

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales
2017-18

Trabajo Fin de Grado

“Análisis de viabilidad de una central
híbrida combinando colectores
cilíndrico parabólicos con una
caldera de biomasa para generación
de potencia eléctrica”

Mikael Daher Kokkonen

Tutor: Antonio Soria Verdugo

Leganés, 5 de julio de 2018.



Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons **Reconocimiento – No Comercial – Sin Obra Derivada**

RESUMEN

Durante las recientes décadas, la necesidad energética ha ido incrementándose notablemente conforme con la población y sus avances tecnológicos han ido aumentando, hasta el punto de resultar una alarma social. Las instituciones internacionales, concienciadas de la preocupante situación, han implantado políticas energéticas, cuyos radios de alcance van desde lo inmediato hasta plazos de varias décadas, con el fin de tratar de frenar el deterioro medioambiental causado por los agentes contaminantes derivados.

Motivado por la situación expuesta, se estudiará en el presente proyecto la viabilidad de implantar una central renovable híbrida en la cual se combina tecnología termosolar, a través de colectores de concentración cilíndrico parabólicos, con una caldera de biomasa. El fin que persigue esta hibridación es generar potencia eléctrica de forma constante, a la vez que se logran efectos secundarios como satisfacer las políticas previamente mencionadas. Además, con el objetivo de homogenizar aún más la producción, se establecerá el estudio de la central en Tenerife, Islas Canarias. La estable climatología de este emplazamiento a lo largo del año brinda ciertas garantías de éxito para el proyecto establecido.

Para comenzar con el dimensionamiento de la central, se procederá en primer lugar a describir las tecnologías involucradas desde un punto de vista teórico y algo genérico, así como una descripción de centrales operativas basadas en tecnología renovables, con el fin de introducir los cálculos en un contexto apropiado.

Posteriormente, se procederá a calcular la viabilidad técnica de este trabajo desde un punto de partida práctico. Esto consiste básicamente en dimensionar la central a partir de unos datos de partida de carácter analíticos y meteorológicos. Con estos valores se calculará un rango potencia de operación, sin entrar en mucho detalle en la base científica de los comportamientos y acontecimientos que tienen lugar, puesto que estos aspectos se han detallado ya en otro tipo de proyectos con un planteamiento inicial similar. Se analizarán ambos extremos del intervalo de potencia en detalle. De forma intrínseca, se apreciará cómo el diseño de menor potencia requiere almacenamiento térmico, mientras que el de máxima potencia no.

Finalmente, se hará un estudio de la viabilidad económica de las opciones de implementación que se barajen, en este caso utilizando la máxima y mínima potencia, para justificar si el proyecto es considerable de ser realizado realmente. Para el caso de mínima potencia se obtiene un proyecto no rentable, principalmente motivado por los elevados costes de inversión asociados al almacenamiento térmico, mientras que en el caso de máxima potencia resulta ser un proyecto viable.

Palabras clave

Termosolar; Biomasa; Híbrida; Cilíndrico parabólico; Energías renovables; Central

AGRADECIMIENTOS

La primera persona a la que quiero dedicar la finalización de este proyecto y, por consiguiente, la finalización de esta primera etapa universitaria es a mi abuelo Ossi Kokkonen, fallecido hace escasos meses. El señor O. Kokkonen fue ingeniero de profesión y su espíritu de trabajo y persona me motivaron a tomar el camino de la ingeniería, entre los factores fundamentales. Principalmente, gracias a la ayuda desinteresada que este señor me ha brindado, he conseguido llegar a esta etapa de la vida. Mi mayor deseo durante la carrera ha sido que me viera graduándome, pero desgraciadamente no ha sido posible. Espero que estés orgulloso de mí, allá donde estés.

En segundo lugar, quiero agradecer a los componentes de mi familia: a mi madre, mi hermano, mis abuelas y mi padre el apoyo y orgullo que han tenido en todo momento hacia mí.

También quiero mencionar a mi novia Sara, que me ha brindado en todo momento su apoyo incondicional para afrontar las situaciones más difíciles que se me han presentado.

A mi tutor Antonio quiero agradecerle su ofrecimiento para asignarme el trabajo de fin de grado y su constante dedicación para ayudarme cada vez que lo he necesitado.

Por último, agradecer a mis compañeros del grupo *Alineaciones*: David, J. Ariza, Gonzalo, Martín y Miguel la ayuda que me han ofrecido durante la carrera. Nuestra unión nos ha facilitado enormemente salir adelante en las situaciones académicas más difíciles. Y sin olvidar a mi compañero Chema, que tantas horas pasó estudiando a mi lado mientras sonaban las mejores *playlists* de reggaetón una y otra vez a todo volumen, hasta el punto de sabernos de memoria las discografías, dedicarle mi graduado después de tantos años de pique y *hating*.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1.	Introducción al marco energético histórico.	1
1.2.	Uso de las energías primarias no renovables.....	3
1.2.1.	Petróleo.....	4
1.2.2.	Gas natural.....	6
1.2.3.	Carbón.	7
1.2.4.	Nuclear (Uranio).	8
1.3.	Contaminantes emitidos por las fuentes no renovables.....	9
1.4.	Situación energética en España.	14
1.4.1.	Generación eléctrica.	14
1.4.2.	Potencia instalada.	15
1.4.3.	Intercambios internacionales.	15
1.4.4.	Contaminación y previsiones de futuro.....	15
2.	MOTIVACIÓN DE UNA PLANTA HÍBRIDA COMBINANDO ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y BIOMASA.....	18
2.1.	Uso de las energías primarias no renovables.....	18
2.2.	Impacto ambiental reducido.	18
2.3.	Disponibilidad del recurso.	20
2.4.	Producción constante.....	20
3.	ENERGÍAS RENOVABLES.....	22
3.1.	Energía eólica.....	22
3.2.	Energía hidráulica.	23
3.3.	Energía geotérmica.....	24
3.4.	Energía marina.	25
3.5.	Biomasa.....	25
3.5.1.	Definición y concepto.	25
3.5.2.	Origen y tipo de biomasa.	26
3.5.2.1.	Según el origen.....	27
3.5.2.2.	Según su estado.	28
3.5.2.3.	Según su composición.	28
3.5.3.	Características fisicoquímicas.	29
3.5.3.1.	Composición química.....	29
3.5.3.2.	Análisis termogravimétrico	30
3.5.3.3.	Poder calorífico.	32

3.5.3.4.	Densidad aparente.....	32
3.5.3.5.	Distribución de tamaños.....	32
3.6.	Energía solar.....	32
3.6.1.	El Sol como origen.....	33
3.6.2.	El espectro solar.....	33
3.6.3.	Intensidad de la radiación solar y constante solar.....	35
3.6.4.	Influencia del ángulo de incidencia.....	37
3.6.5.	Fenómenos ópticos en la atmósfera.....	37
3.6.6.	La radiación sobre la superficie terrestre.....	38
3.6.7.	Declinación solar.....	39
3.6.8.	Posicionamiento solar.....	40
3.6.9.	Aplicaciones solares.....	42
3.6.9.1.	Tecnologías de baja temperatura.....	43
3.6.9.2.	Tecnologías de media y alta temperatura.....	43
4.	PLANTAS TERMOSOLARES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	44
4.1.	Introducción a las tecnologías de captación de alta temperatura.....	44
4.2.	Tipos de tecnologías solares.....	45
4.2.1.	Receptores lineales tipo Fresnel.....	45
4.2.2.	Colectores cilíndrico parabólicos (CCP).....	46
4.2.3.	Campo de heliostatos y torre.....	47
4.2.4.	Reflector parabólico dish-Stirling.....	49
4.3.	Plantas termosolares a nivel mundial.....	51
5.	GENERACIÓN CON BIOMASA.....	54
5.1.	Procesos termoquímicos.....	54
5.1.1.	Combustión.....	54
5.1.2.	Gasificación.....	55
5.1.3.	Pirólisis.....	56
5.2.	Tecnologías de combustión.....	56
5.2.1.	Sistema de parrilla.....	56
5.2.2.	Sistema de lecho fluidizado.....	58
5.3.	Proyectos mundiales de plantas de biomasa.....	60
6.	INSTALACIÓN DE COLECTORES CILÍNDRICO PARABÓLICOS.....	62
6.1.	El campo solar.....	62
6.1.1.	Estructura y cimentación.....	62
6.1.2.	Reflector cilíndrico parabólicos (CCP).....	63
6.1.3.	Tubo receptor.....	64

6.1.4.	Fluido caloportador.....	66
6.1.5.	Bombas.....	67
6.1.6.	Tuberías.....	68
6.1.7.	Vasos de expansión.....	68
6.1.8.	Aislante.....	69
6.1.9.	Sistema de seguimiento.....	69
6.2.	Sistema de almacenamiento.....	70
6.3.	Bloque de potencia.....	71
6.3.1.	Generador de vapor.....	72
6.3.2.	Sobrecalentador.....	72
6.3.3.	Turbina de vapor.....	72
6.3.4.	Condensador.....	74
6.3.5.	Recalentador.....	74
6.3.6.	Precalentador.....	74
6.3.7.	Desaireador.....	74
6.3.8.	Torre de refrigeración.....	74
7.	MÉTODO DE CÁLCULO Y DISEÑO.....	76
7.1.	Localización y datos meteorológicos.....	76
7.2.	Definición del procedimiento empleado.....	77
7.3.	Selección de días para el diseño.....	79
7.4.	Cálculo del ángulo de incidencia.....	80
7.5.	Cálculo del área del campo solar, calores y potencias.....	80
7.6.	Dimensionado de las potencias máxima y mínima de la turbina.....	83
8.	ANÁLISIS DE LOS CÁLCULOS Y DISEÑO.....	86
8.1.	Definición del tipo de central termosolar.....	86
8.1.1.	Máxima potencia.....	86
8.1.2.	Mínima potencia.....	86
8.2.	Contribución de energía solar y de biomasa.....	87
8.2.1.	Contribución en agosto.....	88
8.2.2.	Contribución en octubre.....	89
8.2.3.	Contribución en diciembre.....	91
8.2.4.	Contribución neta anual.....	93
8.3.	Comparación de resultados con proyectos reales.....	94
9.	ESTUDIO ECONÓMICO SOBRE LA CENTRAL.....	96
9.1.	Definición del método analítico empleado.....	96
9.2.	Marco legislativo.....	96

9.3.	Cálculos de la facturación.....	99
9.4.	Cálculos de los costes.....	100
9.4.1.	Costes de inversión.....	100
9.4.2.	Costes de operación.....	105
9.5.	Resultados del VAN e interpretaciones.....	106
10.	CONCLUSIONES	109
10.1.	Líneas generales.	109
10.2.	Impacto medioambiental.	110
10.3.	Futuras mejores.	110
	BIBLIOGRAFÍA.....	112

ÍNDICE DE FIGURAS

- Fig. 1.1. Reacción de fusión nuclear.
- Fig. 1.2. Ciclo del carbono.
- Fig. 1.3. Relación entre los tipos de energía.
- Fig. 1.4. Aumento del consumo energético.
- Fig. 1.5. Aumento de las emisiones de CO₂.
- Fig. 1.6. Consumo de energía primaria (TPES) con sus emisiones de CO₂ asociadas a nivel mundial a la izquierda y emisiones de CO₂ por combustión en los distintos sectores en el 2015 a la derecha.
- Fig. 1.7. Contribución a la generación eléctrica de las diferentes tecnologías de generación.
- Fig. 2.1. Ahorro de emisiones de CO₂ por potencia instalada según el combustible.
- Fig. 2.2. Mapa del recurso solar medio anual en España.
- Fig. 2.3. Sistema híbrido combinando energía solar y biomasa.
- Fig. 3.1. Energía hidráulica.
- Fig. 3.2. El ciclo hídrico.
- Fig. 3.3. Planta geotérmica.
- Fig. 3.4. Generación de la biomasa.
- Fig. 3.5. Tipos de biomasa según clasificación.
- Fig. 3.6. Dos cultivos energéticos: olza etíope a la izda. y cardo mariano a la dcha.
- Fig. 3.7. Parámetros de estudio en un análisis termogravimétrico.
- Fig. 3.8. Poderes caloríficos superior e inferior en bases húmeda y seca .
- Fig. 3.9. Análisis termogravimétrico.
- Fig. 3.10. Clasificación de las ondas electromagnéticas.
- Fig. 3.11. Radiación emitida por distintas longitudes de onda.
- Fig. 3.12. Trayectoria solar.
- Fig. 3.13. Radiación extraterrestre a lo largo del año.
- Fig. 3.14. Ángulo de incidencia.
- Fig. 3.15. Masa óptica de aire.
- Fig. 3.15. Declinación solar durante los solsticios y equinoccios.
- Fig. 3.16. Declinación solar a lo largo del año.
- Fig. 3.17. Altura solar en función del azimut para diferentes meses del semestre.

- Fig. 3.18. Ángulo solar horario.
- Fig. 3.19. Ángulos acimutal, cenital, de salida y puesta del sol y altura solar.
- Fig. 3.20. Funcionamiento de la energía solar fotovoltaica.
- Fig. 3.21. Instalación de ACS.
- Fig. 4.1. Sistema de generación eléctrica mediante concentración solar.
- Fig. 4.2. Sistema e concentración tipo Fresnel.
- Fig. 4.3. Sistema de concentración de un CCP.
- Fig. 4.4. Sistema de concentración torre-heliostatos.
- Fig. 4.5. Tipos de receptores.
- Fig. 4.6. Área efectiva según posición del heliostatos.
- Fig. 4.7. Reflector parabólico dish-Striling.
- Fig. 4.9. Recibidor de tubos iluminados.
- Fig. 4.10. Recibidor de reflujo.
- Fig. 4.11. Central SEGS.
- Fig. 4.12. Central Solar Two.
- Fig. 4.13. Central Termosolar Borges.
- Fig. 5.1. Procesos de conversión energéticos de la biomasa.
- Fig. 5.2. Combustión de la biomasa.
- Fig. 5.3. Gasificación de la madera.
- Fig. 5.4. Proceso de pirólisis.
- Fig. 5.5. Sistema de parrilla inclinada.
- Fig. 5.6. Reactores de lecho fluidizado.
- Fig. 5.7. Central de SevernGorge.
- Fig. 5.8. Central de biomasa de Briviesca.
- Fig. 6.1. Estructuras de CCP.
- Fig. 6.2. Reflector CCP.
- Fig. 6.3. Tubo recibidor.
- Fig. 6.4. Partes de un tubo absorbedor.
- Fig. 6.5. Sistema de seguimiento según orientación del colector.
- Fig. 6.6. Pérdidas ópticas.
- Fig. 6.7. Sistema de almacenamiento.
- Fig. 6.8. Campo solar y bloque de potencia de una central termosolar.

Fig. 6.9. Turbina.

Fig. 7.1. Ubicación de Granadilla de Abona, Tenerife.

Fig. 7.2. Limitación de la máxima potencia de la turbina.

Fig. 7.3. Limitación del calor total mínimo.

Fig. 7.4. Limitación del calor total mínimo.

Fig. 8.1. Perfil de la potencia eléctrica durante el mes de enero.

Fig. 8.2. Contribución porcentual en agosto de energía solar y de biomasa según la potencia de la turbina.

Fig. 8.3. Contribución porcentual en octubre de energía solar y de biomasa según la potencia de la

Fig. 8.4. Contribución porcentual en diciembre de energía solar y de biomasa según potencia de la turbina.

Fig. 8.5. Relación entre el consumo de biomasa y la potencia de la turbina.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Derivados del petróleo.

Tabla 1.2. Consumo y producción relativos mundial del petróleo.

Tabla 1.3. Consumo y producción volumétricos mundial del gas natural.

Tabla 1.4. Consumo y producción energética mundial del carbón.

Tabla 1.5. Emisiones de CO₂.

Tabla 2.1. Emisión de CO₂ de algunos combustibles fósiles

Tabla 3.1. Tipos de biomasa según su composición.

Tabla 3.2. Composición de la biomasa.

Tabla 3.4. Distribución energética en el espectro solar.

Tabla 4.1. Tecnologías termosolares.

Tabla 5.1. Características de distintos fabricantes de tubos absorbedores.

Tabla 5.2. Fluidos caloportadores típicos.

Tabla 7.2. Datos históricos. Fuente AEMET.

Tabla 7.3. Datos de la central de Petrolina.

Tabla 7.3. Radiaciones medias mensuales.

Tabla 7.4. Ángulos de incidencia mensuales.

Tabla 7.5. Potencia eléctrica diaria durante el año.

Tabla 7.6. Calor total diario durante el año.

Tabla 7.7. Calor útil diario durante el año.

Tabla 7.8. Almacenamiento y calor total para mínima potencia.

Tabla 7.9. Potencia nominal para mínima potencia y rendimiento global del mes de agosto.

Tabla 8.2. A la izquierda rendimiento global de una central térmica alimentada con biomasa, cuyo valor es tomado arbitrariamente dentro de un rango operativo especificado. A la derecha el PCI del hueso de aceituna con un 15% de base húmeda. Fuentes: IEA y IDAE, respectivamente.

Tabla 8.2. Contribución de la energía solar y biomasa a la generación para agosto. ¹Los vacíos energéticos son cubiertos en su totalidad por biomasa. ²Los vacíos son cubierto en su plenitud con almacenamiento térmico, no biomasa.

Tabla 8.3. Contribución de la energía solar y biomasa a la generación para octubre. ¹Los vacíos energéticos son cubiertos en su totalidad por biomasa. ²Los vacíos energéticos son cubiertos parcialmente por almacenamiento térmico y por biomasa.

Tabla 8.4. Contribución de la energía solar y biomasa a la generación para diciembre.

¹Los vacíos energéticos son cubiertos en su totalidad por biomasa. ²Los vacíos energéticos son cubiertos parcialmente por almacenamiento térmico y por biomasa.

Tabla 8.5. Datos del consumo anual de biomasa.

Tabla 8.6. Comparación de parámetros con otras centrales.

Tabla 9.1. Parámetros de ingresos.

Tabla 9.2. Desglose de la facturación de ambos diseños. ¹ RO percibido por energía solar. ² RO percibido por biomasa.

Tabla 9.3. Costes de equipos del diseño de 50MW. ¹ Fuente: renovetec.

Tabla 9.4. Costes de tuberías, sistema eléctrico y obra civil del diseño de 50MW.

Tabla 9.5. Costes totales de la inversión del diseño de 50MW.

Tabla 9.6. Costes de equipos del diseño de 20,36MW. ¹ Fuente: renovetec

Tabla 9.7. Costes de tuberías, sistema eléctrico y obra civil del diseño de 20,36MW.

Tabla 9.8. Costes totales de la inversión del diseño de 20,36MW.

Tabla 9.9. Costes de operación para diseño de mayor potencia.

Tabla 9.10. Costes de operación para diseño de mínima potencia.

Tabla 9.11. Tasas de interés y escalonamiento. Fuente: Caputo et al y Kumar.

Tabla 9.12. VPN de los dos proyectos.

Tabla 10.1. Ahorro de CO₂ final respecto a otras tecnologías.

NOMENCLATURA

A	Área.
a	Parámetro adimensional.
AM	Masa óptica de aire.
b	Parámetro adimensional.
C	Coste de equipo.
c	Velocidad de la luz.
C_{comb}	Coste por unidad de masa del combustible.
$C_{combustible}$	Coste total del combustible anual.
$C_{mantenimiento}$	Coste total de mantenimiento.
C_p	Coste salarial de un empleado.
$C_{salarial}$	Coste total salarial anual .
C_{seguro}	Coste total del seguro.
E	Energía.
e	Tasa de escalamiento.
$E_{biomasa}$	Energía a partir de biomasa.
E_e	Energía eléctrica.
E_{solar}	Energía a partir de la termosolar.
E_t	Energía total.
E_u	Energía útil.
F	Facturación anual de la central.
f	Frecuencia de onda
G_{on}	Intensidad de radiación extraterrestre.
G_{sc}	Constante solar, cuyo valor es $1367 \frac{kW}{m^2}$.
h	Hora.
h_p	Constante de Planck.
I	Irradiancia.
i	Tasa de interés.
I_D	Irradiación directa.

I_d	Irradiación difusa.
I_H	Irradiación global.
I_o	Inversión inicial.
m	Masa.
m_b	Masa de biomasa.
m_{cen}	Masa de las cenizas.
m_{comb}	Masa del combustible.
m_{H_2O}	Masa de agua.
m_m	Masa de la muestra.
n	Día del año, donde $1 \leq n \leq 365$.
N_p	Número de empleados.
P	Potencia.
$PCI_{w.b.=15\%}$	Poder calorífico inferior en una base húmeda del 15%.
P_e	Potencia eléctrica.
P_n	Potencia nominal.
Q_u	Calor útil.
Q_t	Calor total.
R	Ingresos totales percibidos por la central.
S	Superficie.
t	Tiempo.
VAN	Valor actual neto.
α	Altura solar.
γ	Ángulo acimutal.
δ	Declinación solar.
η_a	Rendimiento de acondicionamiento.
η_g	Rendimiento global.
$\eta_{g,b}$	Rendimiento global asociado al uso de biomasa.
$\eta_{g,s}$	Rendimiento global asociado al uso termosolar.
$\eta_{t,s}$	Rendimiento térmico solar.
θ	Ángulo de incidencia.

θ'	Ángulo cenital.
λ	Longitud de onda.
Φ	Latitud.
$x_{H_2O}(\%daf)$	Fracción de agua en base seca y sin cenizas.
$x_{H_2O}(\%db)$	Fracción de agua en base seca.
$x_{H_2O}(\%wb)$	Fracción de agua en base húmeda.
ω	Ángulo horario.
ω_{sh}	Ángulo de salida y puesta del sol.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción al marco energético histórico.

La energía siempre ha sido una necesidad básica del hombre para satisfacer sus exigencias y en el desarrollo de la civilización. Las fuentes de energía usadas para ello han sido de una gran variedad, desde fuentes de energías naturales como la madera, pasando por el petróleo y sus derivados, hasta las más avanzadas como la nuclear. La desventaja de todos estos recursos mencionados es que están limitadas y un uso abusivo y desmesurado de estos puede conllevar a la desaparición del recurso, además de generar productos contaminantes en su proceso de transformación energética. Este factor sumado a la creciente demanda de energía por el aumento continuado de la población a lo largo de los años ha motivado especialmente en la actualidad a erradicar estos dos problemas mediante el uso de las energías renovables. Estas tecnologías aprovechan recursos “gratuitos” que brinda la naturaleza al hombre de manera prácticamente ilimitada. El auge de las renovables está aún en fase de investigación, en algunas áreas más que en otras, y de acoplamiento a los sistemas convencionales energéticos que se han usado con anterioridad.

Tanto las fuentes de energía no renovables fósiles como las renovables proceden de la energía nuclear del Sol en su fase inicial. El Sol, compuesto principalmente por hidrógeno y helio, está compuesto por diversas capas: núcleo, zona radiactiva, zona convectiva, fotosfera, cromosfera y corona.

El núcleo, que comprende la zona céntrica de la esfera, consta de un tamaño equivalente a la quinta parte del total, es el lugar donde se comprenden todas las reacciones termonucleares de fusión que genera la energía solar y que se dispersa hacia el universo.

La fusión nuclear que se desarrolla en el núcleo es la unión de un núcleo de deuterio (esto es un isótopo del H) y uno del tritio (también isótopo del H), formando un núcleo de helio y provocando la liberación de un neutrón junto a una cantidad de energía. Esta energía deriva del defecto de masa que se origina en la reacción, formulado por el célebre Albert Einstein, que sigue la famosa expresión:

$$E = m \cdot c^2 \quad (1)$$

Esta energía es liberada en todas las direcciones del espacio (son capaces de propagarse por el vacío) en forma de ondas electromagnéticas cuantificadas en forma de fotones. Los fotones se propagan a la velocidad de la luz, de aproximadamente 300.000 km/s, tardando unos 8 minutos en incidir a la Tierra, que se encuentra aproximadamente a 150 millones de kilómetros del Sol.

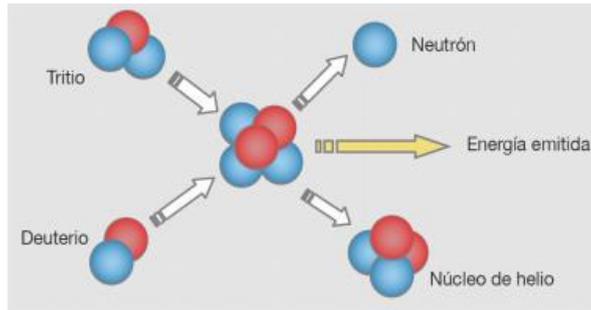


Fig. 1.1. Reacción de fusión nuclear[1].

El espectro de radiación solar contiene fotones cuya longitud de onda se comprende desde los 0,3 micrómetros (ultravioleta) hasta los 3 micrómetros (infrarrojos) aproximadamente, en cuyo rango se encuentra la luz visible al ojo humano. El espectro electromagnético conlleva una distribución energética que es proporcional a su frecuencia y a la constante de Planck. Es de esta energía de la que derivan todas las demás: calor, electricidad, etc.

Por un lado, las fuentes no renovables fósiles han sido originadas gracias a la interacción del sol en el proceso del ciclo de elementos como el carbono fundamentalmente, capturado durante largos períodos geológicos.

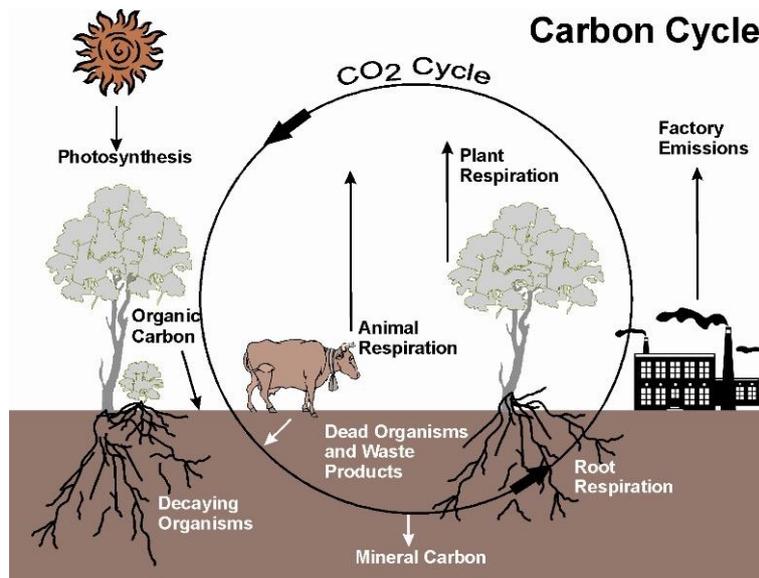


Fig. 1.2. Ciclo del carbono[2].

Por otro lado, las energías renovables proceden directa o indirectamente del sol. Si bien el efecto de la energía solar es transformado directamente en una forma de energía final como electricidad se considera que procede directamente del sol, mientras que, si esta energía final en el proceso de conversión pasa a tener otra forma de energía intermedia, se dirá que es indirectamente. En el siguiente diagrama se aprecia la transformación que sigue la energía renovable en sus distintas fases de conversión en energía útil.



Fig. 1.3. Las formas de energía[3].

1.2. Uso de las energías primarias no renovables.

A partir de la revolución industrial, la necesidad energética del ser humano ha ido aumentando proporcionalmente al avance de las tecnologías y de la población mundial, especialmente en las últimas décadas. La dependencia de muchas tecnologías hoy en día de las fuentes fósiles es inevitable, aunque constantemente surgen formas alternativas de obtener el mismo efecto útil mediante fuentes renovables. La energía es uno de los principales ejes de la economía mundial y un bien preciado para la vida de las personas.

A pesar de ello, desde la crisis del petróleo de los años 70 y hasta hace relativamente poco, el debate sobre las fuentes de energía y su sostenibilidad e impacto ambiental no había sido una cuestión relevante en la agenda social. Esto se debía, en gran parte, a que la industria internacional del petróleo y del gas fue capaz de responder a las crisis de oferta de los años 70 con fuertes inversiones que se tradujeron en el descubrimiento de nuevas zonas productivas dentro de OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos), como por ejemplo los campos de petróleo y gas del Golfo de México y del Mar del Norte.

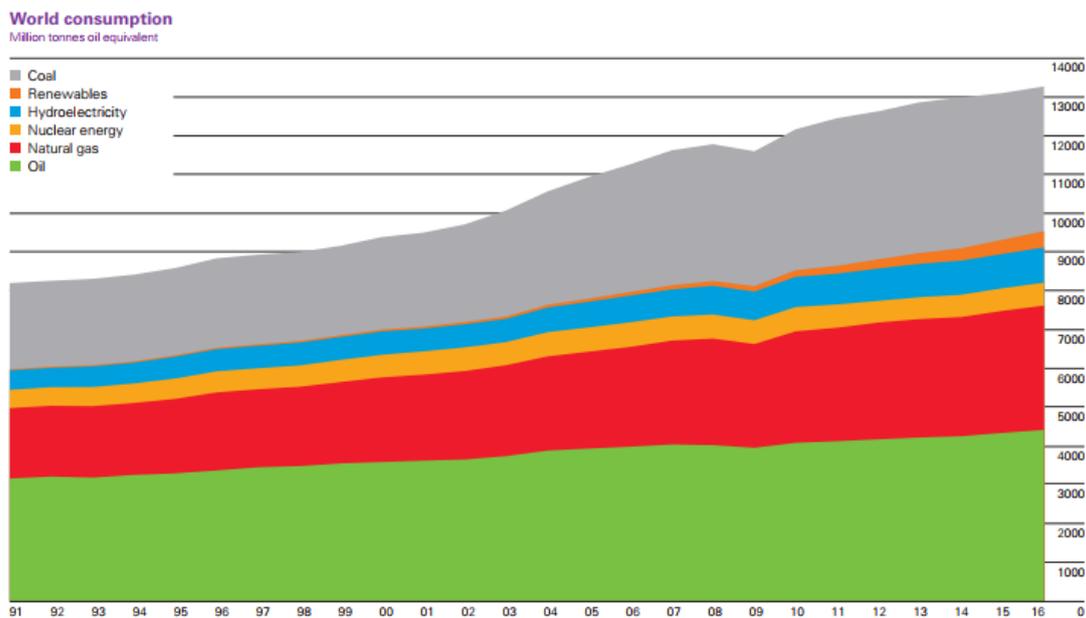
A estos esfuerzos de la industria se sumaron también el aumento de la eficiencia energética de la OCDE durante los países de la OCDE durante los 80 y avance en el área de las energías alternativas. Como resultado de ello, disfrutamos de un final del siglo XX con un mercado energético relativamente estable, que proporcionó una larga etapa de desarrollo económico mundial.

No obstante, en 2006 se disparó el precio del petróleo, multiplicándose casi por tres respecto a 2002. Este fenómeno se explicaba especialmente por la debilidad del dólar, divisa de referencia en el precio del crudo, así como por el incremento de la demanda que provenía fundamentalmente por los países emergentes. Además, influyó también la idea promulgada de que se acercaba el período de extinción de las reservas de mundiales de petróleo.

Actualmente, la sociedad vive un período de profundos cambios y discusión sobre aspectos como la gestión de la demanda creciente de la energía, la relativa seguridad del suministro en algunas áreas productoras, los altos precios del petróleo y del gas, y el calentamiento global, que se ha convertido en un profundo debate social.

Como ya se mencionaba, cada año se consume más energía, proveniente mayoritariamente del petróleo, gas y carbón. Es por ello por lo que ya se han comenzado a implantar políticas que incentiven el aumento de la eficiencia energética, la investigación en captura de CO₂ de los combustibles fósiles, el desarrollo de biocombustibles de tercera generación y el avance de tecnologías alternativas, con el fin de no comprometer el desarrollo de las futuras generaciones ni perturbar irreversiblemente las constantes vitales del planeta.

En la siguiente gráfica se puede ver el continuado aumento de la demanda energética, especialmente en fuentes fósiles, desde hace más de dos décadas.



World primary energy consumption grew by 1.0% in 2016, well below the 10-year average of 1.8% and the third consecutive year at or below 1%. As was the case in 2015, growth was below average in all regions except Europe & Eurasia. All fuels except oil and nuclear power grew at below-average rates. Oil provided the largest increment to energy consumption at 77 million tonnes of oil equivalent (mtoe), followed by natural gas (57 mtoe) and renewable power (53 mtoe).

Fig. 1.4. Aumento del consumo energético mundialmente[4].

Posteriormente, se va a exponer las principales fuentes primarias consumidas mundialmente. Se hará un breve resumen de las características de la fuente en cuestión para posteriormente abarcar el estado de explotación del recurso, según los organismos de la IEA[5] y la World Energy Council[6]. Los datos numéricos referentes a la producción y demanda de recursos del artículo estadístico sobre revisión energética[4]

1.2.1. Petróleo.

El crudo o petróleo es un líquido bituminoso compuesto por la mezcla de hidrocarburos formados por sedimentos atrapados desde hace un largo período geológico de materia orgánica bajo unas condiciones de presión, temperatura y humedad determinadas. Estos hidrocarburos pueden ser algas y plancton, por ejemplo.

En lo que respecta a este combustible fósil, existe una diversa variedad de clasificaciones según su composición química, propiedades, técnicas de extracción, etc. La amplia variedad de derivados extraíbles del crudo hace de él una sustancia muy útil que se adecúa a las necesidades energéticas de muchos sistemas en cualquier industria. En la tabla que se muestra a continuación se puede apreciar sus principales derivados y sus características.

Tabla 1.1. Derivados del petróleo[6].

Estado	Producto	Nº de carbonos	Tª de ebullición (°C)	Aplicaciones
Gas	Metano	1	-161,6	Calefacción, cocina, electricidad
	Etano	2	-88,6	Plásticos, petroquímica
	Propano	3	-42,1	LPG, transporte, uso doméstico
	Butano	4	-11,7	
Líquido (ligero)	Nafta	05-11	70-200	Petroquímica, disolventes, gasolina
	Gasolina	07-10	100-150	Transporte
Líquido (destilados medios)	Queroseno	11-18	200-300	Aviación, calefacción, cocina
	Gasoil	11-18	200-300	Diésel, calefacción
Líquido (pesados)	Lubricantes	18-25	300-400	Motores, elementos de transmisión, lubricación
	Fuel	20-27	350-450	Electricidad, navegación
Sólido	Grasas y ceras	25-30	400-500	Lubricación
	Asfalto	35+	500+	Carreteras, cubiertas
	Coque	50+	600+	Producción de acero

La fuente de energía usada por excelencia mundialmente es el petróleo, que cuenta con un 32,9% del consumo global a fecha de 2015. Sin embargo, su producción se redujo un 0,8%, concretamente en 2016, debido a un desfase entre oferta y demanda, lo que conllevó a una disminución del precio. Aproximadamente el 63% del consumo de petróleo es destinado finalmente al sector del transporte, dada su fuerte dependencia de tecnologías consumidoras de derivados del petróleo.

Las reservas probadas de petróleo en la actualidad, es decir aquellas que permiten la extracción de los yacimientos de manera rentable con la tecnología disponible, se estima en $1.706,7 \times 10^9$ barriles de petróleo. Por otro lado, según la IEA, la demanda de petróleo en el año 2016 fue un promedio de 96 millones de barriles de

petróleo diarios. Luego, suponiendo un consumo constante en los futuros años, quedarían reservas explotables para algo más de 48 años y medio aproximadamente.

La producción principal se da en Oriente Medio con una producción relativa mundial del 28.4%, mientras que su consumo no llega al 8.4%. En el caso de Europa se da la situación inversa, ya que cuenta con el mayor consumo mundial por continente, cifrada en el 22.4%, y con una producción de tan sólo el 3.5%. En la siguiente tabla se muestran los consumos y producciones relativas de los continentes. Las grandes diferencias entre consumo y producción en continentes como el europeo o Asia pacífico dan una clara evidencia de la fuerte dependencia de este bien.

Tabla 1.2. Consumo y producción relativos mundial del petróleo[4].

	Consumo relativo (%)	Producción relativa (%)
Europa	22,4	3,5
Norteamérica	21,3	13,9
Sudamérica	8,8	10,2
África	3,6	8,8
Oriente Medio	8,4	28,4
Asia Pacífico	21,3	4,1
Asia-Rusia	3,3	10,8
Asia Central	10,8	4,2

1.2.2. Gas natural.

El gas natural es una fuente de energía fósil que se presenta en estado gaseoso y se compone fundamentalmente de una mezcla de varios hidrocarburos ligeros, aunque también de otro compuesto. Este combustible se puede presentar en forma de gas en sus yacimientos o bien disuelto en el crudo, de donde se puede separar mediante procesos de refino.

El gas natural varía su composición según su lugar de extracción o la mezcla tras la destilación. No obstante, las proporciones son aproximadamente iguales siempre. Se compone principalmente de metano, que representa entre un 70 y 90% en volumen, seguidos de etano, propano, butano, pentano y gases no combustibles como nitrógeno, dióxido de carbono, derivados del azufre o vapor de agua. Además, por motivos de seguridad y tras la destilación, se mezcla en ocasiones con sustancias como el mercaptano para detectar casos de fuga.

Su aplicación principal está destinada al consumo del sector residencial y comercial para calefacción, para las industrias como los fertilizantes y para la producción de potencia, que suponen prácticamente el 40% de la demanda.

El gas natural representa la segunda mayor fuente de energía en la generación de potencia, suponiendo el 22% de la potencia mundial generada. Además, es la única fuente fósil que proyecta un crecimiento en la demanda debido a sus relativamente bajas emisiones dentro de las fuentes de combustible fósiles. Las reservas probadas de gas

natural en 2016 en el mundo se sitúan en los 186,6 billones de metros cúbicos. El consumo durante este año fue de 3.542,9 mil millones de metros cúbicos. Luego, suponiendo un consumo constante en el tiempo, quedarían reservas explotables para unos 52 años y medio a este ritmo.

En tabla mostrada a continuación figura la producción y consumos de los continentes para finales del año 2016:

Tabla 1.3. Consumo y producción volumétricos mundial del gas natural[4].

	Consumo ($\times 10^9$ m ³)	Producción ($\times 10^9$ m ³)
Europa y Eurasia	1.029,9	1.000,1
Norteamérica	968,0	948,4
América central y sur	171,9	177,0
África	138,2	208,3
Oriente Medio	512,3	637,8
Asia Pacífico	722,5	579,9
TOTAL	3.542,9	3551,6

1.2.3. Carbón.

El carbón es una roca sedimentaria en estado sólido y usada como combustible fósil, formada mayoritariamente por carbón y otros elementos como H, S, O y N. Este mineral se origina mediante la carbonificación: la descomposición de materia orgánica vegetal e inorgánica que queda atrapada bajo tierra, particularmente en zonas pantanosas y similares en las que el agua cubre la masa vegetal, durante largos períodos geológicos. En condiciones de ausencia de oxígeno, las bacterias anaerobias dan lugar a una transformación gradual al carbón, que se ve enriquecido (en carbono) con el tiempo.

El carbono se puede clasificar a gran escala y por orden creciente en %C en:

- Turba.
- Lignito.
- Hulla (bituminoso).
- Antracita.

El carbón es el combustible fósil más abundante en la Tierra. Es considerado el más contaminante por su elevado ratio de emisiones de dióxido de carbono y prácticamente supone un tercio de toda la energía consumida mundialmente. Las aplicaciones de este mineral son diversas, entre las que destaca la generación eléctrica al que se destina como un 40% del carbón, la industria del acero o uso doméstico. El consumo de carbón ha aumentado desde el 2000 al 2014 un 64%, lo que supone el mayor crecimiento mencionado hasta ahora en cuanto a magnitud. Sin embargo, a partir del 2014 experimentó la primera bajada en su producción, con un 0,7% en ese año, un 2,8% al siguiente y hasta un 6,2% en 2016

Las reservas probadas de carbón a finales de 2016 eran de un billón ciento treinta y nueve mil trescientos treinta y uno millones de toneladas. En el año 2016 se registró un consumo en el mundo de 7800 millones de toneladas métricas de carbón. Nuevamente, calculando las reservas disponibles, obtendríamos que aún hay carbón para unos 146 años. Asia es sin duda el mayor consumidor, contando con la consumición de más del 70% de la producción del mercado. Particularmente China tiene que ver en gran medida con este alto consumo, suponiendo prácticamente el 50% del consumo mundial. En la tabla posterior se puede ver el consumo y producción de carbón por continentes:

Tabla 1.4. Consumo y producción energética mundial del carbón[4].

	Consumo (Tn equivalentes de petróleo)	Producción (Tn equivalentes de petróleo)
Europa y Eurasia	451,6	419,4
Norteamérica	386,9	400,7
América central y sur	34,7	67,6
África	95,9	150,5
Oriente Medio	9,3	0,7
Asia Pacífico	2.753,6	2.617,4
TOTAL	3.732,0	3.656,4

1.2.4. Nuclear (Uranio).

La energía nuclear aplicable a escala humana procede de la fisión de un átomo. Esto provoca una reacción en cadena: un neutrón inicialmente incide sobre un átomo de Uranio, generalmente, liberando una gran cantidad de energía en forma de calor y radiación. Según su área de aplicación, esta reacción será controlada o no.

El Uranio es un metal usado muy frecuentemente en las centrales nucleares. Este mineral se encuentra en altas proporciones en la Tierra, concretamente en una concentración media de 3ppm en la corteza terrestre. La fuente más común de este elemento es la pechblenda, constituido por UO_2 o por UO_3 . Este uranio naturalmente presente no puede ser usado directamente en los procesos de generación eléctrica y ha de pasar por un procesado para obtenerse U_3O_8 , conocido como *yellowcake*. No obstante, esta forma de uranio aun es inservible como combustible, dado que no contiene suficiente U-235 fisionable. Un lote normal de *yellowcake* consiste en aproximadamente un 85% en masa de U-235 y U-238, del cual menos de un 1% es U-235 fisionable. Para ello se realiza un proceso de enriquecimiento, que básicamente consiste en obtener un porcentaje mayor de U fisionable hasta porcentajes de 3-5% para reactores de centrales[7].

Las compañías mineras estiman que hay al menos 6 millones de toneladas de uranio disponible para extraer y que tan solo 1 millón de toneladas se han extraído hasta la fecha, es decir, algo más del 15% del aun extraíble.

Por otro lado, la demanda actual de este metal es de unas 65.800 toneladas métricas por año y se estima que para el 2025 ascienda hasta las 100 mil toneladas anuales debido a la gran cantidad de plantas actualmente en construcción en China y la India. Luego, calculando las reservas mediante el consumo actual tendríamos reservas para menos de 91 años tomando, teniendo en cuenta que el consumo será progresivamente mayor.

La energía nuclear ha supuesto un 11% de la energía mundial consumida a finales del 2015. El desarrollo de esta energía está concentrado actualmente en pocos países, destacando EEUU y Francia, suponiendo prácticamente un tercio y una sexta parte de producción energética nuclear mundial, respectivamente. Sin embargo, hay que destacar países con objetivos ambiciosos en este sector en futuros años, que se encuentran en vías de implementación de estas tecnologías, como por ejemplo China, Rusia o Corea del Sur. Para satisfacer la producción de los países mencionados, más del 80% de la producción global es extraída principalmente de Kazajistán, Canadá, Australia, Namibia y Nigeria.

1.3. Contaminantes emitidos por las fuentes no renovables.

Un contaminante es una sustancia que afecta a la salud de un sistema biológico de manera directa o indirecta. Con miles de millones de automóviles en las carreteras y numerosas plantas produciendo energía para una sociedad, como ya se ha mencionado, cada vez mayor y dependiente de la energía, las emisiones relacionadas a la combustión son cada vez mayores. La combustión de fuentes fósiles tiene numerosos subproductos, de los cuales muchos son contaminantes. Los principales contaminantes son los óxidos de carbono (CO_x: CO₂, CO, etc., denominado gases de efecto invernadero), óxidos de nitrógeno (NO_x: NO, NO₂, etc.), óxidos de azufre (SO_x: SO, SO₂, SO₃, etc.), materia particulada inferior a 10µm (PM10) liberada principalmente por plantas de carbón y motores diésel, formaldeídos y acetaldeídos, hidrocarburos aromáticos, mercurio e hidrocarburos inquemados.

CO₂: Se trata probablemente del contaminante más conocido popularmente. El CO₂ atmosférico es esencial para la supervivencia las especies biológicas, incluidos los humanos, ya que las plantas convierten en materia el CO₂ mediante la fotosíntesis. Sin embargo, esta molécula absorbe radiación del espectro del IR (0.76-100µm), contribuyendo al denominado calentamiento global. De este modo, el CO₂ no tiene un efecto adverso directo sobre el ser humano, sino que contribuye al calentamiento global[8].

El CO₂ es un producto que resulta de la oxidación de un hidrocarburo o carbono. En una oxidación completa de combustible se consume todo el oxígeno de los reactivos, obteniéndose la reacción $C_xH_y + (x+y/4)O_2 \rightarrow xCO_2 + y/2H_2O$, donde x e y son números enteros. Sabiendo los pesos moleculares de cada componente, de la ecuación anterior se deducen dos conclusiones: El carbón (compuesto de C=1 y H=0) dará lugar a las mayores emisiones de CO₂ (esto es la relación de masa de CO₂ por unidad de C) y de los hidrocarburos el gas natural proveerá menores emisiones. A continuación, se muestra una breve tabla con los ajustes estequiométricos para el carbón, metano y una parafina (diésel, C₁₂H₂₆).

Tabla 1.5. Emisiones de CO₂.

Combustible	C	CH ₄	C ₁₂ H ₂₆
Ajuste estequiométrico	$C + O_2 \rightarrow CO_2$	$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$	$2C_{12}H_{26} + 37O_2 \rightarrow 24CO_2 + 26H_2O$
Emisiones (kg CO ₂ /kg combustible)	3,67	2,75	3,11

Los científicos han observado que las concentraciones de CO₂ han aumentado significativamente en el último siglo en comparación a los niveles de la era preindustrial, cifrada en unos 280ppm. En el año 2016 la media de la concentración de CO₂ llegó aproximadamente a los 403ppm, un 40% más que a mediados del siglo XIX, con una tasa de crecimiento de 2ppm/año en la última década. En las siguientes gráficas se muestra por un lado el crecimiento de las emisiones anuales en las últimas décadas del observatorio de Mauna Loa (Hawái), así como las emisiones por combustible usado y por sector[9].

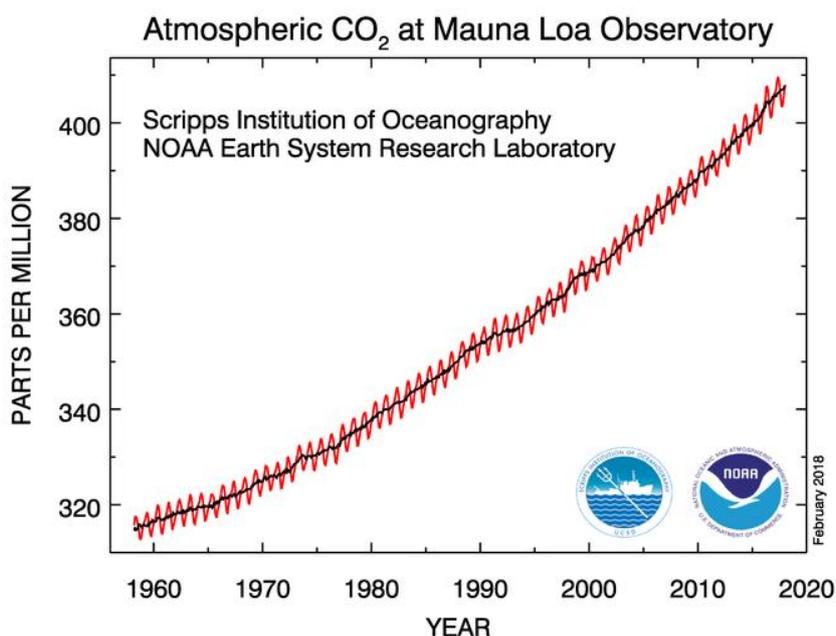


Fig. 1.5. Aumento de las emisiones de CO₂[10].

La gráfica roja muestra las medidas anuales promedias y la negra es la misma tras un ajuste temporal.

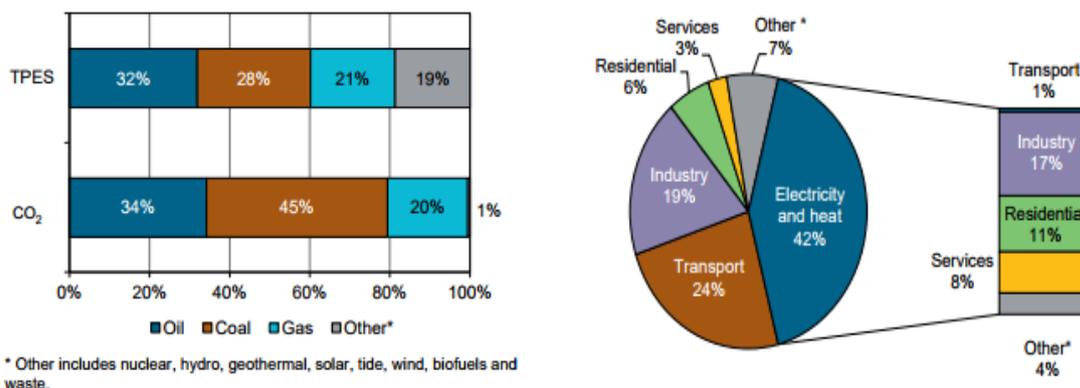


Fig. 1.6. Consumo de energía primaria (TPES) con sus emisiones de CO₂ asociadas a nivel mundial a la izquierda y emisiones de CO₂ por combustión en los distintos sectores en el 2015 a la derecha[9].

CO: Este gas incoloro e inodoro es perjudicial e incluso letal para el ser humano cuando se expone unos pocos minutos a unas concentraciones superiores a 5000ppm. Esta molécula tiene una mayor afinidad que el oxígeno, causando que la hemoglobina reaccione con el CO en vez del O₂, dando lugar así a la carboxihemoglobina (COHb). Ante la ausencia de oxígeno los efectos adversos del cuerpo son varios según el nivel de COHb en sangre. Algunos síntomas de la inhalación de esta sustancia son: confusión mental, vértigo, dolor de cabeza, náuseas, debilidad y pérdida del conocimiento. Ante una exposición duradera, tanto los sistemas cardíaco como neuronal pueden verse seriamente afectados.

La combustión incompleta del carbón y los hidrocarburos son los principales causantes de emisiones de CO antropogénico. La condición ideal para la formación de este gas es una combustión ligeramente rica, es decir, con escasez de oxígeno respecto al estequiométrico de la reacción $C_xH_y + (x/2)O_2 \rightarrow xCO_2 + y/2H_2$ [8].

El sector del transporte es el principal causante de esta molécula dañina para la salud humana, debido a la ya mencionada combustión incompleta de los hidrocarburos. Otra fuente de emisión son elementos caseros como estufas y hornos, que también suponen una fuente emisiones a considerar. Más del 80% del CO que se emite en las grandes ciudades procede de los motores de los vehículos de combustión interna[11].

NO_x: Los óxidos de nitrógeno se refieren a un grupo de gases constituidos por óxido nítrico (NO), dióxido de nitrógeno (NO₂) y además al óxido nitroso (N₂O). El término NO_x se refiere a la combinación de ambas sustancias (NO y NO₂). El NO₂ se forma a partir del NO, mediante la reacción $NO + (1/2)O_2 \rightarrow NO_2$, y a su vez el NO a partir de $N_2 + O_2 \rightarrow 2NO$ (a temperaturas superiores a 1600K).

El NO₂ es el contaminante generado más comunmente y se tiene en las combustiones desarrolladas a altas temperaturas, cuyas condiciones ideales de formación son una mezcla ligeramente pobre (con exceso de oxígeno). Posee un color amarillo, formado principalmente en la combustión en los vehículos motorizados y las centrales térmicas. Se trata de un gas tóxico, que causa irritación, y es precursor de la formación de partículas de nitrato. Esta molécula favorece la producción de ácidos y altos niveles de PM_{2,5}.

El NO₂ es corrosivo para la piel y la vías respiratorias, causante de enrojecimientos y quemaduras. Exponerse a grandes a grandes concentraciones en un pequeño período de tiempo puede originar edemas pulmonares. Los efectos se revelan con un cierto retardo. Por otro lado, una larga exposición puede afectar al sistema inmune y al pulmón, llegando a causar daños irreversibles. Por otra parte, los NO_x contribuyen a la formación de materia particulada derivados de los aerosoles y al ozono troposférico (O₃) mediante la reacción $\text{NO} + \text{O}_3 \rightarrow \text{NO}_2 + \text{O}_2$, los cuales son perjudiciales para la salud humana. De este modo, los NO_x están ligados directa e indirectamente a la salud humana[12].

A nivel mundial, las emisiones de NO_x siguen creciendo y durante el año 2015 las emisiones asociadas a los sectores involucrados con el uso de energías primarias se cifraban en 107Mt, con una contribución mayoritaria del sector del transporte (superior al 50%), seguido de industria (26%) y energía (14%). Los derivados del petróleo son los causantes del 60% de las emisiones de NO_x en los sectores mencionados, seguidos del carbón (15%), gas natural (9%) y bioenergía (4%). Particularmente, dentro del sector de la producción de energía, el carbón ha sido el causante del 70% de las emisiones asociadas a este sector y el gas natural el 20%[13].

SO_x: Los óxidos de azufre se refieren al SO₂ y SO₃, siendo el primero el más importante, puesto que el SO₃ es una molécula intermedia para la formación final del ácido sulfúrico (lluvia ácida). Por ello, se va a hacer especial mención al SO₂.

El SO₂ se forma principalmente a partir de la oxidación del H₂S, mediante la molécula de ozono (reacción 1), y la combustión de fuentes fósiles que contienen S (reacción 2):



Se puede deducir de la reacción (3), sabiendo que el peso molecular del S es 32uma y del O 16uma, que por cada unidad de masa quemada de combustible que contiene azufre, se generará el doble de dióxido de azufre suponiendo una oxidación totalmente eficiente.

El SO₂ pasa en la atmósfera a ácido como última forma y tiene dos vías para ello, mediante una reacción catalítica o la oxidación fotoquímica, donde el SO₂ se fotoexcita.

Catalítica:



Fotoquímica:





El dióxido de azufre es un gas irritante y tóxico. Afecta sobre todo las mucosidades y los pulmones provocando ataques de tos. Exponerse a elevadas concentraciones por un corto período de tiempo irrita las vías respiratorias, ocasionar bronquitis, asma, espasmos, etc. Sus efectos se agravan cuando el SO₂ se combina con partículas o con la humedad del aire ya que se forma ácido sulfúrico, y produce lo que se conoce como lluvia ácida, provocando la destrucción de bosques, vida salvaje y la acidificación de las aguas superficiales[14].

Las emisiones asociadas al uso de la energía en 2015 fueron estimadas en 80 millones de toneladas de SO₂, de los cuales 45% de industria y un tercio de generación eléctrica. La energía primaria que más contribuye a la formación de este contaminante es el carbón, que cuenta con tres cuartas partes de las emisiones totales en la generación eléctrica, mientras que los derivados del petróleo contaban con un 7% de las emisiones mundiales y el gas natural es despreciable, dado que sigue un tratamiento de separación del azufre antes de ser combustionado[13].

PM: La materia particulada hace referencia a partículas sólidas y gotas líquidas concentradas en el aire, cuya composición y tamaño son variables. Algunas partículas son suficientemente grandes como para apreciarse en forma de polvo o suciedad, mientras que otros son tan pequeños que no se aprecian a simple vista. Las partículas más populares son las PM₁₀ y PM_{2,5}. Este tipo de partículas siguen usualmente un estricto control de monitorización por su peligrosidad. El número acompañante al término PM hace referencia al diámetro de la partícula en micrómetros. Es decir, un PM₁₀ incluye un tamaño de partícula menor o igual 10 micrómetros, lo equivalente a una séptima parte del diámetro de un cabello humano.

La exposición prolongada o reiterada a las PM₁₀ puede provocar efectos nocivos en el sistema respiratorio de la persona. No obstante, las PM_{2,5} suponen mayor daño a la salud, puesto que al tener un mayor tamaño, no llegan a penetrar los alveolos pulmonares, quedando retenidas en la mucosa que recubre las vías respiratorias superiores. Algunos problemas asociados son problemas cardíacos o respiratorios, asma, disfunción pulmonar, irritación de las vías respiratorias, etc

En 2015 la generación eléctrica fue responsable del 5% de todas las PM_{2,5} emitidas mundialmente, contando con el carbón como mayor promotor de este contaminante, causando el 90% de estas emisiones asociadas a la generación. No obstante, el aumento de estas emisiones relacionadas al carbón ha cesado a lo largo de la pasada década. De hecho, entre 2005 y 2015 estas emisiones han descendido en la industria energética del carbón un 34%, con motivo de la regulación de emisiones y aparición de nuevas normativas[15], [16].

1.4. Situación energética en España.

La energía eléctrica ha mantenido, en 2016, por segundo año consecutivo su tendencia de crecimiento al situarse en 265.009 GWh y registrar una subida del 0,7% respecto al año 2015. Haciendo uso de los datos proporcionados por REE (Red Eléctrica de España)[17] se expondrá a nivel cuantitativo las estadísticas en cuanto a generación nacional.

En el sistema peninsular, que representa algo más del 94% de la demanda total española, el consumo de electricidad anual ha sido un 0,6% más al del 2015. Los sistemas balear, canario y ceutí han experimentado también una subida en la demanda con respecto al año anterior, del 0,6%, 1,2% y 2,6%, respectivamente; y el sistema eléctrico de Melilla descendió un 2,4% con respecto al 2015.

1.4.1. Generación eléctrica.

La producción renovable ha conservado gran relevancia en cuanto al conjunto de generación del sistema peninsular eléctrico, teniendo en cuenta el alcance de un 40,8% de la generación total, suponiendo una participación mayor a las del 2015, que figuraba en el 36,9%. Este dato ha sido posible, fundamentalmente, por el crecimiento del 25,5% de la producción hidráulica y por el descenso de la generación con carbón, cuya producción fue un 30,9% inferior a la del 2015.

Este aumento de la participación renovable en el sistema de generación peninsular se ha traducido en un descenso en las emisiones de CO₂ a nivel nacional derivadas de la generación eléctrica hasta alcanzar el nivel más bajo en los últimos diez años.

Particularmente, el nivel de emisiones derivadas de la producción eléctrica se situó en 63,5 millones de toneladas, un 18,3% inferior al registro del 2015, y un 43,1% menor que el del 2007.

La nuclear, con un 22,9% de la producción, ha sido la primera tecnología de generación peninsular en este 2016, seguida de la eólica (19,3%) la hidráulica (14,6%) y el carbón (14,4%), mientras que el restante 28,8% de la generación se repartió entre los ciclos combinados (10,5%), la cogeneración (10,4%), la solar (5,2%) y otras (residuos y otras renovables, 2,7%), con valores parecidos a los del año anterior.

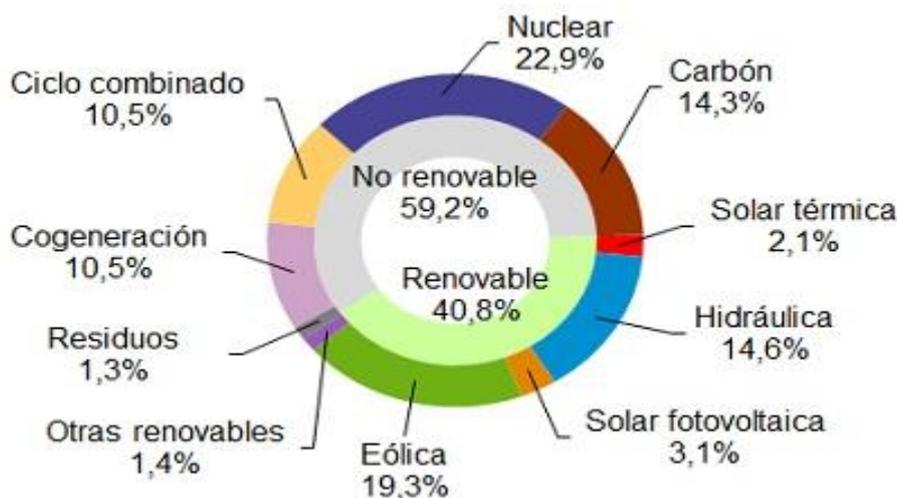


Fig. 1.7. Contribución a la generación eléctrica de las diferentes tecnologías de generación[17].

1.4.2. Potencia instalada.

A día 31 de diciembre del 2016, el sistema eléctrico español contaba con una potencia instalada de 105.279 MW, un 0,8% inferior a la del 2015. Este descenso se correspondía casi en su totalidad con la baja en el mercado de producción de cinco instalaciones de carbón que suman conjuntamente 932,2 MW, lo que supone respecto al año anterior un descenso del 8,5% de la potencia instalada con carbón.

1.4.3. Intercambios internacionales.

En el mismo año, el volumen de energía negociado a través de los programas de intercambio con otros países se situó en 33.032 GWh, un 41,7% superior al del 2015. Se exportaron 12.686 GWh, un 8,2% más que el año anterior, y se importaron 20.346 GWh, un 75,7% más que en el 2015. El saldo neto resultó importador en 7.660 GWh, lo que supone el primer saldo importador desde el año 2003.

1.4.4. Contaminación y previsiones de futuro.

De acuerdo al Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación[18] las emisiones de SO_x duante el 2015 de cifraban en 273 kilotoneladas, lo que supuso una disminución del 87% respecto a las emisiones de 1990. Esta apreciable reducción se debe principalmente por la sustitución del consumo de carbón en la producción de electricidad, que generaba prácticamente el 70% de las emisiones asociadas en el período entre 1990 y 2008.

Para la etapa 2015-2050 la proyección de emisiones de SO_x presenta una tendencia ligermanete descendente, condicionada por la previsible introducción de medidas de reducción de emisiones, especialmente en el sector energético y en las grandes instalaciones de combustión hasta el año 2030.

Se prevé que las emisiones globales del SO_x alcancen las 152 kilotoneladas en 2050, suponiendo una reducción del 88% respecto al 2005 y un 44% en comparación a las del 2015. De este modo, en el período 2015-2050 las emisiones se reducen un 1,3% de media anualmente.

Las emisiones de NO_x durante el 2015 se cuantificaban en 914 kilotoneladas, registrando una disminución de los niveles respecto a 1990 del 39%. La reducción de las emisiones tuvo lugar, fundamentalmente, gracias a dos motivos: la disminución del consumo de carbón en las centrales térmicas de generación de electricidad, la incorporación de técnicas de abatimiento de grandes instalaciones de combustión y expansión de las centrales de ciclo combinado con técnicas de abatimiento. En 2015 estas medidas lograron reducir en un 50% las emisiones de este contaminante en comparación a los niveles de 2005. Por otra parte, los avances tecnológicos de los vehículos de transporte y la introducción de las normas EURO también han tenido un efecto notable en la bajada de las emisiones.

En cuanto a la perspectiva futura del NO_x, se estima que las emisiones globales de este contaminante alcancen las 758 kt en 2050, reduciendo las emisiones un 51% respecto al año 2005 y un 17%, comparadas con las del año 2015. Para el periodo proyectado entre 2015 y 2050 las emisiones se reducen un 0,5% de media cada año.

Las emisiones de PM_{2,5} se situaban en los 125 kilotoneladas en el 2015, registrando una disminución respecto a los niveles de 2001, cifradas en 32%.

Los procesos de combustión procedentes del sector residencial y comercial han supuesto en 2015 del 45% de estas emisiones. Por otro lado, la quema de residuos agrícolas han provocado hasta el 27% de la emisiones registradas en 2015. En el caso del transporte en carretera, este ha supuesto el 10%. La incorporación de filtro y tecnologías de abatimiento en el sector transporte ha fomentado una considerable reducción de los nivel de hasta el 54% desde el 2000, mientras que en la generación eléctrica ha sido del 56.

La proyección de las emisiones de PM_{2.5} para el periodo 2015-2050 sujeto al aumento del PIB. No obstante, la previsible introducción de medidas de reducción de emisiones, principalmente en el sector residencial y comercial hasta el año 2030, tiene un considerable efecto en la reducción de las emisiones para este período. Se estima que las emisiones globales de este contaminante alcancen las 103 kilotoneladas en 2050, reduciendo las emisiones un 33% respecto al año 2005 y un 17%, comparadas con las del año 2015. Para el periodo proyectado (2015-2050) las emisiones se reducen un 0,5% de media cada año.

En el año 2015, las emisiones de GEI (gases de efecto invernadero) se cuantificaron en 335 millones de toneladas de CO₂-eq, registrando un aumento respecto a los niveles de 1990 del 17% de las emisiones.

Las emisiones de GEI cuantificadas desde 1990 hasta 2015 presentan dos fases diferenciadas en su evolución. En la primera etapa, desde 1990 a 2007, se observa un crecimiento mantenido en prácticamente todos los sectores de actividad, registrando un crecimiento de las emisiones en el año 2007 del 52% respecto al año base (1990). En una segunda fase, consecuencia principalmente de la desaceleración económica, las emisiones presentaron una tendencia marcadamente descendente. En los años de la crisis económica las emisiones se reducen un 27% (desde 2008 hasta 2013). En los dos últimos años inventariados (2014 y 2015) se observa un cambio de tendencia y una recuperación de las emisiones vinculada a la recuperación económica nacional.

La proyección de las emisiones de GEI para el periodo 2015-2050 está principalmente condicionada por el crecimiento del PIB. Tal como se muestra en la

siguiente gráfica y en la tabla de datos que la acompaña, se estima que las emisiones globales de estos gases alcancen las 366 millones de toneladas de CO₂-eq en 2050, reduciendo las emisiones un 17% respecto al año 2005, pero aumentándolas un 9% comparadas con las del año 2015. Para el periodo proyectado (2015-2050) se prevé un ligero aumento global de las emisiones del 0,3% de media cada año.

Las proyecciones de emisiones están muy influenciadas por el previsible crecimiento económico de España a 2050, el aumento de la población y políticas dirigidas a la disminución de las emisiones.

2. MOTIVACIÓN DE UNA PLANTA HÍBRIDA COMBINANDO ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y BIOMASA

La motivación de implantar una planta generadora de origen renovable mediante la hibridación de energía solar térmica y biomasa viene profundamente ligada a los temas tratados previamente en la introducción. La idea de este modo de generación se estructura en las siguientes cuatro funciones.

2.1. Uso de las energías primarias no renovables.

Al igual que cualquier empresa, el objetivo de la planta es generar ganancias. Esta es la principal motivación que persigue, como cabe de esperar una empresa.

Uno de los puntos más importantes y básicos en esta sección es la disposición de un recurso cuyo coste es nulo en el caso particular de la generación asociada a la parte solar, que supone a priori la mayor parte de la producción total de la planta. Es decir, se ahorra una significativa parte asociada a los costes operacionales relacionados al aprovisionamiento de combustible. El proyecto que se plantea cuenta con la independencia de los combustibles fósiles, así como de todas las variables que intervienen en su cadena de valor: política, trading, inflación, etc. Además, hay que considerar la esperada subida de precio de las materias primas no renovables conforme su disponibilidad se vea cada vez más limitada.

Por otro lado, en España, donde el Operador de mercado es Red Eléctrica de España, provee a las energías renovables preferencia para la generación eléctrica cuando el recurso natural esté disponible. Esto supone una garantía de producción siempre que las condiciones atmosféricas sean las óptimas para ello.

Adicionalmente, es de relativa importancia tomar en cuenta el factor de una previsible insostenibilidad económica o medioambiental en el futuro ligada a la generación convencional, lo que podría favorecer que el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio del Ministerio de Industria, Energía y Turismo se modifique para volver a primar de manera significativa a las centrales renovables, de cogeneración y residuos.

Además, hay que destacar el papel importante que juega el comercio de los derechos de emisión. Estos derechos son un instrumento de mercado mediante el que se genera un incentivo o desincentivo económico que tiene un fin medioambiental: reducir las emisiones de gases contaminantes. De hecho, existe un mercado de emisiones que opera entre diferentes países, entre los que destaca el mercado del CO₂, implementado por la UE el 1 de enero de 2005, que cubre la actividad de los 27 estados miembros: centrales térmicas, cogeneración, otras instalaciones de combustión térmica superior a 20 MW (como calderas, motores, compresores, etc.), refinerías, papeleras, vidrio... Este mercado parece muy favorable a la actividad de la generación renovable, ya que puede hacer negocios rentables mediante la venta de derechos[19].

2.2. Impacto ambiental reducido.

Las emisiones directas asociadas a la generación son muy bajas, por lo que supone un claro punto a favor de la instalación. Hay que separar por un lado la energía solar, cuyo foco de contaminación directa es nulo, y la biomasa, que, por su naturaleza material, se consideran emisiones netas nulas. Considerando la siguiente tabla, se va a

cuantificar el ahorro diario tan solo en CO₂ por generar mediante esta tecnología híbrida (no tomando las emisiones de biomasa en cuenta) suponiendo un funcionamiento de 24h de la central y unas emisiones lineales respecto a la potencia instalada.

Tabla 2.1. Emisión de CO₂ de algunos combustibles fósiles[20].

Factores de emisión de CO₂*

Energía térmica	Emisiones
Gas natural	204 gr CO ₂ /kWh _t
Gasóleo-C	287 gr CO ₂ /kWh _t
GLP	244 gr CO ₂ /kWh _t
Carbón uso doméstico	347 gr CO ₂ /kWh _t
Biomasa	neutro
Biocarburantes	neutro
Solar térmica baja temperatura	0

Graficando las emisiones de CO₂ según la potencia instalada de la central, se obtiene:

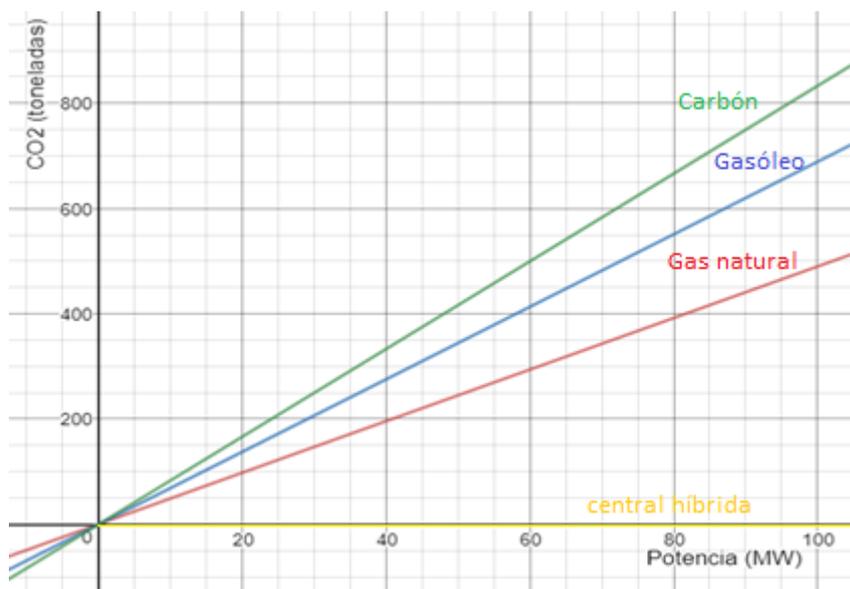


Fig. 2.1. Ahorro de emisiones en CO₂ por potencia instalada según el combustible.

De este modo, se está contribuyendo a los objetivos de futuro en cuanto a emisiones, mencionados con anterioridad. Ante unas concentraciones cada vez mayores de contaminación y una previsible insostenibilidad medioambiental, la apuesta por la central híbrida da garantías de eficiencia medioambiental, contribuyendo a frenar los niveles desorbitados de la actualidad. Evitando emitir a la atmósfera, se pone freno al empeoramiento de la calidad de vida y salubridad del ser humano. Como dato relevante, según la OMS cada año mueren unas 12.6 millones de personas debido a

insalubridad medioambiental. El escenario de las emisiones tiene un papel que cada vez parece más importante en la sociedad, ya que la vida humana depende de gestión.

2.3. Disponibilidad del recurso.

Dada la buena posición geográfica de España y, particularmente excelente, posición de las Islas Canarias, el recurso solar es abundante a lo largo de todo el año. La climatología regular de Canarias durante todas las estaciones, así como un número de horas de insolación y valores de irradiación bastante constante anualmente, hacen el escenario perfecto para explotar la tecnología solar. Esto, además de aportar una mayor producción, favorece que la generación sea más constante en el tiempo, que se detallará en el apartado posterior. Además, según el CTE, Canarias figura en zona climática V, constatando así unos valores de radiación significativos anualmente. En la siguiente imagen se puede apreciar un mapa de radiación solar global media de España, donde se refleja que Canarias cuenta con los mayores valores.



Fig. 2.2. Mapa del recurso solar medio anual en España[21].

Por otro lado, la disponibilidad nacional de hueso de aceituna es un punto a favor del uso de este tipo de biomasa. Andalucía es el principal productor de este tipo de biomasa como cabe de esperar, dada su gran capacidad productiva a partir del olivo.

2.4. Producción constante.

El objetivo principal de hibridar el sistema solar con biomasa es obtener una generación constante, dada la disponibilidad variable del recurso solar durante el día. La variabilidad de la radiación solar tiene un papel clave en el funcionamiento óptimo de la central, ya que se trata de diseñar el funcionamiento nominal con el fin de sacar máximo rendimiento. En este apartado hay que destacar el papel de la turbina, cuyo punto de funcionamiento óptimo es a un régimen determinado, por lo que requerirá un

diseño muy preciso mediante un control del recurso uniforme en el tiempo. En la central se trata de explotar la máxima energía solar disponible en el día.

Por un lado, se hace uso de la energía solar hasta un umbral definido para el punto de funcionamiento de la turbina, de tal modo que la energía sobrante, cuando la haya, se almacena en tanques de sales fundidas para garantizar la producción constante y durante más horas del día. De esta forma se consigue fijar la potencia de generación y una producción más prolongada en el tiempo.

Por otra parte, la caldera de biomasa sirve de apoyo al sistema principal. La aportación de esta fuente energética en momentos de agotamiento de la energía solar (horas nocturnas) o en momentos de más escasez del recurso (nubes) es fundamental para garantizar la producción constante del sistema, sirviendo de apoyo parcial o íntegramente. El objetivo es un funcionamiento tal que en la Fig. 2.3:

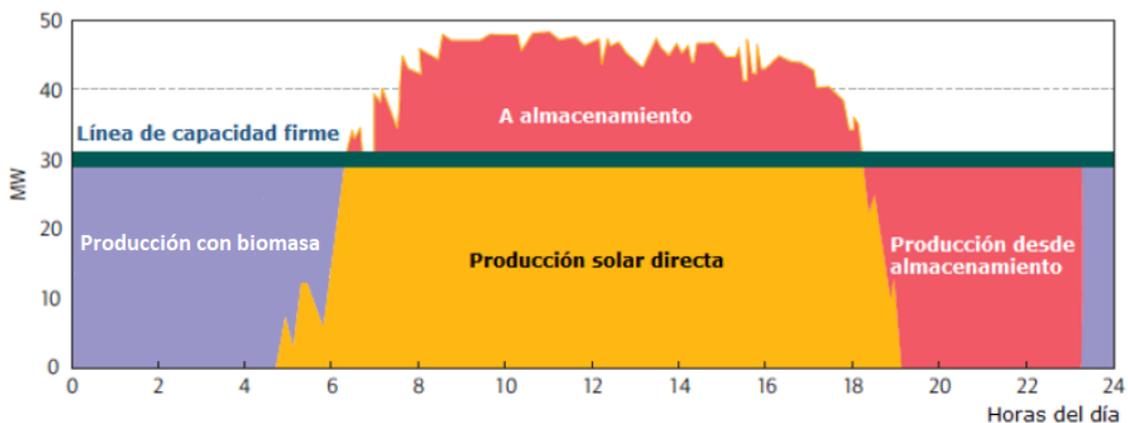


Fig. 2.3. Sistema híbrido combinando energía solar y biomasa.

De este modo, estamos deshaciendo gran parte del inconveniente en cuanto a disposición irregular de recurso que tiene la energía solar.

En España, la energía solar tiene la ventaja de disponer de mucha superficie óptima para emplazamientos. La radiación es un fenómeno que se da de forma más uniforme en el territorio nacional que por ejemplo el viento, que además tiene el inconveniente de tener todos los emplazamientos económicamente explotables prácticamente ya ocupados por aerogeneradores, lo que supone una limitación en cuanto a implantación de parques eólicos, ya que actualmente la potencia instalada eólica se ve aumentada por la sustitución de aerogeneradores y no por la construcción de nuevos parques.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables son el conjunto de energía que por su naturaleza son inagotable a escala humana o bien por su capacidad de renovación en un período de tiempo asequible para la actividad humana. También se le asocia con el nombre de energías alternativas, por su relativamente novedosa incorporación al ámbito energético que conformaban mayoritariamente las fuentes primarias mencionadas en apartados anteriores, o también energías verdes, por su reducido impacto y óptima adecuación medioambiental.

La aparición de estas energías ha sido progresiva y, especialmente notable, en los últimos años como consecuencia de la previsible insostenibilidad medioambiental, que directamente perjudica a la especie humana. La proyección de este sector está en pleno apogeo. La implantación e investigación está siendo pronunciada, con un crecimiento mundial muy notable, particularmente en las dos últimas décadas.

Las principales energías renovables explotadas pueden ser de generación eléctrica o de aprovechamiento térmico, entre las que se encuentran la eólica, fotovoltaica y termosolar a partir de la solar, biomasa e hidroeléctrica, especialmente. Por otro lado, hay un sector de energías que en la actualidad se encuentra mayoritariamente en fase de investigación, entre las que se incluye la geotérmica, undimotriz, mareomotriz, hidrógeno electrolítico, etc. A continuación, se detallará la energía eólica, hidroeléctrica, biomasa y solar [22], [23](especialmente estas dos últimas por tratarse del objeto de estudio en cuestión).

3.1. Energía eólica.

Es la energía obtenida a partir de la energía cinética del viento, causada por las diferencias de presiones que se forman a través de gradientes térmicos. Estos se producen a su vez por diferente exposición solar y, también, por diferentes propiedades térmicas de las superficies irradiadas (continentes y océanos).

La energía cinética es transformada principalmente en energía eléctrica, aunque también en energía mecánica en algunas aplicaciones como el bombeo de agua, a través de un aerogenerador. Existe una multitud de tipos de aerogeneradores según la aplicación, condiciones de viento del emplazamiento, onshore y offshore, etc. Y tienen varios tipos de clasificaciones, como por ejemplo según se oriente el aerogenerador respecto al viento, el número de palas, según el tipo de eje... Las máquinas más comúnmente usadas son los aerogeneradores tripalas para la producción de energía eléctrica. El viento incidente sobre las palas provoca el giro del eje al que están conectados, transmitiendo la potencia a un sistema multiplicador mediante engranajes, que transfieren una alta velocidad a un eje que conecta a un generador que puede ser síncrono o asíncrono.

El funcionamiento del aerogenerador necesita una mínima velocidad del viento para que el aerogenerador comience a funcionar. Sin embargo, el viento es un recurso inestable e impredecible. Para ello se hacen estudios estadísticos y físicos basados principalmente en su variabilidad temporal y espacial con el fin de predecir la producción y viabilidad económica de la instalación.

Actualmente, es una de las energías renovables más competitivas por su gran extensión mundial y por potencia instalada. Los países que cuentan con mayor potencia instalada son China, EEUU, Alemania, India y España, respectivamente. En el caso de España, acumuló a finales del año 2016 la cifra de 23.057MW instalados, según la REE. No obstante, la capacidad de sus emplazamientos con viabilidad económica están saturados a día de hoy, solo permitiendo reemplazos de aerogeneradores. En el conjunto de todas las renovables, la tecnología más importante ha sido la eólica. España llegó a consumir la cantidad de 48.927 GWh procedentes de la energía eólica en todo el curso anual, por detrás de la nuclear, sobre un total de 265.317 GWh.



Fig. 3.1. Aerogeneradores[24].

3.2. Energía hidráulica.

La energía cinética del agua en un río u otros flujos de agua constituyen una fuente de energía similar a la proveniente de las corrientes oceánicas. No obstante, en vez de ser originados por la acción del viento o bien por las diferencias en las propiedades termodinámicas de grandes masas de agua, el flujo de los ríos son parte del ciclo hídrico.

El vapor de agua, evaporado por la acción de la radiación solar al ambiente, es transportado en la atmósfera y finalmente precipita tras un proceso de condensación, llegando al suelo en forma de agua líquida o hielo, según las condiciones meteorológicas de la zona. De este modo, la energía extraída a partir de este recurso es de naturaleza potencial, necesitando nuevamente un aporte solar extra cuando se trata de nieve o hielo para su fusión.

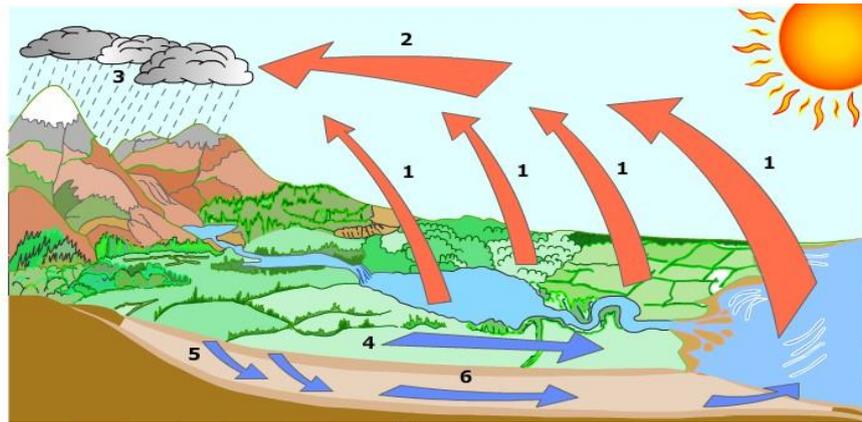


Fig. 3.2. El ciclo hídrico[25].

El origen de muchos ríos y corrientes de agua es precisamente el proceso de fusión del hielo, aunque a nivel terrestre convergen varios flujos en una misma corriente de agua. El flujo de agua en un río puede ser regulado mediante presas, si bien existe un espacio adecuado para su instalación. De esta forma, la energía potencial del agua almacenada debido a una diferencia de altura puede ser transformada en energía cinética cuando surja la necesidad.

3.3. Energía geotérmica.

La energía geotérmica es un tipo de energía renovable que está basada en el aprovechamiento del calor que existe en el subsuelo. Por tanto, utiliza el calor de las capas internas de la Tierra para obtener energía.

En el subsuelo hay un gradiente de temperaturas en profundidad. Esto significa que la temperatura de la Tierra va aumentando conforme descendemos y nos acercamos al núcleo terrestre. En promedio según los sondeos realizados, el aumento de temperatura es entre 2°C y 4°C por cada 100m de profundidad. Sin embargo, hay diversas zonas en el planeta donde el gradiente térmico es mucho mayor debido a que la corteza terrestre es más delgada en ese punto.

El aprovechamiento de la energía geotérmica está orientada a fines térmicos como la calefacción o ACS, o a fines eléctricos como la generación de eléctrica. Sin embargo, esta energía presenta ciertos inconvenientes para su instauración, especialmente para producir potencia eléctrica, como por ejemplo las condiciones fisicoquímicas del fluido de trabajo, que presenta muchos minerales y ácidos disueltos; la localización poco frecuente de puntos que sean aptos para esta explotación, especialmente tomando en cuenta el factor de que muchos de estos sitios son parques naturales (p.e. el Teide), etc.

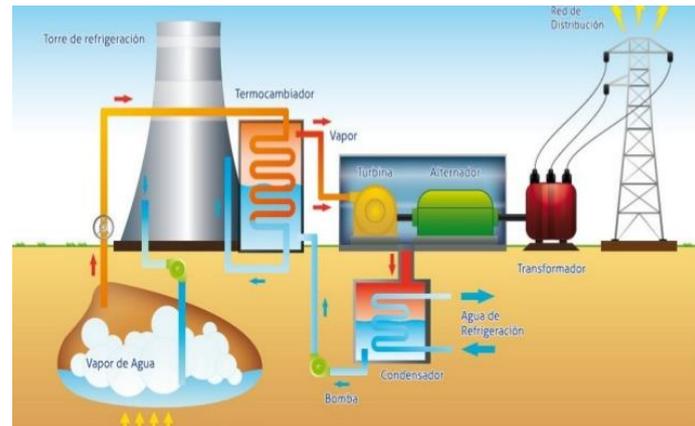


Fig. 3.3. Planta geotérmica[26].

3.4. Energía marina.

La energía marina tiene numerosas vertientes. Es la energía producida por las olas del mar, las mareas, la salinidad y las diferencias de temperaturas de los océanos. El movimiento del agua de los océanos suponen unas grandes magnitudes de energía cinética. No obstante, la gran mayoría de estas energías se encuentran actualmente en fase de investigación y no tienen una aplicación productiva muy extendida. Los principales tipos de esta de energía son:

- Maremotérmica: en este caso se aprovecha los gradientes térmicos de los océanos entre la superficie del mar y las aguas profundas.
- Undimotriz: energía generada por el movimiento de las olas.
- Mareomotriz: energía generada por el movimiento de la mareas.
- Energía osmótica: se aprovecha la diferencia de salinidad del agua.
- Energía de las corrientes: consiste en aprovechar la energía cinética de las corrientes marinas. La producción de este tipo de energía es análoga a la de los aerogeneradores, pero con agua como fluido de trabajo.

3.5. Biomasa.

Este subcapítulo será abordado fundamentándose en el artículo sobre biomasa, biocombustibles y biodiversidad del Centro Tecnológico Agrario y Agroalimentario del centro de investigación Itagra.cr[27].

3.5.1. Definición y concepto.

La biomasa se puede definir como la materia orgánica producida en un proceso de origen biológico, espontáneo o intencionado, utilizable como fuente de energía. Esta es una definición que abarca un amplio grupo de materiales de varios orígenes y con características muy diferentes. Se puede clasificar en primera instancia la biomasa bajo criterio de procedencia como residuos agrícolas y forestales, animales, de industrias agroalimentaria o forestales, y urbanos. La energía que contiene la biomasa proviene de la energía solar, como ya se ha tratado en el apartado introductorio, depositada mediante el proceso de fotosíntesis. Es mediante este proceso a través del cual algunos organismos vivos, como las plantas, usan la energía solar para transformar los

compuestos inorgánicos que asimilan (como por ejemplo el CO₂) en compuestos orgánicos.

La combustión de biomasa no se considera una contribución al aumento del efecto invernadero porque el carbono que se libera forma parte de la atmósfera actual, es decir, se trata de plantas procedentes de un período relativamente corto desde su perecimiento y no del subsuelo, capturado en épocas remotas, precisamente como el gas o el petróleo. Así pues, se considera que tiene emisiones netas nulas.

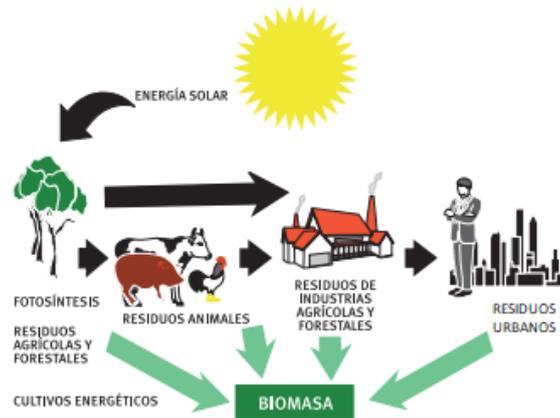


Fig. 3.4. Generación de la biomasa[28].

Las principales aplicaciones vinculadas a la biomasa son eléctricas, térmicas y transportes. A través de diferentes tecnologías y procesos de conversión con diferentes rendimientos, se alcanzan diferentes fines. Para poder adentrarnos a definir las áreas de utilización posteriormente, es necesario tener en cuenta la caracterización de la biomasa a partir de las siguientes características:

- Composición elemental CHNSO y trazas.
- Análisis termogravimétrico: contenido de humedad, volátiles, carbono fijo y cenizas.
- Poder calorífico.
- Densidad de pila.
- Distribución de tamaños.

El contenido de la muestra puede ser intrínseco y extrínseco:

Contenido intrínseco: propio del tipo de biomasa. Es el obtenido en condiciones de laboratorio, con datos habituales en la bibliografía.

Contenido extrínseco: debido a las condiciones de recogida, tratamiento y transporte. Define las condiciones de uso habituales. Es generalmente mayor.

3.5.2. Origen y tipo de biomasa.

Existen diversas clasificaciones sobre la biomasa, pero las más aceptadas son las que aparecen en la siguiente imagen, fundamentadas en su origen, composición y estado:

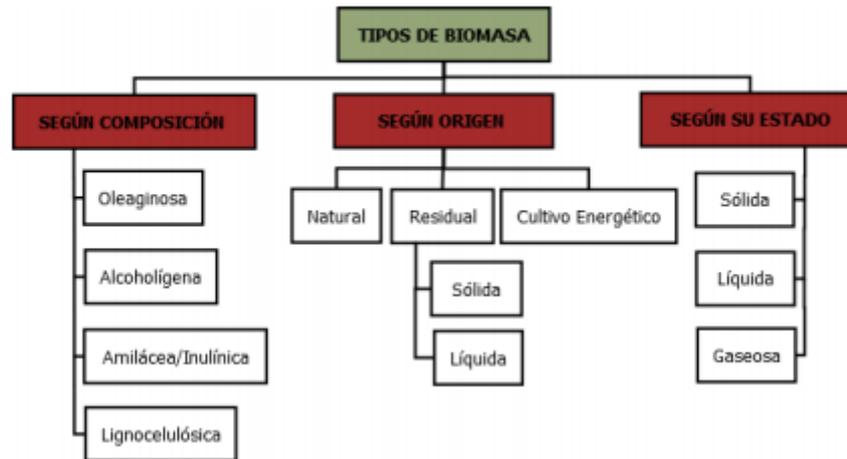


Fig. 3.5. Tipos de biomasa según clasificación[27].

3.5.2.1. Según el origen.

Natural:

La biomasa natural se refiere a la que espontáneamente surge en la naturaleza, en ecosistemas que no han sufrido la interacción humana. La explotación, en general, no resulta interesante por razones económicas, debido a los costes relativamente altos que suponen las labores de gestión de adquisición y transporte de las materias primas al lugar de uso. No obstante, en la actualidad supone la principal fuente de energía en países en vías de desarrollo.

Residual:

Es aquella biomasa procedente de los residuos generados por las actividades del hombre y los vertidos biodegradables. Esta materia puede ser clasificada en seca o húmeda, o en sólidos y líquidos, entre las que se puede encontrar:

- Residuos de actividades agrícolas, forestales y de jardinería: pajas de cereales, zuros de maíz, excedentes agrícolas, los originados en los tratamientos selvícolas, etc.
- Residuos de industrias agrícolas y forestales: como los derivados de la producción de aceite de oliva, aceite de orujo de oliva, industria vinícola y alcohólica, producción de frutos secos, recortes de madera, serrín, etc...
- Residuos sólidos urbanos (RSU) y aguas residuales urbanas (ARU).
- Residuos ganaderos: principalmente purines.
- Residuos agroindustriales: industrias lácteas, papeleras, destilerías, alazaras, conserveras, etc.
- Aceites alimentarios usados.

Cultivos energéticos:

Es el conjunto de cultivos que no son producidos con fines alimentarios, sino destinados a la producción de energía. Los productos agroalimentarios son seleccionados a partir de la producción de cantidad de biomasa, y no de calidad como ocurre con los cultivos agroalimentarios. Son especies que se caracterizan por su

robustez a fin de abaratar los costes del cultivo y, por ende, el precio final de la biomasa. En la imagen que se ilustra a continuación se muestra dos ejemplares: la calza etíope y el cardo mariano.



Fig. 3.6. Dos cultivos energéticos: olza etíope a la izda. y cardo mariano a la dcha[27].

3.5.2.2. Según su estado.

Biomasa sólida:

Probablemente este sea el tipo de biomasa más comúnmente conocido. En este grupo se puede asociar todo tipo de maderas obtenidas de tratamientos selvícolas forestales, residuos obtenidos de las podas limpieza de jardines y parques, residuos de industrias que trabajan con cualquier tipo de biomasa (carpinterías, papeleraes, etc.), subproductos o residuos de naturaleza agrícola como la paja, cultivos energéticos, turba, residuos agroindustriales como el orujo, serrín o hueso de aceituna, fracción orgánica de residuos sólidos urbanos, etc.

Biomasa líquida:

En este se concentran los residuos ganaderos, los residuos industriales biodegradables y las ARU (aguas residuales urbanas). Los aceites y biocarburantes (bioetanol y biodisel) también se incluyen en este grupo.

Biomasa gaseosa:

Lo conforman el metano y biogás obtenido a partir de animales, residuos agroalimenticios, escombros y vertederos, etc., mediante procesos intermedios de carácter termoquímico, microbiológicos, etc.

3.5.2.3. Según su composición.

Por último, se clasifica la biomasa según la composición, basado en este caso en biomasa de origen agrícola en la tabla que se adjunta:

Tabla 3.1. Tipos de biomasa según su composición[27].

TIPO	SUSTANCIA BIOORGÁNICA	EJEMPLOS	
LÍPIDOS			
Oleaginosa		Semillas de girasol, soja, maíz, lino, almendro	
HIDRATOS DE CARBONO			
Alcoholígena	Monosacáridos	Glucosa	Pulpa de fruta
		Fructosa	Pulpa de fruta
	Disacáridos	Sacarosa	Caña de azúcar, sorgo dulce, remolacha
Amilácea /Inulínica	Polisacáridos	Insulina	Tubérculo de patata y rizomas de dalia, achicoria
		Almidón	Granos de cereal, Tubérculo de patata
Lignocelulósica	Polisacáridos	Hemicelulosa	Maderas en general
		Celulosa	Residuos lignocelulósicos

3.5.3. Características fisicoquímicas.

Evaluar la viabilidad económica y técnica de un proceso de transformación de la biomasa en energía supone ciertas condiciones y parámetros, agrupados en:

3.5.3.1. Composición química.

La gran variedad de biomásas tienen en común que están formadas por una parte orgánica, una inorgánica y agua. En el proceso de combustión se quema la parte orgánica, mientras que la inorgánica tiene un efecto directo sobre las características de la combustión y forma el residuo sólido o ceniza final tras la quema. La composición química se obtiene a partir de la muestra original realizando un análisis elemental de los elementos más importantes: el carbono, hidrógeno, nitrógeno, azufre y oxígeno. Además, se suele tomar en cuenta también el contenido de cloro y potasio.

El cloro y el potasio se encuentra disponible en la biomasa en pequeñas concentraciones. La biomasa proveniente de plantas estacionales tiene normalmente un mayor contenido de sales que las plantas de lento crecimiento, pero posteriormente a la combustión estas sales se concentran en los depósitos de incineración y cenizas reduciendo el punto de fusión y provocando cambios que pueden acarrear problemas serios de taponamiento o corrosión en la caldera.

Se adjunta una tabla de diferentes muestra de biomasa con su análisis químico, en el que se incluye el contenido en cenizas del que se tratará a continuación:

Tabla 3.2. Composición de la biomasa[27].

BIOMASA	C % peso	H % peso	O % peso	S % peso	N % peso	Cenizas % peso	Cl mg/kg seco	K mg/kg seco
Maderas Coníferas	50	6	40	0,09	0,7	3,3	310	1570
Maderas Tropicales	52,4	5,7	39,8	0,01	0,3	1,8	50	3380
Olivo	49,8	6	40,4	0,06	0,7	3	350	8710
Paja de Trigo	45,6	5,7	40	0,09	0,7	7,9	2210	16200
Paja de Cebada	45,6	5,6	42,5	0,09	0,5	5,7	4720	16700
Tabaco	49,2	5,7	42,1	0,04	0,6	2,4	150	2830

Este método consiste en determinar la humedad, las cenizas, la materia volátil y el carbono fijo de una muestra de biomasa. Estos valores son esenciales para la caracterización de la biomasa como combustible, ya que aportan información sobre el comportamiento de la combustión y el diseño de los equipos de combustión.

3.5.3.2. Análisis termogravimétrico

Este estudio consiste en determinar la humedad, las cenizas, la materia volátil y el carbono fijo de una muestra de biomasa. Estos valores son esenciales para la caracterización de la biomasa como combustible, ya que aportan información sobre el comportamiento de la combustión y el diseño de los equipos de combustión.

$$\text{Biomasa} = \text{Humedad} + \text{Volátiles} + \text{Char} + \text{Cenizas}$$

Fig. 3.7. Parámetros de estudio en un análisis termogravimétricos.

Contenido en humedad:

O también denominada humedad relativa, es la relación de la masa de agua contenida por kilogramo de materia seca. La humedad de la biomasa puede medirse en base seca o en base húmeda, aunque también en base libre de cenizas menos habitualmente. Así tenemos la fracción de agua en base seca y húmeda con las siguientes expresiones:

$$x_{H_2O}(\%wb) = \frac{m_{H_2O}}{m_m} \text{ para base húmeda} \quad (8)$$

$$x_{H_2O}(\%db) = \frac{m_{H_2O}}{m_m - m_{H_2O}} \text{ para base seca} \quad (9)$$

$$x_{H_2O}(\%daf) = \frac{m_{H_2O}}{m_m - m_{H_2O} - m_{cen}} \text{ para base libre de cenizas} \quad (10)$$

El siguiente gráfico resume el comportamiento del poder calorífico inferior (base seca y húmeda) al ir variando el contenido de humedad de la biomasa. Como es apreciable, hay una relación directa con el PCI, que va decayendo a medida que el contenido en humedad aumenta, tanto en base seca como base húmeda. Luego, habrá una mejor combustión, ya que cuando se quema la biomasa, primero se invierte energía en evaporar el agua antes de que el calor esté disponible. Una gran parte de los procesos de conversión energética requieren valores de humedad relativa inferiores al 30%. Con valores mayores se hace necesaria la implementación de operaciones de acondicionamiento y secado de la materia previas al proceso de conversión de energía.

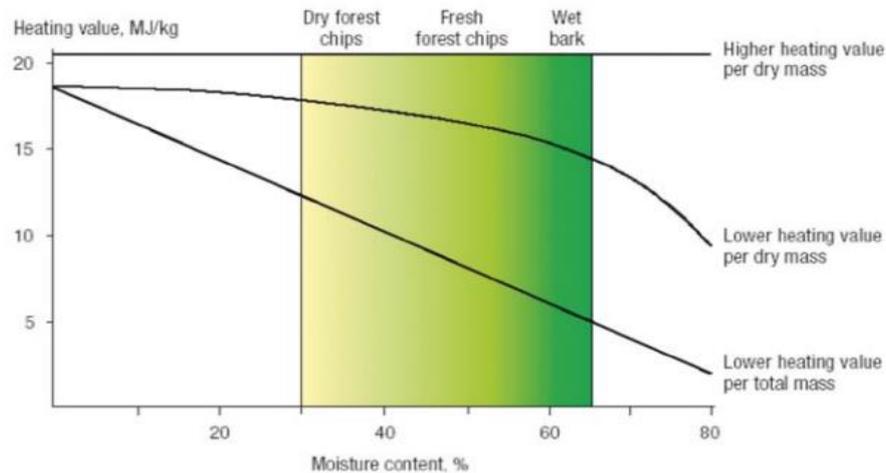


Fig. 3.8. Poderes caloríficos superior e inferior en bases húmeda y seca[27].

Contenido en volátiles:

La materia volátil hace referencia los compuestos que desaparecen de la muestra cuando es calentada a 950°C en ausencia de oxígeno (usualmente en una atmósfera de N₂). Se mide determinando la pérdida de masa durante el proceso de calentamiento. Por lo general, a mayor porcentaje de contenido en volátiles, más facilidad para la ignición de la biomasa y es altamente reactivo en aplicaciones de combustión.

Contenido en cenizas:

Por lo general, el contenido en cenizas de la gran mayoría de las biomásas no es superior al 5% en masa. No obstante, durante el procesamiento y manejo se puede mezclar en tierra o arena, aumentando de forma considerable el contenido de cenizas y reduciendo la energía disponible neta. Esto puede desencadenar en problema de depósitos en las calderas y reducir el servicio del equipo por fallas en el sistema de limpieza. En la composición de las cenizas, abundan el SiO₂ y CaO, y en menor medida por óxidos de Mg, Al, K y P.

Contenido de carbono fijo:

El carbono fijo es el combustible sólido residual que queda tras el calentamiento de la muestra y la desaparición de la materia volátil. Se halla tras conocer los valores de humedad, volátiles y cenizas de la muestra. A mayor contenido en carbono fijo será necesario más tiempo para la combustión.

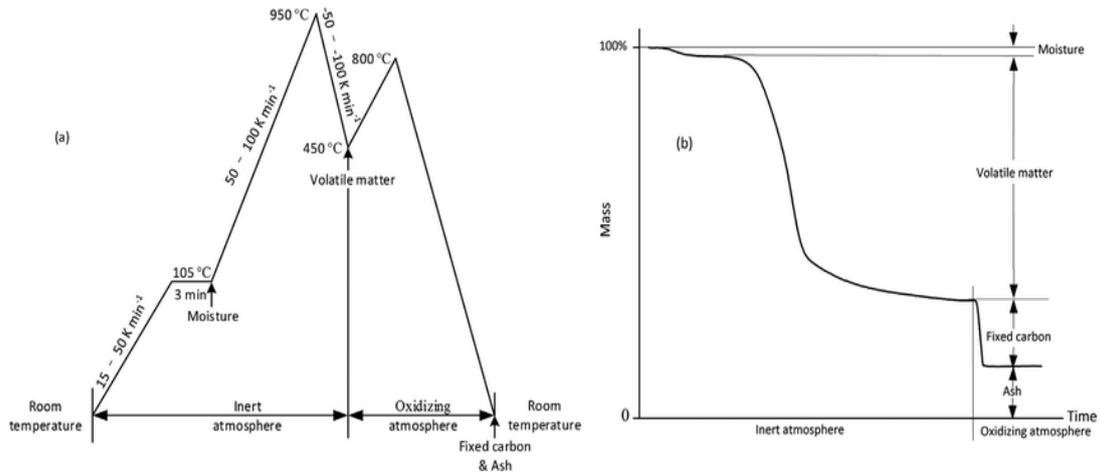


Fig. 3.9. Análisis termogravimétrico[29].

3.5.3.3. Poder calorífico.

El poder calorífico es la energía por unidad de masa que cuantifica la cantidad de energía disponible en la biomasa. Esta energía química, inicialmente, se libera en forma de calor cuando se oxida completamente la biomasa.

3.5.3.4. Densidad aparente.

La densidad aparente es el peso por unidad de volumen del material en el estado físico que presenta. Esto significa que las biomásas que presentan una densidad aparente elevada favorecen la relación de energía por unidad de volumen, puesto que se requieren menores tamaños de los equipos. Por el contrario, será necesario un mayor volumen de almacenamiento y transporte de las materias primas de baja densidad aparente.

3.5.3.5. Distribución de tamaños.

La mayoría de biomásas se encuentran disponibles en un tamaño no apto para el uso directo en calderas, debiendo ser manipulada a través de un proceso de astillado o triturado. Según la tecnología empleada en el procesamiento de la biomasa, permitirá un menor o mayor control del tamaño de grano, aunque puede suponer un impacto económico significativo en los costes del procesamiento.

3.6. Energía solar

Como resulta evidente, la energía solar es la energía emitida por el Sol. Aparecen, por tanto dos conceptos fundamentales que se deben conocer en detalle: la energía y el Sol.

En primer lugar, esta sección comienza con la breve mención de las reacciones termonucleares de fusión, tratadas ya en la introducción, que tienen lugar en el núcleo del Sol, como generadora de esta energía. Posteriormente, se pasará a la descripción de esta radiación emitida, recordando que solo una pequeña parte del espectro emitido es luz visible. A continuación se tratará sobre los parámetros fundamentales Sol-Tierra y de astronomía para los cálculos, para seguidamente profundizar en algunas cuestiones cotidianas como la variación de luz solar (día) o el ángulo de incidencia de los rayos solares según la estación del año.

3.6.1. El Sol como origen.

El Sol, como es popularmente sabido, es la estrella que forma parte del llamado Sistema Solar, al que pertenece la Tierra. Se trata de una esfera de gases calientes con un diámetro aproximado de $1,39 \times 10^9 \text{m}$ que se encuentra alejado a unos $1,495 \times 10^{11} \text{m}$ de la Tierra.

El Sol tiene una temperatura efectiva de cuerpo negro de 5777K en su superficie externa, llegando a millones de grados en su núcleo, y funciona continuamente como un reactor de fusión con los gases que se encuentran retenidos por la elevada fuerza gravitatoria concentrada. Se compone principalmente de hidrógeno (81%) y helio (18%) y se encuentra formada por varias capas como ya se detalló en el apartado introductorio.

3.6.2. El espectro solar.

Como ya se ha visto previamente, la energía solar es emitida y se propaga atravesando el espacio vacío que separa el Sol y la Tierra, como un frente de ondas electromagnéticas. Este espectro está formado por diferentes tipos de ondas, cuyas diferencias radican en su frecuencia (y, por tanto, longitud de onda). La longitud de onda y frecuencia vienen relacionada con la velocidad de la luz en la expresión:

$$f = \frac{c}{\lambda} \quad (11)$$

Mediante la anterior expresión las ondas pueden clasificarse según su frecuencia y longitud de onda, como se muestra en la siguiente imagen:

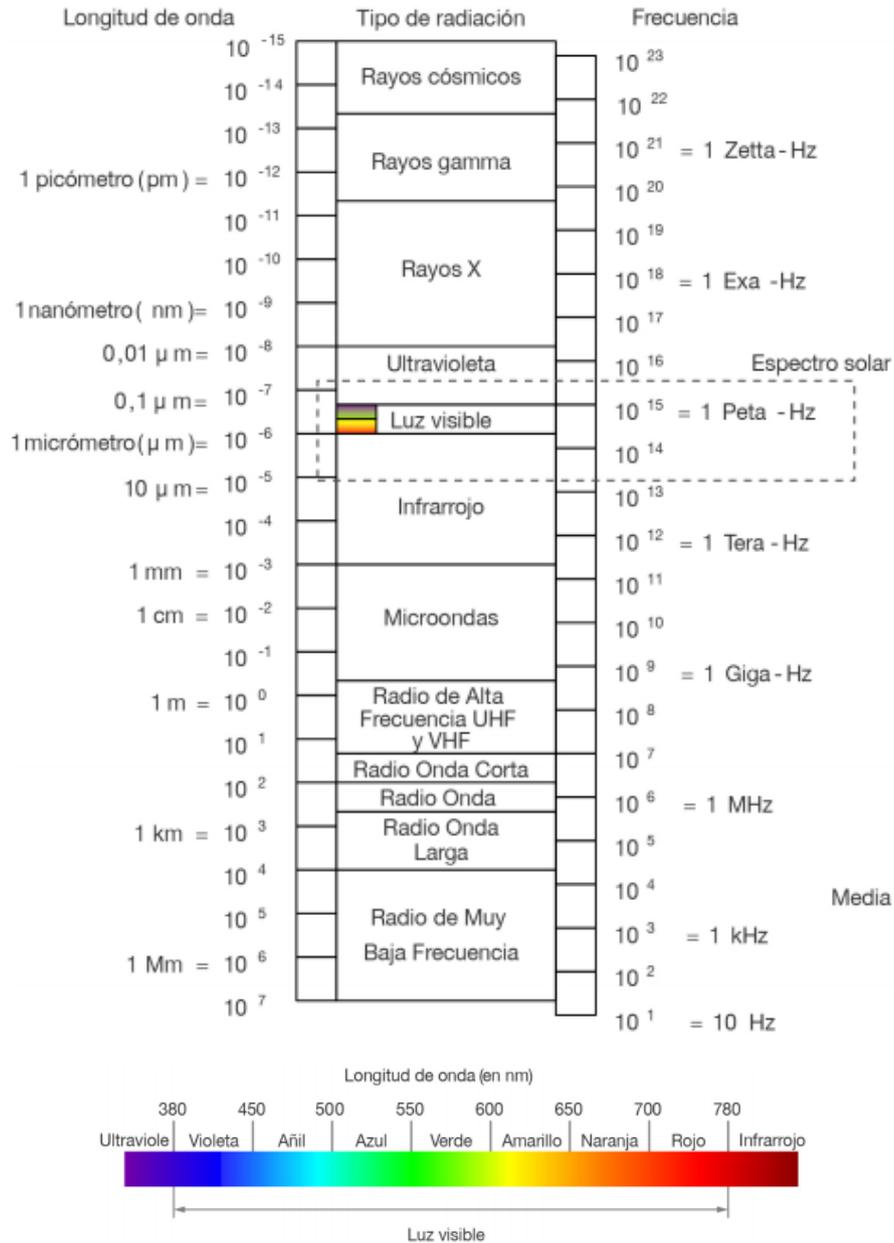


Fig. 3.10. Clasificación de las ondas electromagnéticas[1].

La energía asociada a cada fotón, es decir, la energía que se le asocia a una onda electromagnética viene dada de acuerdo a la expresión:

$$E = h_p \cdot f \quad (12)$$

Es evidente que el Sol emite ondas del espectro visible para el hombre, pero también contiene ondas de franjas cercanas a la banda visible que no son interceptadas por el ojo humano. Se puede asumir que la distribución espectral ofrecida por el Sol es similar a la de un cuerpo negro a 6000K.

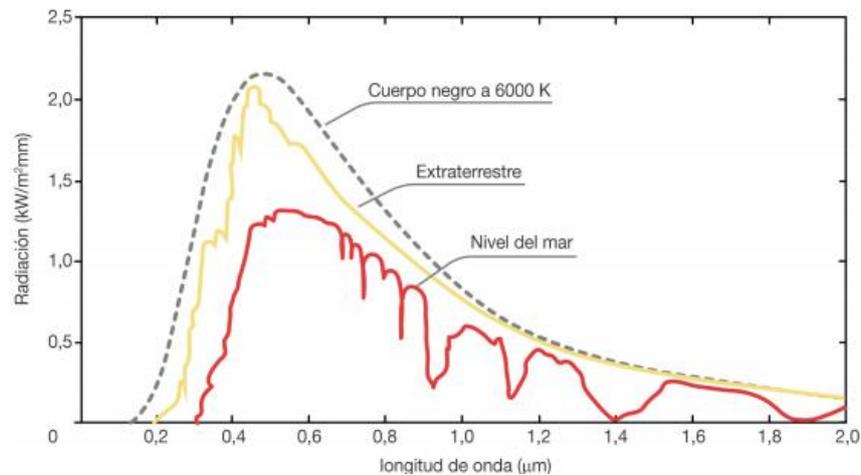


Fig. 3.11. Radiación emitida por distintas longitudes de onda[1].

El espectro de radiación emitido, que va desde longitudes de onda de 0,3µm (UV) hasta los 3µm (IR), tiene una distribución energética como se indica en la tabla adjunta (entre 0,38µm y 0,78µm es espectro visible):

Tabla 3.4. Distribución energética en el espectro solar[1].

Zona del espectro	Energía (%)
Longitud de onda menor de 0,38 µm	7%
Longitud de onda entre 0,38 y 0,78 µm	47%
Longitud de onda mayor de 0,78 µm	46 %

3.6.3. Intensidad de la radiación solar y constante solar.

Se ha podido determinar que la energía liberada en el Sol por unidad de segundo es de $4 \times 10^{26} \text{ J}$, emitida en todas la direcciones del espacio por igual. Suponiendo que el sol se encuentre en medio de una esfera de radio R, la energía emitida se reparte equitativamente en la superficie S, cuya expresión es:

$$S = 4\pi R^2 \tag{13}$$

De este modo, se puede definir la irradiancia como la potencia por unidad de superficie:

$$I = \frac{E}{S \cdot t} = \frac{P}{S} \tag{14}$$

De esta expresión se puede obtener la intensidad de radiación que llega a la Tierra sustituyendo los valores, obteniendo un valor aproximado en el exterior de la atmósfera de:

$$I = \frac{P}{S} = \frac{P}{4\pi R^2} = \frac{4 \times 10^{26}}{4\pi(1,5 \times 10^{11})^2} \approx 1,4 \frac{kW}{m^2} \quad (15)$$

Para verificar este valor, se ha recopilado datos tomados a partir de satélites en órbita sobre la atmósfera terrestre, registrando datos bastante similares.

Sin embargo, la Tierra gira en una órbita que no es completamente circular, sino elíptica, de forma que en diciembre (en el perihelio) se encuentra más cerca del Sol que en junio (afelio), que está más alejada.

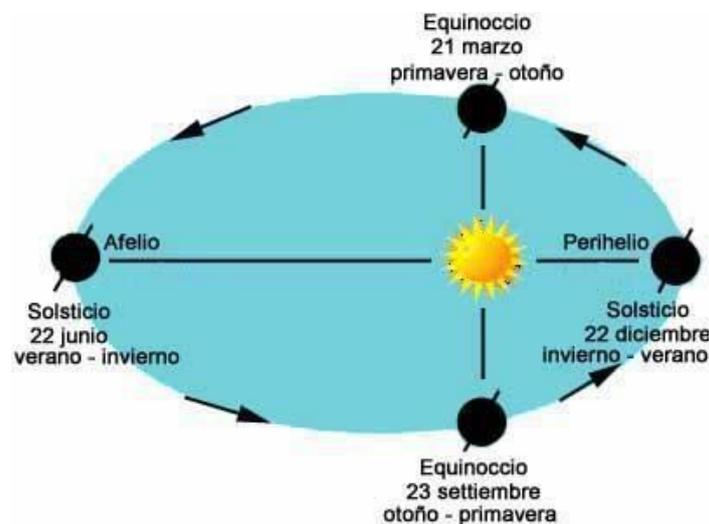


Fig. 3.12. Trayectoria solar[1].

Así pues, la expresión matemática que verifica la intensidad de radiación en cualquier día del año tiene la forma:

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right) \quad (16)$$

De la anterior expresión se puede deducir que la función senoidal tiene su máximo y mínimo en épocas de solsticio de invierno y de verano, respectivamente, y durante los equinoccios tomará el valor de la constante solar. La función tiene la siguiente forma:

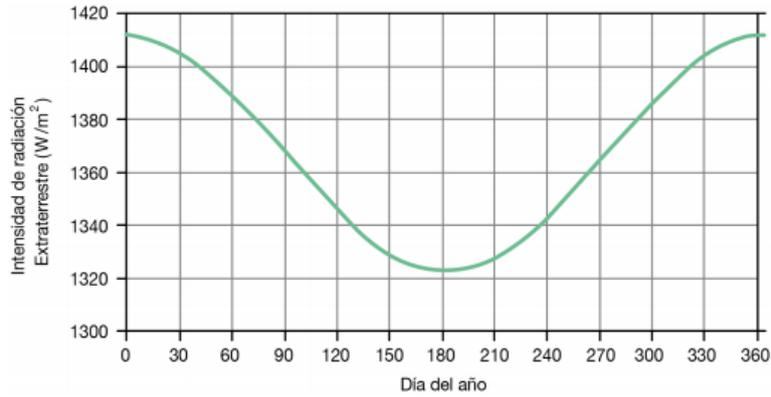


Fig. 3.13. Radiación extraterrestre a lo largo del año[1].

3.6.4. Influencia del ángulo de incidencia.

El ángulo de incidencia es el ángulo α formado entre la normal a la superficie de incidencia y los rayos solares. Luego, la energía incidente sobre una superficie será la energía incidente sobre un plano perpendicular E_0 por un factor α , tomando un valor mayor la expresión, cuando incida completamente perpendicular a la superficie y nulo cuando sea paralelo.

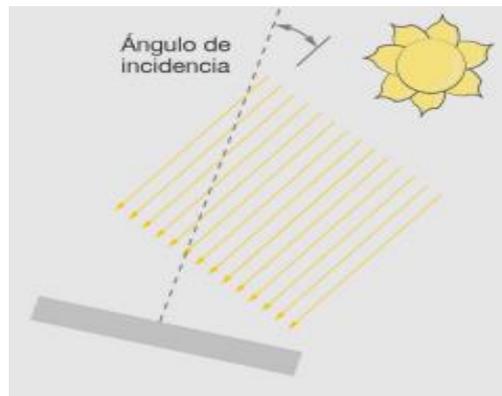


Fig. 3.14. Ángulo de incidencia[1].

3.6.5. Fenómenos ópticos en la atmósfera.

La radiación solar se propaga de forma rectilínea y se verá perturbada, de una forma u otra, por los obstáculos (ya sea sólido, líquido o gas) que interfieran su trayectoria.

Al incidir con la superficie del obstáculo una proporción de la radiación es rebotada, es decir, se refleja. Si dicha superficie es plana y brillante se asemejará al comportamiento de un espejo. De lo contrario, el obstáculo se verá con el color de la radiación reflejado. Este fenómeno se debe a la reflexión y se produce principalmente en la nubes.

La luz que llega a la atmósfera sufre una refracción, que dependerá fundamentalmente de la longitud de onda de la radiación y que provocará un cambio en la velocidad de propagación de la luz al cambiar la densidad del medio.

Antes de llegar los rayos solares a la superficie terrestre la radiación solar debe atravesar una gran masa de aire, que debilita la irradiación que finalmente llega sobre la tierra, reduciendo su valor hasta unos 1100W/m^2 en días despejados y localizaciones determinadas, aunque raramente supera el valor de los 1000W/m^2 .

En el tramo que la radiación atraviesa la masa de aire atmosférica, la luz sufre los fenómenos de reflexión, dispersión y absorción.

3.6.6. La radiación sobre la superficie terrestre.

A causa de los fenómenos anteriormente descritos, a nivel de superficie terrestre se distinguen dos tipos de radiación: directa y difusa.

La radiación directa es la componente de radiación que llega a la superficie terrestre sin haber sufrido prácticamente ningún tipo de perturbación, mientras que la difusa es aquella que llega sobre la superficie tras haber sufrido importantes cambios en la dirección de su trayectoria por fenómenos de dispersión, junto con la reflejada por el suelo (albedo). De este modo la radiación global es la suma de ambas radiaciones mencionadas:

$$I_H = I_D + I_d \quad (17)$$

El porcentaje de radiación directa difusa dependerá de diversos factores como la masa óptica de aire, la partículas de polvo en suspensión, nubosidad, altitud, etc. En los días claros, la radiación solar directa será la dominante. Sin embargo, en días nublado, predominará la irradiación difusa. En días despejados la contribución de la irradiación difusa es entorno a una tercera parte, según la fuente consultada.

La masa óptica de aire es la longitud recorrida por un rayo solar desde que penetra en la atmósfera hasta que llega a la superficie terrestre, respecto de la trayectoria vertical, al que se le asigna un valor de $AM=1$. Luego, la expresión viene dada de forma general por:

$$AM = \frac{1}{\text{sen}\theta} \quad (18)$$

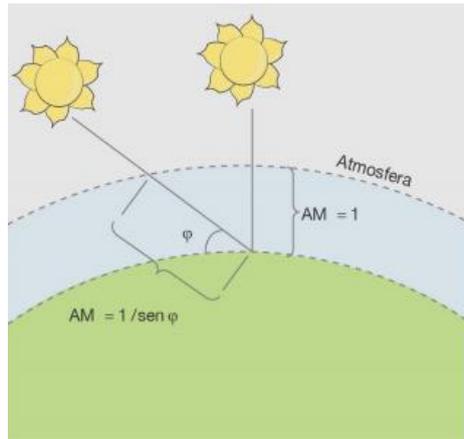


Fig. 3.14. Masa óptica de aire[1].

3.6.7. Declinación solar.

La declinación solar es el ángulo que forman el plano ecuatorial de la Tierra con la línea que une el centro del Sol con la Tierra. Su valor varía entre $23,45^\circ$ y $-23,45^\circ$ a lo largo del año, tomando valores nulos en los equinoccios.

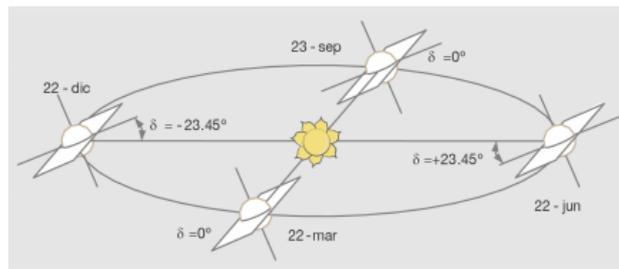


Fig. 3.15. Declinación solar durante solsticios y equinoccios[1].

Su valor se puede determinar en función del día del año con la expresión:

$$\delta = 23,45 \times \text{sen}\left(360 \times \frac{284 + n}{365}\right) \quad (18)$$

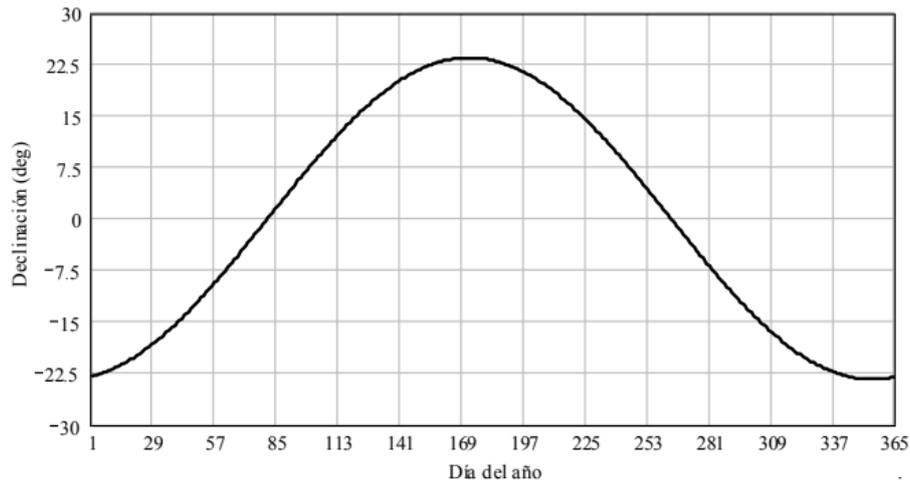


Fig. 3.16. Declinación solar a lo largo del año[1].

Debido a que la declinación solar va cambiando a lo largo del año, se puede apreciar cómo la trayectoria del sol no es la misma todos los días en la bóveda celeste. Se observa que en verano tiene una posición más elevada que invierno, como se muestra en la imagen. La trayectoria solar viene dada en función de la altura solar y azimut, que se expondrán a continuación.

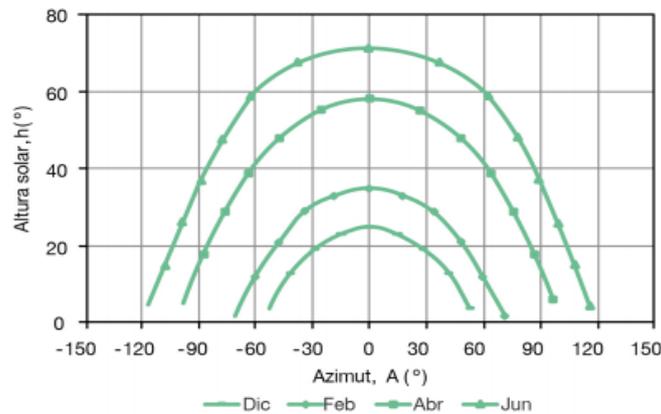


Fig. 3.17. Altura solar en función del azimut para diferentes meses del semestre[1].

3.6.8. Posicionamiento solar.

Como es sabido, hay una estrecha relación entre la posición del Sol y la hora. De este modo, la hora solar se puede representar mediante el ángulo horario.

La Tierra tarda 24 horas en dar un giro de 360° sobre su propio eje, por lo que equivale a 15° por hora. Toma valor nulo a las 12:00 del mediodía, entre las 00:00 y 12:00 se le asigna un valor negativo, y entre las 12:00 y 23:59 un valor positivo.

La expresión para determinar el ángulo horario solar (en grados) es:

$$\omega = 15(h - 12) \tag{19}$$

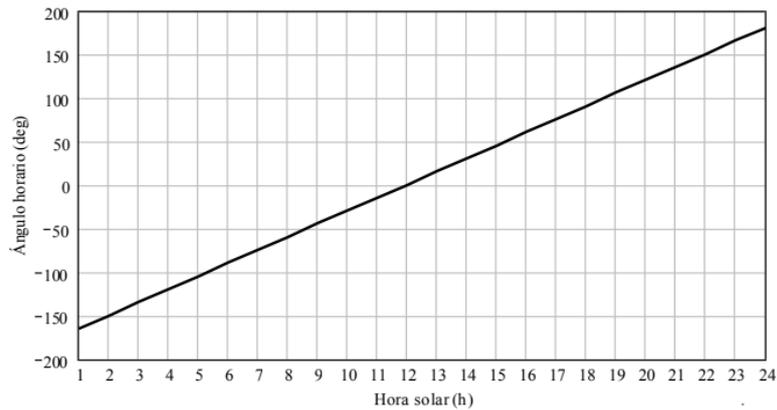


Fig. 3.18. Ángulo solar horario[1].

Para conocer con precisión la posición del Sol en cada instante con respecto a un observador inmóvil, se utiliza la coordenadas esféricas donde se definen dos ángulo denominados altura solar y acimutal.

La altura solar es el ángulo que forman los rayos solares con la superficie horizontal, es decir, con su proyección sobre el suelo.

$$\alpha = \arcsen(\sen(\Phi) \times \sen(\delta) + \cos(\Phi) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega)) \quad (19)$$

El ángulo cenital se define como el complementario del ángulo solar. Por tanto tiene la forma:

$$\theta' = 90^\circ - \alpha \quad (20)$$

El ángulo acimutal es el ángulo formado por la dirección sur y la proyección de la línea que une al observador y al sol sobre la superficie terrestre.

$$\gamma = \arcsen\left(\frac{\cos(\delta) \times \sen(\omega)}{\cos(\alpha)}\right) \quad (21)$$

El ángulo de salida y puesta del Sol es aquel formado con respecto a la dirección sur en el cual el Sol aparece y se pone. Dada la simetría existente, los ángulo de salida y puesta son simétricos y tienen la expresión matemática:

$$\omega_{sh} = \arccos(-\tan(\Phi) \times \tan(\delta)) \quad (22)$$

En la siguiente imagen se muestran los ángulos previamente definidos:

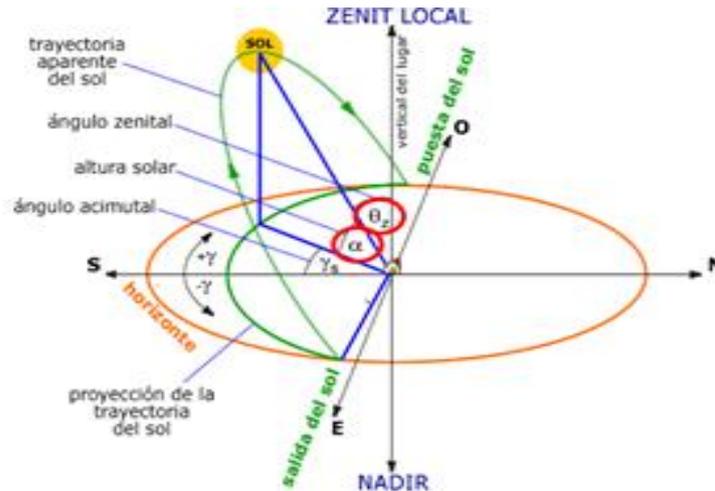


Fig. 3.19. Ángulos acimutal, cenital, de salida y puesta del sol y altura solar[1].

3.6.9. Aplicaciones solares.

La energía solar tiene dos vertientes diferenciadas a su uso: efecto de producción eléctrica y térmica. En este apartado centraremos especialmente importancia al de aplicación térmica y particularmente de alta temperatura.

La energía solar fotovoltaica aprovecha la radiación incidente sobre un módulo para transformarla en energía eléctrica a través del denominado efecto fotovoltaico, que consiste básicamente en la emisión de electrones por un material semiconductor cuando incide sobre esta una radiación electromagnética de una determinada frecuencia.

Las instalaciones fotovoltaicas pueden ser de tipo aisladas o conectadas a red. En el primer caso, son aplicaciones orientadas a zonas generalmente remotas con fines como bombeo, comunicaciones y electrificaciones rurales, señalizaciones, etc., mientras que la conectada a red tienen un fin de uso comercial con la venta de electricidad o para autoconsumo.

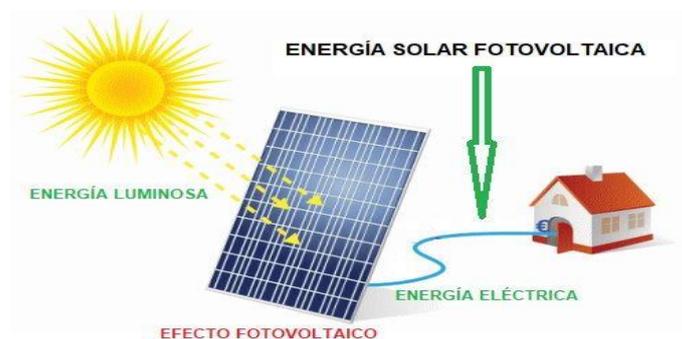


Fig. 3.20. Funcionamiento de la energía solar fotovoltaica[1].

Por otro lado, la energía solar térmica aprovecha la radiación proveniente del Sol para calentar un fluido que, usualmente, suele ser agua o aire. La capacidad de transformar la radiación solar en calor es el fundamento en el que se basa esta fuente

renovable. La energía solar térmica es una alternativa bastante interesante en una gran variedad de aplicaciones, entre las que se encuentra el ACS (Agua caliente sanitaria), calefacción, climatización de piscinas, cocinas solares, o producción de calor en procesos industriales o de electricidad en plantas generadores.

Según el área de aplicación resulta conveniente esbozar cuáles son las tecnologías basadas en la energía térmica desarrolladas en la actualidad y qué fines persiguen.

3.6.9.1. Tecnologías de baja temperatura.

La energía solar de baja temperatura está ligada habitualmente a un ámbito doméstico y suele instalarse en azoteas de edificios comerciales o viviendas. El procedimiento en el que estos sistemas están basados es bastante simple y de gran utilidad por los servicios que presta al hombre.

Estas tecnologías son aquellas instalaciones energéticas en las que el fluido caloportador no sobrepasa los 100°C por lo general. Se caracterizan por usar a modo de receptores de energía un captador fijo de placa plana, un captador de vacío o tubos de calor. Como ya se mencionó algunas aplicaciones anteriormente, algunas de las aplicaciones más extendidas sobre las tecnologías de baja temperatura son la producción de ACS, calefacción de edificios o climatización de piscinas. A continuación, se aprecia el esquema típico de una instalación de estas características.

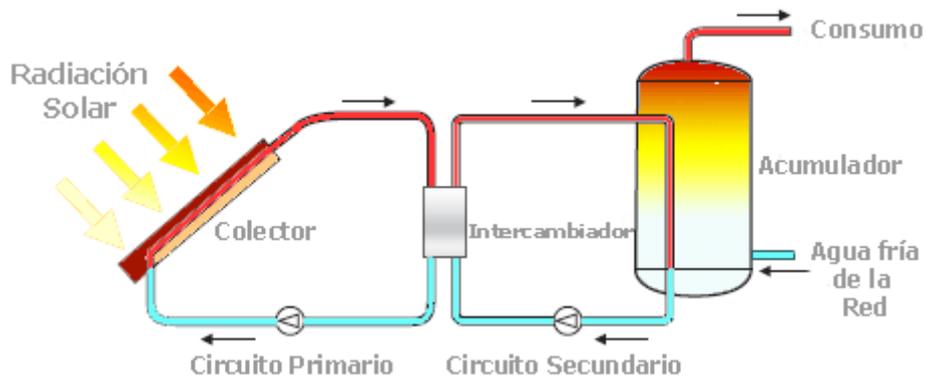


Fig. 3.21. Instalación de ACS[30].

3.6.9.2. Tecnologías de media y alta temperatura.

La tecnología de media temperatura tiene aplicaciones cuyas temperaturas de trabajo son algo más elevadas que en el caso de las de baja temperatura. A partir de los 80°C los captadores planos convencionales comienzan a tener rendimientos excesivamente bajos y cuando se trata de producir vapor entre 100°C y 250°C hay que buscar otra alternativa tecnológica.

Para alcanzar estas temperaturas se hace necesario el uso de sistemas de concentración en la radiación solar a través de lentes o espejos parabólicos. Las aplicaciones asociadas van vinculadas especialmente a la generación eléctrica o bien a la investigación. Este punto se abordará con mayor profundidad posteriormente.

4. PLANTAS TERMOSOLARES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

El funcionamiento de las plantas termosolares es muy parecida a una central térmica convencional de carbón o gas, por ejemplo. Básicamente la diferencia más apreciable es el mecanismo de aporte de calor para calentar el fluido caloportador, que en el caso de la termosolar no proviene de la quema de hidrocarburos, como en la combustión. El objetivo es concentrar los rayos solares mediante espejos de una determinada configuración para elevar la densidad energética insuficiente que inicialmente presentan los rayos incidentes sobre una superficie reflectora y permitir elevar así suficientemente la temperatura y, en definitiva, hacer posible el ciclo termodinámico.

En este capítulo se va a abordar las tecnologías empleadas principalmente para la generación eléctrica mediante la energía del Sol y se expondrán algunas plantas en funcionamiento, así como se describirá las características de su localización.

4.1. Introducción a las tecnologías de captación de alta temperatura.

Los colectores solares son unos intercambiadores de calor algo especiales que transforman la radiación solar en energía interna. Consisten en dispositivos que absorben la radiación incidente y la transforman en calor, que se transfiere a un fluido de trabajo (aceites, agua, sales, etc.). La energía solar captada es posteriormente redirigida al equipo de acondicionamiento o a un tanque de almacenamiento de energía térmica para usos en momentos de escasez del recurso solar.

Existe básicamente dos tipos de colectores solares: los estacionarios y los concentradores. En el caso del primero, no existe un aumento de la densidad energética, ya que el área de intercepción es el mismo que el de absorción. Sin embargo, en el segundo caso, sí hay una concentración de la radiación que se refleja en la superficie de absorción, aumentando considerablemente la densidad energética, que bien será mayor cuanto menor sea la superficie de concentración. Existe una variedad de tres formas geométricas de concentración: plano, en línea y puntual. A continuación, se proporciona una tabla comparativa de las diferentes tecnologías según su capacidad de concentración y el rango de temperatura al que trabaja.

Tabla 4.1. Tecnologías termosolares[31].

Movimiento	Tipo de colector	Tipo de absorbedor	Ratio de concentración	Rango de temperatura de operación (°C)
Estacionario	Captador solar plano	Plano	1	30-80
	Colectores de tubo de vacío	Plano	1	50-200
	Colector parabólico compuesto	Tubular	1-5	60-240
Seguimiento a un eje	Colector parabólico compuesto	Tubular	5-15	60-300
	Colector lineal Fresnel	Tubular	10-40	60-250
Seguimiento a dos ejes	Colector cilíndrico parabólico	Tubular	10-85	60-400
	Reflector parabólico sih-Stirling	Punto	600-2000	100-1500
	Colector de heliostatos	Punto	300-1500	150-2000

Según el tipo de central solar se usarán un tipo de colectores u otro como se muestra en la tabla previa. No obstante, el esquema básico de la generación mediante energía termosolar tiene una forma común similar a la siguiente imagen. La energía solar es captada mediante la concentración de los colectores, almacenada si es apropiado, y usada para operar un motor térmico. Estos sistemas, a diferencia de los motores de combustión, disminuyen su eficiencia global cuanto mayor sea su temperatura, debido a las pérdidas al ambiente.

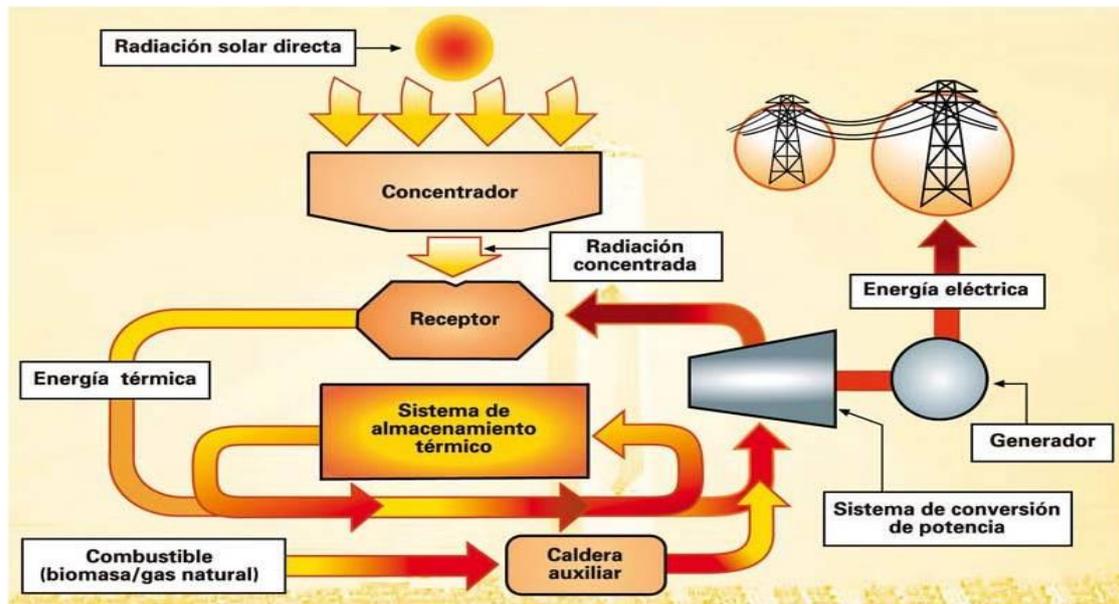


Fig. 4.1. Sistema de generación eléctrica mediante concentración solar[32].

Posteriormente se expondrán las características de los cuatro tipos de centrales termosolares según la tipología de colectores empleados: Fresnel, cilíndrico-parabólico, torre-heliostatos y Dish-Stirling. A las instalaciones con colectores cilíndrico-parabólicos se le dedicará una sección entera a continuación de este Capítulo 4 por tratarse del tipo de central en cuestión que se va a proceder a analizar.

4.2. Tipos de tecnologías solares.

4.2.1. Receptores lineales tipo Fresnel

Las centrales eléctricas que se basan en tecnología Fresnel destacan por la sencillez relativa de su modo de concentración y por su bajo coste. Un campo solar conformado por colectores lineales tipo Fresnel cuenta con dos partes diferenciadas.

En primer lugar, la radiación solar se refleja en una serie de espejos de vidrio planos que se encuentran inclinados según la altura solar, a un eje. Cada espejo tendrá una inclinación distinta por encontrarse separado a distintas distancias respecto al reflector secundario. Este reflector secundario es necesario para concentrar la energía reflejada por todos los espejos. Para ello se sirve de una forma cilíndrica para concentrar toda la energía originalmente reflejada en un plano a una única línea. No obstante, no siempre es necesario este reflector si bien el primario es de forma cilíndrica.

Finalmente, esta radiación lineal es reflejada sobre el tubo absorbedor que transporta el fluido caloportador (generalmente aceites), caracterizado por un valor elevado de absorptividad y bajo de emisividad. Se profundizará más acerca de este tema en apartados posteriores.

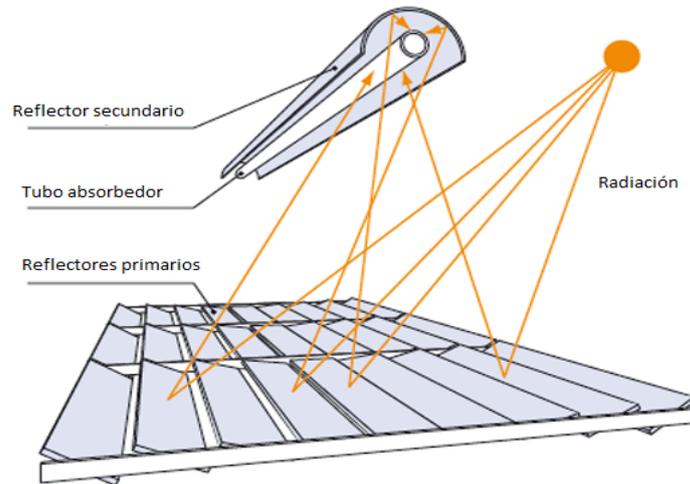


Fig. 4.2. Sistema de concentración tipo Fresnel[33].

Su poder de concentración, como ya se ha expuesto previamente no es excesivamente alto, por lo que esto desencadenará un rendimiento de la instalación bastante baja por su relativamente baja temperatura de operación (entre 70°C y 300°C) y , para contrarrestar este efecto, se opera con un ciclo Rankine con fluido orgánico. Además, se emplea una tecnología basada en la generación directa usualmente, confiando así en menores pérdidas evitando la necesidad de un intercambiador de calor entre el campo solar y el bloque de potencia. En general, son un tipo de instalaciones que requieren un emplazamiento de grandes dimensiones (es decir, mucha área de captación) para tener una producción determinada, a diferencia de las otras tecnologías.

Uno de los grandes inconvenientes que presenta esta tecnología es la dificultad para evitar el sombreado generado sobre el colector adyacente, lo que deriva a un mayor espaciamiento entre reflectores para tratar de disminuir la probabilidad de este fenómeno. Esto puede ser reducido además mediante el aumento del reflector receptor, pero supone un aumento significativo de costes.

4.2.2. Colectores cilíndrico parabólicos (CCP).

Los colectores cilíndrico-parabólicos están hechos a través del doblamiento de una plancha metálica reflectiva en forma parabólica. Esta tecnología opera en un rango de temperatura entre los 50°C y 400°C. Los CCP son la tecnología solar más avanzada de las disponibles en el mercado debido a la considerable experiencia con los sistemas y desarrollo de la pequeña industria en torno a esta tecnología. Los colectores están ubicados en el suelo mediante una estructura que les da soporte y los fija frente a cargas como el viento y el peso del propio colector, principalmente.

Cuando la parábola apunta en dirección al Sol, los rayos paralelos incidentes sobre reflector son reflejados sobre el receptor, es decir, es necesario un sistema de

seguimiento a un solo eje (según la altura solar). En este caso, los colectores pueden ser orientados en una dirección este-oeste, con un seguimiento de norte a sur, o bien con orientación norte-sur con un seguimiento de este a oeste.

Un tubo negro metálico, cubierto de vidrio para reducir las pérdidas por convección a la atmósfera, es ubicado en la línea focal del receptor para captar la radiación reflejada. Dentro transporta el fluido caloportador que puede ser básicamente agua desmineralizada, aceites o silicona, o sales fundidas. Usualmente, la opción preferible es el uso de aceites por las restricciones que supone el uso de agua o sales fundidas, que se expondrán más adelante. El fluido calentado se dirige o bien a almacenamiento o bien al sistema de acondicionamiento.

La generación puede ser directa o indirecta en un ciclo Rankine. En el primer caso, al igual que en la tecnología Fresnel, se consigue un rendimiento algo superior, pero supone la presencia de flujos multifásicos y, en definitiva, es difícil controlar en todo momento el estado del fluido. Sin embargo, también existe la opción de hacer un sistema indirecto, mediante la presencia de un intercambiador de calor, que por un lado se habilita dicha opción al trabajar a temperaturas mayores que los colectores Fresnel y también facilita la operación en todo momento por tener separado los fluidos en dos niveles de presión de fácil control.

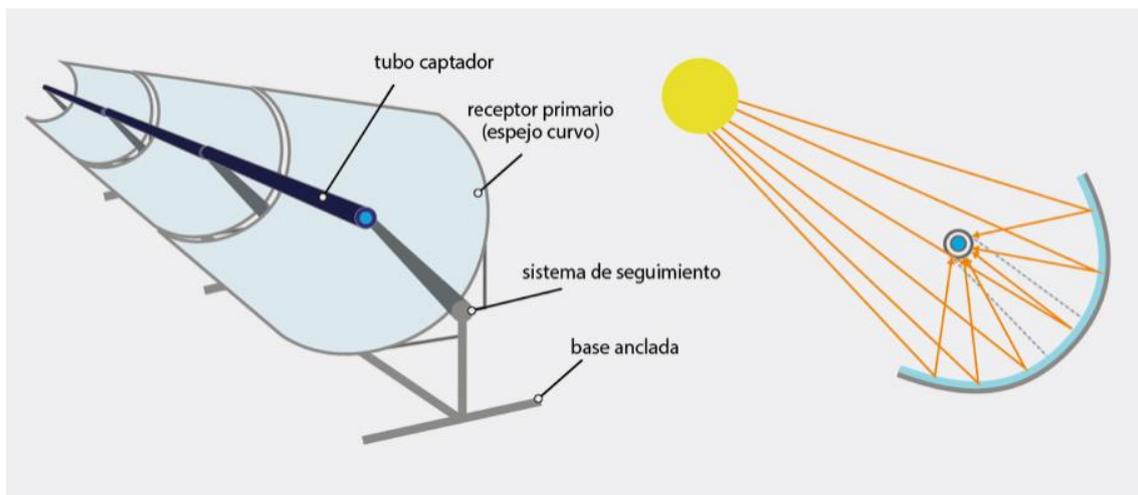


Fig. 4.3. Sistema de concentración de un CCP[34].

4.2.3. Campo de heliostatos y torre.

Un campo de colectores de heliostatos consiste en diversos colectores que redirigen la radiación que incide sobre su superficie en un receptor que se encuentra en lo alto de una torre. Esta tecnología opera a altas temperaturas mediante el uso de espejos ligeramente cóncavos, acumulando una gran cantidad de energía térmica en la cavidad del generador de vapor. A diferencia de los sistemas Fresnel y PTC, cuenta con un mayor rendimiento al operar a mayores temperaturas. Este factor se ve motivado además de por un poder de concentración mayor, por la disminución de pérdidas al ambiente, puesto que en este caso se transfiere la energía en forma electromagnética, mientras que en los otros se transporta energía térmica.

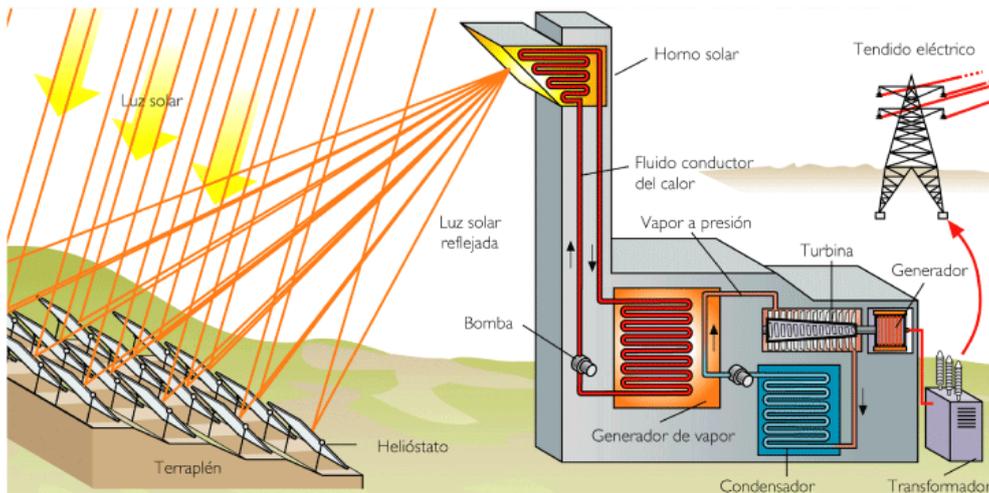


Fig 4.4. Sistema de concentración torre-heliostatos[35].

El objetivo de las torres es ubicar en un punto a una altura determinada el receptor de radiación y puede ser de una estructura metálica y hormigón. El receptor puede tener diferentes configuraciones, según se produzca el calentamiento del fluido caloportador, como se aprecia en la Fig. 4.5.. El sistema de transporte de calor, constituido principalmente por tuberías, bombas y válvulas, dirige el fluido en un bucle cerrado entre el receptor, el almacenamiento y el intercambiador de calor.

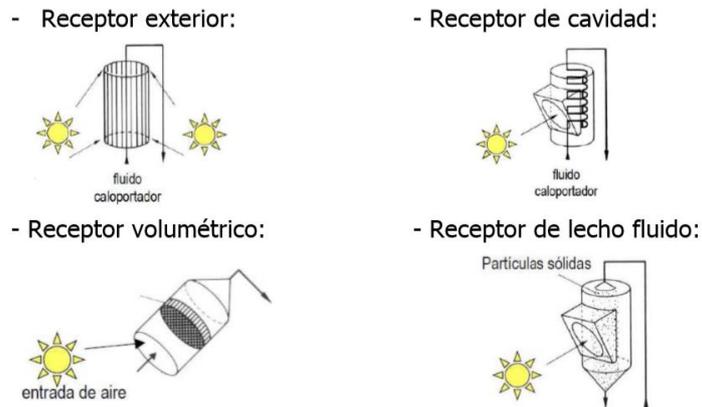


Fig. 4.5. Tipos de receptores[22].

Los heliostatos se sitúan alrededor de la torre y reflejan la radiación solar en el receptor central situado en la parte superior de la torre. Estos suelen ser de vidrio con una capa reflexiva de en su interior y tienen unas dimensiones de 50 a 150m². Tienen un sistema de seguimiento a dos ejes para orientar la reflexión sobre el heliostato en todo momento sobre el receptor, siguiendo la altura solar y el acimut.

El fluido caloportador circula por el receptor principal elevando su temperatura. La tecnología de heliostatos y torre puede operar gracias a su elevado grado de

concentración y, por tanto, temperatura con un ciclo de producción Rankine o incluso Brayton. Según el ciclo con el que se trabaje se empleará un fluido u otro:

- Ciclo de Brayton: aire.
- Ciclo de Rankine: aire, aceites sintéticos, sales fundidas o producción directa de vapor

El diseño preciso del campo de heliostatos resulta fundamental para la correcta operación de la planta. En este proceso de alta calibración, hay que tener en cuenta la ubicación de los colectores para maximizar el rendimiento óptico y para reducir la pérdida causadas por bloqueo de otros colectores.

Los colectores se ubican alternados en filas sucesivas para evitar el bloqueo parcial o completo por sombras. La gran mayoría de los heliostatos que constituyen el campo solar están ubicados en la parte norte (en instalaciones localizadas en el hemisferio norte). Esto es debido a que dispone de un área eficaz mayor que los expuestos en la zona sur, como se puede apreciar en la siguiente imagen. La distancia entre el heliostato y la torre también tiene una contribución significativa en el rendimiento óptico por la pérdida de energía electromagnético disipada al ambiente por no tratarse de un medio de claridad absoluta (aire, partículas en suspensión, etc).

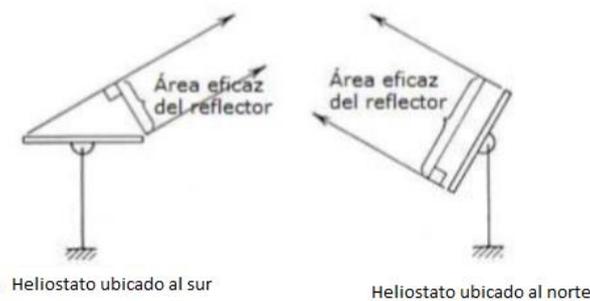


Fig. 4.6. Área efectiva según posición del heliostatos[31].

4.2.4. Reflector parabólico dish-Stirling.

Los colectores parabólicos dish-Stirling reflejan y concentra la radiación solar directa sobre un punto donde se sitúa el receptor, a través de un seguimiento solar a dos ejes similar al sistema de torre-heliostatos. El receptor absorbe la energía solar, convirtiéndola en energía térmica en un fluido circulante. Este fluido puede ser transformado en electricidad mediante un motor-generator (Stirling generalmente) acoplado directamente al receptor o bien puede ser transportado a través de tuberías a un intercambiador de calor, aunque es más habitual el primer sistema.

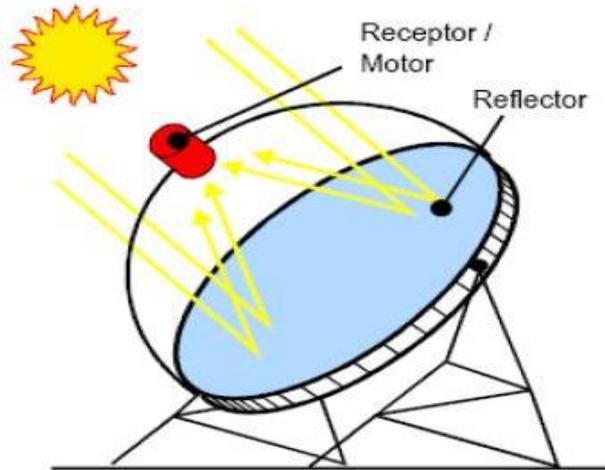


Fig. 4.7. Reflector parabólico dish-Stirling[36].

Estos sistemas parabólicos llegan a operar a temperaturas superiores a los 1500°C en condiciones favorables y, por ello, tienen un rendimiento bastante elevado. Además, hay que tener en cuenta que en este caso el transporte de energía eléctrico, a diferencia de los anteriores sistemas expuestos (energía térmica y electromagnética), por lo que deriva en un aumento del rendimiento global. La capacidad de concentración de estas tecnologías es de un rango de 600-2000, según el diámetro del colector.

En el receptor se sitúa el foco del concentrador, recibiendo la radiación reflejada por este y transformándola en un punto caliente aprovechado por el motor. Hay dos tipos:

- Recibidor de tubos iluminados: el fluido de trabajo del motor (He o H_2) circula por el interior. Este sistema presenta un perfil de radiación irregular, desembocando a un gradiente térmico que provoca un rendimiento variable.

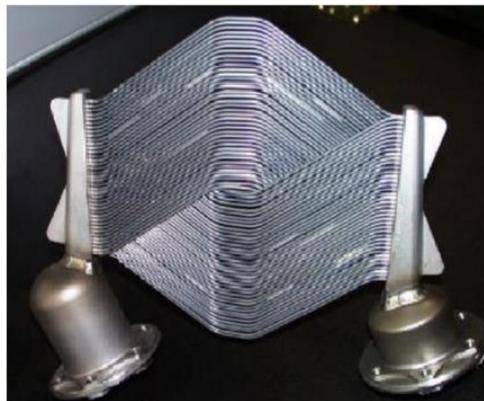


Fig. 4.9. Recibidor de tubos iluminados[22].

- Recibidor de reflujo: Emplea un fluido intermedio en la transferencia de calor (metal líquido: Na). Absorbe las variaciones de radiación y la hace estable, sirviéndose del calor latente del fluido de trabajo.

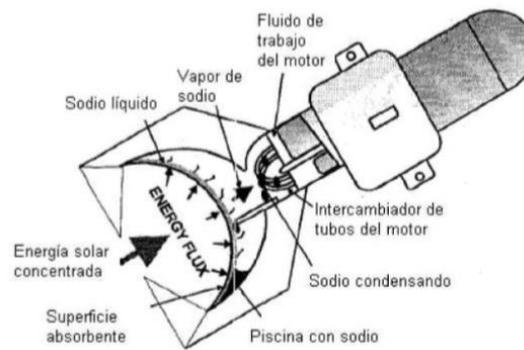


Fig. 4.10. Recibidor de reflujos[22].

4.3. Plantas termosolares a nivel mundial.

Son diversos los países que se suman al desarrollo de la energía termosolar, entre las que España se encuentra a la cabeza. Este grupo de países se ubican en zonas de gran recurso solar y especialmente áridas como los desiertos. España, junto a EEUU son los mayores precursores de esta energía, seguidos de países como China, Sudáfrica, India o Australia. Según Greenpace Internacional, SolarPACES y ESTELA (asociación Europea de la Industria Solar Termoeléctrica) la energía solar termoeléctrica podría alcanzar el 6% de la demanda global para 2030 y alcanzar el 12% para el 2050.

Una de las centrales de CCP más relevantes es el SEGS (Solar Electric Generating System) en el desierto de Mojave al sur de California, que cuenta con la mayor capacidad de tecnología solar con un total de 354MW. Esta instalación está constituida por un total de 936.384 colectores, repartidos en unas 650 hectáreas de nueve diferentes plantas en la misma zona: una de 14MW, otras seis de 30MW y otras dos de 80MW. Esta planta opera con un aceite sintético entorno a los 400°C de temperatura de salida con un apoyo auxiliar minoritario de gas natural[37].



Fig. 4.11. Central SEGS[37].

En este mismo lugar geográfico del desierto californiano hay un proyecto de concentración solar llamado Solar Two que consiste en un campo de torre-heliostatos, que usa como fluido de trabajo sales de nitrato. Esto permite usar un sistema de almacenamiento que durante días nublados mantiene activa la producción. El sistema de heliostatos está constituido por un total de 1818 unidades de colectores, cada uno conformado por 12 paneles cóncavos, contando cada uno con un área total de 39.13m^2 para un formación conjunta de 71.000m^2 . El material reflectante es vidrio en plata negra. El receptor es un sobrecalentado de paso único, de forma cilíndrica con una altura de 13.7m y 7m de diámetro, situado en lo alto de la torre de 90m de altura. Seis de los paneles laterales de la zona sur, las cuales reciben menos radiación son usadas como precalentadores. El receptor está diseñado para una producción de 50.900kg/h de vapor a 516°C con una temperatura máxima de la superficie recibidora de 620°C [38].



Fig. 4.12. Central Solar Two[39].

En España hay un total de 2,3 GW de tecnología termosolar instalada y se encuentran en su gran mayoría en Andalucía. Las centrales son todas de una potencia de decenas de megavatios, siendo las de mayor potencia de 50MW en concreto. Son numerosas las plantas instaladas, pero se podría resaltar especialmente dos o tres de ellas.

La Gemasolar es una instalación de torre-heliostatos que cuenta con 19,9MW y utiliza sales fundidas como fluido caloportador. Tiene una capacidad de almacenamiento de calor que posibilita producir hasta 15h en ausencia de Sol. La torre tiene una altura de 140m y el campo de heliostatos está conformado por 2650 unidades, de 120m^2 cada una de ellos. La temperatura máxima de operación está en torno a los 560°C . Esta planta provee energía a unos 25.000 hogares, evitando la quema 89.000 toneladas de lignito o la importación de 218.000 barriles de petróleo. Esta central se ubica en la provincia de Sevilla. En esta misma tecnología, destacan las instalaciones de PS10 y PS20 de 10 y 20MW, respectivamente, también ubicadas en Sevilla (Sanlúcar la Mayor)[40].

Las centrales termosolares de Andasol I, II y III son de colectores cilíndrico-parabólicos, de 50MW cada una de estas, y se encuentran en provincia de Granada (Guadix). El líquido caloportador opera entorno a los 400°C en condiciones favorables y cuenta con almacenamiento para una capacidad de 7,5h a plena carga. Las tres plantas

están conformadas por más de 600.000 colectores para una capacidad de suministro de energía para 500.000 personas[41].

Por otra parte, cabe destacar las centrales de Puerto Errado I y II, de 1,4 y 30MW respectivamente. Estas centrales son una de las muy pocas que usan tecnología basada en colectores lineales Fresnel. El fluido de trabajo opera a 55bar de presión y alcanza temperaturas de servicio en torno a 270°C. Puede proveer electricidad a 12.000 habitantes.

Finalmente, una de las menciones más significativas la merece la planta Termosolar Borges: primera planta híbrida que combina tecnología solar (PTC en concreto) con biomasa. Es un sistema que cuenta con 22.5MW de generación eléctrica, basado en una producción continua en el tiempo. El campo solar cuenta con 2.688 colectores que calientan el fluido hasta los 400°C y 40bar. La caldera dual cuenta con el aporte de biomasa y de gas natural auxiliariamente, que elevan la temperatura en el generador de vapor hasta los 520°C. La central se encuentra en Cataluña (Lleida)[42]. El esquema de la central tiene la siguiente forma:

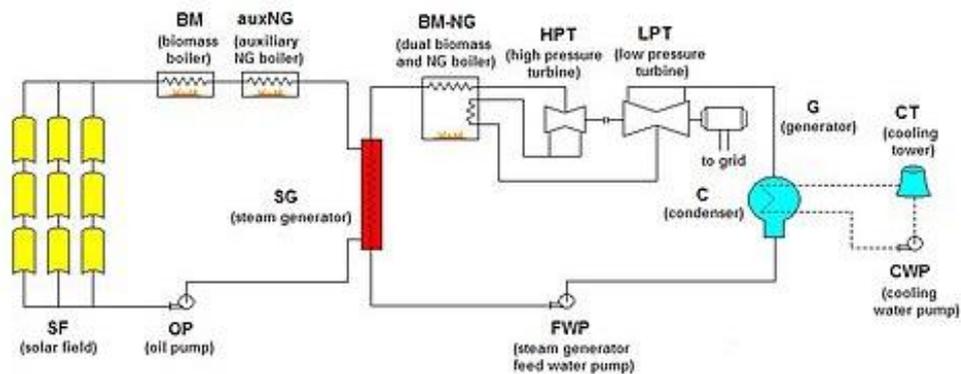


Fig. 4.13. Central Termosolar Borges[42].

5. GENERACIÓN CON BIOMASA

En el esquema de la Fig. 5.1. se exponen los principales procesos de conversión energética de la biomasa, las materias primas más comunes para los usos mostrados y sus aplicaciones. Existe dos tipos de procesos según su naturaleza: lo termoquímicos y bioquímicos. Hay cuatro procesos básicos en los que la biomasa se puede transformar en electricidad o calor como se puede apreciar: combustión, gasificación, pirólisis y digestión anaerobia.

Los tres primeros citados son pertenecientes al grupo denominado procesos termoquímicos: implican la descomposición térmica de los componentes de biomasa, con un aporte de oxígeno y liberación consiguiente de energía en forma de calor, en el caso de la combustión; o la obtención de una clase de combustibles intermedios en el caso de la gasificación y la pirólisis[43].

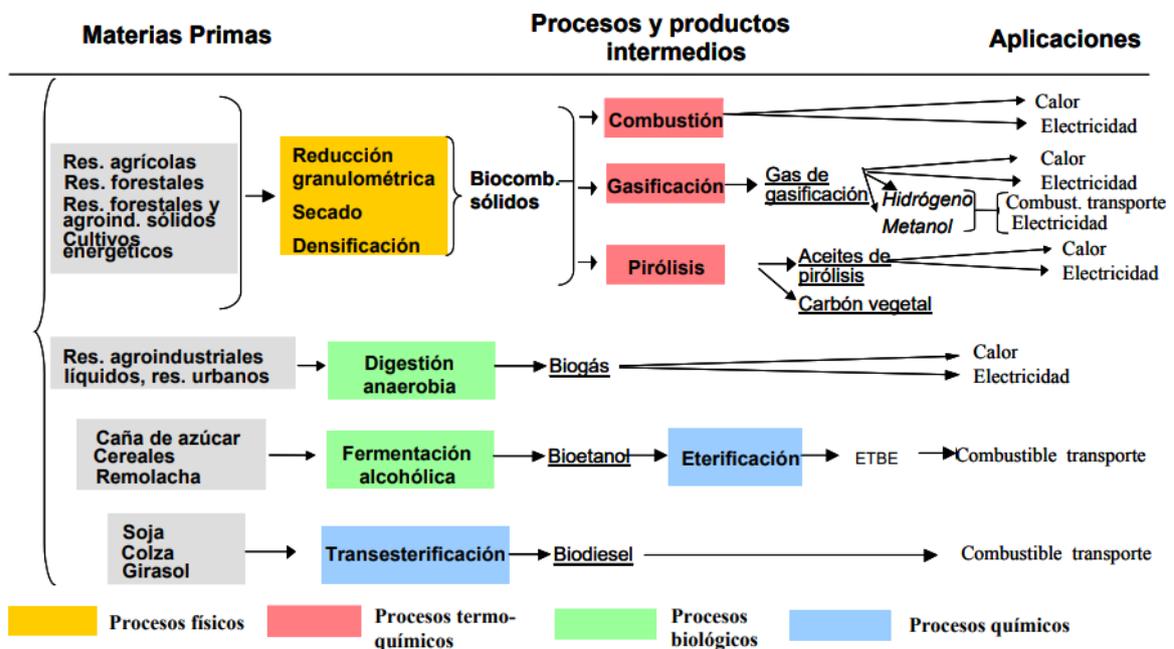


Fig. 5.1. Procesos de conversión energéticos de la biomasa[43].

Se prestará exclusivamente en presentar los procesos más relevantes en relación al proyecto, es decir, los termoquímicos.

Posteriormente, nos adentraremos con las tecnologías que se sirven de estos principios de conversión energética para el aprovechamiento del calor generado por la biomasa.

5.1. Procesos termoquímicos.

5.1.1. Combustión.

La combustión consiste en una reacción de los componentes de la biomasa en presencia abundante de oxígeno a una elevada temperatura para provocar la oxidación

total de los componentes de la biomasa en forma de calor, CO₂, agua y cenizas, como productos de la combustión. El calor puede ser utilizado con fines térmicos o eléctricos. En la imagen de a continuación se puede presenciar el esquema de una central eléctrica mediante combustión de biomasa.

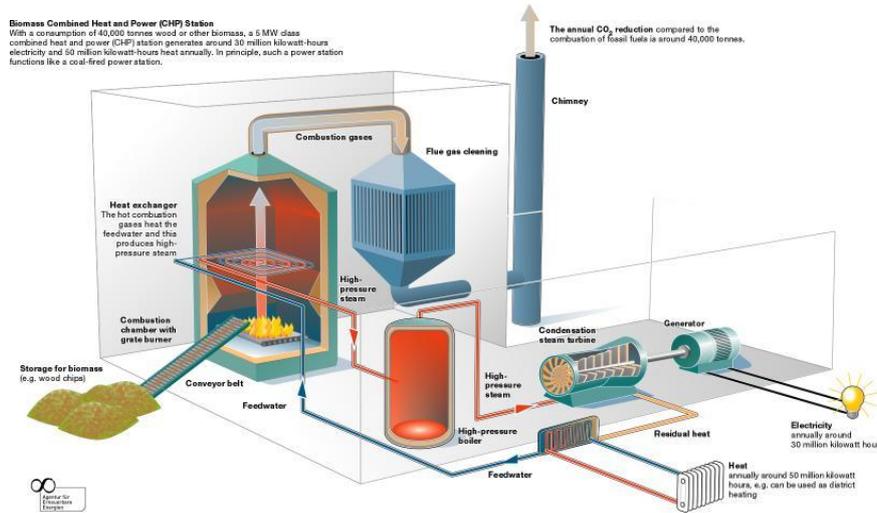


Fig. 5.2. Combustión de la biomasa[44].

5.1.2. Gasificación.

El proceso de gasificación se lleva a cabo a altas temperaturas, similarmente a la combustión, en presencia de pequeñas cantidades de oxígeno (es decir, por debajo del estequiométrico) y utilizando aire como agente gasificante. El producto principal del gas resultante es fundamentalmente monóxido de carbono e hidrógeno. Este gas puede tener varios tipos de uso como por ejemplo la generación de calor mediante la quema de este gas a la salida del gasificador, como combustible para motores y turbinas o como gas de síntesis para obtención de químicos como el metanol.

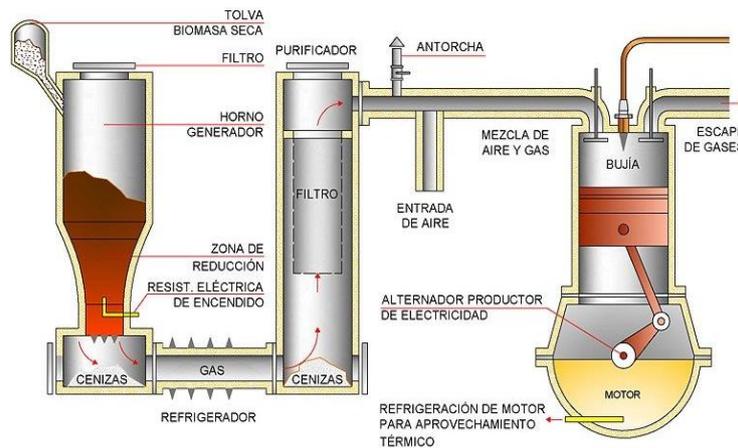


Fig. 5.3. Gasificación de la madera[45].

5.1.3. Pirólisis.

El proceso de pirólisis se lleva a cabo a través de un aumento progresivo de temperatura, a una velocidad u otra según su aplicación, y en ausencia de oxígeno. El objetivo es devolatilizar la biomasa y generar unas condiciones óptimas para generar mucho gas condensable y poco residuo carbonoso. A partir de las condiciones termodinámicas de la reacción, se obtienen productos líquidos diferentes para la generación de calor.

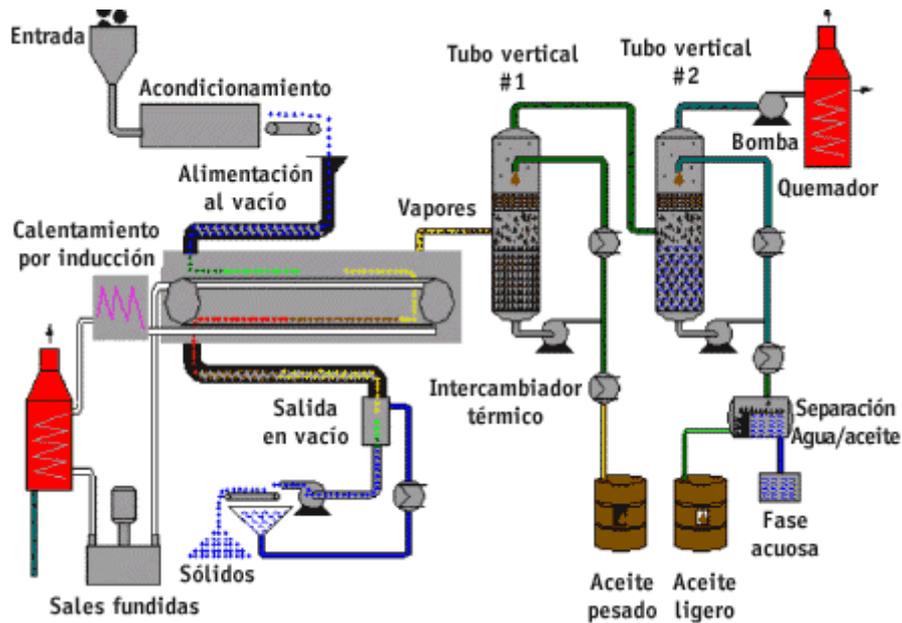


Fig. 5. 4. Proceso de pirólisis[46].

5.2. Tecnologías de combustión.

Las tecnologías para el quemado de biomasa se agrupan principalmente en dos: tecnología de parrilla y de lecho fluidizado, aunque también existen otros tres menos relevantes que son los hogares rotativos, quemadores de tornillo o cámaras torsionales. En el caso que nos ocupa particularmente el proyecto de la central híbrida es de tecnología de lecho fluido.

La caldera es un dispositivo en el cual se realiza una combustión que libera calor y es absorbida por un fluido caloportador. Este fluido lo transporta a través de una línea a un receptor donde se va a realizar el aprovechamiento del calor. En instalaciones industriales el calor se utiliza para el acondicionamiento de reactivos o en el control térmico de reactores o secado de materiales, entre otros. A nivel doméstico para calefacción o ACS. Nos centraremos exclusivamente en la producción de calor para generación eléctrica[47].

5.2.1. Sistema de parrilla.

El principio de funcionamiento se basa en el avance del combustible mediante el arrastre de unos elementos provistos de movimiento relativo entre sí. Los elementos que componen una caldera los podemos clasificar en los siguientes:

El primero es el denominado sistema de parrilla. Es una receptáculo donde se depositan los combustibles que vamos a combustionar. Estos son encendidos a través de un sistema de ignición que puede consistir en una chispa o una resistencia que proporciona la energía de activación para que empiece la reacción.

El sistema más habitual para proveer de biomasa al hogar de la caldera son los tornillos rotativos, cuya velocidad regula el flujo de combustible. Otro sistema muy usado es el de las válvulas alveolares que son utilizadas para lograr un flujo más estable del combustible. De esta manera se consigue evitar atascos a la entrada de la caldera, así como el posible revoque de las llamas. Otro método de alimentación utilizado especialmente en pequeñas plantas es a través de un pistón hidráulico

Una vez iniciada la reacción, es necesario que exista un comburente que proporciona el oxígeno de la combustión: este es el aire. Para ello la caldera tiene una entrada por debajo de la parrilla, denominada flujo de aire primario, y flujo por encima de la parrilla, el flujo secundario. Este aire se encarga de aportar el oxígeno necesario para la combustión y además calienta a temperaturas elevadas para hacer pasar el aire por los intercambiadores de calor.

Cuando la biomasa se va quemando, reduce su tamaño de partícula. Cuando se ha combustionado por completo, llegando a las cenizas, el tamaño de partícula es suficientemente pequeño para pasar por unos orificios que tiene la parrilla donde se encuentra un depósito llamado cenicero.

Finalmente, cuando los gases han circulado por el intercambiador de calor, estos se evacúan por la chimenea. En ocasiones se instala un economizador que puede ser exterior o interior a la cámara de combustión y donde se baja la temperatura de humos hasta unos 100°C.

El material de combustión a lo largo de su avance por la parrilla pasa por tres etapas consecutivas de proceso: un secado, evaporándose el agua contenida en el material; la combustión principal tiene lugar en la segunda fase; y la última fase tan sólo sirve para completar la combustión en aquellas fracciones de mayor temperatura de ignición.

Existen tres tipologías de parrillas: fijas, móviles o sistemas mixtos. En el caso de las fijas, se disponen habitualmente en forma inclinada y son vibratorias, con el objetivo de facilitar la distribución del combustible y favorecer la evacuación de cenizas al recipiente de recogida de cenizas[48].

En términos generales, se puede distinguir cuatro tipos de parrillas:

- **Hogares de parrilla fija:** son espacialmente empleados para combustibles cuyas partículas sean de tamaño diminuto y muy. La combustión que tiene lugar no será del todo uniforme, teniendo en cuenta que el combustible dispuesto sobre la parrilla se encontrará en diferentes estados de combustión.
- **Hogares de parrilla inclinada:** aptos para biomásas de un alto rango de tamaño de grano y de diferentes humedades, formando elevadas cantidades de cenizas. En este tipo de hogares los residuos se desplazan por resbalamiento a lo largo de la parrilla. Esto se traduce en una combustión más uniforme que en el caso de la parrilla. La evacuación de la cenizas no supone una labor de gran

complejidad, puesto que estos se retiran a medida que van cayendo por medio mecánicos.

- **Hogares de parrilla móvil:** ideal para biomásas con alta concentración de inertes, originando la formación de altas cantidades de cenizas. Están compuestos de un sistema tractor que habilita el movimiento de la parrilla y la descarga de cenizas.
- **Hogares de parrilla vibratoria:** En este tipo de hogares se produce una descarga intermitente y automática de las cenizas. El tiempo de vibración y el de reposo se pueden ajustar en función de las características del combustible. La duración de la vibración suele variar entre 4 y 10 segundos según la carga de la misma y el tipo de combustible. Este tipo de parrilla suele tener refrigeración por agua.

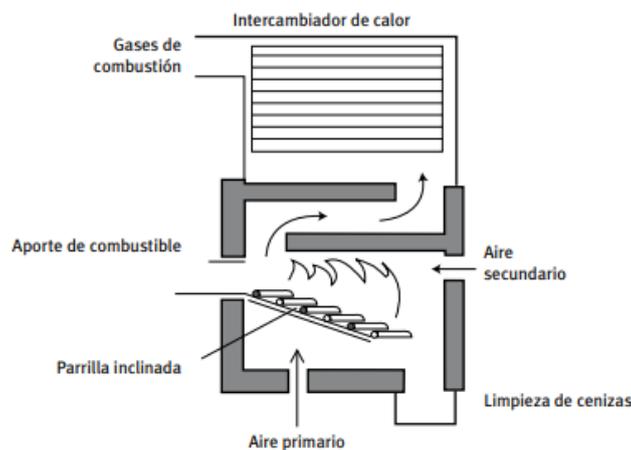


Fig. 5.5. Sistema de parrilla inclinada[47].

5.2.2. Sistema de lecho fluidizado.

Los sistemas de lecho fluido son una variante de tecnología de combustión limpia, que se ha extendido entre otros factores para resolver problemas de eliminación de residuos de todo tipo, con un aprovechamiento energético elevado y respetando los límites ambientales establecido

La combustión en lecho fluidizado consiste en provocar la combustión en el seno de una masa de suspensión de: partículas de combustible, cenizas y, en ocasiones, un inerte. Estos son fluidizados por una corriente de aire de combustión ascensional. La biomasa se mezcla por ejemplo con arena, sílice, alúmina o cenizas, y un sorbente (caliza).

Los parámetros que influyen en la combustión son la turbulencia, el tiempo y temperatura (en torno a 800-900°C). A través de la regulación de estas variables se aprovecha el calor generado de forma a una temperatura más baja que en una caldera convencional, pero sin pérdida de eficiencia. Así pues, este rango de temperaturas favorece la no emisión de contaminantes como los óxidos de nitrógeno, problemas de sinterización y formación de escorias asociadas a las caldera convencionales. Las

emisiones de SO_2 producidas por la combustión de biomasa son muy bajas, aunque cuando este contenido es elevado se le añade la caliza.

En una caldera de lecho fluido típicamente se mantiene a través de una corriente de aire en suspensión la biomasa junto al inerte, como arena o sílice, y la caliza. Se puede controlar las variables claves que tienen un impacto directo sobre la combustión: turbulencia, tiempo y temperatura. A través de estos parámetros se aprovechará el calor generado a una temperatura más baja que en una caldera convencional, pero sin pérdida de eficiencia.

Cuando el aire que pasa a través del fluido tiene una baja velocidad, este pasará a través de la masa de partículas sin originar ningún tipo de perturbación. Al ir aumentando la velocidad del aire fluidizante, llegará un momento en que la fuerza impulsora sea aproximado a la fuerza gravitatoria que mantiene a las partículas juntas al fondo del cilindro, y las partículas comienzan a fluctuar y se observa un aumento de la porosidad del lecho. Conforme se aumente más la velocidad del aire, las partículas individuales se ven forzadas a un movimiento ascendente, viéndose suspendidas en la corriente de aire y originando el denominado lecho fluido. El aumento de la velocidad del aire permitirá una expansión del lecho, permitiendo el movimiento de las partículas en su interior, dando lugar a la fluidización.

La elección del tipo de lecho (burbujeante o circulante) viene generalmente determinada por el poder calorífico de la biomasa y por el tamaño de las instalaciones. Hay dos tipos de tecnologías, como ya se ha mencionada recientemente, diferenciados por el grado de fluidización del lecho y, por tanto, a la velocidad de fluidización[48][47]:

- **Lecho burbujeante (BFB):**

Opera con bajas velocidades del aire de fluidización. Este sistema se caracteriza por permanecer en el lecho la mayor parte de los sólidos y solamente una parte muy baja, generalmente inferior al 10%, pasan al ciclón. Esta clase de fluidización se denomina "en fase densa", caracterizándose por la superficie libre del lecho que permanece definida.

Las calderas que operan con lecho fluido burbujeante son aptas para la utilización de combustibles de alto contenido de humedad y bajo poder calorífico. Además, son ideales para incinerar varios tipos de desechos industriales y domiciliarios, y en particular aquellos de la industria forestal en general. Estas calderas permiten la quema de combustibles con un alto contenido de sustancias contaminantes inertes, como por ejemplo, piedras, hierro, etc...

- **Lecho circulante (CFB):**

A velocidades muy altas del aire de fluidización se produce el arrastre de gran cantidad de sólidos del lecho, pudiéndose reciclar una gran parte de estos mediante un ciclón, originando el denominado "lecho fluidizado circulante".

Se produce el arrastre de una gran cantidad de partículas sólidas mediante una velocidad muy elevada del aire de fluidización. La corriente de aire propulsa la partículas y las mantiene suspendidas formando el lecho. El combustible se incluye en el seno de este lecho. La elevada temperatura (entorno a los 850°C) causa la combustión prácticamente instantánea de la biomasa introducida. Se forma una reparto homogéneo del aire, impidiendo que se dé lugar a una atmósfera reductora,

minimizando el rozamiento mecánico, así como la formación de depósitos. Hoy en día existen diferentes tipos de lechos fluidizados, con aplicación a combustibles convencionales.

La velocidad de la corriente marca la diferencia entre los lechos fluidizados. A medida que aumenta la velocidad, los lechos pasan de fijo a burbujeante, turbulento y circulante.

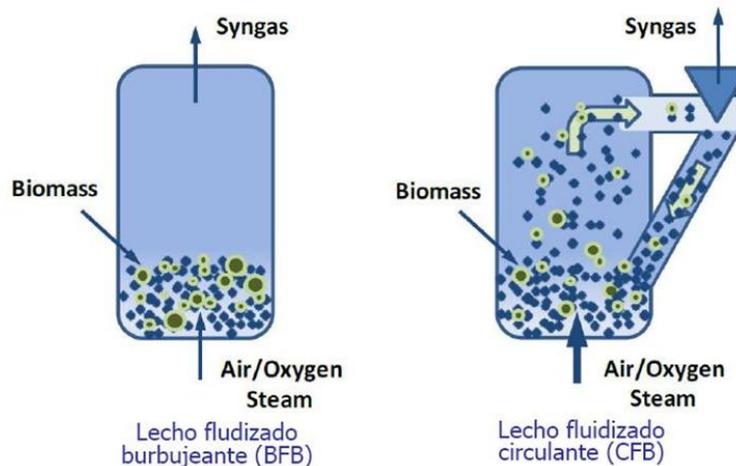


Fig. 5.6. Reactores de lecho fluidizado[49].

5.3. Proyectos mundiales de plantas de biomasa.

La Agencia Internacional de la Energía en una de sus publicaciones expuso que “algunos países pobres obtienen el 90% de su energía de la leña y otros biocombustibles”. La biomasa supone un tercio del consumo energético de continentes como África, Asia y Latinoamérica, siendo la principal fuente de energía en los hogares de prácticamente 2.000 millones de personas.

El inconveniente de este uso de biomasa es que en muchas ocasiones conlleva un escaso desarrollo tecnológico asociado, quedando al margen de la eficiencia energética y sostenibilidad, conllevando unas deforestaciones de grandes espacios naturales con un impacto ambiental grave.

Finlandia es el país que cuenta con un mayor consumo per cápita en Europa y uno de los países que cuenta con más centrales de esta tecnología en el mundo. No obstante, las centrales de biomasa de mayor potencia se localizan en Reino Unido, EEUU y Polonia, en las que se ha tenido en consideración una hibridación. Las grandes centrales del mundo tienen en común usar prácticamente todas la tecnología de CFB por la flexibilidad y capacidad de generación que brinda.

A continuación, se expondrán tres plantas a modo de ejemplo.

La planta de biomasa de Ironbridge se encuentra localizada en SevernGorge (Reino Unido). Es la central de biomasa pura más grande del mundo, que cuenta con 740MW a partir de pellets de madera, y opera con CFB. Hace algunos años, sin embargo, la planta fue utilizada como una central eléctrica de carbón con una capacidad

instalada de 1.000 MW. Finalmente, fue reconvertida junto a las dos unidades de la central para la generación de energía a partir de biomasa en 2013.



Tabla 5.7. Central de SevernGorge[50].

Por otra parte, la planta Alholmens Kraft de 265 MW se localiza en las inmediaciones de la fábrica de papel UPM-Kymmene en Alholmen, Finlandia. Esta planta de gasificación comenzó a funcionar en enero de 2002, y además de electricidad suministra también 100 MW de calor a la papelera y otros 60 MW de calefacción urbana para los habitantes de de la ciudad. La planta de Alholmens está basada en una caldera de lecho fluidizado circulante.

En cuanto a España, destaca un gran número de plantas de biomasa, especialmente en la comunidad de Andalucía. No obstante, la generación que brindan no son del orden de magnitud de las más potentes del mundo, estando un orden de magnitud por debajo a las de referencia mundial (en torno a las decenas de megavatios).

La planta de biomasa en Briviesca, situada en Burgos, es una central que toma como principal fuente de energía la paja, que mediante la combustión de 102.000 toneladas anuales, posibilita que se pueda conseguir energía limpia para generar 16 MW de potencia, lo que supone el consumo de 40.000 hogares. Esta central opera con una caldera de parrilla móvil, a diferencia de las expuestas previamente[51][52].



Fig. 5.8. Central de biomasa de Briviesca[53].

6. INSTALACIÓN DE COLECTORES CILÍNDRICO PARABÓLICOS

En esta sección se abordará con más detalle la caracterización de las centrales compuestas de colectores cilíndrico-parabólicos. Para ello se diferenciará tres bloques que integran la central en su conjunto: el campo solar, el sistema de almacenamiento, el bloque de potencia y los sistemas auxiliares. Este capítulo se basará principalmente en un informe técnico del IDAE[54] y otros proyectos de instalaciones CCP[22], [23], [55]

6.1. El campo solar.

El campo solar es el sistema que se encarga de producir la conversión de la radiación del Sol en energía térmica aprovechable. Ocupa una extensión de terreno considerablemente grande, teniendo en cuenta la baja densidad energética que presenta el sol incluso mediante esta forma de concentración si bien comparamos con la energía de otras fuentes como los combustibles fósiles o nucleares. Por lo general, cubre un área aproximado de 2 hectáreas por MW eléctrico instalado en el caso de plantas sin sistema de almacenamiento, mientras que para las que sí disponen de este sistema se alejan a valores de prácticamente el doble, concretamente entre 3 y 4 hectáreas.

El campo solar está formado por los colectores CP, la estructura y la cimentación que los soporta, el tubo receptor y el sistema de transferencia del calor.

6.1.1. Estructura y cimentación.

La cimentación soporta y fija los colectores al suelo de tal manera que la estructura soporte los esfuerzos para los que se ha diseñado, soliendo ser de hormigón armado. Las cargas consideradas principalmente son el viento y el peso, que dependen de las dimensiones y características geométricas de la estructura en su conjunto.

La estructura dota de rigidez al sistema de captación, sirviendo de apoyo al conjunto colectores-tubo receptor, y haciendo posible el movimiento relativo de los colectores. Hay que tomar en consideración analizar las características geológicas del terreno para tener una buena estabilidad y garantizar el correcto funcionamiento del campo solar.

Los materiales empleados más comúnmente son el acero, galvanizado generalmente, y el aluminio. Es importante que tenga capacidad para aguantar torsiones para evitar pérdidas ópticas y que pueda transferir adecuadamente momento angular para orientar el captador. Los principales tipos de estructuras son:

- LS-3: Este tipo de estructura es bastante sencilla. Cuenta con un coste relativamente bajo y no tiene gran resistencia a torsión ni cuenta con un gran rendimiento óptico.
- Eurotrough: En este caso la estructura tiene un coste más elevado. Cuenta con una mejor resistencia a torsión y rendimiento óptico mayor. Está diseñado para una capacidad de hasta el 3% de inclinación del terreno.

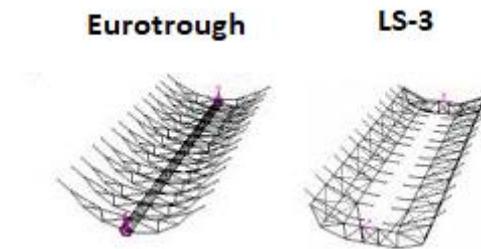


Fig. 6.1. Estructuras de CCP[22].

6.1.2. Reflector cilíndrico parabólicos (CCP).

El reflector es la parte concentradora del colector y su función es reflejar la radiación solar incidente sobre él y proyectarla sobre el tubo absorbedor de forma más concentrada en toda una línea focal. Las superficies reflectantes se consiguen a través de delgadas películas de plata o aluminio que se depositan sobre un soporte que les da la rigidez necesaria. Los soportes más usados son chapas metálicas, plástico y cristal. Los espejos, al estar al aire libre, tienden a ensuciarse, por lo que han de ser limpiados con frecuencia para que no disminuya el rendimiento.

Se exige que el concentrador tenga alta capacidad reflectiva y una baja absorptividad. Además, es necesario que tengan buena resistencia mecánica a la abrasión que puedan causar partículas en suspensión en el ambiente y una elevada durabilidad a las condiciones atmosféricas.

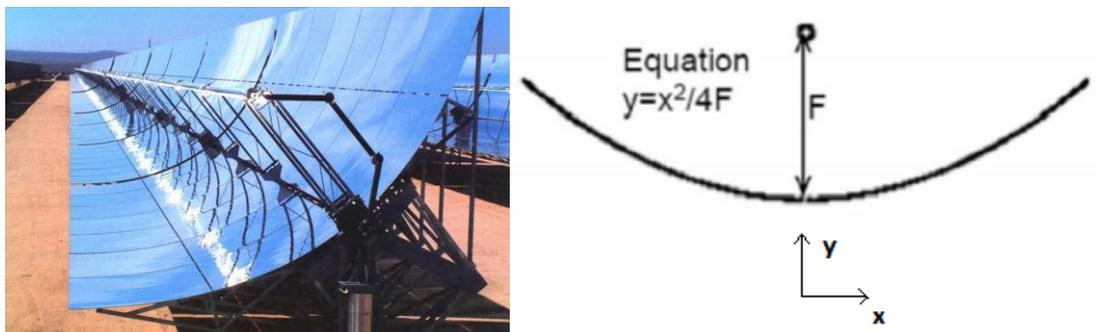


Fig. 6.2. Reflector CCP[55].

El proceso de fabricación del espejo consiste en los siguientes pasos:

Primeramente, los cristales son cortados y bordeados para evitar que durante la manipulación no se sufra ninguna lesión. Posteriormente, se procede al doblado de tal forma que se garantice su precisión y su calidad óptica. Este proceso de doblado es de relativa importancia en la fabricación de este componente, puesto que influye de manera notable en el factor de interceptación y, por consiguiente, en el rendimiento óptico del colector.

Con la finalidad de conseguir la forma parabólica se emplean franjas parabólicas conformadas por cuatro espejos cada una. Dichas franjas tienen una anchura

aproximada de 1,7 metros y cada espejo tiene una superficie de unos 2 m². Una fila de colectores puede llegar a medir 150m de largo.

En la actualidad, los espejos que se fabrican con las tecnologías disponibles suponen en torno al 20% del coste total del colector: los costes de fabricación y de las materias primas. Por esta causa se sigue investigando nuevos reflectores solares y materiales para abaratar los costes relacionados y ofrecer una mayor variedad en cuanto a proveedores se refiere[56]

6.1.3. Tubo receptor.

El tubo receptor es el elemento encargado de transformar la radiación solar concentrada en energía térmica en el fluido caloportador. De la correcta disposición en el espacio y selección de materiales en su diseño depende en gran medida el rendimiento global de la central, ya que es un puente clave en la transmisión de la energía.



Fig. 6.3. Tubo receptor[23].

El receptor está conformado por un tubo interno de acero cubierto de un tubo de vidrio de borosilicato, confinados al vacío entre sí. Para mejorar la transmitancia del vidrio se aplica una cobertura antirreflejante depositada tanto sobre la superficie interna como externa, minimizando las pérdidas por reflexión de este modo e torno al 4%.

El tubo absorbedor interior, está formada por tres capas con tratamiento para incrementar la absorptividad (del orden de 90%) y reducir pérdidas por calor en el rango de radiación infrarroja. La primera capa consiste en un metal que cuenta con una baja emisividad capaz de minimizar las pérdidas en el IR. La segunda capa está conformada por una mezcla de cerámica y metal, llamada Cermet, que mejora la absorción de la radiación solar. Por último, la tercera capa es un recubrimiento antirreflexivo para maximizar el rendimiento óptico del absorbedor.

El aire del espacio anular entre el material absorbedor y el vidrio es evacuado para conseguir mayores rendimientos térmicos y mejores actuaciones al operar a mayores temperaturas. El tubo de vidrio es sellado al de acero mediante juntas de dilatación metálicas para absorber dilataciones por las altas temperaturas y, además, se aplica una técnica avanzada de soldadura vidrio-metal.

La diferencia entre la expansión térmica del vidrio y del metal pueden inducir puntos críticos debido a tensiones mecánicas y térmicas, especialmente tras el proceso de sellado. Para evitar dichos riesgos, se utilizan vidrios cuyas propiedades son

similares a las del metal empleado. Es más, generalmente se emplea una lámina de aluminio en la junta para proteger la soldadura.

Un obstáculo en el correcto funcionamiento del tubo receptor, concretamente en el absorbedor, figura en la descomposición del fluido caloportador a altas temperaturas. Este fenómeno puede inducir a la formación de hidrógeno, que se difunde a través del acero hacia la zona de vacío entre el vidrio y el metal. Dado que el hidrógeno cuenta con elevada conductividad térmica, esto se traduce en una pérdida en forma de calor. Para garantizar el vacío, se incluyen varios agentes químicos denominados *Getters* en la zona de sellado entre los tubos concéntricos para absorber las moléculas que difunden a través del espesor del metal al espacio anular donde contactan ambos tubos.

Hasta la actualidad, por limitaciones tecnológicas, solo se ha alcanzado fabricar tubos de una longitud cercana a los 6m. La forma de integrarlo a la arquitectura de la instalación es mediante la unión en serie de varios tubos a lo largo de una fila de colectores.

En la siguiente imagen se aprecia las diferentes partes que componen el tubo absorbedor:

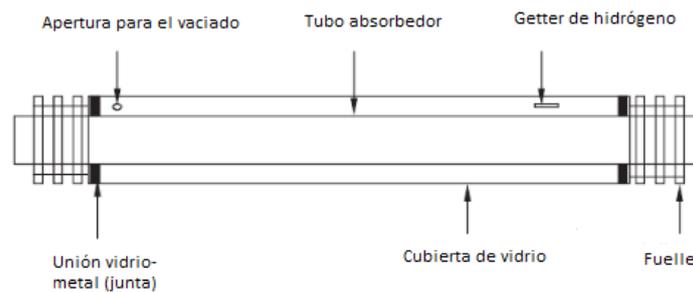


Fig. 6.4. Partes de un tubo absorbedor[23].

Los principales fabricantes de tubos receptores son Siemens AG y Schott Solar CSP GmbH. Dichas empresas fabrican los tubos que actualmente se están utilizando en las centrales solares en operación. Son tubos diseñados para emplear aceite térmico como fluido de trabajo. No obstante, para el empleo de sales fundidas la compañía Archimede Solar Energy cuenta con gran experiencia, fabricando recibidores capaces de soportar las mayores temperaturas y con una mayor resistencia a la corrosión que se deriva del uso de este fluido. A continuación, se muestra una tabla en la que se puede apreciar las características de los modelos de cada fabricante:

Tabla 5.1. Características de distintos fabricantes de tubos absorbedores[22].

		UVAC 2101 (SIEMENS)	SCHOTT PTR 70	ARCHIMEDE
Longitud (mm)	L_{abs}	4060	4060	4060
Diámetro exterior (mm)	D_{ext_abs}	70	70	70
Diámetro interior (mm)	D_{int_abs}	64	64	64
Emisividad	ϵ_{abs}	0,09	0,10	0,12
Coefficiente de absorción	α_{abs}	0,96	0,95	0,954
Conductividad térmica ($W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$)	k_{abs}	54	54	54
Diámetro exterior de la carcasa de cristal (mm)	$D_{ext_cristal}$	115	125	115
Diámetro interior de la carcasa de cristal (mm)	$D_{int_cristal}$	109	119	109
Emisividad de la carcasa de cristal	$\epsilon_{cristal}$	0,09	0,10	0,09
Transmitancia de la carcasa de cristal	$\tau_{cristal}$	0,965	0,96	0,96

6.1.4. Fluido caloportador.

El fluido caloportador es la sustancia que fluye por el interior del tubo absorbedor y es el elemento encargado de absorber la energía solar en los tubos para transferirlo al bloque de potencia, intercambiador de calor o sistema de almacenamiento, según la configuración de la planta.

En el caso de los colectores cilíndrico parabólicos, la temperatura de operación está en torno a al rango 150-400°C. Se dispone principalmente de tres tipos de fluidos diferentes que pueden acarrear la función de fluido caloportador:

En primer lugar, se puede utilizar el agua, como en un gran número de ciclos de potencia. La ventaja de utilizar este fluido es que se podría acoplar directamente un sistema de generación directa que supondría un claro punto a favor del aumento del rendimiento por prescindir de un intercambiador de calor que separe los niveles de presión. No obstante, las limitaciones que supone el empleo de esta sustancia son considerables. Por un lado, la tecnología de generación directa es bastante compleja por contar con flujos multifásicos dentro de los tubos, lo que desencadenaría un descontrol sobre el fluido y, en general, peligra el funcionamiento de elementos como la turbina. Por otro lado, y probablemente el factor más adverso, es que mantener el agua en estado líquido para garantizar el correcto funcionamiento de la planta no es una tarea fácil: se necesita una presión de 100bar a 317°C para mantenerlo líquido. Luego, usar agua no es a priori la opción más habitual para generación eléctrica, teniendo en consideración temperaturas de trabajo del orden de 400°C.

El uso de aceites o siliconas sintéticas es la opción más utilizada en cuanto al uso de los colectores cilíndrico parabólicos. Tiene unas características óptimas para el rango de temperaturas de funcionamiento. Su principal problema es la degradación que sufre cuando se ve sometido a excesivamente altas temperaturas. El aceite más empleado usualmente es el Therminol VP-1. Es un aceite sintético puede trabajar hasta temperaturas de 400°C. Para valores mayores de temperatura de salida de los colectores, es necesario recurrir a el empleo de sales fundidas. El punto de solidificación del Therminol VP-1 es de 12,7°C y se hace necesario mantener en todo momento el fluido a una temperatura superior. Una ventaja clave respecto al agua es que el punto de ebullición de estos aceites se sitúa en torno a los 15bar de presión. No obstante, el empleo de este tipo de fluido hace necesario el uso de un ciclo de generación indirecta

en el que se separan los niveles de presión a través de un intercambiador de calor. Es un factor por el cual el rendimiento se ve acusado claramente.

Por último, las sales fundidas son la opción ideal para operar a altas temperaturas. La temperatura de salida de los colectores para este tipo de fluido se sitúa en torno a los 450°C-550°C. De esta manera se obtiene a priori rendimiento más altos del ciclo. Las sales son más baratas que los aceites. Además, cuentan con bajos niveles de corrosión sobre las tuberías y otros elementos del sistema y son térmicamente estables a las temperaturas de operación y cuentan con bajas presiones de vapor. Sin embargo, esta tecnología se emplea más habitualmente como fluido de trabajo de centrales como las de tipo torre-heliostatos, por operar a mayores temperaturas, o como fluido de almacenamiento en la centrales CCP. Presentan el inconveniente de tener que mantenerlos en un rango de temperaturas determinado. El punto de solidificación de las sales se encuentra entre los 120°C y los 220°C en función del tipo de sal. Esta temperatura relativamente alta obliga a mantener en todo momento la sal por encima de este punto para evitar la cristalización de la sustancia. En el otro extremo, unas temperaturas muy elevadas de la sal causarían su descomposición (en torno a los 600°C). Las sales son, por lo general, más baratas que los aceites[57].

A continuación, se ilustra una tabla que recoge las propiedades de diferentes fluidos térmicos:

Tabla 5.2. Fluidos caloportadores típicos[55].

Propiedad	Solar salt	HITEC	HITEC XL	LiNO ₃ mixture	Therminol VP-1
Composición, %					Diphenyl biphenyl oxide
NaNO ₃	60	7	7		
KNO ₃	40	53	45		
NaNO ₂		40			
Ca(NO ₃) ₂			48		
Punto de congelación, °C	220	142	120	120	13
Temperatura máxima, °C	600	535	500	550	400
Densidad a 300°C, kg/m ³	1899	1640	1992		815
Viscosidad a 300°C, N/m ² ·s	3,26·10 ⁻³	3,16·10 ⁻³	6,37·10 ⁻³		0,2·10 ⁻³
Calor específico a 300°C, J/kgK	1495	1560	1447		2319

6.1.5. Bombas

Las bombas han de ser escogidas una vez establecidas las condiciones de operación del sistema (caudal, pérdida de carga, temperaturas, fluido, etc.) y han de funcionar con el máximo rendimiento mecánico y eléctrico posible.

La selección del material de los componentes de las bombas (cuerpo y rodete) viene determinada por las condiciones operativas de la instalación, principalmente por las temperaturas y el tipo de fluido de trabajo. Los materiales tienen que ser capaces de operar a las temperaturas de operación de forma continuada. A pesar de que en ocasiones estas pueden superarse, no es conveniente someterlos frecuentemente a elevados picos de temperatura, ya que esto supone una acelerada degradación y envejecimiento.

Para temperaturas superiores a 120 °C tiene que usarse, en la construcción del cuerpo y del rodete, materiales especiales resistentes a altas temperaturas como aleaciones de acero con características más exigentes que las que habitualmente se utilizan en instalaciones solares de baja temperatura y de calefacción. En el caso de utilizar fluidos con impurezas, con alto contenido en sales, o corrosivos se hace necesario emplear materiales como el bronce.

Existen diferentes sistemas que permiten regular el caudal que circula por una instalación. Éstos pueden ser:

- **Sistemas electrónicos:** conformado por bombas de caudal variable. Funcionan regulando la velocidad del rotor mediante variadores de frecuencia.
- **Sistemas hidráulicos:** usualmente compuestos por válvulas de estrangulamiento que generan una pérdida de carga adicional en la impulsión de la bomba. De este modo se reduce el caudal de paso.
- **Sistemas de bypass:** impiden que parte del caudal de retorno atraviese la bomba. Usar estos sistemas pueden suponer un consumo de hasta un 80% menor que una bomba convencional.

La velocidad de giro del rotor de la bomba es decisiva en el ruido generado y su durabilidad. A menor es la velocidad de giro de una bomba, menor es el desgaste mecánico que sufren sus componentes y por tanto, mayor será su durabilidad. No obstante, al aumentar el régimen de giro, también aumenta la presión que es capaz de transmitir la bomba, es decir, una bomba rápida es capaz de alcanzar mayores presiones de trabajo que una lenta[54].

6.1.6. Tuberías.

Las tuberías de la instalación solar deben cumplir los requisitos funcionales requeridos por las condiciones operativas de temperatura y presión de la instalación, así como ser adecuadas a las características particulares del fluido de trabajo utilizado. Su duración debe igualar a la vida útil de la instalación. El material habitualmente usado para este tipo de instalaciones por sus características y coste es el acero al carbono

Este tipo de tuberías son probablemente el tipo más usado industrialmente, incluso si los procesos son abrasivos y corrosivos. Según el tipo de acabado se tienen tuberías de acero negro o galvanizado. El coste de las tuberías de acero al carbono es significativamente menor que el de las de cobre o acero inoxidable.

6.1.7. Vasos de expansión.

Los vasos de expansión son elementos cuya función es absorber los cambios de volumen del líquido producidos en los diferentes circuitos de una instalación debido a incrementos en su temperatura. Son depósitos cerrados de acero que contienen una membrana flexible que separa el fluido de una cámara de aire sometida a presión. La cámara de aire presurizada ve reducido su volumen a medida que aumenta el del fluido del circuito al aumentar la temperatura. El aire comprimido al otro lado de la membrana devuelve el fluido a la instalación conforme la temperatura del circuito disminuye.

El volumen del vaso de expansión de las instalaciones solares térmicas debe ser capaz de absorber el volumen total del fluido contenido en los captadores, debido a que podría llegar a vaporizarse completamente, desplazando el vapor al volumen equivalente de líquido.

6.1.8. Aislante.

La funcionalidad del aislante es reducir al mínimo posible las pérdidas de calor de los diferentes circuitos de distribución. El diámetro del tubo determina el espesor del aislante, si éste discurre por el interior o por el exterior del edificio y de la temperatura del fluido de trabajo que circula por su interior. En la instrucción técnica IT 1.2.4.2.1 “Aislamiento térmico de redes de tuberías del RITE” se recogen los espesores para una serie de diámetros dados.

Los materiales más utilizados como aislamiento en tuberías son: coquillas de fibra de vidrio, lana de roca, coquilla elastomérica, poliuretano expandido, etc. El material seleccionado debe soportar las temperaturas de trabajo de cada circuito. Para fluidos cuyas temperaturas máximas no suelen exceder los 110 °C se emplea normalmente las coquillas elastoméricas, aunque existen modelos que pueden soportar temperaturas de uso de hasta 150 °C. Las coquillas de lana de vidrio soportan temperaturas de hasta 400 °C y son útiles para su uso en circuitos de tuberías de casi cualquier tipo de proceso industrial.

6.1.9. Sistema de seguimiento.

Para poder garantizar una correcta concentración de la radiación solar sobre la superficie absorbente se hace necesario usar un sistema de seguimiento de la trayectoria solar de manera que la superficie reflectora se posicione hacia el Sol, asegurando que la incidencia sea lo más perpendicular posible.

En el caso de los colectores cilindro parabólicos, se requiere que el seguimiento se realice en un solo eje. Esto significa que sea efectuando un único movimiento de rotación que puede seguir la trayectoria solar de forma acimutal, de Este a Oeste, o bien puede realizar el seguimiento de la altura solar.

La geometría y definición de los colectores CCP imposibilita técnicamente el seguimiento a dos ejes. En su caso el foco de concentración es un eje, no un punto.

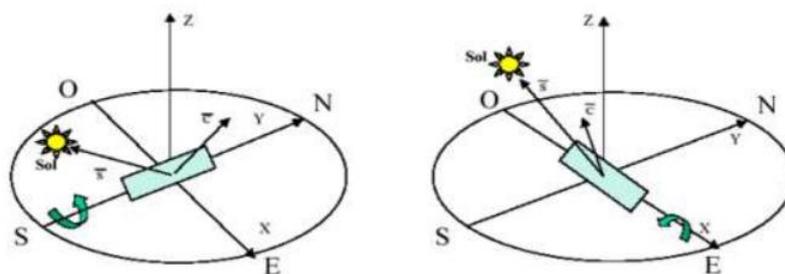


Fig. 6.5. Sistema de seguimiento según orientación del colector[54].

La orientación de los colectores se puede hacer de dos maneras, como ya se había mencionado en apartados anteriores: Norte-Sur o Este-Oeste. Si bien el tipo elegido es Norte-Sur, el seguimiento solar será de Este a Oeste, siguiendo una trayectoria azimutal. De forma viceversa ocurre si la orientación empleada es Este-Oeste, rigiéndose en este caso de la altura solar.

Ambas configuración recogen diferentes densidades energéticas durante el año. En el caso de la orientación Norte-Sur, la energía térmica suministrada de forma diaria varía considerablemente a lo largo del año, llegando a ser hasta tres veces mayor en verano que en invierno, según la latitud y condiciones atmosféricas del sitio. No obstante, en el caso de una disposición Este-Oeste se obtiene una producción mucho más homogénea, aunque una generación neta algo menor que en la otra configuración.

La elección de la configuración dependerá básicamente del tipo de aplicación y del perfil de la demanda. El objetivo es que la producción se adapte en todo momento de la mejor manera posible a la demanda.

Para la disposición Norte-Sur, el absorbedor puede estar desplazado longitudinalmente, saliéndose de su proyección horizontal de tal manera que pueda captar prácticamente al completo los rayos incidentes en la parte norte. De lo contrario, estos se perderían al ambiente. Para ángulos acimutales grandes (primeras y últimas horas del día), las pérdidas asociadas a este fenómeno se agravan.

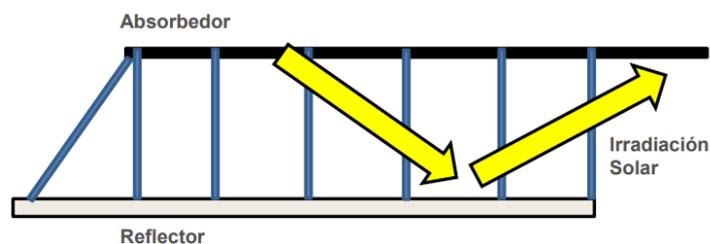


Fig. 6.6. Pérdidas ópticas[54].

6.2. Sistema de almacenamiento.

El empleo de un sistema de almacenamiento permite, en general, una producción mucho más homogénea y durante más horas al día. Mediante la integración de este sistema en la instalación se consiguen varias ventajas:

- El exceso de energía se almacena y, por tanto, se puede emplear posteriormente para generar más cantidad de energía.
- Favorece el funcionamiento de la planta, ya que funciona durante más horas al día, y se reducen los períodos transitorios, paradas y arranques.
- Se puede controlar mejor la temperatura de entrada a la entrada del bloque de potencia.

El sistema de almacenamiento los conforman dos tanque en paralelo: uno almacena fluido “caliente” y el otro “frío”. El fluido almacenado es habitualmente sales fundidas. Por el inconveniente que presenta a temperaturas relativamente bajas, hay que garantizar en todo momento mantener la temperatura por encima del punto de cristalización de las sales. Para ello se suelen incluir unas resistencias dentro del tanque de almacenamiento, evitando en los casos más desfavorables este fenómeno.

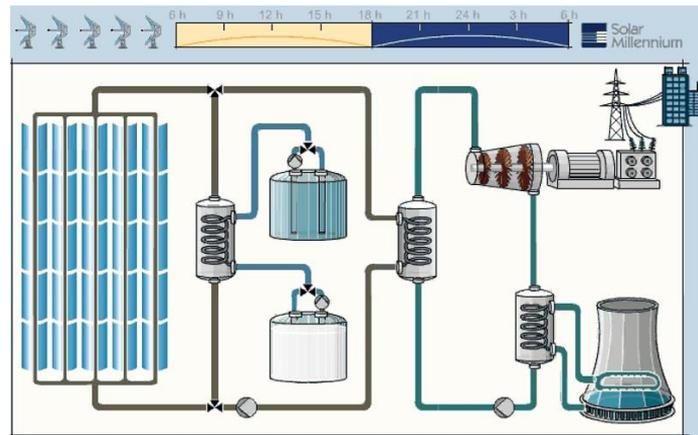


Fig. 6.7. Sistema de almacenamiento[22].

Las sales son calentadas por un intercambiador de calor en su camino hacia el tanque caliente de almacenamiento. Cuando se hace necesario usar esta fuente térmica, las sales pasan otra vez por el intercambiador de calor transfiriendo calor a un aceite que alcanza temperaturas justo por debajo de 400°C.

6.3. Bloque de potencia.

El bloque de potencia acondiciona la energía térmica proveniente del campo solar para producir energía eléctrica. Para poder realizar este trabajo, la central cuenta con numerosos elementos que serán descritos a continuación. Para ello la central emplea un ciclo del tipo Rankine.

El fluido térmico que llega del campo solar o almacenamiento atraviesa un intercambiador de calor, denominado generador de vapor, para transferir la energía térmica a otro circuito que cuenta con agua como fluido y que trabaja a otros niveles de presión que el circuito primario de aceite o sal, por lo general. El vapor húmedo generado se separa para posteriormente elevar la temperatura del vapor saturado mediante el sobrecalentador.

A continuación, el fluido se expande a su paso por la turbina, a través de la cual obtenemos la rotación de la máquina para generar electricidad. Durante este proceso de turbinado, se realizan extracciones del vapor para calentar el agua entrante al intercambiador del generador de vapor, denominado el precalentador. Además, el fluido se pasa por el recalentador para obtener vapor sobrecalentado nuevamente y seguir expandiéndose. Finalmente, el agua que se encuentra a una presión relativamente baja, se enfría gracias a otro intercambiador de calor, el condensador. Este intercambiador de calor descarga el calor recogido a la salida de la turbina mediante una torre de refrigeración.

El presión del agua se eleva nuevamente mediante una bomba tras atravesar el condensador. El agua se va calentando progresivamente con las extracciones de la turbina hasta llegar al desaireador, es decir, un intercambiador de calor abierto en el que se mezcla el flujo con los de extracción. Posteriormente, se hace necesario elevar la presión mediante una bomba para llevar la corriente agua hasta el generador de vapor nuevamente.

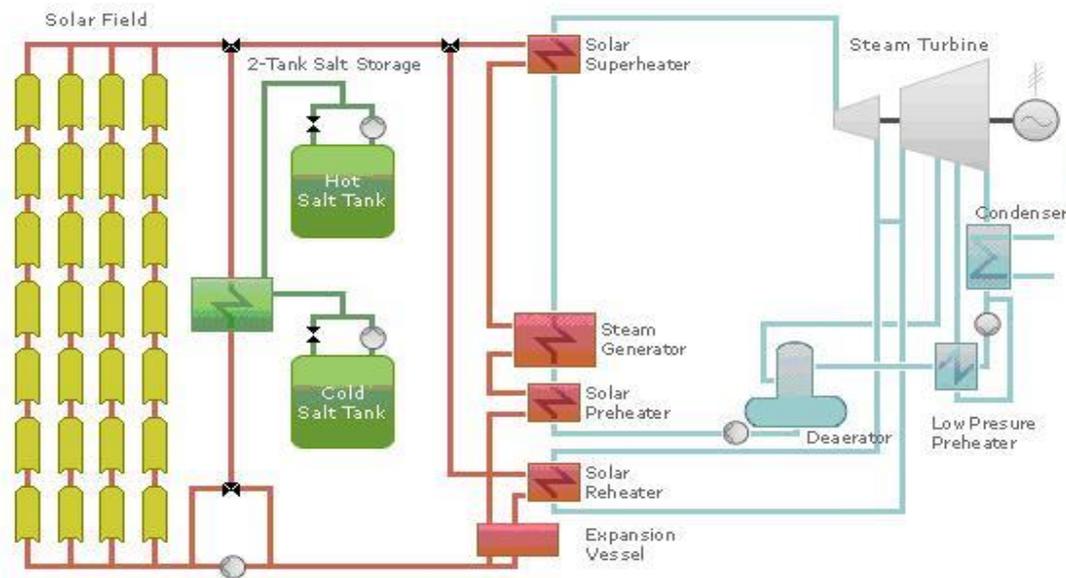


Fig. 6.8. Campo solar y bloque de potencia de una central termosolar[58].

6.3.1. Generador de vapor.

Cuando el vapor se produce mediante un intercambiador de calor, en el caso de generación indirecta, un líquido con baja presión de vapor y buenas propiedades térmicas circula a través del campo de colectores y se calienta manteniéndose en fase líquida, para que, mediante un intercambiador de calor, poder transferir posteriormente a un circuito agua/vapor la energía térmica que ha ganado en el campo solar. Esta tecnología es típicamente empleada en las plantas de CCP.

El generador de vapor es en estos sistemas un intercambiador o una caldera sin llama. Son equipo relativamente costoso porque requiero de tubos de aleación anticorrosivos. La aparición de este elemento obliga a que la temperatura del aceite a la salida del campo de colectores sea algo superior que la del vapor producido para compensar las pérdidas térmicas e irreversibilidades del intercambiador de calor. La temperatura a la salida de los colectores se puede mantener fija regulando el caudal de aceite para adecuarlo a la radiación disponible en el momento. De esta forma, se consigue que la temperatura sea constante. El esquema del generador de vapor dependerá del tipo de vapor a producir, es decir, sobrecalentado o saturado, aunque lo más habitual es el sobrecalentado.

6.3.2. Sobrecalentador.

Este elemento eleva la temperatura del vapor saturado, una vez se ha separado las fracciones líquidas. El vapor sobrecalentado aumenta el rendimiento del ciclo del vapor. El vapor sobrecalentado, entre otras funciones, evita condensaciones en las tuberías y a la vez erosiones y desequilibrios en los equipos.

6.3.3. Turbina de vapor.

La turbina es el corazón de la central: transforma la energía térmica del vapor en energía mecánica, que a través del acoplamiento a un alternador genera energía

eléctrica. Es una máquina industrial madura, conocida y muy experimentada. Se estima que más del 70% de la energía eléctrica generada mundialmente de forma diaria es mediante turbinas de vapor.

El funcionamiento de este equipo se basa la expansión del vapor que se encuentra a una presión determinada para la cual está diseñada la turbina y este se expande haciendo girar unos álabes unidos al eje del rotor. Tras atravesar la turbina, el vapor reduce drásticamente su presión y temperatura. Es una máquina de cierta complejidad por la precisión que requiere su diseño para asegurar una operación óptima, ya que cuando esta trabaja en regímenes distintos al óptimo, su rendimiento decae bastante. Para asegurar un correcto funcionamiento se necesitan sistemas auxiliares como un sistema de lubricación, de refrigeración, cojinetes de fricción y un sistema de regulación y control. Este aparato generalmente se separa en varios tramos separados por niveles de presión (por lo general dos o tres niveles).

Las turbinas empleadas en las centrales tipo Rankine y, por tanto, en centrales termosolares CCP son axiales y suelen integrar en sus primeros escalones álabes de acción para reducir las pérdidas por la holgura entre la carcasa y la punta del álabe. Su principio de funcionamiento se fundamenta en mantener constante la presión entre la entrada y salida del álabe del rotor. Además, en esta holgura se posiciona una banda lateral para evitar flujos secundarios del intradós al extradós.

Los álabes se ven sometidos a grandes esfuerzos por las condiciones de operación exigentes. Para combatir fenómenos como la fluencia debido a elevadas temperaturas, se habilitan unos orificios por los que drena un flujo frío para refrigerar el álabe (film cooling)[59].

Otro factor importante a considerar, especialmente en centrales termosolares CCP por operar a rangos de temperatura de un orden de magnitud de 200°C menos que ciclos Rankine convencionales, aproximadamente, es la formación de gotas al final del turbinado. Esto puede dar origen a un deterioro acelerado de la máquina por el impacto de las gotas en las paredes y álabes de la turbina, por lo que se hacen unas ranuras en los últimos álabes cuya función es evacuar estas gotas gracias a la acción centrífuga (drain hole).

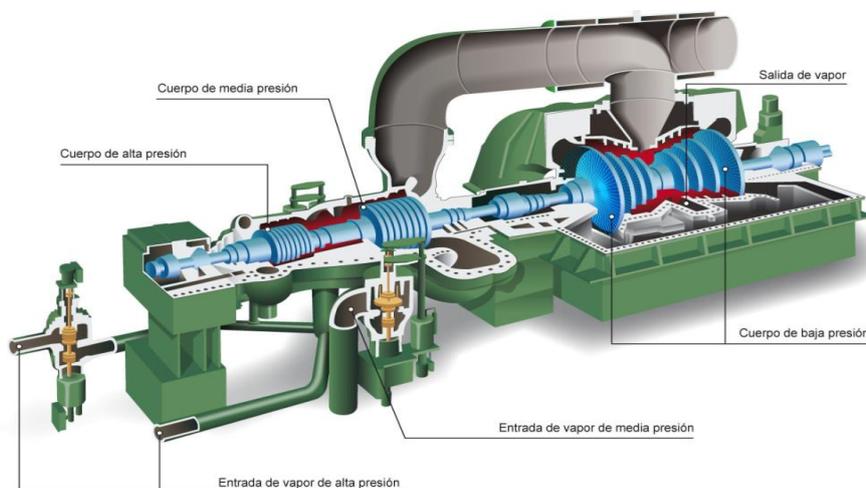


Fig. 6.9. Turbina[60].

6.3.4. Condensador.

El condensador recoge el agua que se encuentra bifásico a baja presión, proveniente de la turbina para extraer el calor de cambio de fase. El agua, tras pasar por este elemento, está listo para ser propulsado por una bomba al precalentador. El condensador es intercambiador cerrado en flujo cruzado habitualmente e intercambia calor con el agua de la torre de refrigeración, en el caso de condensadores de superficie. Por otro lado, los condensadores refrigerados por aire son otra opción para potencias relativamente bajas, teniendo en cuenta que tiene menos capacidad refrigerante que las que son por agua y, por lo tanto, requieren bastante superficie estos aparatos.

6.3.5. Recalentador.

El recalentador es el elemento que recibe la mezcla de líquido y vapor proveniente de la etapa de alta presión de la turbina de vapor y la convierte en una corriente de vapor sobrecalentado a la presión de la turbina de baja presión. Funciona de manera análoga al generador de vapor.

Recibe las sales a alta temperatura y la retorna a la temperatura del tanque frío de almacenamiento o bien es calentada por fluido proveniente del campo solar . Este sistema también será capaz de operar con diferentes caudales y temperaturas en función de los requerimientos para un momento dado.

6.3.6. Precalentador.

Los precalentadores son intercambiadores tubo-carcasa utilizados para aumentar la temperatura del agua de alimentación y aumentar de este modo el rendimiento global. Hay dos grupos de precalentadores, son los denominados feed water heaters: los de alta presión y los de baja presión.

Los precalentadores de baja presión calienta proveniente del condensador el agua mediante las extracciones realizadas en la turbina de baja presión. El flujo procedente de las extracciones es redirigido hacia el siguiente precalentador y finalmente converge al condensador.

Los precalentadores de alta presión se sitúan aguas abajo del desaireador. Realizan la misma operación que los anteriores precalentando el agua procedente del desgasificador.

6.3.7. Desaireador.

El desaireador es un intercambiador abierto en el que se mezcla el condensado de la etapa de baja presión y las extracciones de la turbina de alta. Se encarga de eliminar los gases que no han sido posible eliminar en el condensador, como el oxígeno, que causan el fenómeno de la corrosión en el acero y en reduciendo la vida útil de la instalación. Este elemento también sirve de tanque de almacenamiento de agua para la alimentación del generador de vapor.

6.3.8. Torre de refrigeración.

Las torres de refrigeración suministran el agua al condensador para evacuar el calor de la corriente proveniente de la turbina de vapor. Existen diversos tipos de torres, según su forma de impulsarse (convección forzada o natural), la dirección del flujo, fluido de transferencia (aire o agua), etc.

Para instalaciones de potencia relativamente baja, en la práctica se suelen emplear torres de refrigeración húmedas de tiro mecánico inducido con flujo en contracorriente. El agua suministrada del condensador penetra la torre de refrigeración por su parte superior y se cae sobre un empaquetamiento de relleno que renueva la superficie del agua que se está enfriando. El agua durante la caída se encuentra con una corriente de aire frío que es impulsado por un ventilador situado en la parte alta de la torre. En este cruce de flujos, se evapora una fracción del agua, otra es arrastrada por el viento y la mayor parte cae al fondo de la torre, a la zona de la piscina, desde donde es enviada nuevamente hacia el condensador. Se requiere, por tanto, un suministro de agua de reposición, teniendo en cuenta que además se hacen purgas continuas de agua para garantizar que esté operando con unas propiedades óptimas en todo momento y evitar deposiciones de materiales.

7. MÉTODO DE CÁLCULO Y DISEÑO

Hasta el momento, se ha abordado el desarrollo desde un punto de vista teórico para poner en contexto social, económico y técnico el proyecto. En esta sección se procederá a la definición del procedimiento de cálculo empleado para cuantificar los parámetros más relevantes que conciernen al proyecto que se pretende desarrollar. Para ello, como adelanto informativo, se indica que el estudio que se abarca se lleva a cabo desde una perspectiva algo generalista, sin entrar en demasiada profundidad en algunos aspectos técnicos, especialmente, sobre centrales termosolares o con biomasa, puesto que ya se han desarrollado en otros trabajos relativos al tema en cuestión (véase [23] o [55]). La forma de abordar el procedimiento de cálculo trata de dar una aproximación bastante objetiva de la viabilidad técnica y económica, que se expondrá capítulos posteriores, sobre la idea de hibridar las dos tecnologías implicadas.

7.1. Localización y datos meteorológicos.

El emplazamiento elegido se encuentra en el municipio de Granadilla de Abona, Tenerife. Este lugar se encuentra al sur de la isla ($28^{\circ}07'00''\text{N}$ $16^{\circ}35'00''\text{O}$) y cuenta con $162,44 \text{ km}^2$, lo que supone casi el 8% del total insular, siendo el tercer municipio más grande en extensión de Tenerife[61].

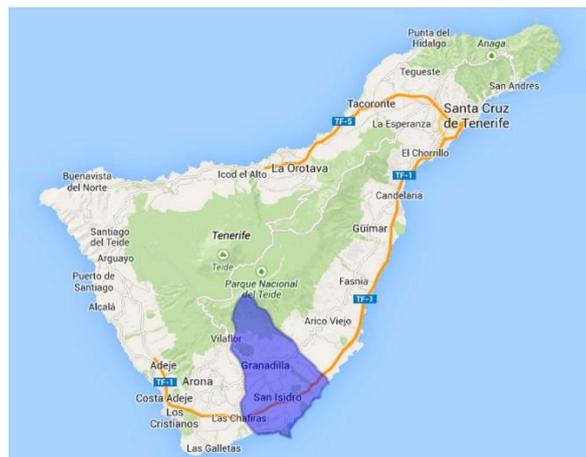


Fig. 7.1. Ubicación de Granadilla de Abona, Tenerife[61].

La isla presenta una diversidad de microclimas, que por lo general se caracteriza por una mayor humedad y frío en la zona norte, mientras que la zona sur es algo más seca y cuenta con mayores temperaturas promedio anuales. Granadilla de Abona se expone a una climatología bastante seca y con muchas horas de radiación solar anuales, al encontrarse en un espacio abierto no rodeado de ningún tipo de montañas u obstáculo. Dispone de amplios terrenos intactos, aptos para una explotación industrial como la que se plantea en este proyecto. En la siguiente tabla se adjunta una recopilación de parámetros climatológicos histórica recogida por la AEMET.

Tabla 7.2. Datos históricos.[62]

Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Temp. máx. media (°C)	21.6	22.0	23.1	22.9	23.7	25.3	27.5	28.4	27.9	26.5	24.7	22.7	24.7
Temp. media (°C)	18.4	18.6	19.4	19.4	20.3	22.0	23.8	24.7	24.4	23.2	21.5	19.6	21.3
Temp. mín. media (°C)	15.2	15.2	15.7	16.0	17.0	18.7	20.1	21.0	20.9	19.9	18.2	16.4	17.9
Precipitación total (mm)	11	14	18	7	1	0	0	0	3	9	27	23	116
Días de precipitaciones (≥ 1 mm)	2	2	2	1	0	0	0	0	1	1	2	3	14
Horas de sol	195	201	218	215	241	249	287	268	203	209	197	199	2670

Las condiciones climáticas a priori son óptimas para plantear un proyecto industrial de esta magnitud. Se aprecia, como ya se mencionó en el apartado 2 referente a la motivación de una planta híbrida, que el clima es bastante regular a lo largo del año. Esto es una garantía de continuidad en la generación eléctrica.

La orientación elegida para los colectores CCP de la central es Norte-Sur, puesto que recoge anualmente una mayor densidad energética que la Este-Oeste, como ya se mencionó en el apartado 6.1.9. sobre los sistemas de seguimiento solar.

7.2. Definición del procedimiento empleado.

El punto de partida del método de cálculo empleado ha sido la recopilación de los datos de radiación directa todas las horas a lo largo del año[63]. Estos datos han sido ordenados en cada mes para posteriormente proceder a sus manipulación. Para cada mes se ha obtenido un vector de 24 componentes (cada uno correspondiente a las horas del día) a través de una media aritmética para cada hora del día durante un determinado mes. En total se han hallado 12 vectores de este tipo y serán los usados para dimensionar los cálculos de la instalación.

Una vez hallado los datos de partida, se ha hecho uso del *paper* de Germán A. Salazar et al.(2017) sobre un modelo analítico de una planta de tipo CCP[64]. En este trabajo se analiza un modelo del flujo de energía en los colectores CCP, evaluando directamente la transferencia de calor en los procesos que se involucran, como los transitorios, o el impacto del campo solar en la eficiencia y potencia de la turbina. El estudio se ha realizado con datos experimentales que son usados para evaluar una planta solar con orientación Norte-Sur en Petrolina, al noreste de Brasil. A partir de los datos obtenidos en el trabajo de Salazar, se ha hecho una extrapolación para ser aplicada particularmente al proyecto de la central híbrida.

Tabla 7.3. Datos de la central de Petrolina.

MES	E_t (MWh/día)	E_u (MWh/día)	E_e (MWh/día)	$\eta_{t,s}$ (%)	$\eta_{g,s}$ (%)
Enero	39,16	19,92	5,69	50,87	14,53
Febrero	34,48	17,74	5,03	51,45	14,59
Marzo	41,15	21,69	6,18	52,71	15,02
Abril	36,12	17,35	4,91	48,03	13,59
Mayo	24,33	9,40	2,64	38,64	10,85
Junio	35,73	14,92	4,24	41,76	11,87
Julio	35,48	14,98	4,25	42,22	11,98
Agosto	55,68	28,37	8,15	50,95	14,64
Septiembre	55,52	30,76	8,82	55,40	15,89
Octubre	54,34	30,44	8,72	56,02	16,05
Noviembre	47,57	25,72	7,38	54,07	15,51
Diciembre	50,56	26,85	7,71	53,11	15,25
Media anual (MWh/día)	42,51	21,51	6,14		
Total anual (MWh/año)	15.516,15	7.851,76	2.242,32		
$\eta_{t,s}$ medio (%)	49,60				
$\eta_{g,s}$ medio (%)	14,15				
η_a medio (%)	28,50				

Concretamente, a partir de los valores de energía térmica total, útil y eléctrica se ha podido obtener unos rendimientos térmicos y globales de la central que serán usados este proyecto particular. Teniendo en cuenta la ubicación en el hemisferio sur de la planta de Petrolina y que, por tanto, los meses de más calor en este lugar coinciden con los de más frío en el hemisferio norte, se han aplicado estos rendimientos con un desfase de seis meses.

A continuación, para poder dimensionar el calor total captado por los colectores, es necesario obtener el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre los colectores para todos los días del año, durante las horas de luz solar, a fin de hallar un ángulo de incidencia θ promedio para cada mes. Para ello, previamente se hace necesario calcular varios ángulos ya mencionados en el subcapítulo 3.6.: el ángulo horario para las horas de luz solar consideradas, la declinación solar para todos los días del año y buscar la latitud del emplazamiento. Finalmente, con todos ellos se halla θ de cada hora de luz solar (puesto que solo interesan estos) para todos los días del año para finalmente hallar un ángulo de incidencia medio para cada mes.

Llegados a este punto, se procede con el dimensionamiento del calor total. Para ello los días empleados, como ya se ha mencionado, han sido vectores compuestos de 24 componentes de radiación media para cada mes. Además, se ha fijado una generación máxima de 50MW, motivada por la legislación vigente que se explicará en el siguiente capítulo. Para finalmente obtener el calor total Q_t se ha iterado con valores de área del campo de colectores de tal forma que para una hora del año en concreto llegue a esa producción máxima de 50MW (coincidiendo en el mes de mayor pico de radiación). Con el calor total ya dimensionado, aplicando los rendimientos extraídos del

paper, se puede obtener la generación eléctrica y calor útil para los días usados para el dimensionamiento (recordemos que son el promedio mensual).

Posteriormente, se calculará la potencia máxima y mínima de la turbina (se supondrá que la potencia eléctrica es en todo momento la del eje de la turbina, es decir con un rendimiento ideal), teniendo en cuenta que para la máxima serán los 50MW establecidos que se producirán a la hora pico más alta del año; y para la mínima potencia se buscará el punto tal que no permita que sobre energía térmica para el día siguiente y tenga que ser desechada. Para este último caso, se tomarán dos días exactamente iguales (coincidiendo con el mes de mayor densidad energética) y se calcula en qué punto del almacenamiento térmico, tanto la carencia de energía en algún momento de la noche-primeras horas de la mañana como el exceso de energía se hacen nulos, a través de una sencilla iteración quitando más o menos área descrita por la curva durante las horas de sol, para ir aportando a las horas no solares.

7.3. Selección de días para el diseño.

Como ya se ha detallado en el punto anterior, la selección de los días para dimensionar la central en todo momento han sido los promedios de la radiación cada hora durante un determinado mes. Realmente para cada hora del día los datos de radiación obtenidos son valores promedios medidos entre la anterior hora y la siguiente, es decir, si por ejemplo estudiamos el valor de radiación a las 11.00h, este es el promedio entre las 10.00h y 11.00h (corresponde aproximadamente con el de las 10.30h). Destacar que durante la explicación de los cálculos, la hora 1 será la primera hora del día (primer valor del día tomado a las 00.30h) y la hora 24 la última (23.30h). De estos resultados de radiación diaria será especialmente importante para tener en cuenta el mes de agosto, por tratarse del que tiene un mayor pico, como se observará a continuación.

Los 12 vectores obtenidos son los siguientes:

Tabla 7.3. Radiaciones medias mensuales.

Radiaciones medias mensuales (W/m ²)												
Hora	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	258,80	366,35	321,53	355,68	366,29	199,50	0	0	0
9	0	339,29	393,87	453,67	472,52	430,73	473,94	481,77	461,03	453,00	402,67	160,87
10	473,84	492,00	485,10	555,10	599,29	521,77	578,90	597,42	540,90	578,23	530,47	494,48
11	535,84	599,04	579,13	594,50	641,19	573,40	660,74	678,97	653,13	637,26	606,63	519,45
12	581,19	681,86	624,97	628,10	644,58	648,93	722,90	735,77	697,47	681,06	674,07	570,45
13	604,39	717,04	639,55	645,73	672,19	664,47	733,77	735,13	741,00	715,03	690,70	611,16
14	629,65	720,14	653,26	657,17	702,77	676,57	746,23	750,03	738,97	697,77	663,40	639,48
15	638,81	692,29	650,00	638,83	655,48	645,20	736,71	752,45	713,83	685,03	638,43	615,74

Hora	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
16	602,03	647,04	616,26	630,80	582,00	657,43	683,00	697,65	649,50	636,58	563,67	578,35
17	501,03	588,50	545,84	554,37	540,90	581,10	582,90	630,29	597,27	544,61	473,97	503,71
18	371,90	464,96	432,29	453,90	501,26	477,50	501,42	526,32	446,97	436,71	233,67	160,32
19	0	0	275,42	303,00	349,32	355,03	401,29	401,71	175,50	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

7.4. Cálculo del ángulo de incidencia.

Para poder calcular el ángulo de incidencia promedio de cada mes durante las horas de sol se ha usado la expresión matemática:

$$\cos\theta = \sqrt{(\text{sen}\phi \cdot \text{sen}\delta + \text{cos}\phi \cdot \text{cos}\delta \cdot \text{cos}\omega)^2 + (\text{cos}\delta \cdot \text{cos}\omega)^2} \quad (20)$$

Las variables $\text{sen}\phi$ y $\text{cos}\phi$ permanecen constantes con las horas y los días del año, ya que dependen de la ubicación del emplazamiento exclusivamente. Sin embargo, es necesario calcular $\text{sen}\delta$ y $\text{cos}\delta$ para cada día del año, mientras que el parámetro $\text{cos}\omega$ será hallado para el rango de horas de mayor luminosidad (verano). Para los días menos luminosos, será innecesario hacer uso de los valores de $\text{cos}\omega$ a las horas más tempranas o tardías del día, puesto que a diferencia de los días de verano, la puesta del sol ya se ha producido. En definitiva, acorde al mes, se aplicarán más valores de $\text{cos}\theta$ para obtener el promedio mensual, según la horas de exposición solar diaria. Como cabe de esperar, los valores en los meses de verano serán más elevado que en invierno, ya que la de radiación penetra de manera más perpendicular a la superficie terrestre. En la siguiente tabla se reflejan dichos valores:

Tabla 7.4. Ángulos de incidencia mensuales.

cos(θ)											
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0,7888	0,8542	0,9264	0,9744	0,9871	0,9854	0,9876	0,9844	0,9509	0,8819	0,8064	0,7672

7.5. Cálculo del área del campo solar, calores y potencias.

El cálculo del calor total captado por los colectores toma la forma:

$$Q_t = I \cdot A \cdot \cos\theta \quad (21)$$

Para un valor del área de captación constante es apreciable que la máxima generación de calor tendrá lugar en el momento en el que el producto $I \cdot A$ tome el mayor valor. De forma análoga ocurre con la potencia de la turbina (recordemos la hipótesis de asumirla igual a la potencia eléctrica), pero en este caso incluyendo el término del rendimiento global. Será esta la expresión que realmente nos dimensione el área del campo solar:

$$P_e = I \cdot A \cdot \cos\theta \cdot \eta_{g,s} \quad (22)$$

Tras fijar el valor de la potencia a 50MW en el pico más favorable, es decir, en particular para las 15.00h de agosto, como se puede comprobar en la Tabla 7.5. (recuérdese que esto es realmente a las 14.30h), una sencilla iteración permite calcular un área de campo solar tal que para el momento más favorable del año con los días tomados en cuenta se obtiene esta generación máxima establecida.

Con el valor del área y las potencias eléctricas para cada uno de los días seleccionados de cada mes, se obtiene el calor total Q_t y útil Q_u , según el rendimiento global y térmico, respectivamente, de cada mes.

El calor útil, por tanto, adquiere la forma:

$$Q_u = I \cdot A \cdot \cos\theta \cdot \eta_{t,s} \quad (23)$$

Para un área de 462.740m² se obtiene la siguiente generación anual:

Tabla 7.5. Potencia eléctrica diaria durante el año.

Potencias medias mensuales (MW)												
Hora	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	18,73	25,96	22,36	23,62	24,34	13,18	0,00	0,00	0,00
9	0,00	19,63	26,82	32,83	33,49	29,95	31,47	32,01	30,47	25,13	16,30	6,78
10	20,72	28,47	33,03	40,16	42,47	36,28	38,44	39,70	35,74	32,08	21,48	20,83
11	23,43	34,66	39,44	43,02	45,44	39,87	43,88	45,12	43,16	35,35	24,56	21,88
12	25,41	39,45	42,56	45,45	45,68	45,12	48,00	48,89	46,09	37,78	27,29	24,03
13	26,43	41,48	43,55	46,72	47,64	46,20	48,73	48,85	48,97	39,66	27,97	25,75
14	27,53	41,66	44,49	47,55	49,80	47,04	49,55	49,84	48,83	38,71	26,86	26,94
15	27,93	40,05	44,26	46,22	46,45	44,86	48,92	50,00	47,17	38,00	25,85	25,94

Hora	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
16	26,32	37,43	41,97	45,64	41,24	45,71	45,35	46,36	42,92	35,31	22,82	24,37
17	21,91	34,05	37,17	40,11	38,33	40,41	38,71	41,88	39,47	30,21	19,19	21,22
18	16,26	26,90	29,44	32,84	35,52	33,20	33,30	34,97	29,54	24,23	9,46	6,75
19	0,00	0,00	18,76	21,92	24,76	24,69	26,65	26,69	11,60	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

De manera análoga, como se ha explicado, se obtiene el calor total:

Tabla 7.6. Calor total diario durante el año.

Calores totales medios mensuales (MW/m ²)												
Hora	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	116,69	167,35	146,61	162,55	166,85	87,78	0,00	0,00	0,00
9	0,00	134,11	168,84	204,56	215,84	196,40	216,60	219,45	202,87	184,86	150,26	57,11
10	172,95	194,47	207,95	250,29	273,75	237,91	264,57	272,13	238,01	235,96	197,95	175,55
11	195,58	236,78	248,25	268,06	292,89	261,45	301,97	309,27	287,39	260,05	226,37	184,42
12	212,14	269,52	267,90	283,21	294,44	295,90	330,38	335,15	306,90	277,93	251,54	202,52
13	220,61	283,42	274,15	291,16	307,05	302,98	335,35	334,85	326,06	291,79	257,75	216,98
14	229,82	284,65	280,03	296,31	321,02	308,50	341,04	341,64	325,16	284,75	247,56	227,03
15	233,17	273,64	278,63	288,05	299,42	294,19	336,69	342,74	314,10	279,55	238,24	218,60
16	219,75	255,75	264,17	284,42	265,85	299,77	312,14	317,78	285,80	259,77	210,34	205,33
17	182,88	232,61	233,98	249,96	247,08	264,97	266,40	287,10	262,81	222,24	176,87	178,83
18	135,75	183,79	185,31	204,66	228,97	217,73	229,16	239,74	196,68	178,21	87,20	56,92
19	0,00	0,00	118,06	136,62	159,57	161,89	183,40	182,98	77,22	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Y, además, el calor útil:

Tabla 7.7. Calor útil diario durante el año.

Calores útiles medios mensuales (W/m ²)												
Hora	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	33,43	48,02	42,10	46,43	47,31	25,01	0,00	0,00	0,00
9	0,00	38,53	48,41	58,60	61,93	56,40	61,87	62,22	57,80	52,31	42,20	16,23
10	49,07	55,87	59,63	71,70	78,55	68,32	75,57	77,16	67,81	66,78	55,59	49,89
11	55,49	68,02	71,18	76,79	84,04	75,08	86,26	87,69	81,89	73,59	63,58	52,41
12	60,19	77,43	76,82	81,13	84,48	84,97	94,37	95,03	87,44	78,65	70,64	57,55
13	62,59	81,42	78,61	83,41	88,10	87,00	95,79	94,94	92,90	82,58	72,39	61,66
14	65,20	81,77	80,29	84,88	92,11	88,58	97,42	96,87	92,65	80,58	69,53	64,52
15	66,15	78,61	79,89	82,52	85,91	84,48	96,17	97,18	89,50	79,11	66,91	62,12
16	62,34	73,47	75,75	81,48	76,28	86,08	89,16	90,10	81,43	73,52	59,07	58,35
17	51,89	66,82	67,09	71,60	70,90	76,09	76,09	81,40	74,88	62,89	49,67	50,82
18	38,51	52,80	53,13	58,63	65,70	62,52	65,46	67,98	56,04	50,43	24,49	16,18
19	0,00	0,00	33,85	39,14	45,79	46,49	52,39	51,88	22,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

7.6. Dimensionado de las potencias máxima y mínima de la turbina.

Para abordar los límites superior e inferior de la potencia de la turbina hay que tomar el día que tenga el mayor pico de potencia y aquel que acumule una mayor energía térmica diaria, respectivamente.

En el primer caso, como ya se ha descrito anteriormente, la potencia la limita las 15.00h del mes de agosto, al alcanzarse el pico eléctrico de 50MW. Se puede apreciar a continuación la curva que adopta el mes de agosto con su correspondiente pico máximo:

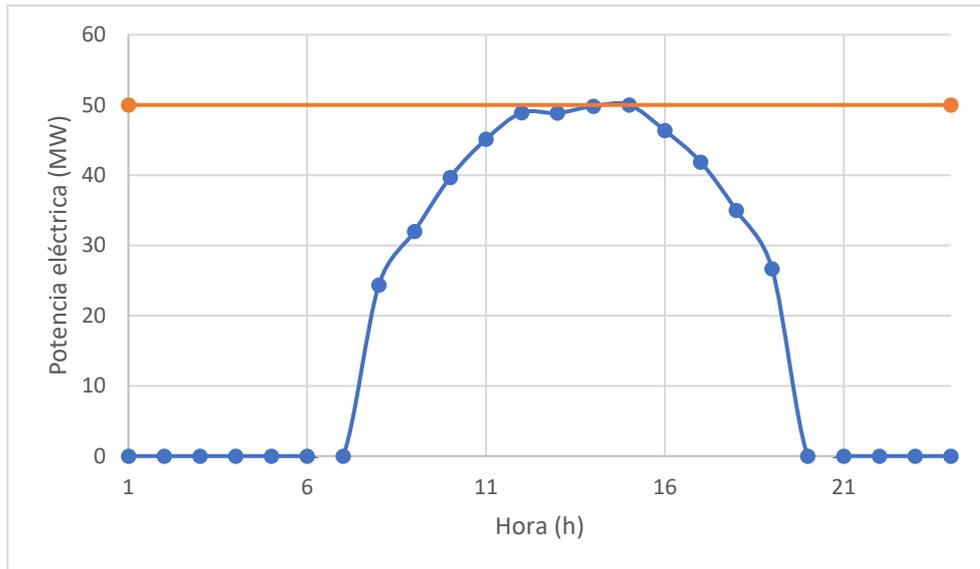


Fig. 7.2. Limitación de la máxima potencia de la turbina.

Sin embargo, para el cálculo de la mínima potencia se ha planteado un almacenamiento térmico, que coincide también durante el mes de agosto (como se justificará en el posterior capítulo), tal que cubra la demanda de forma continua hasta que al día siguiente el campo solar comience a generar autónomamente. Para este planteamiento se han hallado los siguientes valores:

Tabla 7.8. Almacenamiento y calor total para mínima potencia.

Total almacenamiento (MWh _t)	Calor total nominal (MW _t)
1.674,84	139,57

Imponiendo como cota inferior estos parámetros, se obtiene la gráfica que se muestra a continuación, cuya área sombreada de color rojo durante las horas valles corresponde al almacenamiento durante las horas diurnas. Para integrar el área bajo la curva basta con calcular la suma de rectángulos que describen la potencia por unidad de hora.

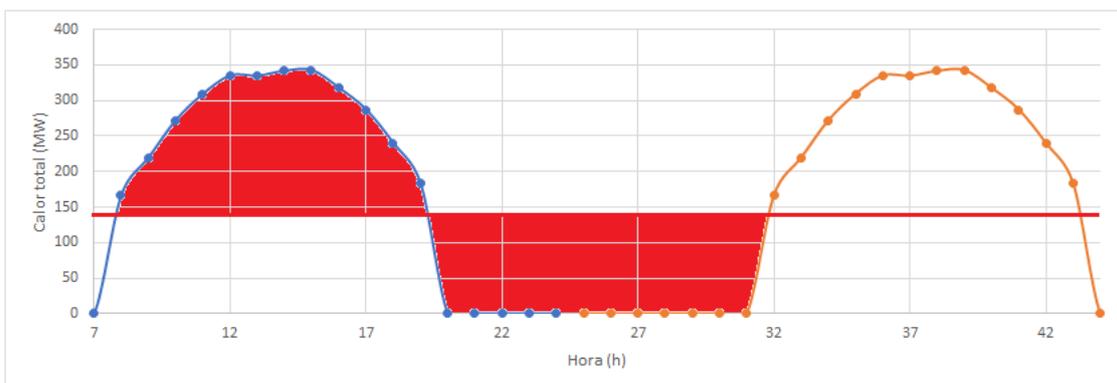


Fig. 7.3. Limitación del calor total mínimo.

Aplicando el rendimiento global $\eta_{g,s}$ a la anterior curva se obtiene la limitación de la potencia de la turbina:

Tabla 7.9. Potencia nominal para mínima potencia y rendimiento global del mes de agosto.

Potencia nominal mínima (MW _e)	Rendimiento global en agosto (%)
20,36	14,59

De forma análoga, se puede graficar el calor total la potencia de turbina a través del rendimiento, obteniendo una curva con la misma forma, como cabe de esperar:

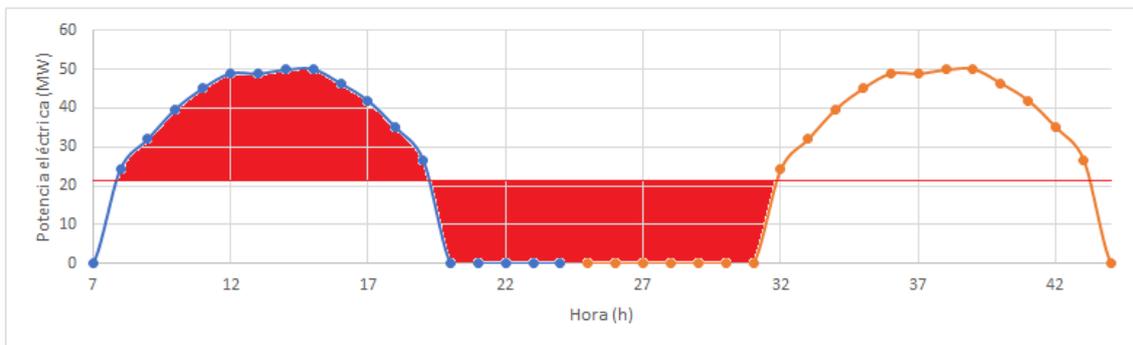


Fig. 7.4. Limitación del calor total mínimo.

8. ANÁLISIS DE LOS CÁLCULOS Y DISEÑO

En este capítulo se pretende hacer una interpretación de carácter técnica sobre los cálculos hallados previamente. Para ello se hará un análisis especialmente cuantitativo sobre los anteriores resultados y se estudiará la coherencia de estos comparándolos con datos sobre otro tipo de centrales que hagan uso de estas tecnologías renovables.

8.1. Definición del tipo de central termosolar.

Atendiendo al rango de operación de potencia de la turbina, se diferencian claramente dos vertientes: una central que usa todo el recurso disponible y otra que almacena energía para proveerlo durante las horas no solares. Se procederá a un estudio que se base en los dos extremos especialmente, y no tanto en valores intermedios del rango de servicio de la turbina.

El objetivo es en todo momento mantener una producción constante, como ya se ha definido en el capítulo 2.

8.1.1. Máxima potencia.

Esto supone que para el caso de máxima potencia nominal no existe un sistema de almacenamiento, visto que el calor se empleará en todo momento para la generación eléctrica.

Cierto es que se ha dimensionado esta potencia máxima de 50MW con un valor de radiación a una determinada hora en un día que realmente es ficticio (recuérdese que se ha utilizado los valores promedio de radiación para cada hora del mes). Esto supone que en realidad habrá días que a determinadas horas superen la radiación pico usada en el mes de agosto para dimensionar la instalación, provocando una mayor generación energética al umbral establecido. Esto implicará que para mantener la producción constante habrá que desperdiciar la energía sobrante. Este fenómeno ni tiene lugar realmente tantos días al año ni es tal la diferencia energética de esos días respecto al tomado para dimensionar como para que fuera viable establecer un sistema de almacenamiento, tanto por la parte técnica como económica, que se detallará en el siguiente capítulo. Usando el valor promedio tomado para los cálculos se consigue en general una producción más cercana y homogénea respecto al nivel establecido.

8.1.2. Mínima potencia.

Por otra parte, para generar la mínima potencia con las exigencias y condiciones descritas, sigue planteando de forma similar el mismo problema que en el caso de máxima potencia: la energía almacenada no cubrirá en exactitud, en este caso ya sea por exceso o déficit, las horas valle, debido a una radiación a lo largo del día distinta a la empleada en los cálculos para hallar el punto de mínima generación. Sin embargo, siguiendo la tendencia del anterior diseño, se ha buscado el punto más equilibrado posible para evitar irregularidades en la variación energética durante las horas no solares, tratando de favorecer la continuidad en la producción.

8.2. Contribución de energía solar y de biomasa.

Para cubrir los huecos energéticos que surgen a lo largo del día se hace uso del sistema de biomasa. Las carencias energéticas solares se pueden diferenciar en tres zonas principales:

- Las franjas horarias nocturnas de radiación nula (1).
- Las franjas horarias de crecimiento o decrecimiento de radiación solar (2).
- La hora pico de un día que no llegue a la potencia nominal (3).

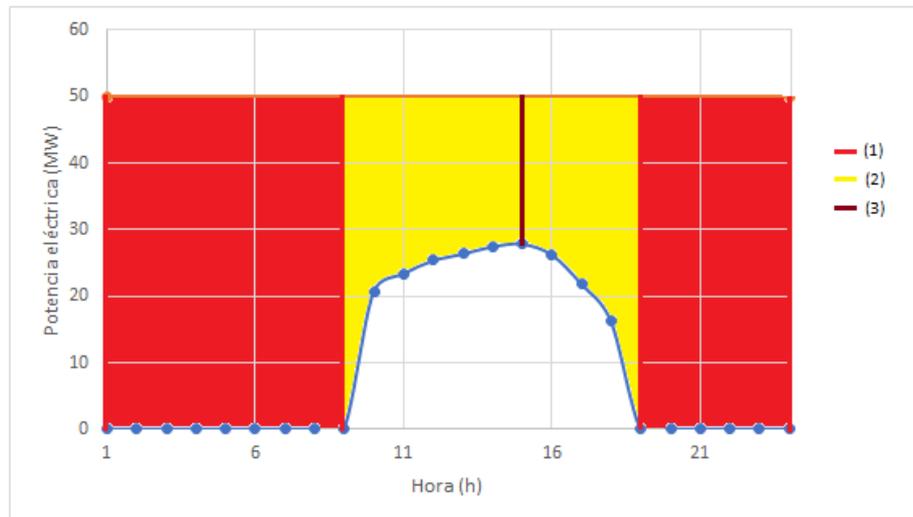


Fig. 8.1. Perfil de la potencia eléctrica durante el mes de enero.

En este apartado se va a analizar la contribución energética relativa de ambas tecnologías. Para ello se ha tomado el mes de mayor densidad de radiación (agosto), el de menor (diciembre) y uno intermedio (octubre). Posteriormente, se hará el análisis más interesante, que será el de la contribución neta anual, así como un estudio del consumo energético y másico de la biomasa en función de la potencia de la turbina.

Para poder cuantificar la cantidad de biomasa (tanto másica como energéticamente) que necesitamos en todo momento, se hará uso de los siguientes datos:

Tabla 8.2. A la izquierda rendimiento global de una central térmica alimentada con biomasa, cuyo valor es tomado arbitrariamente dentro de un rango operativo especificado[65]. A la derecha el PCI del hueso de aceituna con un 15% de base húmeda[47].

$\eta_{g,b}$ (%)	$PCI_{w.b.=15\%}$ (MWh/Tn)
33	4,48

8.2.1. Contribución en agosto.

Tabla 8.2. Contribución de la energía solar y biomasa a la generación para agosto. ¹Los vacíos energéticos son cubiertos en su totalidad por biomasa. ² Los vacíos son cubierto en su plenitud con almacenamiento térmico, no biomasa.

Hora	Capacidad de generación (MWh _e)	Cubierto con biomasa/almacenamiento térmico	
		Potencia nominal máxima ¹ (MWh _e)	Potencia nominal mínima ² (MWh _e)
1	0,00	50,00	20,36
2	0,00	50,00	20,36
3	0,00	50,00	20,36
4	0,00	50,00	20,36
5	0,00	50,00	20,36
6	0,00	50,00	20,36
7	0,00	50,00	20,36
8	24,34	25,66	0,00
9	32,01	17,99	0,00
10	39,70	10,30	0,00
11	45,12	4,88	0,00
12	48,89	1,11	0,00
13	48,85	1,15	0,00
14	49,84	0,16	0,00
15	50,00	0,00	0,00
16	46,36	3,64	0,00
17	41,88	8,12	0,00
18	34,97	15,03	0,00
19	26,69	23,31	0,00
20	0,00	50,00	20,36
21	0,00	50,00	20,36
22	0,00	50,00	20,36
24	0,00	50,00	20,36
	Energía total a suministrar de biomasa diaria (MWh _e /día)	661,34	0,00
	Contribución porcentual de biomasa (%)	55,11	0,00
	Contribución porcentual de energía solar (%)	44,89	100,00

Se aprecia, por un lado, que el diseño de máxima potencia requiere un abastecimiento energético proveniente de la biomasa algo superior a la mitad del total (concretamente 55,11%, frente al 44,89% de origen solar).

Como cabía de esperar, en el diseño de mínima potencia, la aportación de la biomasa es nula, ya que el almacenamiento térmico cubre la demanda durante las horas de escasez de radiación. Obviamente, como ya se hizo hincapié sobre el tema, esto es

una mera aproximación sobre un día estándar de agosto, lo que implica en realidad una ligera aportación energética por parte de la biomasa en días de mayor déficit.

En el siguiente gráfico se establece una relación entre la contribución energética relativa de cada fuente de energía según la potencia de la turbina:

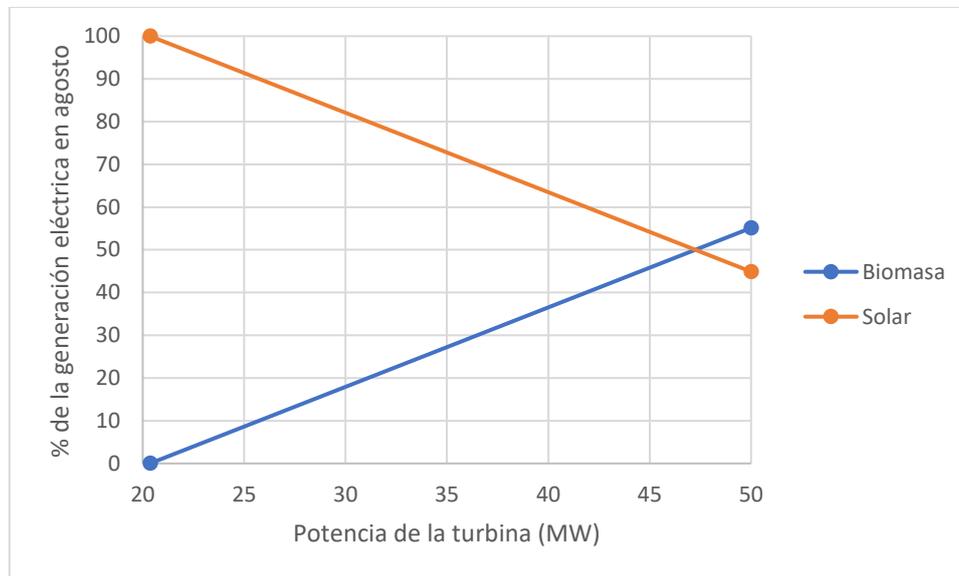


Fig. 8.2. Contribución porcentual en agosto de energía solar y de biomasa según la potencia de la turbina.

8.2.2. Contribución en octubre.

Tabla 8.3. Contribución de la energía solar y biomasa a la generación para octubre. ¹Los vacíos energéticos son cubiertos en su totalidad por biomasa. ²Los vacíos energéticos son cubiertos parcialmente por almacenamiento térmico y por biomasa.

Hora	Capacidad de generación (Mwh _e)	Cubierto con biomasa/almacenamiento térmico	
		Potencia nominal máxima ¹ (Mwh _e)	Potencia nominal mínima ² (MWh _e)
1	0,00	50,00	20,36
2	0,00	50,00	20,36
3	0,00	50,00	20,36
4	0,00	50,00	20,36
5	0,00	50,00	20,36
6	0,00	50,00	20,36
7	0,00	50,00	20,36
8	0,00	50,00	20,36
9	25,13	24,87	0,00
10	32,08	17,92	0,00
11	35,35	14,65	0,00

Hora	Capacidad de generación (MWh _e)	Potencia nominal máxima ¹ (MWh _e)	Potencia nominal mínima ² (MWh _e)
12	37,78	12,22	0,00
13	39,66	10,34	0,00
14	38,71	11,29	0,00
15	38,00	12,00	0,00
16	35,31	14,69	0,00
17	30,21	19,79	0,00
18	24,23	25,77	0,00
19	0,00	50,00	20,36
20	0,00	50,00	20,36
21	0,00	50,00	20,36
22	0,00	50,00	20,36
24	0,00	50,00	20,36
	Energía total a suministrar de biomasa diaria (MWh _e /día)	813,54	152,20
	Contribución porcentual mensual de biomasa (%)	67,80	31,15
	Contribución porcentual mensual de energía solar (%)	32,20	68,85

En el caso de octubre se observa un reparto algo más regular: el diseño de máxima potencia tiene una mayor contribución de biomasa que de solar, mientras que en el de mínima potencia tiene un comportamiento viceversa, con unas contribuciones muy similares en el paso de un diseño a otro (67,80% de biomasa en la máxima potencia y 68,85% de energía solar en la mínima potencia).

Además, se aprecia que durante las horas de radiación en el diseño de 50MW no alcanza el umbral máximo en su hora pico, siendo necesario una aportación continuada a lo largo del día. Es decir, en líneas generales se hace necesario un mayor suministro de biomasa, a diferencia del caso de agosto, debido a una menor radiación diaria. No obstante, en el caso de mínima potencia no se requiere usar biomasa durante las horas de radiación solar, ya que la energía solar cubre la demanda, mientras que durante las horas nocturnas habrá que cubrir la proporción que no alcanza a llenar el almacenamiento térmico con biomasa.

La relación para el mes de octubre entre la aportación de ambas fuentes energéticas en función de la potencia de diseño es la siguiente:

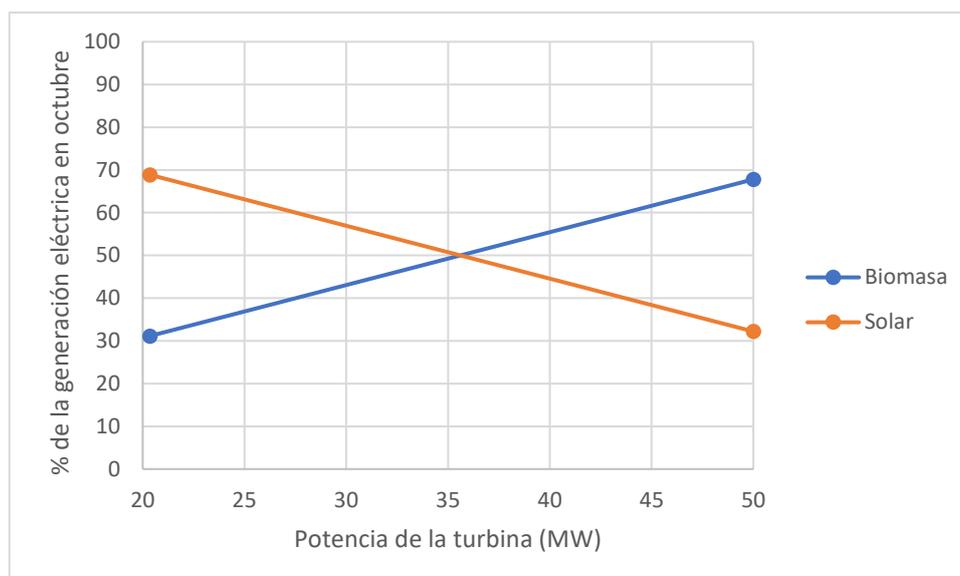


Fig. 8.3. Contribución porcentual en octubre de energía solar y de biomasa según la potencia de la turbina.

8.2.3. Contribución en diciembre.

Tabla 8.4. Contribución de la energía solar y biomasa a la generación para diciembre. ¹Los vacíos energéticos son cubiertos en su totalidad por biomasa. ²Los vacíos energéticos son cubiertos parcialmente por almacenamiento térmico y por biomasa.

Hora	Capacidad de generación (Mwhe)	Cubierto con biomasa/almacenamiento térmico	
		Potencia nominal máxima ¹ (Mwhe)	Potencia nominal mínima ² (Mwhe)
1	0,00	50,00	20,36
2	0,00	50,00	20,36
3	0,00	50,00	20,36
4	0,00	50,00	20,36
5	0,00	50,00	20,36
6	0,00	50,00	20,36
7	0,00	50,00	20,36
8	0,00	50,00	20,36
9	21,65	28,35	0,00
10	26,16	23,84	0,00
11	34,00	16,00	0,00
12	36,40	13,60	0,00
13	36,40	13,60	0,00
14	24,01	25,99	0,00
15	14,62	35,38	5,74
16	21,65	28,35	0,00
17	19,38	30,62	0,98

Hora	Capacidad de generación (Mwhe)	Potencia nominal máxima ¹ (Mwhe)	Potencia nominal mínima ² (Mwhe)
18	0,00	50,00	20,36
19	0,00	50,00	20,36
20	0,00	50,00	20,36
21	0,00	50,00	20,36
22	0,00	50,00	20,36
24	0,00	50,00	20,36
Energía total a suministrar de biomasa diaria (MWh _e /día)		915,72	254,37
Contribución porcentual mensual de biomasa (%)		76,31	52,06
Contribución porcentual mensual de energía solar (%)		23,69	47,94

Para el último mes analizado, diciembre, se aprecia la decreciente contribución solar respecto a los demás meses estudiados. Es observable que la contribución de biomasa es mayor que la energía solar en todo momento. Prácticamente tres cuartas partes de la energía la provee en el diseño de máxima potencia la biomasa, mientras que en el de mínima potencia, que recordemos en agosto la aportación de biomasa teóricamente era nula, cada una de las energías supone la mitad de la contribución total, aproximadamente. La tendencia para ambos diseños es la misma que para el mes de octubre, aunque algo más acusada, con la salvedad de que para el diseño de mínima potencia se hace necesario incluso llegar a suministrar biomasa a la caldera en algunas horas puntuales de radiación (véase a las 15.00h o las 17.00h).

La relación para el mes de diciembre de la aportación de ambas recursos en función de la potencia de diseño es la siguiente:

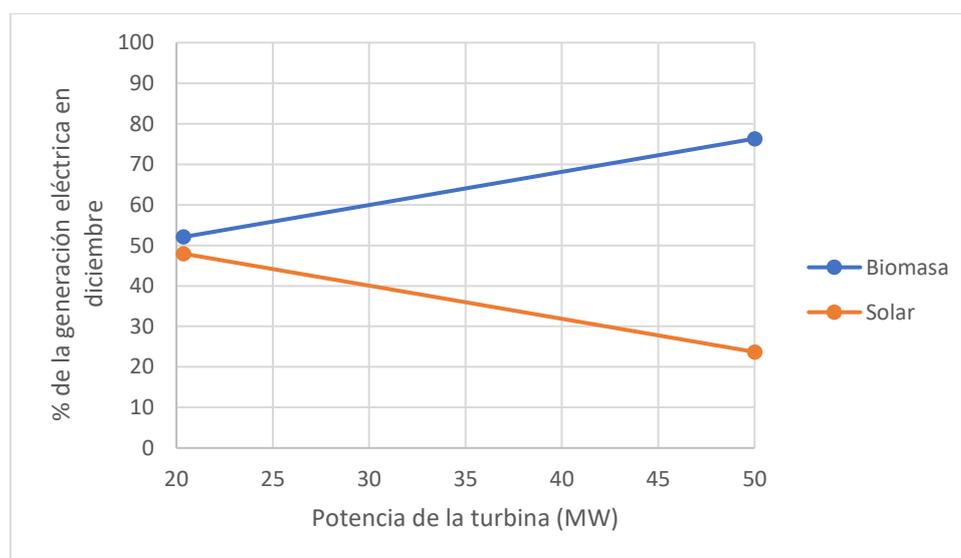


Fig. 8.4. Contribución porcentual en diciembre de energía solar y de biomasa según potencia de la turbina.

8.2.4. Contribución neta anual.

Para afrontar los cálculos relativos al consumo de energía y masa de biomasa se obtiene en primer lugar la generación eléctrica anual considerando dos hipótesis que sostendremos durante el estudio del proyecto: una producción constante y continua durante todos los días del año, es decir, las 8760h que lo componen.

Partiendo de estas suposiciones, se halla fácilmente la energía eléctrica suministrada anualmente con la sencilla expresión:

$$E_e = P_e \cdot t \quad (24)$$

Tomando para el caso de menor potencia 20,36MW y 50MW para el de mayor, mientras que el tiempo es 8760h en ambos casos.

Con relativa facilidad se puede hallar la energía calorífica que almacena el combustible, aplicando el factor del rendimiento global que previamente se había definido con un valor del 33% para el proceso de generación asociado de la biomasa.

$$E_t = \frac{E_e}{\eta_{g,b}} \quad (25)$$

Con este dato dimensionado, se calcula para todos los meses la energía eléctrica producida a través del sol y se suma la contribución individual de cada mes para hallar la diferencia entre la energía eléctrica total producida y la generada mediante el campo solar. Esto será la energía eléctrica facilitada a través de la biomasa.

$$E_{biomasa} = E_t - E_{solar} \quad (26)$$

El suministro anual en masa se obtiene relacionando la energía calorífica liberada anualmente con el poder calorífico inferior del hueso de aceituna, cuyo valor se ha expresado previamente.

$$m_b = \frac{E_t}{PCI_{w.b.=15\%}} \quad (27)$$

Los resultados de este conjunto de cuentas son los que se ilustran en la siguiente tabla:

Tabla 8.5. Datos del consumo anual de biomasa.

	Potencia nominal máxima	Potencia nominal mínima
Energía eléctrica suministrada anualmente mediante biomasa (GWh _e /año)	300,49	40,85
Energía calorífica liberada anualmente mediante biomasa (GWh _e /año)	910,56	123,77
Contribución másica de biomasa en la generación eléctrica (Tn/año)	67.072,64	9.117,28
Energía eléctrica suministrada anualmente (GWh _e /año)	438,00	178,36

Estableciendo una relación entre la potencia de la turbina y la energía eléctrica cubierta por la biomasa y la masa de combustible consumida, se obtienen los siguientes resultados:

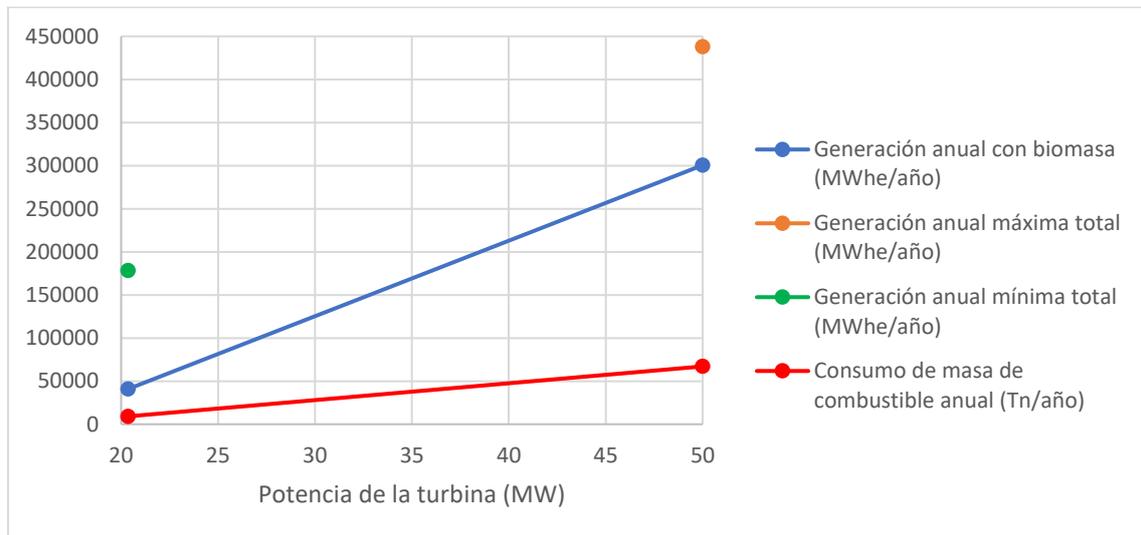


Fig. 8.5. Relación entre el consumo de biomasa y la potencia de la turbina.

8.3. Comparación de resultados con proyectos reales.

Este apartado está dedicado a comparar algunos datos de interés de centrales reales operativas para verificar la coherencia de las magnitudes obtenidas. Por un lado se analizará la central como termosolar. Por otro como una alimentado por biomasa, y finalmente una central híbrida como tal.

Tabla 8.6. Comparación de parámetros con otras centrales.

Nombre	Tipo	Almacenamiento térmico	Potencia nominal (MW _e)	Energía eléctrica anual generada (Gwh _e)	Calor total (MW _t)	η_g medio (%)	Consumo de biomasa (Tn/año)	Referencias
Proyecto personal	Termosolar (CCP)	No	50	150,7	353,44	14,15	No aplica	
		Sí	20,36	137,51	143,921		No aplica	
	Biomasa (hueso de aceituna)	No aplica	50	300,49	151,515	33	67.072,64	
		No aplica	20,36	40,85	61,697		9.117,28	
	Termosolar (CCP) + biomasa (hueso de aceituna)	No	50	438	184,633	27,08	67.072,64	
		Sí	20,36	178,36	110,268	18,46	9.117,28	
Andasol I	Termosolar (CCP)	Sí (7,5h)	50	158	312,5	16	No aplica	[41]
Ibersol Puertollano	Termosolar (CCP)	No	50	103	No especificado	No especificado	No aplica	[66]
ENCE	Biomasa (forestal, variado)	No aplica	50	370	142,857	35	600.000	[67]
Termosolar Borges	Termosolar (CCP) + biomasa (forestal, madera)	No	22,5	98	102	22,06	85.000	[42]

Asumimos que en algunos parámetros hay diferencias notables, a pesar de manejar potencias similares por diversos factores:

- Distinta latitud de los emplazamientos.
- Hipótesis de producción constante y sin paradas.
- Capacidad de almacenamiento más elevada que en los proyectos reales.
- Simplificación de los cálculos respecto a los proyectos reales.

9. ESTUDIO ECONÓMICO SOBRE LA CENTRAL

Una vez abordado el análisis técnico se procederá a estudiar la viabilidad económica de un proyecto de esta escala.

9.1. Definición del método analítico empleado.

Para afrontar esta sección se ha elegido calcular el Valor Actual Neto (VAN o NPV en inglés). Para ello se ha cuantificado por un lado los ingresos que percibirá la central durante la vida útil de la central y, por otro lado, los costes que engloban la realización del proyecto en su totalidad.

En primera instancia, se hará una contextualización al marco legislativo que, entre otros aspectos, regula la facturación de centrales de esta índole. Haciendo uso de las normativas vigentes, se hará una estimación de lo que la empresa percibirá durante los años de funcionamiento.

Seguidamente, se abordarán los costes asociados a la inversión y a la operación de la central. En primer lugar, se hará uso del modelo empírico de Caputo et al. (2005) [68] para ajustar los costes asociados a la inversión a nuestra potencia instalada, de acuerdo a los parámetros que se proponen en el *paper*. Posteriormente, afrontaremos los costes relativos a la funciones de operación y mantenimiento que surgen durante los años de funcionamiento de la central, basándonos en el análisis de costes que ofrece Kumar et al. (2015) [69], [70].

Finalmente, se realizará los flujos de caja correspondientes para la vida útil del proyecto, establecido en 25 años (se justificará a continuación dicho valor), estableciendo una serie de tasa de interés y escalamiento (inflación) de acuerdo a flujo financiero en cuestión. Este capítulo concluirá con la interpretación explícita sobre la rentabilidad de la propuesta, que en su caso será analizada para los dos extremos de operación de la turbina: 50MW y 20,36MW.

9.2. Marco legislativo.

El Real Decreto 413/2014 del 6 de junio [71] regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos. Sin entrar excesivamente en profundidad, definiremos según este RD la denominada instalación tipo a la que se corresponde nuestra central y centraremos la atención especialmente a los artículos que detallan los criterios para la aplicación del régimen retributivo específico, fundamental de cara a comprensión de los ingresos, que se analizarán en la siguiente sección, que perciba la central.

Como introducción al RD anteriormente mencionado, este se encuentra en vigencia y surgió para hacer ciertas modificaciones a la ley 24/2013 del 26 de diciembre [72], una ley que nace en un contexto de *“continuos cambios normativos que han supuesto una importante distorsión en el funcionamiento del sistema eléctrico, y que es necesario corregir con una actuación del legislador que aporte la estabilidad regulatoria que la actividad eléctrica necesita”*, como se cita en el preámbulo de dicha ley. La finalidad básica de este instrumento era *“establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir*

un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna”, haciendo de esta manera mención a la etapa de alta inversión en energías renovables en España por la rentabilidad que se percibía mediante el sistema de primas concedido por el gobierno.

En el *artículo 2. Ámbito de aplicación* se define las categorías, grupos y subgrupos a las que pertenecen las diferentes centrales de energías renovables, cogeneración y residuos:

La energía termosolar se encuentra particularmente en la categoría *b*, grupo *b.1* y subgrupo *b.1.2*:

“b) Categoría b): Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles:

Esta categoría b) se clasifica a su vez en ocho grupos:

1. Grupo b.1 Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

[...]

Subgrupo b.1.2 Instalaciones que únicamente utilicen procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.”

Por otro lado, la biomasa se sitúa en la categoría *b*, grupo *b.8*:

“8. Grupo b.8 Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal en los términos que figuran en el anexo I. Se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.”

Tratándose de una central híbrida, particularmente, en el *Artículo 4. Instalaciones híbridas* se define la categoría, grupo y subgrupo de esta tipología de instalaciones de cara a la identificación para el cálculo de las retribuciones. En concreto a categoría *b*, grupo *b.1* y subgrupo *b.1.2*, es decir, a la misma que previamente se definía para la termosolar:

“1. El régimen retributivo específico regulado en el presente real decreto sólo será aplicable a las instalaciones híbridas incluidas en uno de los siguientes tipos:

[...]

b) Hibridación tipo 2: aquella instalación del subgrupo b.1.2 que incorpore adicionalmente uno o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7 y b.8.

[...]

Para el caso de hibridación tipo 2, la inscripción se realizará en el subgrupo b.1.2, detallando el resto de combustibles utilizados, haciendo constar los grupos o subgrupos que correspondan y el porcentaje de participación de cada uno de ellos en cuanto a energía primaria utilizada.”

Un vez definida la central, se detallará brevemente la regulación de las retribuciones específicas, mediante un fragmento que figuran en el preámbulo II:

“De acuerdo con este nuevo marco, las instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

Para el cálculo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación se considerará para una instalación tipo, los ingresos estándar por la venta de la energía valorada al precio del mercado, los costes estándar de explotación necesarios para realizar la actividad y el valor estándar de la inversión inicial, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada. Se establecerán un conjunto de parámetros retributivos que se aprobarán, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, para cada una de las distintas instalaciones tipo que se determinen, pudiendo segmentarse las instalaciones en función de su tecnología, sistema eléctrico, potencia, antigüedad, etc.”

Destacando entre otros aspectos de dicho preámbulo la justificación de dichas retribuciones de la forma:

“La retribución a la inversión y, en su caso, la retribución a la operación permitirán cubrir los mayores costes de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, de forma que puedan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y puedan obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.”

Los cálculos de estas dos retribuciones figuran en el artículo 16. *Retribución a las inversiones tipo* y artículo 17. *Retribución a la operación de la instalación tipo*.

Tal y como se introdujo en la sección 7.2., donde se definían las limitaciones en cuanto a potencia de la central, el límite de potencia superior de 50MW viene motivado por la tendencia general de proyectos existentes de esta magnitud, elaborados bajo el RD 661/2007 [73] en el que se definía que el régimen especial (derogado posteriormente con el RD 24/2013) era concedido a la producción de electricidad procedente de instalaciones inferiores a 50MW que utilicen fuentes renovables, cogeneración o residuos. Estas instalaciones tenían dos opciones de venta: la tarifa regulada o la venta de la producción, es decir, precio de mercado más una prima.

Por otro lado, destacar que las retribuciones detallados a lo largo del punto 9.2. se contemplan en el BOE para un periodo de 25 años para nuestro tipo de central, lo

que significaría dejar de percibir retribuciones y definirá la vida útil para nuestro proyecto de cara a los cálculos posteriores.

9.3. Cálculos de la facturación.

Siguiendo el hilo del anterior subcapítulo, la central percibirá por su naturaleza ingresos fundamentalmente por tres vías, que serán las que se estudiarán: venta de la energía eléctrica a precio de mercado, retribución a la inversión y la correspondiente a la operación.

En lo que respecta al precio de la venta de energía eléctrica, o *pool* eléctrico, su evaluación se ha hecho mediante la estimación del OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Energía) [74] del precio medio de la electricidad para el mercado diario en el cierre del 2018, fijado en 53,30€/MWh.

En cuanto a las retribuciones, en ambos casos, se ha hecho una simplificación de los cálculos por la complejidad y, en general, la inviabilidad que supondría realizar las cuentas de la manera en que se dictamina en los artículos 16 y 17 en el RD 413/2014, puesto que se precisa de una serie de parámetros cuyo se valores no son especificados en los documentos oficiales ni son de fácil acceso. Además, surge el inconveniente de que estos valores son móviles en el tiempo. De hecho, dichas retribuciones se suelen calcular para períodos semestrales. Es por ello que se ha optado por afrontar estas cuentas extrayendo de un documento de liquidaciones del mes de enero de 2018 de las retribuciones correspondientes a instalaciones de producción renovable, cogeneración y residuos del CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) [75] los siguientes datos: RI (Retribución a la Inversión), RO (Retribución a la Operación), potencia liquidada y energía vendida para las tecnologías de interés en este caso, que son la termosolar y biomasa.

La RI viene definida por la potencia de generación de la central. Por ello, para obtener el factor que cuantifica la relación de euros percibidos por unidad de potencia se ha hecho una simple relación entre la liquidación en RI sobre los megavatios imputados. De manera análoga, se ha procedido con la RO, que en este caso depende de la energía suministrada, a diferencia del RI. Destacar que RI de la instalación será cuantificada con la correspondiente a la tecnologías termosolar, puesto que al tratarse de una central híbrida con biomasa de origen agrario (recuérdese que pertenece al subgrupo b.1.2) la RI se imputa según la tecnología termosolar. La magnitud de las cifras obtenidas mediante dichas relaciones son coherentes de cara a cuantificar los ingresos percibidos en el futuro.

Tabla 9.1. Parámetros de ingresos.

Tecnología	RI (Miles€/MW)	RO (Miles€/GWh)	Pool previsto en cierre de 2018 (€/MWh)
Termosolar	39,36	52,69	53,30
Biomasa	16,64	46,39	

Una vez definidos los parámetros, estos se considerarán constantes en el tiempo en todo momento.

A continuación, se desglosa la información relativa a la facturación:

Tabla 9.2. Desglose de la facturación de ambos diseños. ¹ RO percibido por energía solar. ² RO percibido por biomasa.

	Diseño de máxima potencia		Diseño de mínima potencia	
Potencia (MW)	50,00		20,36	
Energía (GWh _e /año)	438,00		178,36	
RI total (Mill€/año)	23,61		9,62	
RO total (Mill€/año)	7,25 ¹	13,94 ²	7,25 ¹	1,89 ²
Venta a precio del pool (Mill€/MWh _e *año)	23,35		9,51	
Facturación (Mill€/año)	68,15		28,26	
Facturación acumulada al final del proyecto (Mill€/año)	859,98		356,67	

La facturación acumulada al final del proyecto ha sido tomada aplicando unas tasas de interés y escalamiento. Posteriormente, se detallará el cálculo de los flujos de caja, que figuran en el Anexo, para llegar a este resultados.

9.4. Cálculos de los costes.

Los costes de una central eléctrica se dividen en dos partes diferenciadas: los costes de capital o CAPEX (*Capital Expenditures* en inglés) son los gastos correspondientes a la inversión inicial, en los cuales se incurre por el hecho de diseñar, construir y comisionar la planta; y costes de operación u OPEX (*Operating Expenditures*) gastos derivados de todas las labores asociadas con el funcionamiento de la central y, por tanto, variables dependiendo de la operación y la carga de la misma.

9.4.1. Costes de inversión.

Los costes de inversión, inversiones de un montante considerable por parte de las compañías, suelen financiarse a través de deuda (emisión de bonos) y patrimonio neto (reservas, ampliaciones de capital) y se subdividen a su vez en dos categorías: costes directos e indirectos[76]. Dentro de los costes directos se encuentra el coste de la adquisición/construcción de los diferentes equipos y sistemas que constituyen la central. Siguiendo el procedimiento de Caputo et al. (2005), ya descrito en el apartado 9.1., se realizará una estimación de los costes relativos a la inversión de los constituyentes físicos de la central. Esto incluye, entre otras cosas, equipos para la generación, sistemas eléctricos, instalaciones, labores de ingeniería, etc. Para ello se usará una correlación constituido por dos parámetros, a y b , definidas según el elemento en cuestión que estemos dimensionado.

$$C = aP_n^b \quad (28)$$

Otros costes que aparecen como directo son labores como los costes de instalación de equipos, sistemas de instrumentación y control, sistemas auxiliares... que aparecen como tantos por ciento sobre valores de la inversión.

Por otro lado, surgen los denominados costes indirectos, que derivan de actividades como puede ser la ingeniería. Suelen expresarse como tantos por ciento sobre costes directos.

A continuación, se desglosa la información relativa a los costes de capital de la central para un diseño de 50MW:

Tabla 9.3. Costes de equipos del diseño de 50MW. ¹[77]

Coste de equipos			
	Parámetro a	Parámetro b	Coste (Miles€)
Generación de potencia			
Campo solar ¹	-	-	86.777,27
Sistema aceite térmico ¹	-	-	32.966,00
Caldera de biomasa	1.340.000,00	0,694	20.239,04
Turbina de vapor	633.000,00	0,398	3.003,27
Condensador	398.000,00	0,333	1.464,33
Intercambiador de calor (agua refrig.)	51.500,00	0,5129	383,01
Alternador	138.300,00	0,6107	1.507,94
Ventiladores	35.300,00	0,3139	120,53
Bombas del condensador	9.000,00	0,4425	50,82
Bombas de alimentación	35.000,00	0,6107	381,62
Bombas	28.000,00	0,5575	247,93
Manejo-almacenamiento de biomasa			
Almacenamiento de biomasa	114.100,00	0,5575	1.010,33
Manejo de biomasa	46.600,00	0,9554	1.956,96
Compresor y secaderos	11.400,00	0,5575	100,94
Tratamientos de humos			
Equipos de eliminación de NOx y SOx	126.000,00	0,5882	1.258,07
Filtros de humos	66.600,00	0,7565	1.284,53
Almacenamiento de cenizas	88.300,00	0,3139	301,49
Extracción de cenizas	93.500,00	0,4425	527,97
Ventiladores	28.500,00	0,5575	252,36
Conductos de humos	51.500,00	0,5129	383,01
Descarga chimenea	28.500,00	0,5575	252,36
TOTAL (Miles€)			154.469,77

Tabla 9.4. Costes de tuberías, sistema eléctrico y obra civil del diseño de 50MW.

Coste de sistema de tuberías, eléctrico y obra civil			
	Parámetro a	Parámetro b	Coste (Miles€)
Tuberías			
Tanque contra incendios	85.700,00	0,104	128,73
Componentes sistema contra incendios	5.300,00	0,7565	102,22
Sistema contra incendios	6.600,00	0,7565	127,30
Tanque de agua industrial	9.300,00	0,7565	179,37
Tanques	10.300,00	0,5129	76,60
Intercambiador de calor (agua refrig.)	34.200,00	0,5575	302,83
Desgasificador	17.100,00	0,5575	151,42
Válvula by-pass	20.600,00	0,5129	153,20
Válvulas de alta presión	28.500,00	0,5575	252,36
Válvulas de control	10.100,00	0,6756	141,95
Válvulas	28.500,00	0,5575	252,36
Tuberías	42.300,00	0,885	1.348,74
Soportes de tuberías	12.100,00	0,686	177,12
Sistema eléctrico			
Interruptores	13.400,00	0,3672	56,36
Protección eléctrica	44.700,00	0,2266	108,47
Transformador	64.600,00	0,4289	345,88
Transformador auxiliar	14.000,00	0,4425	79,05
Equipo eléctrico	409.100,00	0,6415	5.031,75
Montaje	186.900,00	0,7137	3.049,05
Obras civiles			
Guardia de edificios	70.100,00	0,4425	395,83
Planta de acondic. y sistema ventilación	23.400,00	0,6328	278,18
Obras civiles	1.337.400,00	0,3672	5.625,01
Personal de guardia de edificios	133.700,00	0,3672	562,33
Instalaciones de los edificios	133.700,00	0,7565	2.578,71
Sistema de aguas residuales	6.900,00	0,6107	75,23
TOTAL (Miles€)			21.580,05

Tabla 9.5. Costes totales de la inversión del diseño de 50MW.

Coste de otros componentes del capital total invertido		
Componente del coste	Factor	Coste (Miles€)
Total equipos	A	154.469,77
Tuberías	B	3.394,21
Sistema eléctrico	C	8.670,55
Obras civiles	D	31.095,35
Costes directos de instalación	$E=0,30A$	46.340,93
Servicios auxiliares	$F=0,15A$	23.170,47
Instrumentación y controles	$G=0,10A$	15.446,98
Preparación del emplazamiento	$H=0,10A$	15.446,98
TOTAL DIRECTOS	$DC=A+B+C+D+E+F+G+H$	298.035,23
Ingeniería	$K=0,12A$	18.536,37
Puesta en marcha	$W=0,10A$	15.446,98
TOTAL INDIRECTO	$IC=K+W$	33.983,35
INVERSIÓN TOTAL (Miles€)	$TCI=DC+IC$	332.018,58

De manera similar, procederemos a desglosar los costes del diseño de 20,36MW, teniendo ahora en cuenta los costes relativos a un sistema de almacenamiento térmico.

Tabla 9.6. Costes de equipos del diseño de 20,36MW. ¹[77]

Coste de equipos			
	Parámetro a	Parámetro b	Coste (Miles€)
Generación de potencia			
Campo solar con almacenamiento	-	-	138.673,48
Sistema aceite térmico	-	-	32.966,00
Sistema de almacenamiento térmico ¹	-	-	24.724,00
Caldera de biomasa	1.340.000,00	0,694	10.849,44
Turbina de vapor	633.000,00	0,398	2.100,41
Condensador	398.000,00	0,333	1.085,70
Intercambiador de calor (agua refrig.)	51.500,00	0,5129	241,59
Alternador	138.300,00	0,6107	871,17
Ventiladores	35.300,00	0,3139	90,91
Bombas del condensador	9.000,00	0,4425	34,15
Bombas de alimentación	35.000,00	0,6107	220,47
Bombas	28.000,00	0,5575	150,25
Manejo-almacenamiento de biomasa			
Almacenamiento de biomasa	114.100,00	0,5575	612,26
Manejo de biomasa	46.600,00	0,9554	829,48

Manejo-almacenamiento de biomasa	Parámetro a	Parámetro b	Coste (Miles€)
Compresor y secaderos	11.400,00	0,5575	61,17
Tratamientos de humos			
Equipos de eliminación de NOx y SOx	126.000,00	0,5882	741,66
Filtros de humos	66.600,00	0,7565	650,99
Almacenamiento de cenizas	88.300,00	0,3139	227,40
Extracción de cenizas	93.500,00	0,4425	354,77
Ventiladores	28.500,00	0,5575	152,93
Conductos de humos	51.500,00	0,5129	241,59
Descarga chimenea	28.500,00	0,5575	152,93
TOTAL (Miles€)			216.032,77

Tabla 9.7. Costes de tuberías, sistema eléctrico y obra civil del diseño de 20,36MW.

Coste de sistema de tuberías, eléctrico y obra civil			
	Parámetro a	Parámetro b	Coste (Miles€)
Tuberías			
Tanque contra incendios	85.700,00	0,104	117,25
Componentes sistema contra incendios	5.300,00	0,7565	51,81
Sistema contra incendios	6.600,00	0,7565	64,51
Tanque de agua industrial	9.300,00	0,7565	90,90
Tanques	10.300,00	0,5129	48,32
Intercambiador de calor (agua refrig.)	34.200,00	0,5575	183,52
Desgasificador	17.100,00	0,5575	91,76
Válvula by-pass	20.600,00	0,5129	96,64
Válvulas de alta presión	28.500,00	0,5575	152,93
Válvulas de control	10.100,00	0,6756	77,36
Válvulas	28.500,00	0,5575	152,93
Tuberías	42.300,00	0,885	609,01
Soportes de tuberías	12.100,00	0,686	95,64
Sistema eléctrico			
Interruptores	13.400,00	0,3672	40,52
Protección eléctrica	44.700,00	0,2266	88,49
Transformador	64.600,00	0,4289	235,27
Transformador auxiliar	14.000,00	0,4425	53,12
Equipo eléctrico	409.100,00	0,6415	2.827,62
Montaje	186.900,00	0,7137	1.605,81
Obras civiles			
Guardia de edificios	70.100,00	0,4425	265,99
Planta de acondic. y sistema ventilación	23.400,00	0,6328	157,55
Obras civiles	1.337.400,00	0,3672	4.044,36

Obras civiles	Parámetro a	Parámetro b	Coste (Miles€)
Personal de guardia de edificios	133.700,00	0,3672	404,32
Instalaciones de los edificios	133.700,00	0,7565	1.306,87
Sistema de aguas residuales	6.900,00	0,6107	43,46
TOTAL (Miles€)			12.905,96

Tabla 9.8. Costes totales de la inversión del diseño de 20,36MW.

Costes de otros componentes del capital total invertido		
Componente del coste	Factor	Coste (Miles€)
Total equipos	A	216.032,77
Tuberías	B	1.832,57
Sistema eléctrico	C	4.850,83
Obras civiles	D	19.128,51
Costes directos de instalación	$E=0,30A$	64.809,83
Servicios auxiliares	$F=0,15A$	32.404,92
Instrumentación y controles	$G=0,10A$	21.603,28
Preparación del emplazamiento	$H=0,10A$	21.603,28
TOTAL DIRECTOS	$DC=A+B+C+D+E+F+G+H$	382.266,00
Ingeniería	$K=0,12A$	25.923,93
Puesta en marcha	$W=0,10A$	21.603,28
TOTAL INDIRECTO	$IC=K+W$	47.527,21
INVERSIÓN TOTAL (Miles€)	$TCI=DC+IC$	429.793,21

Como resultados más significativo, destacar la inversión total de la central de 50MW y 20,36MW que figura en las tablas de costes totales de la inversión, siendo estos de 332,02Mill€ y 429,79Mill€ aproximados, respectivamente.

9.4.2. Costes de operación.

En los costes de operación, anteriormente descritos, vamos a tomar las cuatro fuentes de coste reflejadas en el trabajo de Kumar et al. [69]. Estos son concretamente los costes salariales de los empleados, el del combustible empleado, el de mantenimiento de la central y el del seguro contratado. Para determinar los parámetros propios de cada coste, siguiendo las expresiones consideradas por el autor, se ha tomado el coste por unidad de masa a granel del hueso de aceituna de un proveedor andaluz y, por otro lado, hemos supuesto el número de empleados de cada tipo de central, así como el salario medio anual de estos, acorde a los cargos que existen dentro de una central eléctrica renovable.

En la siguiente tabla se presentan los parámetros que cuantificarán los costes y sus respectivos resultados (habiéndose aplicado las tasas de descuento y escalonamientos correspondientes que se presentarán en el siguiente punto) para el diseño de 50MW. En el caso de los costes ligados al mantenimiento y seguro, como se ha descrito ya para otros casos de cálculo de costes, se tomará un tanto por ciento sobre el valor de la inversión inicial:

Tabla 9.9. Costes de operación para diseño de mayor potencia. ¹[78]

	Coste de biomasa (Miles€)	Coste de mantenimiento (Miles€)	Coste salarial (Miles€)	Coste de seguro (Miles€)
Masa de biomasa (tn/año)	67.072,64	-	-	-
Precio hueso aceituna ¹ (€/tn)	65	-	-	-
Inversión inicial (Miles €)	-	332.018,58	-	332.018,58
Salario medio (Miles€/año)	-	-	32	-
Nº de trabajadores	-	-	120	-
Total al final del proyecto (Miles€)	77.539,61	96.198,20	98.487,32	50.408,04
Coste total (Miles€)				322.633,17

De manera similar, se muestra a continuación la información relativa a la central de 20,36MW:

Tabla 9.10. Costes de operación para diseño de mínima potencia. ¹[78]

	Coste biomasa (Miles€)	Coste mantenimiento (Miles€)	Coste salarial (Miles€)	Coste de seguro (Miles€)
Masa de biomasa (tn/año)	9.117,28	-	-	-
Precio hueso aceituna ¹ (€/tn)	65	-	-	-
Inversión inicial (Miles €)	-	429.793,21	-	429.793,21
Salario medio (Miles€/año)	-	-	32	-
Nº de trabajadores	-	-	80	-
Total al final del proyecto (Miles€)	10.540,07	124.527,17	65.658,21	65.252,47
Coste total (Miles€)				265.977,93

9.5. Resultados del VAN e interpretaciones.

Una vez hallados, por un lado, la facturación y, por otro, los costes, se procederá a calcular el resultado final de valor actual neto. Para ello, como ya se adelantaba en el punto 9.3., se ha extraído una tasa de interés y un valores de escalamiento (inflación) para los costes asociados al mantenimiento e ingresos de las obras mencionadas al inicio del capítulo Como excepción, para el cálculo de los flujos de caja (*Cash flows* en inglés) asociados a la venta de electricidad se tomará un valor hallado de la previsión de la actualidad de la industria.

A continuación, se muestran los valores seleccionados a efectos del cálculo de los flujos de caja que han llevado los valores de la facturación total y costes de mantenimiento al final de la vida útil del proyecto:

Tabla 9.11. Tasas de interés y escalonamiento.

Parámetro	Vida útil de la central n	Tasa de interés i (%)	Tasa de escalonamiento e (%)	Referencia
Precio de la electricidad	25	5	3	[79]
Salarios			10	[68], [69]
Combustible			6,6	
Mantenimiento			7,4	
Seguros			5	

Tras definir los parámetros de la Tabla x, se procederá describir las expresiones que han proporcionado los flujos de caja correspondientes. Para ello se presentarán las expresiones particulares, según corresponda:

$$R = \sum_{k=1}^n \frac{F}{(1+i)^k} (1+e)^{k-1} \quad (29)$$

$$C_{salarial} = \sum_{k=1}^n \frac{C_p N_p}{(1+i)^k} (1+e)^{k-1} \quad (30)$$

$$C_{combustible} = \sum_{k=1}^n \frac{C_{comb} m_{comb}}{(1+i)^k} (1+e)^{k-1} \quad (31)$$

$$C_{mantenimiento} = \sum_{k=1}^n \frac{0,015 I_o}{(1+i)^k} (1+e)^{k-1} \quad (32)$$

$$C_{seguro} = \sum_{k=1}^n \frac{0,01 I_o}{(1+i)^k} (1+e)^{k-1} \quad (33)$$

Finalmente, habiendo definido las ecuaciones que intervienen en los flujos de caja, la expresión matemática que unifica todos los parámetros toma la forma:

$$VAN = R - (I_o + C_{salarial} + C_{combustible} + C_{mantenimiento} + C_{seguro}) \quad (34)$$

Los resultados de los *cash flows*, adjuntos en el Anexo, revelan los siguientes resultados para los dos diseños estudiados:

Tabla 9.12. VPN de los dos proyectos.

Proyecto	Máxima potencia (50MW)	Mínima potencia (20,36MW)
Ingresos (€)	859.979.300,11	356.670.629,60
Costes de inversión (€)	332.018.578,57	429.793.210,03
Costes de operación (€)	322.633.173,37	265.977.926,33
VPN (€)	205.327.548,17	-339.100.506,75
Rentabilidad sobre el total de los costes (%)	31,36	- 48,74

Se concluye el cálculo del análisis económico confirmando la rentabilidad del proyecto de potencia nominal 50MW por presentar un VAN positivo, mientras que el de 20,36MW supone ser un proyecto inviable por presentar un VAN negativo, implicando pérdidas al final de la vida útil de la central.

10. CONCLUSIONES

Tras finalizar la evaluación de este proyecto, se procederá a recopilar la información más significativa sobre el estudio, sin dejar atrás las posibles mejoras planteables.

10.1.Líneas generales.

Recapitulando por orden, se ha comenzado el proyecto haciendo una contextualización a la industria energética sobre los aspectos más importante, como puedan ser el consumo energético mundial, el uso de las diferentes fuentes de energía o los principales contaminantes derivados de estos. El problema energético global planteado, ha permitido introducir la justificación de la causa, entre otros factores, de proponer un proyecto de estas características.

Posteriormente, se han expuesto las energías renovables existentes, prestando especial atención a las que incumben al proyecto para la realización de este estudio en particular, teniendo en cuenta que los análisis numéricos precisan de un previo conocimiento sobre los temas tratados. Además, se ha proporcionado una visión general bastante amplia en los distintos elementos y formas de explotación de estos recursos tratados.

En cuanto a los cálculos desarrollados, se ha conseguido dimensionar de una un rango de propuestas, según la potencia de la turbina de la instalación, para el cual se ha hecho especial hincapié en los dos extremos: el de máxima potencia y el de mínima. Habiendo partido de los datos meteorológicos de Tenerife y de los rendimientos térmicos y globales de un estudio analítico sobre el mismo tipo de tecnología solar, se ha logrado dimensionar la superficie de captación, los calores útiles y totales y la potencia eléctrica (recuérdese que ha sido considerada la del eje de la turbina), según los meses del año. Se han tomado como días para el análisis los valores promedios de radiación para cada hora del día durante el mes correspondiente. Además, se ha establecido como límite máximo 50MW y ,a partir de este dato, se ha podido continuar definiendo el tipo de central que se presentaba según la potencia de la turbina. Tomando como modelos a analizar los dos extremos, se ha cuantificado una variedad de información significativa para el estudio, tanto para diferentes momentos del año como en el conjunto anual.

Con toda la información técnica recopilada, se ha abordado la rentabilidad económica de ambas vertientes estudiadas. Para exponer la facturación del proyecto, se ha introducido brevemente el marco legal en el que se sitúan estas tecnologías. Se ha comprobado que la central que opera a 50MW tiene mayores ingresos, como era de esperar, que la de 20,36MW.

Y en cuanto a los costes, se ha usado un modelo empírico para ajustarlos a la potencia utilizada. Se ha observado en este caso que los costes de capital han sido mayores en el caso del diseño de menor potencia que en la de mayor, al igual que los costes totales, atribuido claramente a la incorporación del sistema de almacenamiento. No obstante, los costes de operación eran menores.

Finalmente, hallando las cuentas del VAN se ha comprobado que la rentabilidad del caso de estudio de 50MW era efectiva, mientras que en el otro caso no lo era.

10.2. Impacto medioambiental.

Mediante la implantación de una central como la estudiada, se reduce drásticamente las emisiones, como ya se ha visto en el capítulo introductorio. Retomando la Tabla 2.1., se aprecian unos ahorros en la central viable económicamente aproximados de CO₂ de:

Tabla 10.1. Ahorro de CO₂ final respecto a otras tecnologías.

Medido respecto a	Tn de CO ₂ anuales
Gas natural	97.920
Carbón	166.560
Gasóleo	137.760

Sin embargo, a efectos de impacto visual a priori sí parece algo más grande que el de una central convencional teniendo en cuenta la superficie que acaparan los colectores. Además, hay que tomar en cuenta la contaminación acústica especialmente durante las obras de la instalación, que puede repercutir en los vecinos o fauna de la zona. No hay que olvidarse tampoco de la suspensión de arena que se produce durante el levantamiento de tierras en las fases iniciales de las obras o la exterminación de las flora que pueda ubicarse en el emplazamiento.

10.3. Futuras mejores.

Llegado al punto final de este trabajo se propondrán futuras líneas, en vista de los resultados obtenidos.

Dimensionar la generación diaria con los días mayor radiación, en vez de los valores promedios, puede ser una faceta interesante de estudio, teniendo en cuenta que no se produciría prácticamente ningún derroche energético. Si se estableciera el límite nuevamente en los 50MW, esto de traduciría en una reducción en los costes asociados al campo solar, principalmente. Habría que investigar si la facturación asociada a la retribución de operación y la venta eléctrica fuera mayor o, al menos, se mantuviese aproximadamente constante. Todo ello con vistas a disminuir el coste de producción energético (*Levelized Cost of Energy* en inglés).

Tras el análisis realizado, se determina que para una mayor potencia instalada se percibirá una mayor rentabilidad para la central. Sería de interés analizar la potencia a partir de la cuál comienza ser rentable la instalación, tanto con almacenamiento como sin este. Además, cabría estudiar la posibilidad de prescindir del sistema de almacenamiento en el caso de menor potencia para cubrirlo con biomasa, tal y como funciona la central Termosolar de Borges, expuesta a lo largo del presente documento, para ver si los costes de capital asociados tanto a la disminución del campo solar como eliminación del sistema de almacenamiento compensan la subida de costes asociados al consumo de biomasa, así como la disminución percibida por la retribución a la

operación, puesto que en este aspecto la termosolar ingresa en torno a un 13,6% más que la biomasa.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. M. Mendez Muñiz, R. Cuervo García, y ECA Instituto de Tecnología y Formación S.A.U., *Energía Solar Fotovoltaica*. 2007.
- [2] «The (Boring) Carbon Cycle - Resilience». [En línea]. Disponible en: <http://www.resilience.org/stories/2016-08-04/the-boring-carbon-cycle/>. [Accedido: 15-jun-2018].
- [3] «La transformación de energía solar en electricidad». [En línea]. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia12/HTML/articulo03.htm>. [Accedido: 15-jun-2018].
- [4] British Petroleum, «BP Statistical Review of World Energy 2017», *Br. Pet.*, n.º 66, pp. 1-52, 2017.
- [5] «International Energy Agency». [En línea]. Disponible en: <http://www.iea.org/>. [Accedido: 15-jun-2018].
- [6] «World Energy Council». [En línea]. Disponible en: <https://www.worldenergy.org/>. [Accedido: 15-jun-2018].
- [7] R. Masterson, *Nuclear engineering fundamentals : a practical perspective*. 2017.
- [8] K. A. Ishwar K. Puri, «Pollutants formation and destruction», en *Combustion Science and engineering.*, CRC Press/Taylor & Francis, 2007, pp. 739-778.
- [9] International Energy Agency, «CO₂ Emissions from Fuel Combustion: Overview», *IEA Stat.*, p. 14, 2017.
- [10] N. E. S. R. L. US Department of Commerce, «ESRL Global Monitoring Division - Global Greenhouse Gas Reference Network».
- [11] «CO (Monóxido de carbono) | PRTR España». [En línea]. Disponible en: <http://www.prtr-es.es/CO-Monoxido-de-carbono,15589,11,2007.html>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [12] «NO_x (Óxidos de nitrógeno) | PRTR España». [En línea]. Disponible en: <http://www.prtr-es.es/NOx-oxidos-de-nitrogeno,15595,11,2007.html>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [13] International Energy Agency, «Energy and Air Pollution», *World Energy Outlook - Spec. Rep.*, p. 266, 2016.
- [14] «SO_x (Óxidos de azufre) | PRTR España». [En línea]. Disponible en: <http://www.prtr-es.es/SOx-oxidos-de-azufre,15598,11,2007.html>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [15] Environmental Protection Agency, «Particulate Matter Emissions», n.º 1, 2011.
- [16] «Partículas PM₁₀ | PRTR España». [En línea]. Disponible en: <http://www.prtr-es.es/Particulas-PM10,15673,11,2007.html>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [17] «Red Eléctrica de España | Red Eléctrica publica el ‘Informe del sistema eléctrico español 2016’». [En línea]. Disponible en: <http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2017/06/red-electrica-publica-el-informe-del-sistema-electrico-espanol-2016>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [18] «Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación - Ministerio para la Transición

- Ecológica». [En línea]. Disponible en: <http://www.mapama.gob.es/es/>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [19] «Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE) | Acción por el Clima». [En línea]. Disponible en: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_es. [Accedido: 16-jun-2018].
- [20] Idae, «Propuesta de documento reconocido factores de emisión de CO2», *Minist. Ind. Energía y Tur. - España*, p. 32, 2014.
- [21] «Instituto Geográfico Nacional». [En línea]. Disponible en: <http://www.ign.es/web/ign/portal>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [22] A. Soria Verdugo, *Diapositivas energías renovables*. UC3M.
- [23] A. Lorenzana Gaona, «Diseño y optimización de una planta termosolar con concentradores cilindro-parabólicos», 2013.
- [24] «El aerogenerador más grande de Argentina está en La Rioja - S//». [En línea]. Disponible en: <http://www.sustentator.com/blog-es/2010/01/el-aerogenerador-mas-grande-de-argentina-esta-en-la-rioja/>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [25] «3. El ciclo del agua». [En línea]. Disponible en: http://educativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/2500/2578/html/3_el_ciclo_del_agua.html. [Accedido: 16-jun-2018].
- [26] «Física 1: Planta Geotérmica». [En línea]. Disponible en: <http://fisica1prepacl.blogspot.com/2016/05/planta-geotermica.html>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [27] Centro Tecnológico Agrario y Agroalimentario. ITAGRA.CT, «Biomasa, Biocombustibles Y Sostenibilidad», p. 216, 2012.
- [28] «“La Biomasa”. Avanzar en el cambio climático. | Blog de Laborprex». [En línea]. Disponible en: <https://laborprex.wordpress.com/2013/11/12/la-biomasa-avanzar-en-el-cambio-climatico/>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [29] J. C. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Agronomía (Palmira), V. D. Quintero, y C. A. Cárdenas Valencia, *Acta agronomica (Palmira, Colombia)*, vol. 62, n.º 2. Universidad Nacional de Colombia, 1951.
- [30] D. R. Tobergte y S. Curtis, *Energía solar térmica*, vol. 53, n.º 9. 2013.
- [31] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering, 2nd Edition*. Academic Press, 2013.
- [32] O. F. Vidal, N. O. Torre, E. C. Fogued, y J. M. Pérez, «Prospecciones de futuro de la energía termosolar en España y en el mundo», pp. 1-72, 2013.
- [33] «miroir | Club EnR 66». [En línea]. Disponible en: http://www.enr66.com/?attachment_id=2614. [Accedido: 16-jun-2018].
- [34] «Appsol – Appsol». [En línea]. Disponible en: <http://appsol.cl/appsol/>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [35] «Centrales termosolares - 3Bohíotecno». [En línea]. Disponible en: <https://sites.google.com/site/bohíotecno/segador-de-manos/centrales-termosolares>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [36] A. NIETO ALCONADA, «UTILIZACIÓN DE DOCUMENTOS DE PATENTES PARA EL CONOCIMIENTO DEL ESTADO DE LA TÉCNICA

EN LO REFERENTE A LA ESTRUCTURA DE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS DE APLICACIÓN EN DISPOSITIVOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA», ETSI Industriales-UPM, 2017.

- [37] Nextera Energy, «Solar Electric Generating Systems», p. 2, 2016.
- [38] C. E. Tyner, J. P. Sutherland, y W. R. J. Gould, «Solar Two: A Molten Salt Power Tower Demonstration», 1995.
- [39] «Solar Thermal: Which Technology Is Best? | Greentech Media». [En línea]. Disponible en: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/solar-thermal-which-technology-is-best-6091#gs.k=ICrPw>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [40] «Mapa de proyectos en España – PROTERMOSOLAR». [En línea]. Disponible en: <http://www.protermosolar.com/proyectos-termsolares/mapa-de-proyectos-en-espana/>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [41] «Concentrating Solar Power Projects - Andasol-1 | Concentrating Solar Power | NREL». [En línea]. Disponible en: https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=3. [Accedido: 16-jun-2018].
- [42] URV, «Central Solar», pp. 1-20, 2011.
- [43] J. Carrasco, «Combustión Directa De La Biomasa», *Master en Energía Renov. y Merc. Energético 2007/2008. Esc. negocios*, p. 30, 2008.
- [44] «Thailand eyes Biomass | BROADGATE FINANCIAL». [En línea]. Disponible en: <http://www.broadgatefinanciam.com/blog/thailand-eyes-biomass/>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [45] «SISTEMAS DE AHORRO EN CALEFACCION: GASIFICADORES». [En línea]. Disponible en: <http://calorconpellets.blogspot.com/p/gasificadores-de-biomasa.html>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [46] «Biomasa». [En línea]. Disponible en: <https://pt.slideshare.net/fernando729/biomasa-28646736>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [47] C. Ministerio de Industria Turismo España, *Biomasa: Industria*. 2008.
- [48] Universidad de Castilla-La Mancha, «Anexo 10: Estudio De Las Tecnologías De Combustión», pp. 121-125.
- [49] «Dr. Alfredo Curbelo. Cubaenergía.. Procesos termoquímicos.La partícula.El reactor.Aplicaciones. - ppt descargar». [En línea]. Disponible en: <http://slideplayer.es/slide/3346857/>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [50] «ejemplos de energia biomasa – Planta de biomasa de Ironbridge – Energías Renovables 10». [En línea]. Disponible en: <https://energiasrenovables10.com/ejemplos-de-energia-biomasa-planta-de-biomasa-de-ironbridge/>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [51] «Las 10 mayores plantas de biomasa del mundo – El Periodico de la Energía | El Periodico de la Energía con información diaria sobre energía eléctrica, eólica, renovable, petróleo y gas, mercados y legislación energética.» [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-de-biomasa-del-mundo/>. [Accedido: 16-jun-2018].

- [52] «Power from waste - the world's biggest biomass power plants - Power Technology». [En línea]. Disponible en: <https://www.power-technology.com/features/featurepower-from-waste-the-worlds-biggest-biomass-power-plants-4205990/>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [53] «Weblet Importer». [En línea]. Disponible en: <http://www.acciona-energia.com/es/areas-de-actividad/otras-tecnologias/biomasa/instalaciones-destacadas/planta-de-biomasa-de-briviesca/>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [54] Jaira Diaz Urtiaga; Carmen Espinosa Nevado; Javier Gonzalez Camacho; Andrés Paredes Salvador, «Análisis de potencial y oportunidades de integración de energía solar térmica en redes de climatización. Energía solar de concentración en una red de calor y frío en Jaén.», 2015.
- [55] D. García Serrano, «CÁLCULO, DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR DE COLECTORES CILÍNDRICO- PARABÓLICOS OPERANDO CON SALES FUNDIDAS», 2012.
- [56] O. Behar, A. Khellaf, y K. Mohammedi, «A novel parabolic trough solar collector model - Validation with experimental data and comparison to Engineering Equation Solver (EES)», *Energy Convers. Manag.*, vol. 106, n.º November 2017, pp. 268-281, 2015.
- [57] D. Kearney *et al.*, «Overview on use of a Molten Salt HTF in a Trough Solar Field», *NREL Parabol. Trough Therm. Energy Storage Work.*, 2003.
- [58] «Centrales Termosolares, operacion y mantenimiento». [En línea]. Disponible en: http://opex-energy.com/termosolares/campo_solar_termosolar.html#1.4_Cilindro-Parabolicos. [Accedido: 16-jun-2018].
- [59] J. I. Nogueira Goriba, *Máquinas y centrales térmicas*. UC3M.
- [60] «La Turbina de Vapor». [En línea]. Disponible en: <http://centrales termosolares.com/la-turbina-de-vapor>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [61] «El municipio». [En línea]. Disponible en: <http://www.granadilladeabona.org/historia-ubicacion-entorno/>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [62] «Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España».
- [63] «Weather Data | EnergyPlus». [En línea]. Disponible en: <https://energyplus.net/weather>. [Accedido: 16-jun-2018].
- [64] G. A. Salazar, N. Fraidenraich, C. A. A. de Oliveira, O. de Castro Vilela, M. Hongn, y J. M. Gordon, «Analytic modeling of parabolic trough solar thermal power plants», *Energy*, vol. 138, pp. 1148-1156, 2017.
- [65] IEA, «IEA Energy Technology Essentials - Biomass for Power Generation and CHP», *High Temp.*, pp. 1-4, 2007.
- [66] «Concentrating Solar Power Projects - Ibersol Ciudad Real (Puertollano) | Concentrating Solar Power | NREL». [En línea]. Disponible en: https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=18. [Accedido: 17-jun-2018].
- [67] «ENCE adjudica a SENER la construcción de su nueva planta de generación eléctrica con biomasa de baja emisión en Huelva». [En línea]. Disponible en:

- <http://www.ingenieriaayconstruccion.sener/notas-prensa/ence-adjudica-a-sener-la-construccion-de-su-nueva-planta-de-generacion-electrica-con-biomasa-de-baja-emision-en-huelva>. [Accedido: 17-jun-2018].
- [68] A. C. Caputo, M. Palumbo, P. M. Pelagagge, y F. Scacchia, «Economics of biomass energy utilization in combustion and gasification plants: Effects of logistic variables», *Biomass and Bioenergy*, vol. 28, n.º 1, pp. 35-51, 2005.
- [69] R. Kumar, A. K. Sharma, y P. C. Tewari, «Cost analysis of a coal-fired power plant using the NPV method», *J. Ind. Eng. Int.*, vol. 11, n.º 4, pp. 495-504, 2015.
- [70] R. Kumar, A. K. Sharma, y P. C. Tewari, «Thermal Performance and Economic Analysis of 210 MWe Coal-Fired Power Plant», vol. 2014, n.º March, 2014.
- [71] Ministerio de Industria Energía y Turismo, «Real Decreto 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de energía renovables, cogeneración y residuos.», *Boletín Of. del estado*, p. 103, 2014.
- [72] Government of Spain, «Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico.», *Boe*, vol. 310, pp. 105198-105294, 2013.
- [73] MITYC, «REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.», *Boletín Of. del Estado*, vol. 126, pp. 22846-22886, 2007.
- [74] «OMIE». [En línea]. Disponible en: <http://www.omie.es/reports/>. [Accedido: 17-jun-2018].
- [75] R. Comisi, «Informe Sobre Los Resultados De La Liquidación Provisional 6 De 2014 De La Retribución De Las Instalaciones De Producción De», pp. 1-15, 2014.
- [76] G. R. Hervás, «ANÁLISIS ECONÓMICO DE PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA», 2017.
- [77] «RENOVETEC». [En línea]. Disponible en: <http://www.renovetec.com/>. [Accedido: 17-jun-2018].
- [78] «Venta de Hueso de Aceituna a un Precio Increíble al Por Mayor y al Por Menor». [En línea]. Disponible en: <http://pelletsdelsur.com/projects/hueso-de-aceituna-calidad-a1/>. [Accedido: 17-jun-2018].
- [79] «Instituto Nacional de Estadística. (Spanish Statistical Office)». [En línea]. Disponible en: <http://www.ine.es/>. [Accedido: 17-jun-2018].

ANEXO. FLUJOS DE CAJA.

Ingresos anuales:

Año	Flujos del diseño de máxima potencia (Miles €)	Flujos del diseño mínima de potencia (Miles €)
1	62.518,48	25.929,12
2	59.077,09	24.501,83
3	55.825,14	23.153,10
4	52.752,20	21.878,62
5	49.848,41	20.674,29
6	47.104,46	19.536,26
7	44.511,55	18.460,87
8	42.061,38	17.444,67
9	39.746,07	16.484,42
10	37.558,21	15.577,02
11	35.490,79	14.719,57
12	33.537,17	13.909,31
13	31.691,09	13.143,66
14	29.946,62	12.420,16
15	28.298,18	11.736,48
16	26.740,49	11.090,44
17	25.268,53	10.479,95
18	23.877,60	9.903,08
19	22.563,24	9.357,95
20	21.321,23	8.842,84
21	20.147,58	8.356,07
22	19.038,54	7.896,11
23	17.990,55	7.461,46
24	17.000,24	7.050,74
25	16.064,45	6.662,62

Costes operativos anuales:

Año	Flujos del diseño de máxima potencia (Miles €)			
	Biomasa	Mantenimiento	Salarios	Seguro
1	3.999,74	4.569,06	3.522,94	3.046,04
2	3.911,68	4.501,99	3.555,26	2.934,26
3	3.825,55	4.435,91	3.587,87	2.826,58
4	3.741,32	4.370,80	3.620,79	2.722,85
5	3.658,94	4.306,64	3.654,01	2.622,93
6	3.578,37	4.243,42	3.687,53	2.526,68
7	3.499,58	4.181,13	3.721,36	2.433,96
8	3.422,53	4.119,76	3.755,50	2.344,64
9	3.347,17	4.059,28	3.789,96	2.258,59
10	3.273,47	3.999,70	3.824,73	2.175,71
11	3.201,40	3.940,99	3.859,82	2.095,87
12	3.130,91	3.883,14	3.895,23	2.018,96
13	3.061,97	3.826,14	3.930,96	1.944,87
14	2.994,55	3.769,97	3.967,03	1.873,49
15	2.928,61	3.714,63	4.003,42	1.804,74
16	2.864,13	3.660,11	4.040,15	1.738,51
17	2.801,07	3.606,38	4.077,22	1.674,71
18	2.739,39	3.553,44	4.114,62	1.613,26
19	2.679,08	3.501,28	4.152,37	1.554,05
20	2.620,09	3.449,89	4.190,47	1.497,03
21	2.562,40	3.399,25	4.228,91	1.442,09
22	2.505,98	3.349,35	4.267,71	1.389,17
23	2.450,80	3.300,19	4.306,86	1.338,19
24	2.396,84	3.251,74	4.346,37	1.289,08
25	2.344,06	3.204,01	4.386,25	1.241,78

Año	Flujos del diseño de mínima potencia (Miles €)			
	Biomasa	Mantenimiento	Salarios	Seguro
1	543,69	5.914,59	2.348,62	3.943,06
2	531,72	5.827,77	2.370,17	3.798,36
3	520,01	5.742,22	2.391,92	3.658,97
4	508,56	5.657,93	2.413,86	3.524,69
5	497,36	5.574,88	2.436,01	3.395,35
6	486,41	5.493,05	2.458,35	3.270,75
7	475,70	5.412,41	2.480,91	3.150,72
8	465,23	5.332,97	2.503,67	3.035,10
9	454,99	5.254,68	2.526,64	2.923,72
10	444,97	5.177,55	2.549,82	2.816,43
11	435,17	5.101,55	2.573,21	2.713,07
12	425,59	5.026,66	2.596,82	2.613,51
13	416,22	4.952,88	2.620,64	2.517,60
14	407,05	4.880,18	2.644,68	2.425,21
15	398,09	4.808,54	2.668,95	2.336,21
16	389,33	4.737,96	2.693,43	2.250,48
17	380,75	4.668,41	2.718,14	2.167,89
18	372,37	4.599,88	2.743,08	2.088,34
19	364,17	4.532,36	2.768,25	2.011,70
20	356,15	4.465,83	2.793,64	1.937,88
21	348,31	4.400,28	2.819,27	1.866,76
22	340,64	4.335,69	2.845,14	1.798,26
23	333,14	4.272,04	2.871,24	1.732,27
24	325,81	4.209,33	2.897,58	1.668,70
25	318,63	4.147,55	2.924,17	1.607,46