la periodicidad establecida las mediciones de las diferentes unidades de obra, las cuales serán confirmadas por el Ingeniero Director de la Obra. Estas mediciones se llevarán a cabo siguiendo los criterios especificados en el Proyecto de Ejecución.

4.5 Trabajos defectuosos

La responsabilidad general del Contratista es aplicable a todas las obras, incluso aquellas que, debido a su naturaleza oculta u otras circunstancias, no hayan sido inspeccionadas previamente por la Dirección de la Obra. En caso de que se detecten trabajos defectuosos, el Contratista está obligado a realizar las reparaciones necesarias, incluyendo la reconstrucción total si fuera necesario. La Dirección de la Obra tiene la autoridad para emitir órdenes de reparación antes de la recepción provisional de la obra. Esta facultad se extiende también a la posibilidad de demoler elementos que estén en buenas condiciones para inspeccionar aquellos que estén ocultos.

4.6 Plazo de garantía

Período durante el cual el Contratista es responsable de posibles defectos que no se hayan manifestado antes de la recepción provisional. La duración de este período está especificada en el contrato de la obra.

4.7 Recepción definitiva

Una vez que haya transcurrido el período de garantía, se llevará a cabo la recepción definitiva de la obra, en la que participarán el Contratista, la Propiedad y el Ingeniero Director. Si se determina que la construcción cumple con las condiciones acordadas, se redactará un acta en tres copias y se considerará que el período de garantía ha finalizado, lo que conllevará la devolución al Contratista de la fianza que, de acuerdo con el contrato de obra, pudiera haber sido depositada.



4.8 Abono de los trabajos

Los pagos de los trabajos se llevarán a cabo a través de certificaciones de obra, siguiendo las condiciones estipuladas en el contrato de obra entre las partes involucradas.

La propiedad realizará los pagos según los plazos previamente acordados en el contrato de obra, y el importe a abonar corresponderá a las certificaciones de obra que han sido previamente avaladas por el Director de Ejecución de la Obra, quien verifica su conformidad.

El Director de Ejecución de la Obra llevará a cabo la medición de las unidades de obra ejecutadas durante el período anterior, de acuerdo con el criterio de medición en obra incorporado en las Prescripciones para la Ejecución por unidad de obra. El Contratista tiene la opción de presenciar estas mediciones.



DOCUMENTO N°4: PRESUPUESTO



Presupuesto

Tabla 0.1 Presupuesto desglosado del proyecto [Elaboración propia]

Descripción	Presupuesto [€]
Adquisición del terreno	51.337 €
Permisos y Licencias	
Gestión de permisos	40.000 €
Obtención de licencias municipales	65.000 €
Obra civil	
Acondicionamiento del terreno	104.184 €
Construcción nave de almacenamiento	384.000 €
Construcción nave de oficinas y almacén	350.000 €
Construcción nave de generación	600.000 €
Equipos	
Silo	80.000 €
Caldera completa	5.250.000 €
Ciclo agua -vapor	3.409.091 €
Turbina de vapor + generador	3.000.000 €
Sistema de refrigeración	673.442,64 €
Sistemas eléctricos y de control	
Sistemas eléctricos	409.090,91 €
Sistema de control	159.090,91 €
Sistemas auxiliares	
Sistema contra incendios	90.909,09 €
Planta de tratamiento de agua	181.818,18 €
Planta de tratamiento de efluentes	13.636,36 €
Montaje y puesta en marcha	
Montaje mecánico	2.618.181,82 €
Puesta en marcha	272.727,27 €
Total	17.752.509,18 €

Tabla 0.2 Presupuesto general del proyecto [Elaboración propia]

Descripción	Presupuesto [€]
Adquisición del terreno	51.337 €
Permisos y Licencias	105.000 €
Obra civil	1.438.184 €
Equipos	12.412.534 €
Sistemas eléctricos y de control	568.181,82 €
Sistemas auxiliares	286.363,63 €
Montaje y puesta en marcha	2.890.909,09 €
Total	17.752.509,18 €

El presupuesto de ejecución del proyecto asciende a la cantidad de diecisiete millones setecientos cincuenta y dos mil quinientos nueve euros con dieciocho céntimos.



