

**Diseño técnico y estudio económico
de una central termosolar
híbrida con biomasa:
PROYECTO BIOSOL**

Ing. Marta Díaz Cosmen
Dra. Yanaris Ortega García
Ing. Diego Romero Ovando
Ing. Ignacio Ladrón de Guevara
Ing. Angélica Marcano Solorzano



Escuela de Organización Industrial



PROYECTO DE FIN DE MÁSTER

**Diseño técnico y estudio económico de una
central termosolar híbrida con biomasa:**

Proyecto BIOSOL

Autores:

Ing. Marta Díaz Cosmen
Ing. Angélica Marcano S.
Ing. Ignacio Ladrón de G.
Dra. Yanaris Ortega García
Ing. Diego Romero Ovando

Directores:

Dr. Manuel Silva
Ing. José María Barea

Sevilla, Julio 2012

Índice

1	Memoria descriptiva.....	7
1.1	Introducción	7
1.2	Alcance y objetivos	10
1.3	Situación de la energía termosolar y biomasa.....	10
1.4	Estudio de las tecnologías termosolares existentes	19
1.4.1	Comparación de tecnologías. Limitaciones	19
1.4.2	Hibridación termosolar con biomasa.....	24
1.5	Biomasa	29
1.5.1	Clasificación de la Biomasa	29
1.5.2	Potencial de Biomasa en Andalucía	32
1.5.3	Caracterización de la biomasa	34
1.5.4	Ventajas e Inconvenientes de la Biomasa.....	36
1.5.5	Gasificación	40
1.5.6	Calderas de biomasa.	45
1.6	Programa de cálculo <i>System Advisor Model</i>	52
1.7	Marco Regulatorio	52
2	Descripción de la central termosolar. Metodología	55
2.1	Características del emplazamiento	55
2.1.1	Estudio previo del emplazamiento	58
2.1.2	Parámetros básicos de radiación	59
2.1.3	Biomasa disponible.....	66
2.1.4	Características de suelo.....	68
2.2	Dimensionamiento de la central	70
2.2.1	Componentes de la parte solar.	71
2.2.2	Biomasa escogida.....	73
2.2.3	Caldera escogida	77
2.3	Cálculos económicos	78
3	Discusión de resultados.....	81
3.1	Estudio energético de la central termosolar	81
3.2	Estudio económico	84

3.2.1	Análisis de costes.....	85
3.2.2	Inversión y financiación	87
3.2.3	Evaluación de ingresos y gastos.....	89
3.2.4	Rentabilidad del proyecto	94
3.2.5	Análisis de sensibilidad	95
4	Conclusiones.....	99
5	Bibliografía	100
6	Anexos	102

Índice de Gráficas

Gráfica 1. Estimación de reservas de petróleo.	7
Gráfica 2. Precios históricos del petróleo.	8
Gráfica 3. Consumo de energía primaria mundial, previsión a futuro.	9
Gráfica 4. Curva de aprendizaje de las energías renovables. Predicción hasta 2030.	14
Gráfica 5. Producción de energía primaria a partir de biomasa sólida en países de UE-27	16
Gráfica 6. Evolución de la potencia de biomasa instalada en España	18
Gráfica 7. Potencia Instalada por comunidades autónomas % sobre el total de biomasa instalada en España	18
Gráfica 8. Desglose provincial del potencial total de biomasa (ktep/año).....	32
Gráfica 9. Distribución anual de la irradiancia directa normal.	64
Gráfica 10. Perfil promedio anual de radiación global horizontal, directa normal y difusa.	65
Gráfica 11. Perfil promedio mensual de radiación global horizontal, directa normal y difusa.	65
Gráfica 12. Comportamiento del LEC respecto al múltiplo solar para distintas configuraciones.	81
Gráfica 13. Comportamiento de la producción bruta anual respecto al múltiplo solar para las distintas configuraciones.	82
Gráfica 14. Producción neta mensual para 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2,1.	83
Gráfica 15. Producción energética bruta híbrida a lo largo de la vida útil de la instalación, tomando en cuenta la degradación.....	84
Gráfica 16. Costes de inversión	85
Gráfica 17. Sistema de generación eléctrica	85
Gráfica 18. Costes de inversión IDAE	86
Gráfica 19. Costes de operación y mantenimiento	86
Gráfica 20. Costes de reposición	87
Gráfica 21. Sensibilidad del VAN y la TIR al precio de la biomasa.	96
Gráfica 22. VAN para distintos valores de prima a la termoeléctrica y precio de la biomasa.	97

Índice de Figuras

Figura 1. Mapa de radiación mundial.....	11
Figura 2. Mapa termosolar del mundo, 2012.....	12
Figura 3. Distribución geográfica de las centrales termosolares en España.....	14
Figura 4. Hoja de ruta de la tecnología solar térmica.	15
Figura 5. Esquema de una central termosolar genérica	20
Figura 6. Receptores de cilindro parabólico.	21
Figura 7. Receptor central.	21
Figura 8. Concentradores lineales de Fresnel.	22
Figura 9. Esquema de una central termosolar CCP hibridada con biomasa. Conexión de la caldera de biomasa en paralelo con el campo solar.....	26
Figura 10. Esquema de una central termosolar CCP hibridada con biomasa. Conexión de la caldera de biomasa en paralelo con el bloque de potencia.....	27
Figura 11. Gasificador “ <i>downdraft</i> ”.....	40
Figura 12. Lecho fluidizado burbujeante.	41
Figura 13. Esquema del proceso pirolítico.	41
Figura 14: De izquierda a derecha, esquemas de funcionamiento de gasificadores <i>updraft</i> , de lecho fluidizado y <i>downdraft</i>	42
Figura 15. Caldera acuotubular.	46
Figura 16. Caldera pirotubular.	46
Figura 17. Combustión de sólidos en “parrilla móvil”.....	47
Figura 18. Combustión de sólidos en “parrilla fija”	47
Figura 19. Lecho fluidizado circulante	50
Figura 20. Localización de la planta termosolar.	56
Figura 21. Parcelas necesarias para la construcción de la central BioSol.	56
Figura 22. Parcela prevista para ubicación de la planta termosolar: Polígono 15 - Parcela 4. 57	
Figura 23.Parcela prevista para ubicación de la planta termosolar: Polígono 6- Parcela 2. 57	
Figura 24. Líneas de evacuación eléctrica próximas a la central.	58
Figura 25. Superposición de los mapas de radiación y disponibilidad de biomasa en Andalucía.....	59
Figura 26. Mapa de temperaturas en España y Andalucía	60

Figura 27. Mapa de radiación directa normal anual (kWh/m ² /año).	63
Figura 28. Potencial de residuos agrícolas en Andalucía.	66
Figura 29. Área logística de recurso biomásico.....	67
Figura 30. Características del suelo de la zona seleccionada.....	68
Figura 31. Tipología del suelo de la zona.....	69
Figura 32. Perspectiva. Vista aérea de la zona	69
Figura 33. Mapa de riesgo sísmico en España	70
Figura 34. Esquema de los pasos seguidos en la metodología para el cálculo de las contribuciones de energía producida con biomasa y con gas natural	71
Figura 35. Biomasa en Andalucía por tipología.	73
Figura 36. Recogida de la poda del olivar.	77
Figura 37. Caldera de parrilla móvil.....	78
Figura 38. Escenarios examinados en el estudio de sensibilidad.	80
Figura 39. Esquema de <i>Project Finance</i>	88
Figura 40. Esquema de préstamo bancario	89

Índice de Tablas

Tabla 1. Datos de todas los proyectos termosolares en el mundo.	13
Tabla 2. Panorámica de la situación actual y perspectivas de la biomasa en la UE	17
Tabla 3. Comparación entre las diferentes tecnologías termosolares.	23
Tabla 4. Comparación entre las diferentes tecnologías termosolares.	32
Tabla 5. Coordenadas geográficas de la localización.....	55
Tabla 6. Coordenadas UTM de la localización	55
Tabla 7. Valor máximo de la temperatura ambiente.....	60
Tabla 8. Valor mínimo de la temperatura ambiente	61
Tabla 9. Valor medio de la temperatura ambiente	61
Tabla 10. Valor medio de la velocidad del viento	62
Tabla 11. Radiación directa normal mensual y anual.	63
Tabla 12. Potencial de residuo agrícola en el área seleccionada	67
Tabla 13. Características básicas de las configuraciones	72
Tabla 14. Residuo agrícola andaluz.....	75
Tabla 15. Características fundamentales del dimensionamiento tomando en cuenta diferentes horas de almacenamiento	82
Tabla 16. Horas equivalentes de las mejores configuraciones para las diferentes horas de almacenamiento	83
Tabla 17. Flujo de caja del proyecto desde el año 0 al 7	92
Tabla 18. Flujo de caja del proyecto desde el año 8 al 16	93
Tabla 19. Flujo de caja del proyecto desde el año 17 al 25	93
Tabla 20. Parámetros de rentabilidad para la central híbrida.....	94
Tabla 21. Valor límite de la prima y VAN según el precio de la biomasa	98

PARTE 1

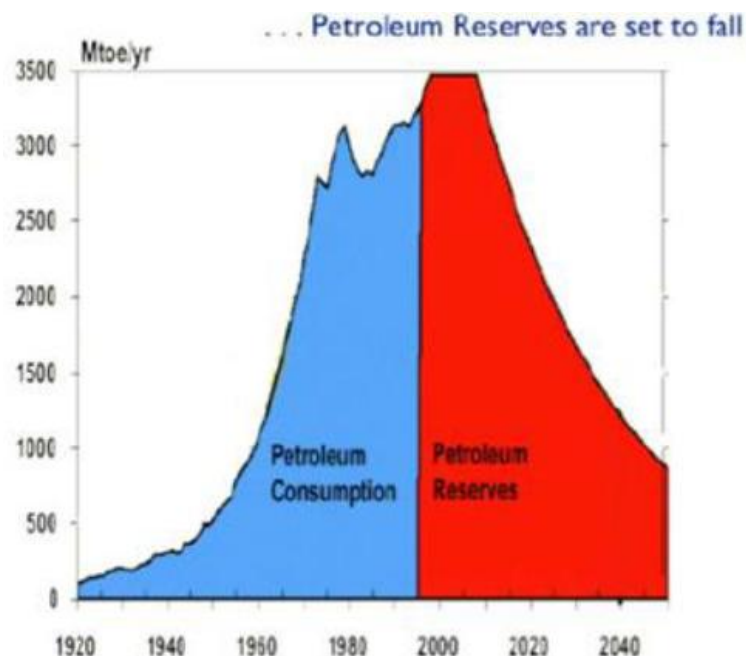
Memoria descriptiva

1 Memoria descriptiva

1.1 Introducción

La explotación de fuentes de energías fósiles o no renovables, como el petróleo y el gas natural, ha sido durante los últimos cien años un elemento clave en el desarrollo de la humanidad. Sin embargo, la sobre-explotación de estas ha llevado a su progresivo agotamiento acompañado de problemas medio ambientales con repercusiones negativas y probablemente irreversibles. La necesidad continua de nuevas fuentes de energías para enfrentar el aumento de la población y el nivel de vida, ha sido un motor impulsor para el desarrollo de las energías renovables y su creciente penetración en el *mix* energético.

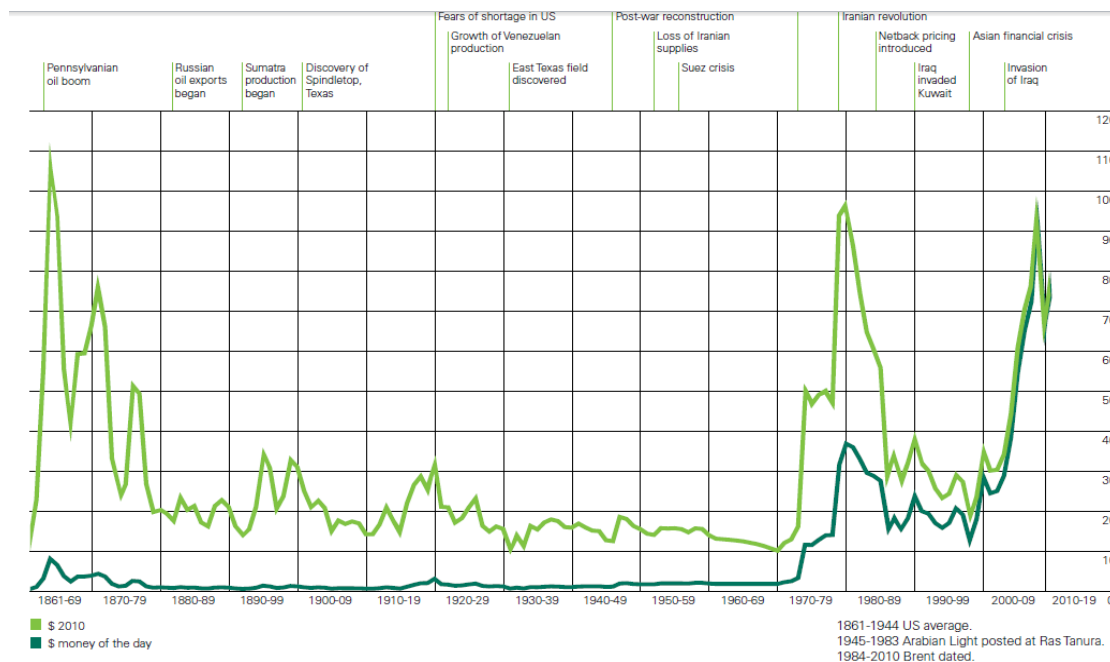
El petróleo se conoce desde la prehistoria. Los asentamientos precolombinos lo utilizaban para la impermeabilización de embarcaciones. Durante siglos los chinos usaron el gas del petróleo para la cocción de alimentos. Pero sin dudas, la verdadera historia del petróleo comenzó a mediados del 1800, cuando George Bisell llevó a cabo la primera perforación. Con ello se fundó la *Pennsylvania Rock Oil Company* y un mercado que se extendería a todo el mundo determinando su desarrollo económico y social. Luego, con la aparición de los coches y el advenimiento de las dos Guerras Mundiales se necesitó la gasolina de manera extensiva. Desde entonces, el consumo de petróleo ha crecido de manera desproporcionada; aproximadamente en un siglo hemos consumido el 50% de las reservas de las cuales podremos disponer (Gráfica 1).¹



Gráfica 1. Estimación de reservas de petróleo.

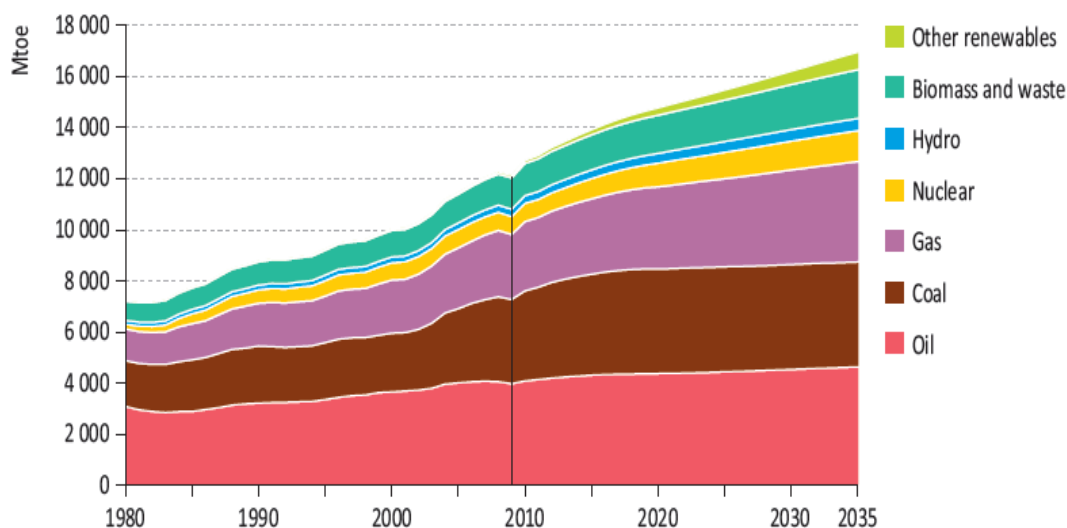
Otro factor que ha influenciado en la consumición de las fuentes fósiles es la volatilidad de sus precios (Gráfica 2).² La fluctuación de estos valores está dada por diversas causas, desde

cambios de estados, guerras como la de *Yom Kippur* o la de Irán-Irak, o una simple especulación por parte de los países exportadores de petróleo. La primera crisis del petróleo, en 1973, comenzó a raíz de la decisión de la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo de no vender más petróleo a los Estados Unidos y Europa Occidental. El aumento del precio del crudo sumado a la gran dependencia petrolífera que tenían estos países, conllevó a que se pensara en las energías renovables como una alternativa a las fuentes de energías convencionales, debido a su gran disponibilidad, garantizado suministro en el futuro y menor impacto ambiental.



Gráfica 2. Precios históricos del petróleo.

Con el objetivo de lograr una rápida madurez tecnológica y comercial, las energías renovables se han incluido en las políticas energéticas nacionales, europeas y mundiales. Y por tal razón, su aportación ha sido cada vez más significativa,³ según se ilustra en la Gráfica 3. En esta, se observa un aumento de la contribución de las energías renovables al *mix* energético mundial a partir de la década de los 80, coincidiendo con los acontecimientos comentados anteriormente. Sin embargo, las previsiones hechas por la Agencia Internacional de la Energía sugieren que las energías fósiles seguirán teniendo una mayor presencia, incluso a largo plazo (Gráfica 3). La razón principal detrás de este hecho está dada fundamentalmente por un aumento exponencial de la población y la economía mundial, lo que conlleva también un aumento del consumo de energía.



Gráfica 3. Consumo de energía primaria mundial, previsión a futuro.

Las energías renovables se usan para diversificar la oferta energética, obtener energía autóctona aumentando de esta manera la garantía de autoabastecimiento, la independencia energética del exterior, disminuyendo la importación de hidrocarburos e influencia de la volatilidad de los precios del petróleo, y mejorando la balanza comercial; no tienen costes muchas de las energías primarias limpias como el sol y el viento, por lo que se logran disminuir las emisiones de gases que forman el efecto invernadero como el CO₂ y costes; genera trabajo en las zonas donde se consumen; enriquece la industria, la tecnología y la economía, puesto que su aporte al PIB es significativo; y es capaz de reducir el impacto medioambiental provocado por el sistema energético tradicional. Sin embargo, una de las desventajas fundamentales de estas energías es su difícil almacenamiento con las tecnologías de las cuales disponemos hoy día. Tal es el caso de energía eólica, solar o geotérmica. En este sentido, la hibridación entre la biomasa y la energía termosolar cobra gran importancia debido a la alta disponibilidad del recurso solar y la biomasa, su sostenibilidad y gran gestionabilidad respecto a otras fuentes de energías.

España, específicamente, se encuentra entre los países con mayor dependencia en importación de recursos fósiles, aproximadamente un 75%. Por eso, nuestro país tiene gran interés en desarrollar el potencial de las energías renovables, el cual es bastante superior al consumo nacional de energía total. Según un estudio realizado por *Invest in Spain*,⁴ el consumo de energía primaria procedente de fuentes renovables pasó de un 6,3 % en 2004 a un 11,3 % en 2010, lo que supone un 13,2 % si atendemos al consumo final de energía. En cuanto a la electricidad renovable, su contribución al consumo final pasó de un 18,5 % en 2004 a un 29,2 % en 2010, cubriendo un 32,3 % de la producción total de electricidad durante 2011. El actual consumo de hidrocarburos, incluso las predicciones hechas por la Agencia Internacional de la Energía, son insostenible desde el punto de vista medio ambiental y de acuerdo a las reservas accesibles, por tal razón es imprescindible un cambio en el sistema eléctrico mundial:

- a corto plazo se necesario un predominio de las energías convencionales hasta que el petróleo ya no sea la forma energética predominante, y un desplazamiento hacia un modelo de hibridación y generación distribuida.
- a medio plazo, un modelo energético con ausencia de petróleo, con poco gas natural, carbón y uranio, pero con una contribución de más del 50% de energías renovables.
- a largo plazo, un dominio de las energías alternativas, específicamente de instalaciones distribuidas.

Para lograr estos hitos es necesario un esfuerzo por parte de los países y los ciudadanos; un cambio en las políticas medioambientales y energéticas; así como un impulso en la I+D+i de estas tecnologías para lograr una pronta maduración tecnológica.

1.2 Alcance y objetivos

Nuestro proyecto se basa en el diseño y optimización, tanto técnica como económica, de una central termosolar hibridada con biomasa, consiguiendo con ello aumentar su eficiencia, el número de horas efectivas de funcionamiento y utilizar otro combustible renovable para producir energía abundante en la zona. La hibridación constituye un nuevo campo de investigación con amplias posibilidades de desarrollo, y pudiera abrir un nuevo hito en el desarrollo de este tipo de centrales.

En la memoria se realiza un estudio de viabilidad para la ubicación de la central. Para ello tendremos en cuenta, básicamente, el recurso biomásico disponible y la orografía del emplazamiento, ya que la radiación solar al situarnos al sur de España no es un factor limitante. La producción eléctrica de las plantas hibridadas y sin hibridar es analizada. Se consideran varios escenarios económicos que influyen en los gastos e ingresos, y por tanto en la rentabilidad del proyecto.

Los objetivos específicos pueden resumirse:

- Estudio del recurso solar y del recurso de biomasa predominante en la zona, así como la disponibilidad de la misma.
- Evaluación de las distintas opciones de hibridación de centrales termosolares con biomasa.
- Determinación de la producción óptima de la central termosolar y el consumo de biomasa asociado.
- Análisis de la viabilidad económica de una central híbrida termosolar con biomasa, considerando los distintos factores que influyen en la producción de la misma.

1.3 Situación de la energía termosolar y biomasa

Las Centrales Solares Termoeléctricas (CET) representan la tecnología renovable de generación eléctrica gestionable de mayor potencial para cubrir las necesidades a nivel mundial. Esta tecnología se basa en el aprovechamiento de la componente directa de la

radiación solar, por parte del campo solar con alta concentración, para calentar un fluido, y cuya energía recogida se utiliza para la generación de electricidad.

La radiación solar global es más alta y constante en los Trópicos durante todo el año, pero el nivel de la radiación solar directa no permite su aprovechamiento a través de centrales eléctricas solar térmicas. Las mejores áreas de aprovechamiento de la radiación solar directa se encuentran localizadas en zonas áridas o semiáridas. En la Figura 1 se observa la distribución de la radiación solar en el mundo, donde las zonas de color rojo representan aquellas con mayor potencial para la construcción de centrales termosolares. Entre las cuales están:

- los desiertos del Norte y Sur de África, donde se incluye la parte sur de España y las islas Mediterráneas
- la Península Arábiga y Oriente Próximo
- diferentes áreas de la India
- la parte central y noroeste de Australia
- las altas planicies de los países andinos
- el Noreste de Brasil
- el Norte de México
- el Sudoeste de los Estados Unidos

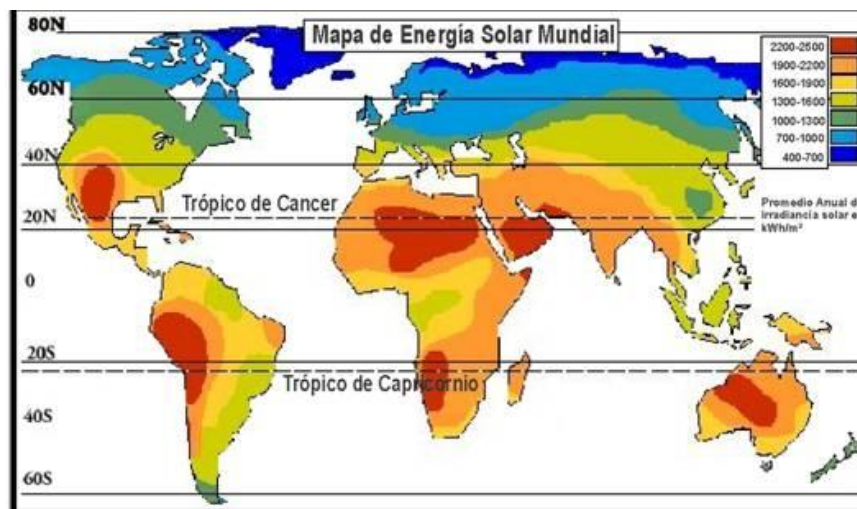


Figura 1. Mapa de radiación mundial.

España, específicamente Andalucía, cuenta con la situación privilegiada de situarse en una zona con abundante recurso solar, por lo que la construcción de este tipo de instalaciones es idónea. Además, es líder mundial en capacidad tecnológica y potencia instalada, y posee un tejido industrial y de investigación adecuado para su desarrollo.

En la Figura 2 se muestran todas las instalaciones termosolares existentes hasta ahora, y cuya distribución geográfica coincide con la comentada anteriormente. En el Anexo 1 se indican las características fundamentales de todos los proyectos existentes hasta la fecha. En la Tabla 1 se muestran los datos fundamentales: número de instalaciones y la potencia

instalada por países, incluyendo instalaciones en construcción y planificadas.⁵ Los resultados corroboran que España es el líder tecnológico, pero su capacidad instalada es superada por USA, lo cual está dado por que la legislación española solo concede primas a las instalaciones renovables de hasta 50MW. Seguidamente encontramos los nuevos nichos de mercados para las energías renovables, como son India y China.



Figura 2. Mapa termosolar del mundo, 2012.

En España existen 1.3 GW operables de termosolar, 571 en construcción y 932 MW planificadas. Las diferentes variantes tecnológicas se encuentran repartidas con 52 (2405 MW), 5 (39 MW), 4 (101 MW) y 2 (31 MW) instalaciones de cilindro parabólico, paraboloide de revolución, de torre central y Fresnel, respectivamente. La mayor concentración de dichas instalaciones está en el sur, debido a que es la zona con mayor recurso solar; la distribución geográfica de estas es mostrada en la Figura 3.⁶

Debido a cambios en el marco regulatorio en España, la penetración de la tecnología termosolar en otros países ha aumentado considerablemente, como son la India, Sudáfrica, EE. UU., Medio Oriente y China. Por tal razón, se espera un rápido comportamiento en la curva de aprendizaje de la termosolar respecto al resto de tecnologías en los próximos años (Gráfica 4). Sin embargo, todavía se requiere de un esfuerzo extraordinario por parte de la I+D+i para aumentar su competitividad y desarrollo comercial, aún en ausencia de primas. Para el aumento de esta competitividad es necesario abordar tres frentes: reducción de costes, mejorar la gestionabilidad y la sostenibilidad. Esto se refiere al desarrollo y optimización de los procesos de fabricación, de bloques de potencia, nuevos diseños de captadores, así como una disminución de la complejidad de los componentes de estas estructuras y su ensamblaje. Lo anterior influiría en la reducción de los costes de mano de obra, la cadena de procesos de ensamblaje, la operación y el mantenimiento. Se puede también incluir el estudio de posibles nuevos fluidos de trabajo que sean, por un lado, menos contaminantes, de esta manera sería posible eliminar sistemas preventivos de situaciones críticas y plantas de reciclaje, como es el caso de los aceites térmicos. Y por otro lado que sean más eficientes, con los cuales se pudiera trabajar a mayores temperaturas. Con esto se persigue un aumento del rendimiento total de la instalación, y por tanto de la rentabilidad, lo que se traduciría en un periodo de retorno mucho menor. Otros puntos claves para conseguir

este aumento de competitividad es el estudio de la eficiencia del almacenamiento térmico (monotanco y almacenamiento termoquímico) para la misma cantidad de horas y mejoras en la predictibilidad de la producción con nuevos modelos de simulación y herramientas meteorológicas.

Tabla 1. Datos de todos los proyectos termosolares en el mundo.

País	No. instalaciones	Potencia instalada (MW)
España	65	2826
USA	50	6530
India	17	868
Australia	14	656
China	7	355
Sudáfrica	5	257
Marruecos	4	715
Israel	3	440
Algeria	3	165
Chile	3	365
Egipto	2	170
Túnez	2	100
México	2	24
Tailandia	2	15
Jordania	1	100
UAE	1	100
Iran	1	67
Brazil	1	50
Grecia	1	38
Italia	1	5
Alemania	1	2

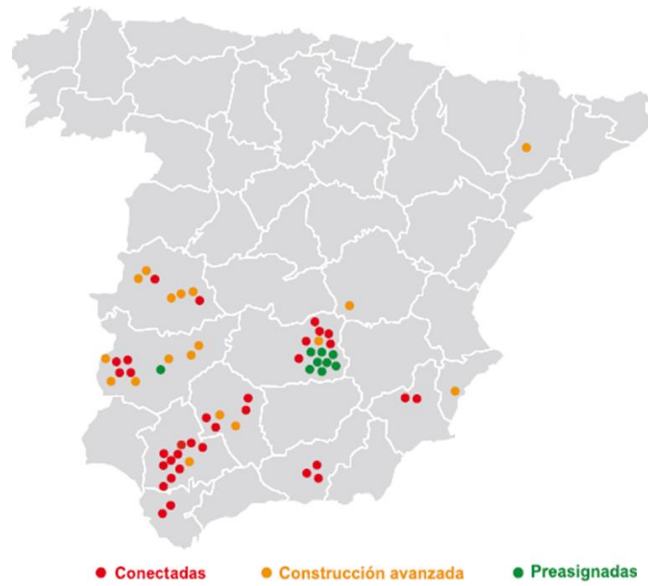
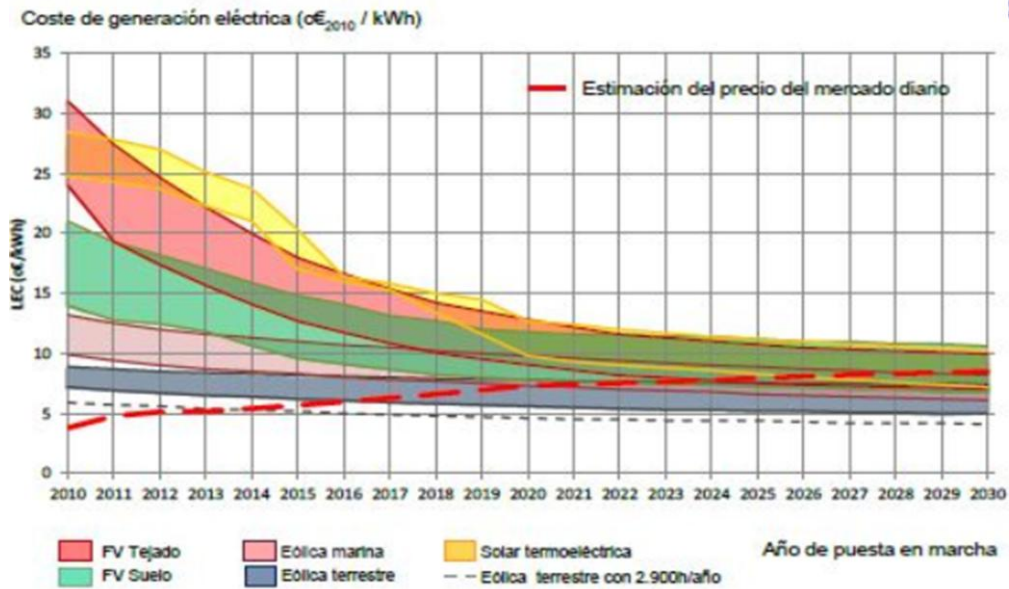


Figura 3. Distribución geográfica de las centrales termosolares en España.



Gráfica 4. Curva de aprendizaje de las energías renovables. Predicción hasta 2030.

En cuanto a la sostenibilidad se pretende disminuir el consumo de agua que se utiliza para la refrigeración (aproximadamente 4l de H₂O/kW) y la limpieza (aproximadamente 0.7l de H₂O/m² de espejo), e investigando en la fabricación de aerocondensadores más eficientes y menos costosos, la implementación de sistemas duales (refrigeración seca + refrigeración húmeda) y tratamiento de antiensuciamiento, respectivamente.

A pesar de que en el mundo existe una cantidad considerable de centrales operativas (57 operativas, 45 en construcción y 85 planeadas), lo que se traduce en aproximadamente 2.4 GW instalados, la mayoría de las instalaciones presenta una ingeniería similar mostrando poco nivel de innovación, específicamente la tecnología de aceite térmico calentado como fluido de trabajo en el campo solar. Las variantes tecnológicas se reparten como el 8, 9, 20 y 64%

para disco Stirling, Fresnel, torre central y cilindro parabólico, respectivamente. Gemasolar ha marcado un nuevo hito en el mercado termosolar, esta planta utiliza sales fundidas como fluido de trabajo y en el depósito de almacenamiento (en el Anexo 2 se resumen las características principales del proyecto).

La Asociación Europea de Energía Solar Térmica (ESTELA) publicó un estudio donde proponía una hoja de ruta hasta 2025 (Figura 4).⁷ En el periodo 2007-2015, se comienza el salto a instalaciones comerciales a grandes escalas en todo el mundo (potencia entre 50 y 100 MW). Con el esfuerzo de la I+D+i, de la cual hemos hablado de manera extensa previamente, se podrá conseguir una mayor desarrollo tecnológico, lo que permitirá la construcción de mayores plantas que posean una eficiencia superior, y conlleven costes bastante inferiores. Alrededor del 2020 la termosolar alcanzará su madurez, momento a partir del cual se construirán plantas a mayor escala (>250 MW). Se prevé que el precio de la electricidad se pueda reducir un 55%, y alcance la paridad con las fuentes fósiles. Se espera que para el 2050 la CSP pudiera proporcionar un 11,3 % de la electricidad mundial, con un 9,6 % procedente de energía solar y un 1,7 % de combustibles de reserva (fósiles o biomasa).

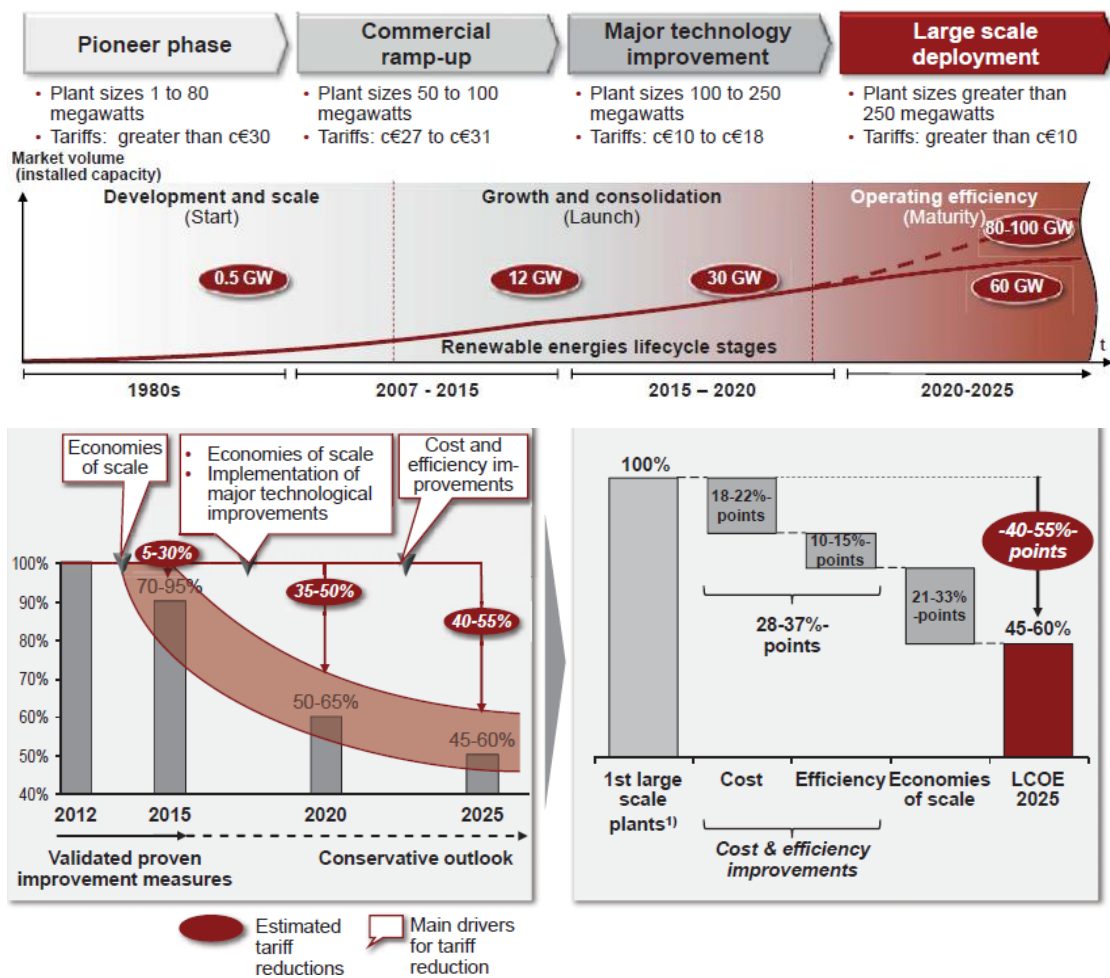
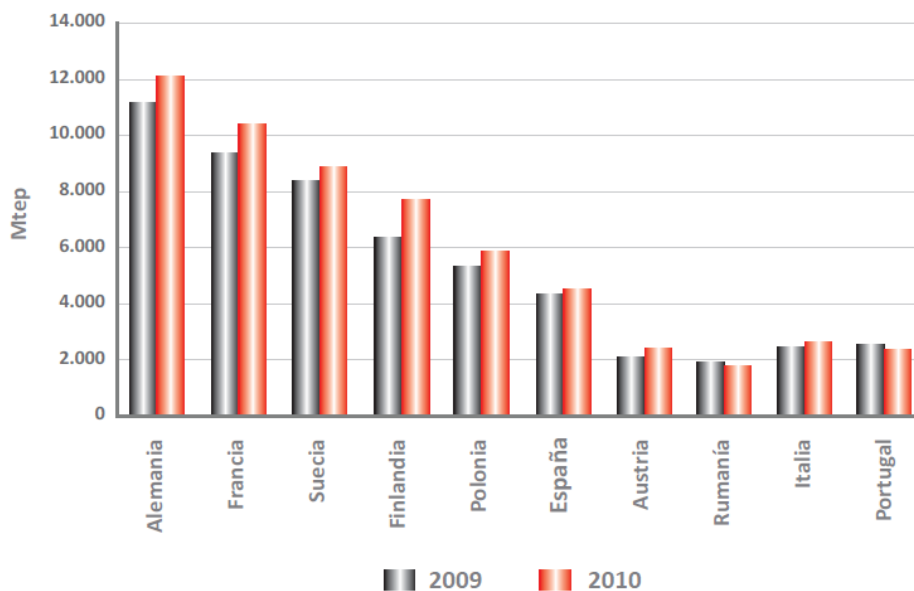


Figura 4. Hoja de ruta de la tecnología solar térmica.

La biomasa es una de las fuentes energéticas renovables con mayor potencial de crecimiento durante las próximas décadas. En todo el mundo, la aportación actual de la

biomasa (utilizando una definición amplia que incluye todas las fuentes de bioenergía y también los usos tradicionales no eficientes) se sitúa en torno al 10% del total de producción de energía. De acuerdo con previsiones establecidas por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), a lo largo del siglo XXI la biomasa va a desempeñar un papel fundamental en el abastecimiento energético con recursos renovables y su cuota de participación en la producción mundial de energía debería estar entre el 25% y el 46%.



Gráfica 5. Producción de energía primaria a partir de biomasa sólida en países de UE-27⁸

Los objetivos fijados para la biomasa por la UE para 2020 alcanzarían los 1.650 TWh de consumo anual de energía final. Para alcanzar dicho escenario, el suministro de energía primaria por biomasa tiene que estar entre 1.850 y 3.400 TWh, dependiendo de cómo la biomasa vaya a ser utilizada (bien para producir calor o electricidad).

Entre los años 2000 y 2007 el consumo de energía por biomasa creció en la UE aproximadamente 25 TWh por año, por lo que si el crecimiento continuara al mismo ritmo se llegaría en el año 2020 a un consumo de 1.125 TWh, es decir, 525 TWh por debajo del escenario que maneja la Comisión Europea.

Un estudio sobre la cantidad de biomasa que se podría obtener domésticamente en la UE en un escenario de movilización “dinámica” de biomasa (teniendo en cuenta la tierra disponible, los diferentes tipos de combustible a partir de biomasa, la sostenibilidad y el tiempo necesario para incrementar la oferta), llega a la conclusión de que se podría alcanzar una oferta adicional de 1.000 TWh de energía renovable por biomasa doméstica.

Dos tercios de este incremento potencial procederían de cultivos energéticos y residuos agrícolas, y el resto de incrementos en la extracción de residuos forestales y de mayor uso de residuos sólidos urbanos e industriales para propósitos de energía. Con ello se llegaría a una oferta aproximada de 2.000 TWh al año de biomasa producida en la UE. Para satisfacer una demanda de 2.300 TWh al año habrá que importar biomasa para cubrir unos 300 TWh al año.

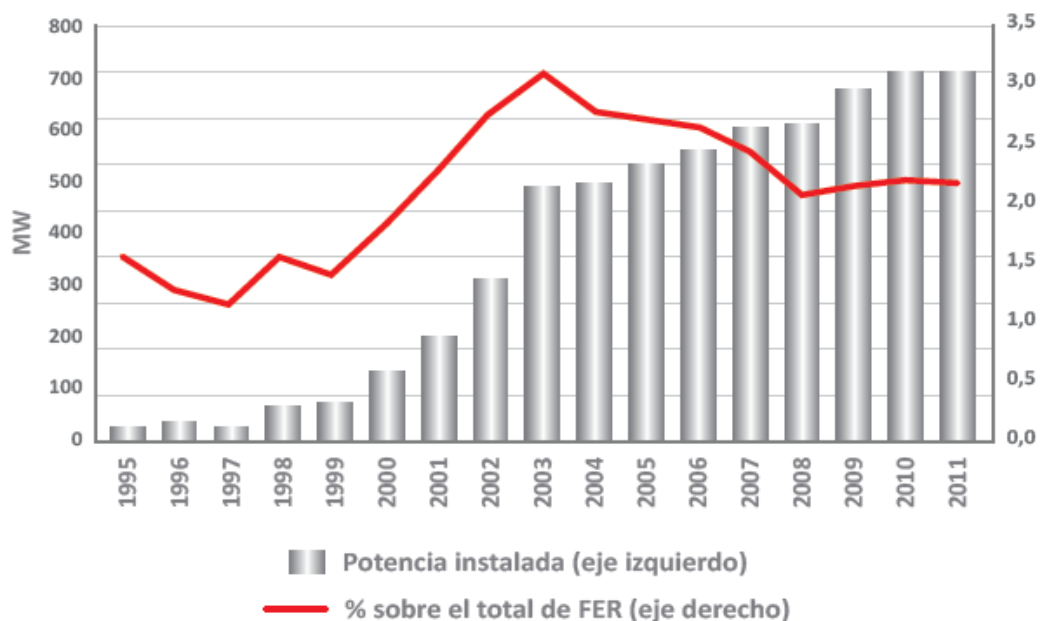
Los planes nacionales que los 27 países de la UE han elaborado y comunicado en 2010 al organismo correspondiente de la UE, sobre la evolución de las energías renovables hasta 2020, permiten conocer el peso que tienen y van a tener en los próximos años las distintas aplicaciones de la biomasa. Los datos obtenidos a partir de dichos planes nacionales permiten establecer una panorámica de la situación actual y perspectivas de la biomasa en la UE, que se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 2. Panorámica de la situación actual y perspectivas de la biomasa en la UE⁹

	2005	2010	2020
% Energías Renovables en el consumo final bruto de energía (Mtep)	8,0%	11,5%	20,5%
% Bioenergía dentro de las renovables (Mtep)	60,0%	61,0%	57,0%

Contribución total de bioenergía en 2010 en la UE	83,8 Mtep	Uso térmico = 70%
		Transporte = 18% (ppal. Biocarburantes)
		Uso eléctrico = 12%
Contribución total de bioenergía en 2010 en la UE	138,5 Mtep	Uso térmico = 62% (España = 51%)
		Transporte = 24% (España = 40%)
		Uso eléctrico = 14% (España = 9%)

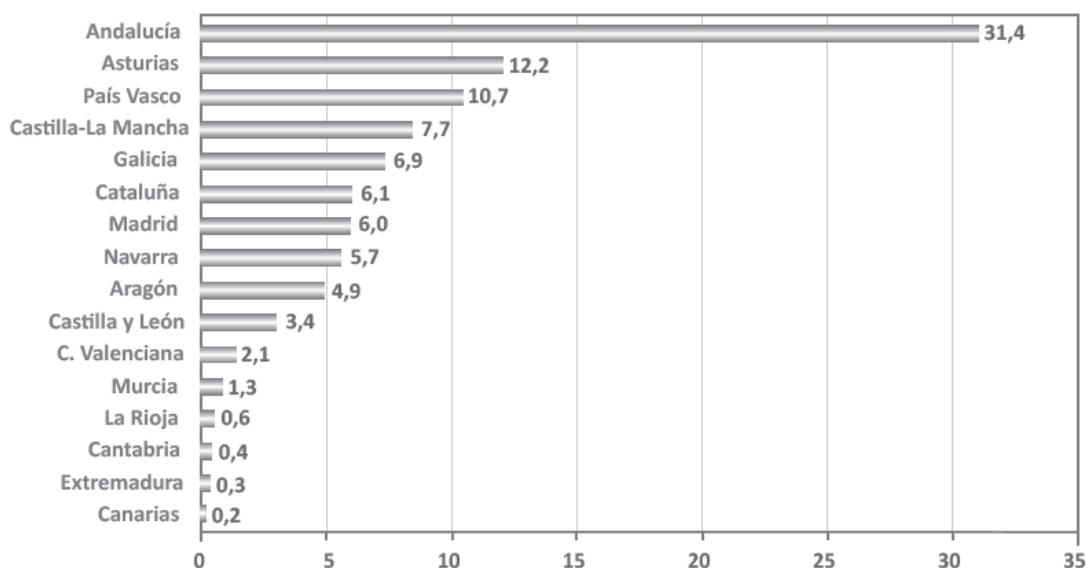
Bioenergía para uso térmico en 2020 en la UE	El 18% del consumo total de energía para aplicaciones térmicas: un 83% biomasa sólida, un 11% biogás y un 6% biolíquidos.
	En España, el 16% del consumo total de energía para aplicaciones térmicas: un 97,5% biomasa sólida y un 2,5% biogás.
	Según los planes nacionales, la producción de bioenergía para uso térmico crecería en 27 Mtep entre 2010 y 2020 en la UE
Bioenergía para uso eléctrico en 2020 en la UE	El 7% del consumo total de energía para aplicaciones eléctricas: un 71% biomasa sólida y un 29% biogás.
	En España, el 3% del consumo total de energía para aplicaciones eléctricas: un 67% biomasa sólida y un 33% biogás
	Según los planes nacionales, la producción de bioenergía para usos eléctricos crecería en 116 TWh entre 2010 y 2020 en la UE. Del incremento total de electricidad por fuentes renovables, el 27% sería bioenergía, lo que supondría un peso en el <i>mix</i> renovable del 23% en 2020.



Gráfica 6. Evolución de la potencia de biomasa instalada en España¹⁰

Como se observa en la Gráfica 6 la potencia instalada de biomasa ha alcanzado los 706 MW en el año 2010. Este dato supone un incremento del 377% desde el año 2000, cuando existían 148 MW instalados, y del 1.665% desde 1995, año en el que la capacidad instalada en España se limitaba a 40 MW.

Sin embargo, en relación con el total de megavatios instalados de fuentes renovables, la biomasa (biomasa sólida más biogás) solamente ha logrado situarse actualmente en un 2%. Esta contribución de la biomasa al mix eléctrico renovable alcanzó su máximo valor en el año 2003, cuando supuso el 3% del total de fuentes de energía renovable.



Gráfica 7. Potencia Instalada por comunidades autónomas % sobre el total de biomasa instalada en España

La distribución de la potencia instalada de biomasa por comunidades autónomas muestra una preponderancia de Andalucía, con el 31,4% del total instalado en toda España, seguida a gran distancia por Asturias, con un 12,2% de la potencia instalada a nivel nacional.

Con el objetivo de adaptar la producción de energía eléctrica a la demanda, se ha trabajado en el diseño de instalaciones híbridas, utilizando dos o más fuentes de energías, ya sean de origen renovables o fósiles. La capacidad que posee la termosolar para hibridarse con otras tecnologías ha permitido aumentar significativamente el número de horas funcionamiento, entre 4000 y 6000 horas al año, lo que la convierte en una de las tecnologías más atractivas. Generalmente las centrales termosolares tienen como combustible de respaldo el gas natural, sin embargo se ha estado estudiando otras alternativas, como son termosolar-biomasa. En este momento no existe ninguna central con tales características, pero a finales de este año se espera que la primera planta híbrida termosolar-biomasa, Borges, entre en funcionamiento. Esta central, ubicada en Lleida y promovida por Abantia, tendrá una potencia de 22.5 MW, con una capacidad de producción anual de 98.000 MWh, aunque no dispondrá de almacenamiento térmico, su inversión ha sido de aproximadamente 150 millones de euros.¹¹

1.4 Estudio de las tecnologías termosolares existentes

1.4.1 Comparación de tecnologías. Limitaciones

La energía termosolar es una tecnología que aprovecha la energía térmica del sol concentrándola mediante espejos reflectores hacia uno o varios receptores, dependiendo de la tecnología, logrando alcanzar temperaturas mayores a 500°C; que calientan un fluido generando posteriormente vapor para generar electricidad mediante una turbina. Existen diferentes variantes de la tecnología termosolar, donde la principal diferencia radica en la manera de absorber la energía térmica del sol, en la Figura 5 se observa un esquema genérico de una planta termosolar, aquí se puede apreciar una etapa de almacenamiento, que es opcional y no todas las tecnologías tienen la capacidad para hacerlo, sin embargo es lo que las puede hacer gestionables y permitir aumentar las horas de funcionamiento.

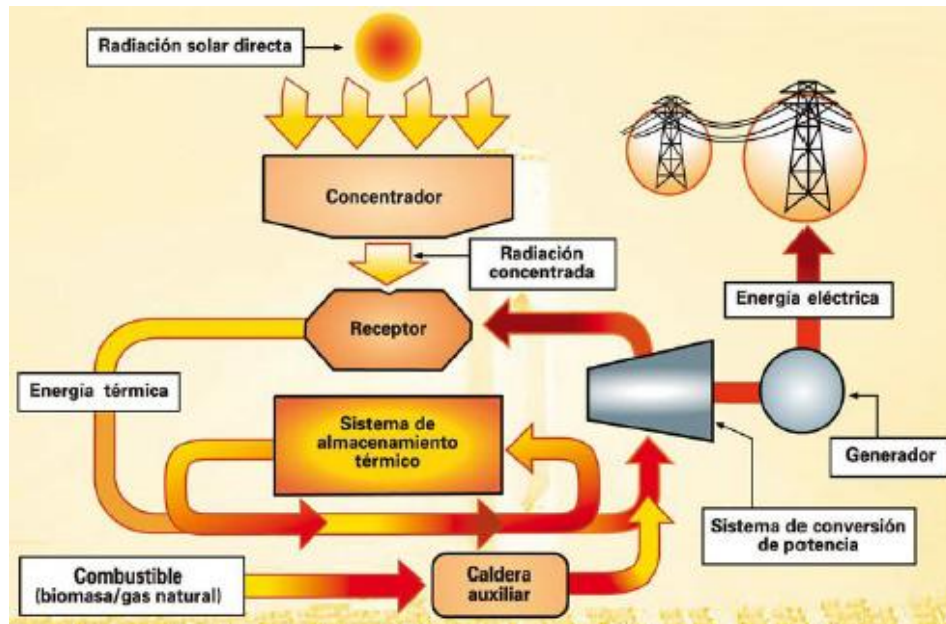


Figura 5. Esquema de una central termosolar genérica

A continuación se explican las tecnologías termosolares más relevantes:

- **Cilindro parabólico**

Esta tecnología consiste en canales parabólicos, que por sus propiedades geométricas reflejan la luz solar al foco de la parábola, en este caso se emplean varios receptores y se hace un seguimiento en un solo eje, de Este a Oeste de la trayectoria del sol, los captadores se encuentran normalmente orientados de Norte a Sur y en conjunto son capaces de concentrar en el receptor hasta 80 veces la componente directa de la radiación solar recibida.

En los tubos receptores circula un fluido que comúnmente es un aceite térmico que puede calentarse hasta 400°C sin degradarse, este aceite pasa a un intercambiador aceite-agua, donde se eleva la temperatura del agua que posteriormente entrará al ciclo de potencia, llevado a cabo por una turbina de vapor de ciclo Rankine. También se puede emplear agua como fluido térmico, generando el vapor directamente para la turbina, o sales fundidas que alcanzan mayores temperaturas aunque generan otro tipo de complicaciones en la Operación y Mantenimiento de la instalación. En la Figura 6 se puede observar un sencillo esquema del proceso de captación solar de una central con cilindro parabólico.

Las centrales de cilindro parabólico tienen la posibilidad de incorporar almacenamiento térmico, permitiendo que se produzca energía cuando haya poca o ninguna radiación solar, este procedimiento consiste en emplear parte de la energía térmica absorbida para calentar un fluido que posteriormente sea capaz de generar vapor para el ciclo de potencia.

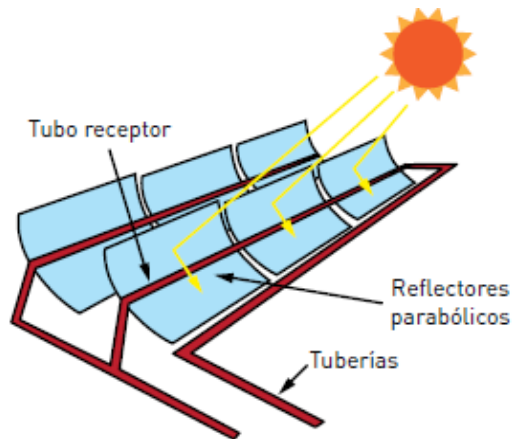


Figura 6. Receptores de cilindro parabólico.

Actualmente están en estudio diversas opciones para el almacenamiento, sin embargo la más madura es a través de dos tanques de sales fundidas, uno frío y otro que se calienta cuando el campo solar produce energía térmica en exceso, razón por la cual debe estar sobredimensionado para que constantemente produzca más energía de la requerida por el ciclo Rankine. Las sales fundidas pueden alcanzar temperaturas mucho más altas que el aceite térmico, por lo que para almacenar la energía térmica son una muy buena alternativa, permitiendo aumentar el número de horas equivalentes de la instalación.

- **Receptor central:**

También llamado sistemas de torre, consiste en un gran número de heliostatos reflejando a un solo receptor, que se encuentra en lo alto de una torre, cuya altura dependerá de la cantidad de heliostatos que contenga el campo solar y el área en la que se puedan distribuir. En la Figura 7 se puede observar la configuración del campo solar de una central de torre.

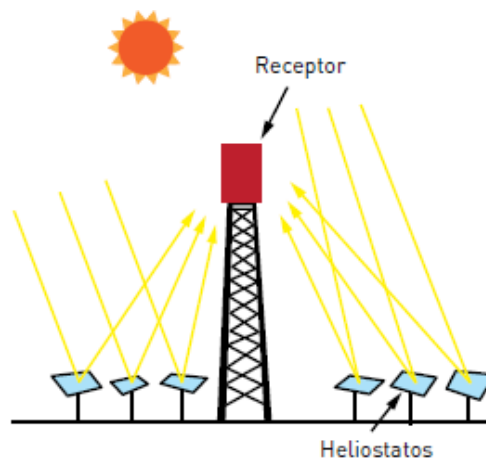


Figura 7. Receptor central.

En el receptor se alcanzan temperaturas de hasta 500°C que se emplean para calentar el fluido de trabajo y posteriormente seguir el ciclo termodinámico explicado anteriormente, en este caso se realiza de una manera mucho más eficiente debido a las altas temperaturas que alcanza el receptor. Los fluidos de trabajo más empleados son sales fundidas, agua, vapor y

aire, ya que pueden aguantar muy altas temperaturas sin degradarse, la elección también dependerá del tipo de receptor con el que se trabaje.

Los heliostatos realizan seguimiento en dos ejes para sacar mayor provecho a la radiación solar y son capaces, en conjunto, de concentrar hasta 3000 veces la radiación directa recibida. La altura de la torre dependerá de la disposición y tamaño de los heliostatos, ya que mientras más alta sea se presentarán menos sombras y bloqueos entre sí.

Las centrales de torre permiten también realizar almacenamiento térmico, a través de tanques de agua presurizada o de sales fundidas igual que en el caso de las centrales de cilindro parabólico, solo que al lograr temperaturas más altas en el receptor lo hace de una manera más eficiente. El hecho de tener un solo receptor también hace más compleja la Operación y Mantenimiento de los equipos de la instalación, así como la integración de todos los sistemas de la central.

- **Receptores de Fresnel:**

Esta tecnología consiste en concentradores planos o con muy poca curvatura, reflejando a un tubo receptor, estos espejos pueden hacer seguimiento en un eje y se colocan paralelos entre sí. En el tubo receptor normalmente hay agua como fluido y se genera vapor directamente para la turbina. Con los concentradores lineales de Fresnel se logra concentrar hasta 40 veces la radiación directa recibida y alcanzar temperaturas de aproximadamente 270°C. El receptor y el concentrador son elementos independientes, por lo que hay menos probabilidades de fallos.

En la Figura 8 se puede observar la disposición típica de concentradores de Fresnel.

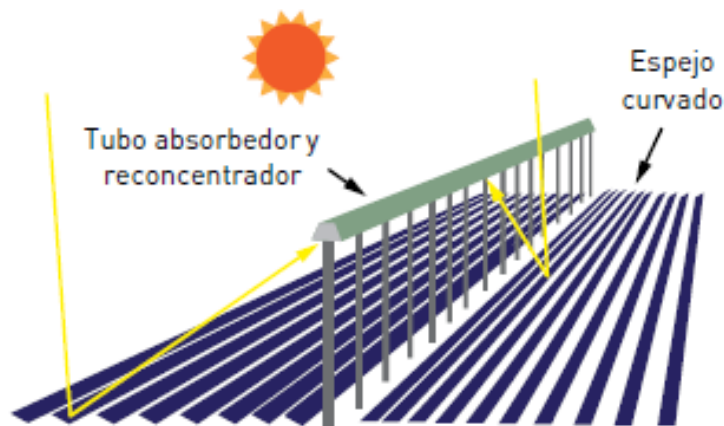


Figura 8. Concentradores lineales de Fresnel.

De esta tecnología se pueden distinguir dos variantes, captadores clásicos y captadores compactos, con estos últimos existe la posibilidad de apuntar a dos receptores distintos, dependiendo de la posición del sol, lo que logra disminuir el tamaño de los captadores, de ahí la denominación de compactos, también se disminuyen las sombras y los bloqueos entre captadores y se hace un mejor aprovechamiento del terreno.

En general la tecnología Fresnel resulta mucho más económica en infraestructura, equipos, operación y mantenimiento que las otras tecnologías termosolares, sin embargo tiene también un rendimiento mucho menor en la producción de energía eléctrica que puede llegar a mejorarse implementando un sistema de almacenamiento térmico.

A continuación se presenta la Tabla 3 que resume las características principales de las tecnologías explicadas anteriormente:

Tabla 3. Comparación entre las diferentes tecnologías termosolares.¹²

	Cilindro parabólico	Receptor central	Concentrador lineal de Fresnel
Factor de concentración	10 ¹	10 ³	10 ¹
Tipo de foco	Lineal	Puntual	Lineal
Sombras	Receptor, cilindros vecinos	Torre, heliostatos vecinos	Receptor, estructura, concentradores vecinos
Bloqueos	No	Heliostatos vecinos	Estructura, concentradores vecinos
Tipo de seguimiento	Un eje	Dos ejes	Un eje
Fluido caloportador	Aceite térmico, agua/vapor, sales fundidas, gas	Aceite térmico, sodio, agua/vapor sobrecalentado o saturado, sales fundidas, aire presurizado o atmosférico	Agua/vapor
Rendimiento	21%	25%	18%
Aplicaciones	Generación eléctrica a gran escala conectada a red, calor de proceso	Generación eléctrica a gran escala conectada a red, calor de proceso a altas temperaturas	Pequeños sistemas de generación eléctrica, calor de proceso
Principales limitaciones	Temperatura de trabajo del fluido no permite alcanzar altas temperaturas	Instalaciones a gran escala, requieren gran capital de inversión	Menor factor de concentración, menores temperaturas de trabajo y poca consolidación comercial de la tecnología

1.4.2 Hibridación termosolar con biomasa

La tecnología termosolar presenta principalmente dos opciones de hibridación: termosolar hibridada con uno o varios combustibles auxiliares (gas natural, biomasa, etc.) e integración de la energía termosolar en ciclos combinados.

Es bien conocido que uno de los inconvenientes de la electricidad y de la energía solar es la dificultad de almacenarlas, por lo que, si se quiere conseguir un sistema energético lo más eficiente posible y emplear la radiación solar como fuente energética y la electricidad como vector energético, es necesario, como mínimo, emplear una fuente energética almacenable como complemento de la solar. Puede pensarse en una fuente convencional como es el gas natural pero también en una fuente renovable abundante como es la biomasa.¹³

La hibridación termosolar con biomasa es una combinación de dos energías renovables que presenta grandes ventajas en cuanto a generación eléctrica se refiere. Esta hibridación permite aprovechar tanto la radiación solar como la biomasa, que son dos recursos con gran disponibilidad en España y en especial en Andalucía, consiguiendo así mayor producción y rentabilidad económica.

Por otra parte, al hibridar una central termosolar con biomasa, se busca no sólo aumentar la producción si no mejorar también el rendimiento de la central. Para ello, se propone el desarrollo de centrales híbridas con el sol como fuente principal de energía primaria, la biomasa como fuente complementaria almacenable y el gas natural como ajuste adicional para cubrir los posibles fallos de suministro y mejorar el rendimiento del conjunto. Nuestro análisis se centrará en esta configuración híbrida.

1.4.2.1 ¿Por qué hibridar con biomasa?

1. **Producción:** Con una planta hibridada se consigue duplicar la producción eléctrica generada por una central termosolar sin hibridar.
2. **Generación gestionable:** La hibridación permite la producción de energía eléctrica con muy baja o sin irradiación solar, consiguiendo una operación de planta de unas 7000 horas equivalentes, que equivalen a un factor de capacidad del 80 %. Este factor de capacidad es muy alto en comparación con las energías renovables e incluso para fuentes de producción de energía convencionales.
3. **Maximizar la eficiencia de la planta:** Con la incorporación de la hibridación, se permite una operación continua de la turbina de vapor, evitando los procesos de arranque y parada diarios de la misma. Como resultado se tiene una mayor eficiencia del bloque de potencia, al estar funcionando más horas bajo condiciones nominales de operación, así como de la infraestructura de la planta.
4. **Menor inversión para producciones eléctricas similares:** El uso de la biomasa optimiza los requisitos de capital y minimiza el coste específico de la instalación (menor LEC, *Levelized Electricity Cost*).

5. **Evitar el sobredimensionado del campo solar** (necesario en una planta con almacenamiento para producir la misma cantidad de energía eléctrica) aún con funcionamiento continuo de 24 h/día.¹⁴

1.4.2.2 Alternativas de hibridación

Las centrales termosolares, así como las centrales de combustión de biomasa, están basadas en el ciclo de Rankine, donde la energía térmica se emplea en la generación de vapor sobrecalentado. El vapor sobrecalentado, al ser turbinado, produce energía mecánica en un eje que será finalmente transformada en electricidad por medio de un generador. Por tanto, los elementos que tienen en común ambas tecnologías son:

- Turbina de vapor
- Generador
- Condensador y torre de refrigeración
- Elementos comunes del ciclo de Rankine como tuberías, válvulas, elementos de control, de suministro de agua, elementos eléctricos, etc.

A parte de estos elementos comunes, las centrales termosolares de canal cilindro parabólico y las centrales de combustión de biomasa tienen otros elementos imprescindibles para su funcionamiento. Estos elementos son para cada una de estas tecnologías los siguientes:

- Para la central termosolar: el campo de colectores solares, el generador de vapor y los elementos auxiliares como bombas, sistemas de control, etc. La instalación solar suele estar apoyada además por una caldera de gas natural.
- Para la central de combustión de biomasa el componente principal es la caldera de biomasa, donde se quema la biomasa para calentar agua, generar vapor y sobrecalentar el vapor hasta las condiciones de temperatura y presión deseadas.

Los elementos más importantes de las centrales convencionales de canales parabólicos y de combustión de biomasa deben combinarse de forma que se puedan aprovechar ambas fuentes de energía de modo más eficiente y dotando a la central de mayor gestionabilidad que ambas configuraciones por sí solas. Consiguiendo así tener un único bloque de potencia sin problemas de operación. Esto permite que se pueda diseñar una central híbrida que utilice la fuente solar durante el día y la biomasa durante la noche y días nublados. Por tanto, la central híbrida se basará en la integración de los colectores solares y el ciclo de agua/vapor de la central de combustión de biomasa. Considerando ambos ciclos de Rankine (el solar y el de la biomasa), pueden considerarse dos configuraciones para interconectar ambos sistemas:¹⁵

1.4.2.3 Conexión de la caldera de biomasa en paralelo con el campo de colectores solares

En esta configuración, mostrada en la Figura 9, la caldera de biomasa se diseña para calentar el fluido térmico (normalmente aceite térmico) que proviene del campo solar en

lugar de calentar agua. Este tipo de diseño requiere que la caldera de biomasa tenga una respuesta rápida para poder adaptar su punto de funcionamiento a la variabilidad del recurso solar. Para ello, la caldera de biomasa cuenta usualmente con un sistema auxiliar de gas natural de respuesta rápida.

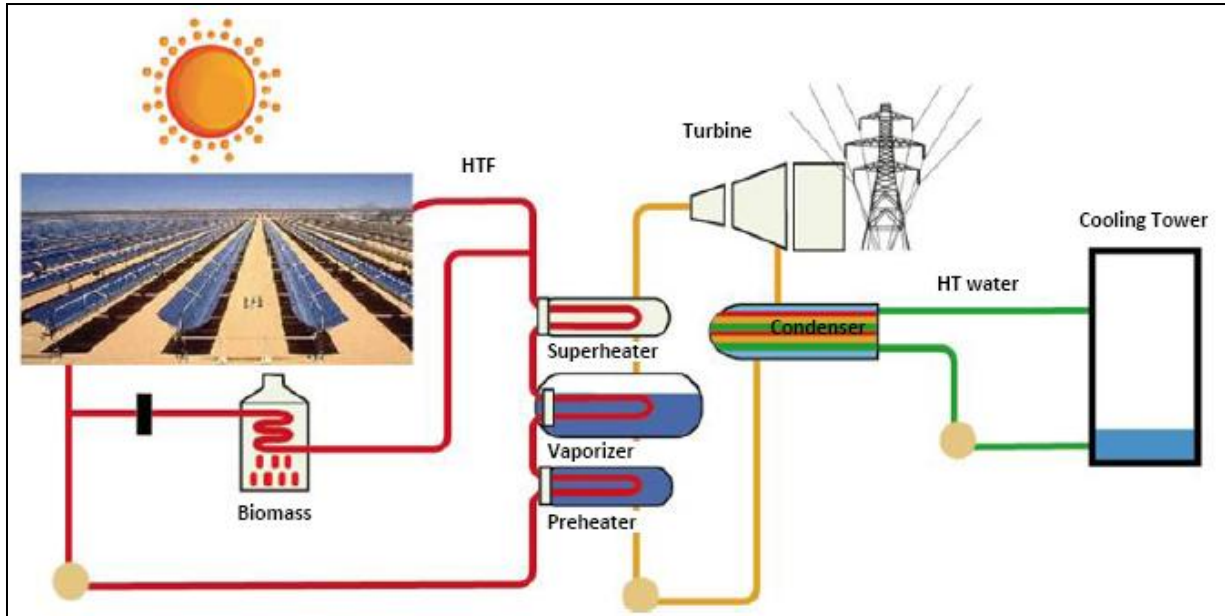


Figura 9. Esquema de una central termosolar CCP híbrida con biomasa. Conexión de la caldera de biomasa en paralelo con el campo solar.¹⁶

En el caso de incluir almacenamiento con sales, este problema se paliaría ya que la caldera de biomasa podría estar funcionando aún con recurso solar suficiente sin perjudicar al funcionamiento del campo solar. Al estar el sistema de almacenamiento conectado en paralelo con el campo solar y la caldera de biomasa, la energía producida por la caldera de biomasa sobrante podría pasar al sistema de almacenamiento de sales, para luego producir electricidad en horas sin recurso solar.

Esta es la configuración que se ha escogido para el análisis técnico-económico desarrollado en este proyecto, por ser la que mejores opciones de gestionabilidad aporta y la única hasta el momento desarrollada comercialmente.

1.4.2.4 Conexión de la caldera de biomasa en serie con el campo de colectores solares

Otra opción posible es conectar la caldera de biomasa en serie con el campo de colectores, de forma que la energía térmica procedente de la caldera de biomasa se emplee para aumentar la temperatura de salida del fluido caloportador del campo solar. Esta configuración no tiene mucho sentido, ya que habría que bombear el fluido por el campo solar incluso cuando no hubiera radiación para poder producir electricidad en periodos sin recurso solar, induciendo grandes pérdidas. Además, se necesitaría una caldera de biomasa capaz de regular carga rápidamente y con transitorios cortos.

Por tanto, esta configuración no se considera adecuada para los objetivos de aumento de eficiencia y gestionabilidad de la central termosolar buscados en este proyecto.

1.4.2.5 Conexión de la caldera de biomasa en paralelo con el bloque de potencia

Con la conexión en paralelo de las instalaciones solar y de biomasa en el circuito del bloque de potencia, esquematizada en la Figura 10, se tienen dos sistemas capaces de generar vapor sobrecalentado de forma independiente. En esta configuración, los circuitos de ambas instalaciones están conectados para obtener una mayor producción energética. Sin embargo, esta configuración requiere de un sistema de control adecuado para mantener las condiciones de vapor apropiadas: el volumen de agua de alimentación de la caldera de biomasa se ajusta en función de la irradiancia solar y el vapor generado por la parte solar. Esto implica que la caldera de biomasa debe operar a distintas cargas dependiendo de la contribución solar para producir una generación eléctrica más o menos constante, lo cual a día de hoy no es tan sencillo.

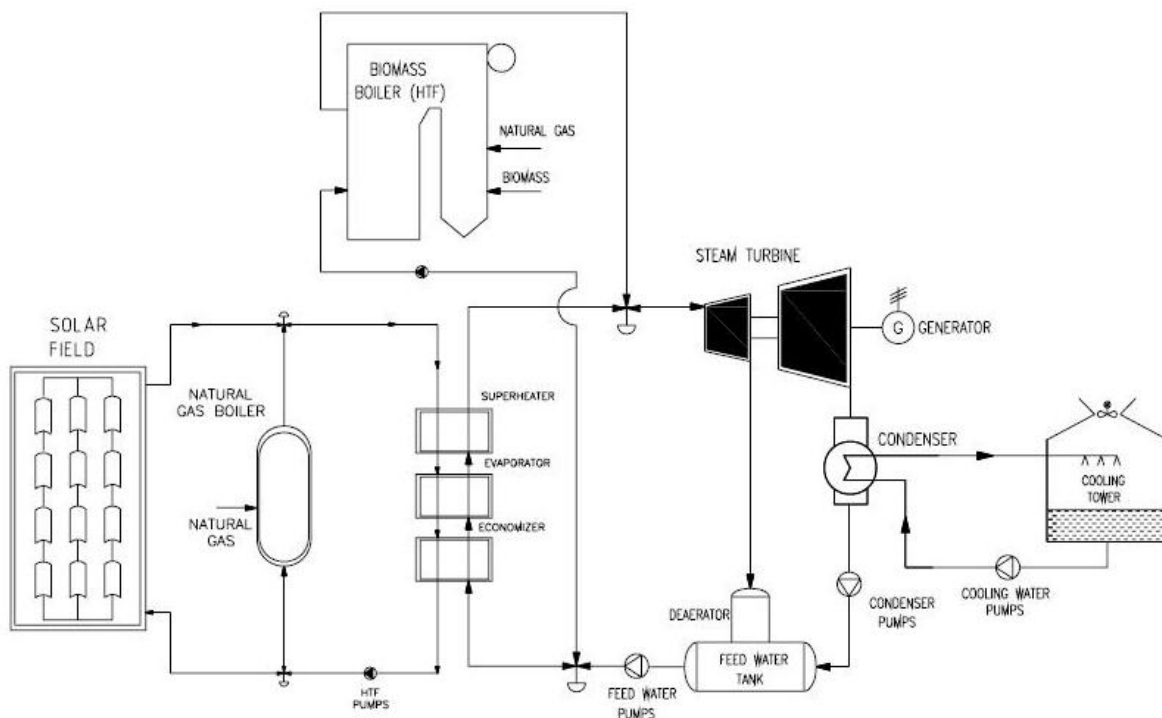


Figura 10. Esquema de una central termosolar CCP híbrida con biomasa. Conexión de la caldera de biomasa en paralelo con el bloque de potencia.¹⁷

1.4.2.6 Estrategia de operación de la central híbrida

En el análisis técnico económico de la central termosolar híbrida con biomasa se va a realizar teniendo en cuenta dos configuraciones: (1) Central termosolar sin almacenamiento híbrida con biomasa y gas natural; (2) Central termosolar con sistema de almacenamiento híbrida con biomasa y gas natural. La estrategia de operación de ambas configuraciones

será similar, pero con algunas pequeñas diferencias debido a la no capacidad de almacenamiento de la primera.

Para el establecimiento de la estrategia de operación de la central termosolar híbrida, se han tenido en cuenta los siguientes objetivos: operar a plena carga y de la forma más continuada posible el bloque de potencia, alargar la operación nocturna y evitar que se produzca un rechazo de energía como consecuencia del uso de combustibles fósiles (biomasa y gas natural).¹⁸

Se han tenido además en cuenta las características especiales de cada uno de los componentes en cuanto a operación se refiere:

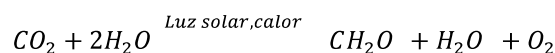
- **Caldera de biomasa:** De acuerdo a la naturaleza de las calderas de biomasa, se recomienda que éstos sólo se usen para periodos de operación largos, ya que presentan largos transitorios durante el arranque y parada. El uso de biomasa se centra por tanto en mantener el bloque de potencia a un valor de carga deseado. En el caso de la configuración (1), sin almacenamiento, la caldera de biomasa operará por las noches y en aquellos días con poco recurso solar. En cuanto a la configuración (2), con almacenamiento, la caldera de biomasa operará a tiempo completo a lo largo del día salvo aquellos días que esto implicara un rechazo de la producción solar. Esto sucede principalmente en los meses de verano. En los meses de invierno por el contrario, estará prácticamente de continuo funcionando todos los días ya que en los casos en los que la parte solar por sí sola tenga capacidad de producir más de 50 MWh eléctricos, y la caldera de biomasa esté arrancada, la energía producida en la caldera pasará al sistema de almacenamiento para ser distribuida cuando la necesitemos.
 - Para ambas configuraciones, la caldera de biomasa no se arrancará más de una vez al día y operará siempre a plena carga. Como nuestra instalación es de 50 MW, la caldera de biomasa conectada en paralelo con el campo solar, en el lado del aceite térmico, está diseñada para generar 25 MW en condiciones nominales de operación.
- **Sistema de almacenamiento:** Durante la noche o en ausencia de recurso solar, el sistema de almacenamiento va a prolongar las horas de operación de la central, en conjunto con la caldera de biomasa o con la caldera de gas natural.
- **Caldera de gas natural:** Sirve como sistema auxiliar a los anteriores para mantener las condiciones del fluido térmico y evitar que haya interrupciones de la planta en operación cuando los demás sistemas no son suficientes para lograr las condiciones necesarias de operación. La caldera de gas natural se encuentra también en el lado del aceite térmico, está conectada en paralelo con el campo solar y está diseñada para generar 15 MW en condiciones nominales de funcionamiento.

Para hallar las proporciones de producción termosolar, producción con biomasa y con gas natural, se han tenido en cuenta los límites establecidos en el RD 661/2007, que se explicarán más adelante, junto con las condiciones descritas en este apartado.

1.5 Biomasa

La biomasa es el nombre dado a cualquier materia orgánica de origen reciente que haya derivado de animales y vegetales como resultado de proceso de conversión fotosintético. La energía de la biomasa deriva del material vegetal y animal, tal como madera de bosques, residuos de procesos agrícolas y forestales, y de basura industrial, humana o animales.

El valor energético de la biomasa de materia vegetal proviene originalmente de la energía solar a través del proceso conocido como fotosíntesis. La energía química que se almacena en las plantas y animales o en los deshechos que se producen, se llama bioenergía. Durante procesos de conversión, tales como la combustión, la biomasa libera su energía, a menudo en forma de calor, y el carbón se oxida nuevamente a CO_2 para restituir el que fue absorbido durante el crecimiento de la planta. Esencialmente, el uso de la biomasa para la energía es la inversa de la fotosíntesis.



Los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de procesos limpios y eficientes para la conversión de biomasa en energía; transformándola en combustibles líquidos o gaseosos, por ejemplo.

Los factores que condicionan el consumo de biomasa en Europa son:

- **Factores geográficos:** debido a las condiciones climáticas de la región, las cuales indicarán las necesidades de calor que requiera cada zona, y las cuales podrán ser cubiertas con biomasa.
- **Factores energéticos:** por la rentabilidad o no de la biomasa como recurso energético. Esto dependerá de los precios y del mercado energético en cada momento.
- **Disponibilidad del recurso:** este es el factor que hay que estudiar en primer lugar para determinar el acceso y la temporalidad del recurso.

1.5.1 Clasificación de la Biomasa

La biomasa según su procedencia se clasifica en:

- **Biomasa natural:** Es la que se produce en la naturaleza sin ninguna intervención humana. El problema que presenta este tipo de biomasa es la necesaria gestión de la adquisición y transporte del recurso al lugar de utilización. Esto puede provocar que la explotación de esta biomasa sea inviable económicamente debido a los elevados costes de las operaciones de logística. Se produce en ecosistemas naturales. La

explotación intensiva de este recurso no es compatible con la protección del medio ambiente.

- **Biomasa residual:** Son los residuos que se generan en medio agrícola (leñosos y herbáceos) y ganadería, en las forestales, en la industria maderera y agroalimentaria, entre otras y que todavía pueden ser utilizados y considerados subproductos.

A diferencia de la biomasa natural, en este caso si hay intervención directa del hombre en su producción. Se trata de todos los residuos que se obtienen de las diferentes actividades y que en muchos casos se les ha considerado como desperdicio o basura, pero que tienen la característica especial, de que es utilizada para la generación de energía, tanto térmica como eléctrica, por medio de su combustión.

En muchos casos, puede hacer autosuficientes desde el punto de vista energético, a las instalaciones que aprovechan sus propios residuos tales como granjas, industrias papeleras, serrerías o depuradoras urbanas. La biomasa residual puede ser:

- **Biomasa residual seca:** se incluyen en este grupo los subproductos sólidos no utilizados en las actividades agrícolas, en las forestales y en los procesos de las industrias agroalimentarias y de transformación de la madera y que, por tanto, son considerados residuos. Este es el grupo que en la actualidad presenta un mayor interés desde el punto de vista del aprovechamiento industrial.
 - **Biomasa residual húmeda:** compuestos biodegradables, como aguas residuales urbanas e industriales y residuos ganaderos que tienen un alto contenido en humedad lo que provoca un alto coste de transporte.
- **Cultivos energéticos:** El cultivo de cosechas atendiendo al valor que poseen como combustible, es decir, teniendo en cuenta su potencial energético como cuestión más importante, es lo que se conoce como "cultivos energéticos". Se ha empezado a considerar seriamente la posibilidad de producir biomasa vegetal transformable en energía, conociéndose esta nueva faceta como "Agroenergética", sobre la que, por falta de datos experimentales, existen toda una vía de interrogantes acerca de su alcance desde el punto de vista económico e impactos social y ecológico.

La Agroenergética es un nuevo enfoque del cultivo de la Tierra en el que se pretende utilizar cultivos vegetales para fijar la mayor cantidad posible de energía solar y acumularla en la biomasa vegetal para ser aprovechada con fines energéticos.

Actualmente solo se obtienen pequeñas cantidades de energía procedentes de esta fuente; el conocer su rentabilidad económica y energética debe ser objeto de investigación para que se pueda llevar a cabo esta actividad de forma masiva en un futuro no muy lejano.

Según el destino de los productos obtenidos en los cultivos vegetales cabe considerar tres aspectos dentro de la Agricultura o cultivo racional de la Tierra:

- **Aspecto Agroalimentario:** Cuando los productos obtenidos (en general una parte de la biomasa producida) son destinados a satisfacer las necesidades alimentarias de la población o de los animales.
- **Aspecto Agroindustrial:** Cuando los productos obtenidos tienen un empleo únicamente industrial no alimenticia, como por ejemplo las fibras o los fármacos de origen vegetal.
- **Aspecto Agroenergético:** Cuando la totalidad de la biomasa cosechada se emplea con fines energéticos (producción de energía), bien directamente, o bien, después de su transformación, en combustible líquido, sólido o gaseoso.

Los aspectos agroalimentario y agroindustrial son los que han predominado desde que la agricultura se realiza de forma organizada y consciente, de forma tal que todos los avances técnicos han sido pensados y aplicados para potenciar los dos aspectos anteriormente mencionados. Los avances en la fitotecnia de los cultivos, en la genética de las plantas, etc., no han sido vertidos a optimizar la obtención de combustible como objetivo primordial hasta ahora.

El progresivo agotamiento de las reservas de combustible fósil y el consiguiente encarecimiento de los crudos, han hecho que se pase a considerar la posibilidad de utilizar como fuente de energía alternativa a la biomasa vegetal producida intensamente en las tierras no dedicadas a los cultivos agroindustriales, lo que ha dado nacimiento a esta nueva faceta de la agricultura que se denomina Agroenergética, y que puede considerarse como una de las modalidades del aprovechamiento de la energía solar.

- **RSU, Residuos Sólidos Urbanos:** Los núcleos de población producen diariamente grandes cantidades de residuos, que se pueden considerar incluidos dentro de dos grandes grupos: los residuos sólidos urbanos y las aguas residuales urbanas.

El tratamiento y eliminación de estos residuos constituye día a día un problema más agobiante debido a su incesante crecimiento, a medida que aumenta la población y el nivel de vida de la misma. Por ello, hace tiempo ya que se ha comenzado a estudiar una amplia gama de soluciones posibles a este problema, dentro de la cual destacan aquellos métodos de tratamiento que permitan la obtención de energía y el reciclaje de productos útiles.

En este aspecto es de destacar que, al contrario de los residuos agrarios, que se producen de forma dispersa, los residuos urbanos se caracterizan por su carácter localizado, por lo que parece evidente que sean los más aptos para un tratamiento a gran escala, debido a la menor incidencia del factor transporte en el costo de los procesos de transformación.

1.5.2 Potencial de Biomasa en Andalucía

La Comunidad Andaluza posee una gran riqueza en cuanto a la producción de biomasa debido a su gran superficie forestal y al uso del terreno eminentemente agrícola. Además se cuenta con industrias agroalimentarias que generan subproductos biomásicos, principalmente industrias derivadas del olivar.

Andalucía es la Comunidad Autónoma que registra mayor consumo de biomasa dentro del conjunto nacional, y una de las que posee mayor potencial de producción de este recurso. Se estima aproximadamente en 3,9 Mtep/año, aproximadamente el 21% de la energía consumida en la Comunidad. En la Gráfica 8 se puede observar la distribución de biomasa por provincias de Andalucía.



Gráfica 8. Desglose provincial del potencial total de biomasa (Ktep/año)

El potencial total de biomasa en Andalucía se puede cifrar en 3.958 ktep/año, distribuidos según se muestra en la Tabla 4 para cada uno de los tipos de biomasa.

Dentro del potencial de biomasa destaca la proveniente del olivar con un 38% del potencial total. Las industrias agroalimentarias (junto con las forestales) constituyen las fuentes de biomasa residual actualmente más utilizadas en España, tanto para aplicaciones eléctricas como térmicas. Andalucía contribuye considerablemente a este aprovechamiento debido al desarrollo experimentado en el uso de los residuos de la industria del aceite.

Tabla 4. Comparación entre las diferentes tecnologías termosolares.

Tipo de biomasa	Subtipo	Toneladas	kTep
Residuos agrícolas 33%	Subtotal biomasa agrícola	4.606.473	1321,29
	Olivar	2.524.419	803,25
	Frutal	112.611	23,09
	Cítrico	58.381	11,82
	Subtropical	17.441	4,29
	Vid	48.305	11,88
	Girasol	524.533	152,39

	Invernaderos	415.070	49,81
	Arroz	145.910	40,85
	Algodón	721.353	216,41
	Tomate	38.449	7,5

Residuos ganaderos 2%	Subtotal biomasa ganadera	4.342.525	77,00
	Porcino	1.476.565	17,00
	Vacuno	1.371.182	24,00
	Avícola	361.355	18,00
	Otras especies	1.133.424	18,00
Residuos industriales 26%	Subtotal biomasa industrial	5.070.029	1.025,00
	Hoja olivo	345.108	86,00
	Hueso aceituna	552.434	215,00
	Orujo húmedo grasa oliva	3.011.462	422,00
	Cáscara arroz	58.693	20,00
	Residuos industria cerveza	123.083	2,00
	Residuos de matadero y cárnicas	100.203	14,00
	Residuos corcho	10.600	4,00
	Residuos desmotadora de algodón	16.811	5,00
	Cáscara frutos secos	17.500	7,00
	Residuos industria vino y licores	41.097	9,00
	Residuos madera de muebles, envases y aserraderos	220.410	59,00
	Residuos industria azucarera	6.000	2,00
	Residuos industria pescado	14.824	1,00
	Licores negros	474.802	145,00
	Glicerina bruta	77.000	35,00
Forestales 8%	Subtotal biomasa forestal	1.345.840	322,00
	Quercus	283.237	76,00
	Eucalipto	488.706	83,00
	Populus	9.087	2,00
	Pinus	564.994	161,00
Cultivos energéticos	Subtotal	1.864.600	620,00
Residuos urbanos 15%	Subtotal biomasa urbana	2.929.782	591,00
	Aceites vegetales usados	57.916	52,00
	Parques y jardines	208.000	56,00
	Forsu	735.697	276,00
	Lodos edar urbanos	547.775	163,00

	Aguas residuales (M3)	1.380.394	44,00
Total potencial biomasa en Andalucía		20.159.249	3.958,00

1.5.3 Caracterización de la biomasa

Las características químicas y físicas de la biomasa determinan el tipo de combustible o subproducto energético que se puede generar. Por otro lado, las características físicas influyen en el tratamiento previo que sea necesario aplicar.

- **Caracterización física:** Desde el punto de vista físico se distingue una serie de parámetros importantes que debemos tener en cuenta con respecto a la biomasa.

La densidad es un parámetro muy importante en este tipo de combustibles ya que está inversamente relacionado con el volumen. El almacenamiento de la biomasa es una de sus limitaciones por lo que es necesario el estudio de la densidad del recurso a tratar, así como su optimización.

La densidad del recurso es fundamental a la hora de dimensionar los recipientes de prerrecogida. Adicionalmente es un factor básico que marca los volúmenes de los equipos de recogida y transporte. Se distinguen dos tipos de densidad:

- Densidad real, es la masa [kg] dividido entre el volumen real [m³] del material que se está analizando. Es una propiedad importante del combustible pero inútil desde el punto de vista de obtención de energía. La biomasa, como se ha comentado anteriormente, se transporta y se almacena antes de ser utilizada. Esto implica una necesidad de estudio del volumen necesario para almacenar y transportarla, es decir, deducir que volumen ocupa la biomasa más los huecos debido a su colocación.
- Densidad aparente, es necesario hablar de densidad aparente para realizar el cálculo del transporte de biomasa. De esta manera se tiene en cuenta el coeficiente de compactación de la materia.

Los combustibles con alta densidad aparente favorecen la relación de energía por unidad de volumen, requiriéndose menores tamaños de los equipos y aumentando los periodos entre cargas. Por otro lado, materiales con baja densidad aparente necesitan mayor volumen de almacenamiento y transporte y, algunas veces, presentan problemas para fluir por gravedad, lo cual complica el proceso de combustión, y eleva los costos del proceso.

El contenido de humedad de la biomasa es la relación de la masa de agua contenida por kilogramo de materia seca. Para la mayoría de los procesos de conversión energética es imprescindible que la biomasa tenga un contenido de humedad inferior al 30%. Muchas veces, los residuos salen del proceso productivo con un contenido de humedad muy superior, que obliga a implementar operaciones de acondicionamiento, antes de ingresar al proceso de conversión de energía.

Este parámetro afecta a las siguientes propiedades del combustible:

- Influye en la densidad de la biomasa.
- Influye enormemente en los pretratamientos de la biomasa:
- Molienda o astillado: a mayor humedad mayor energía es necesaria en la molienda del combustible
- Aumenta la probabilidad de obstrucción de tamices y cribas cuando aumenta la humedad de la biomasa.
- Aumenta el riesgo de autoignición al disminuir el valor de la humedad.
- Reduce la capacidad energética de la biomasa (PCI).

La problemática mayor de este parámetro es que la humedad del combustible es muy variable y depende fuertemente de la historia reciente del material. Por lo tanto, la humedad de la biomasa depende de la zona geográfica donde se encuentre ubicada, de las condiciones climatológicas de la misma, etc.

La distribución granulométrica está relacionada con el tamaño de las partículas después del astillado (tamaño medio, dispersión, porcentaje o frecuencia acumulada).

La importancia de la distribución granulométrica se ve reflejada en el transporte neumático y en la gasificación o combustión de combustibles pulverizados

Las tres propiedades anteriores son requeridas para la selección del diseño de equipos para el manejo físico del producto y posible necesidad de transformaciones adicionales para su uso final.

El último parámetro a tener en cuenta es la recolección, transporte y manejo, que te condiciona la cantidad de recurso disponible a utilizar y en las condiciones en las que se encuentra. Las condiciones para la recolección, el transporte y el manejo en planta de la biomasa son factores determinantes en la estructura de costos de inversión y operación en todo proceso de conversión energética. La ubicación del material con respecto a la planta de procesamiento y la distancia hasta el punto de utilización de la energía convertida, deben analizarse detalladamente para lograr un nivel de operación del sistema por encima del punto de equilibrio, con relación al proceso convencional.

- **Caracterización química:** La caracterización química se puede dividir en dos tipos de análisis:
 - Análisis elemental, a su vez, el análisis elemental se divide en:
 - Combustibles sólidos y líquidos, constituyen porcentajes en peso de los elementos químicos constituyentes.
 - Combustibles gaseosos, constituyen porcentajes volumétricos de los elementos químicos constituyentes.

Los elementos que tienen una mayor presencia en la materia orgánica suelen ser C, H, O, N. Componentes como el azufre y el cloro es importante tenerlos en cuenta a la hora de la emisión de gases dañinos como el SO_2 .

- Análisis inmediato, principalmente empleado para caracterizar combustibles sólidos. Se determina la composición en porcentaje másico de: humedad (W), volátiles (V), carbono fijo (C), cenizas (Z).

En la combustión de la biomasa es muy importante considerar la composición y fusibilidad de las cenizas. El porcentaje de cenizas indica la cantidad de materia sólida no combustible por kilogramo de material. Las cenizas están compuestas principalmente por óxidos metálicos, de potasio, sodio, calcio, aluminio, etc. Estos pueden producir abrasión y ensuciamiento de la caldera, con lo que descendería de forma muy apreciable el rendimiento de los equipos.

- **Caracterización energética:** En cuanto a la caracterización energética, es importante tener en cuenta la energía química del combustible que puede ser transformada en energía térmica. Esta energía térmica se conoce como poder calorífico, definido como el valor absoluto de la entalpía de combustión. El poder calorífico de un combustible representa la cantidad de calor generada por la combustión completa de una unidad de masa de dicho combustible, tomando el combustible y el comburente a una presión y temperatura de referencia. Por lo tanto, el contenido calórico es el parámetro que determina la energía disponible en la biomasa.

Se expresa, dependiendo del estado físico:

- En kJ/Kg o kcal/Kg para combustibles sólidos y líquidos.
- En $\text{kJ/m}^3\text{N}$ o $\text{kcal/m}^3\text{N}$ (0°C 1 atm) para combustibles gaseosos.

Existen dos valores característicos del poder calorífico:

- PCS: tras la combustión. El agua en gases de combustión está en fase líquida.
- PCI: tras la combustión. El agua en gases de combustión está en fase vapor. El PCI es el parámetro utilizado para la estimación de la producción energética.

1.5.4 Ventajas e Inconvenientes de la Biomasa

- **Ventajas:** el uso de la biomasa tiene una gran cantidad de ventajas, para estudiarlas mejor se pueden dividir en las siguientes categorías:
 - Ambientales: el uso energético de la biomasa dentro de un esquema sostenible de producción del recurso supone una actividad altamente beneficiosa para el medio ambiente y ello es así tanto en la fase de producción del recurso como en la de transformación energética del mismo. Dentro de la fase de producción del recurso combustible, tenemos las siguientes ventajas:
 - Aprovechamiento de residuos agrícolas evitando su quema en el terreno.
 - Posibilidad del empleo de tierras de barbecho con cultivos energéticos.
 - Reforestación de tierras agrícolas y deforestadas.

- Los trabajos de limpieza de residuos forestales, favorecen a la regeneración natural de la masa principal.

En cuanto a la fase de aplicación, tenemos:

- Balance de CO_2 nulo (en teoría ya que hay que analizar el ciclo de vida).
- Se considera que la cantidad de CO_2 que se obtiene en la combustión es el mismo que fue captado por las plantas durante su crecimiento. Es decir, que no supone un incremento de este gas a la atmósfera.
- Reduce las emisiones de NO_x controlando las temperaturas de combustión.
- Emisiones bajas de SO_2 , de esta manera, se está evitando uno de los principales creadores de la lluvia ácida.
- Los biocarburantes, suponen una reducción de emisiones de COV's (compuestos orgánicos volátiles), partículas, SO_2 y CO_2 .
- La combustión de biomasa produce menos ceniza que la de carbón mineral y puede usarse como insumo orgánico en los suelos.
- Tratamientos de los RSU (residuos sólidos urbanos) reducen la carga de contaminantes y organismos patógenos.
- La captura del metano de los desechos agrícolas y los rellenos sanitarios, y la sustitución de derivados del petróleo, ayudan a mitigar el efecto invernadero y la contaminación de los acuíferos.

La ventaja más importante es que reduce el deterioro ambiental ya que es conocido que el origen inicial de los compuestos orgánicos oxidados en los procesos de aprovechamiento de la energía contenida en la biomasa, se debe a la captación de la energía del sol por las plantas; y que la base de todo el proceso fotosintético y de producción de dichos compuestos es la fijación del CO_2 disponible en el aire y el desprendimiento de oxígeno, aportándolo a la atmósfera y enriqueciéndola de esta manera en este componente. Todo este fenómeno trae como consecuencia que el CO_2 que se desprende en los procesos de aprovechamiento de los materiales biomásicos no aumenta los niveles de esta sustancia que fue absorbida con anterioridad, sino que envía a la atmósfera una sustancia que fue extraída de ésta; de esta forma se puede decir que el balance de CO_2 se cierra.

- Socioeconómicas: algunas ventajas en el aspecto socioeconómicas son:
 - Diversificación de la energía, disminuye la dependencia energética, y nos proporciona mayor garantía de suministro.
 - El uso y explotación de las fuentes renovables de energía, la biomasa en específico, intensifica la creación de empleo con relación a las fuentes energéticas tradicionales.

- Esta característica es muy importante tenerla en cuenta en un mundo, sobre todo en los países desarrollados, donde se han generado elevadas tasas de desempleo que tanto malestar está creando en la parte de la sociedad aquejada por este mal, y tantos problemas económicos trae para toda la sociedad actual.
- Se produce una disminución de la dependencia energética al generar la energía propia de un país.
- Independencia de las fluctuaciones de los precios de los combustibles procedentes del exterior.
- La implantación de cultivos energéticos (PAC) permite el uso de tierras en retirada para ser utilizadas como cultivos energéticos. Supone una oportunidad para el sector agrícola, ya que permite realizar cultivos energéticos en sustitución de otros excedentarios.

La ventaja más importante es que al poder disponer del combustible autóctono, según los planes y políticas de las administraciones, se reduce la dependencia energética con relación a las fuentes de energías que no son propias y que siempre están sometidas a los vaivenes del mercado internacional. Al cultivar y explotar la biomasa en su territorio, el país está tendiendo a mejorar y equilibrar la balanza comercial al tener asegurado el abastecimiento de la fuente energética en sí mismo, sin tener que estar supeditado al exterior. Cuestión está muy importante para tantos países en la actualidad, sobre todo los países subdesarrollados, en primer lugar Cuba, donde no se debe olvidar el bloqueo económico y energético al que actualmente está sometida y la alta repercusión que en su desarrollo industrial tiene.

- Inconvenientes: en general van a depender del tipo de biomasa, sin embargo se van a destacar algunos de carácter general y otros propios del residuo agrícola que es el que se empleará en la central:
 - Rendimiento de las calderas de biomasa todavía inferiores a las convencionales.
 - Baja densidad energética, es una de sus características físicas más importantes de la biomasa y que influye en el diseño de las instalaciones para su aprovechamiento y en el transporte de la materia prima, pudiendo llegar a ser el factor que la haga no competitiva comparada con otros tipos de combustibles.
 - Necesidad de acondicionamiento o transformación para su utilización, hay casos en los que es imprescindible aplicar ciertos tratamientos a la biomasa, acondicionarla y transformarla de manera que esté en condiciones de que sea factible su uso. Procesos como el molido, el

tamizado, el secado, etc., suelen ser necesarios, aumentando en algunos casos los costos de operación a la instalación.

- Su combustión incompleta produce materia orgánica, CO y otros gases. Si se usa combustión a altas temperaturas, también se producen NO_x . A escala doméstica, el impacto de estas emanaciones sobre la salud familiar es importante.
- Costo de recolección, transporte y almacenamiento, el aumento de los costos de operación al emplear una instalación que funcione con material biomásico y al tener que realizar todas las actividades anteriormente mencionadas.

Un inconveniente específico de los cultivos y de la biomasa vegetal es:

- Dispersión, para disponer de las cantidades de energías suficientes para cumplir ciertos objetivos, o simplemente para aprovechar toda la producción de un cultivo determinado o de la producción residual de cierta industria hacen falta grandes volúmenes de biomasa vegetal, por ende amplias plantaciones y extensas superficies de tierra. Debe tenerse en cuenta para comprender mejor este inconveniente de la biomasa vegetal su baja densidad, lo que junto a esta posible dispersión, hace que en muchos casos no sea rentable el aprovechamiento energético, fundamentalmente, por los costos en transporte.

El inconveniente más importante son los costos de recolección, transporte y almacenamiento. El hecho de proceder la biomasa vegetal, en la mayoría de los casos, de cultivos o en otros de materiales residuales, ya sean en la cosecha, ya sea en el mismo proceso industrial, implica tener la necesidad de recoger, recolectar e incluso cosechar para lograr acopiar las cantidades suficientes de combustible, esto hace que los costos por concepto de recolección aumenten con relación a otras fuentes de energía cuando se trata de cultivos energéticos y sean nulos cuando son cultivos alimentarios o procesos industriales los que generan la biomasa.

La baja densidad lleva a que el costo por transporte aumente, ya que hay que gastar más para lograr el mismo suministro energético que con otro tipo de combustibles. Si se quiere aliviar este problema, se puede hacer aumentando la densidad de la biomasa, en ciertos casos esta etapa de compactación de la biomasa puede mayores gastos por conceptos de utilización de procesos de compactación que siempre son consumidores de energía, y llegar a hacer prohibitiva su utilización como fuente de energía.

En cuanto al almacenamiento, dada las características antes mencionadas, fundamentalmente, la estacionalidad y su baja densidad, hay que destinar un amplio

espacio para poder mantener almacenado el combustible a emplear durante el período de consumo.

Todas estas cuestiones se deben analizar detallada y comparativamente para cada una de las instalaciones, asumiendo distintas variantes y posibilidades en aras de encontrar cual es el modelo más económico y que garantice la rentabilidad de la instalación.

1.5.5 Gasificación

Se denomina gasificación de biomasa a un conjunto de reacciones termoquímicas, que se producen en un ambiente pobre de O_2 , y que da como resultado la transformación de un sólido en una serie de gases susceptibles de ser utilizados en una caldera, en una turbina o un motor, debidamente acondicionados¹⁹. Existen dos familias principales de gasificación si se atiende al tipo de gasificador:

- La de lecho móvil que, a su vez, se subdivide dependiendo del sentido relativo de las corrientes de combustible (biomasa) y agente gasificante. Cuando las corrientes son paralelas, el gasificador se denomina “*downdraft*” o de corrientes paralelas; cuando circulan en sentido opuesto, se denomina “*updraft*” o de contracorriente. En la siguiente figura se puede observar un esquema de un gasificador de corrientes paralelas.



Figura 11. Gasificador “*downdraft*”.²⁰

- La de lecho fluidizado, en la que el agente gasificante mantiene en suspensión a un inerte y al combustible, hasta que las partículas de éste se gasifican y se convierten en cenizas volátiles que son arrastradas por la corriente del *syngas*. En la Figura 12 se observa un esquema de un gasificador de lecho fluido.

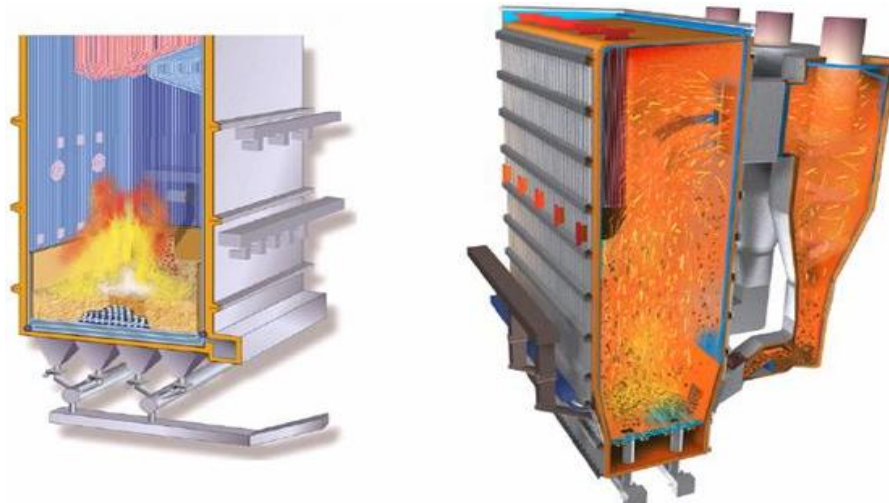


Figura 12. Lecho fluidizado burbujeante.²¹

1.5.5.1 Etapas y reacciones de la gasificación.

Con independencia de que el lecho sea fluidizado o móvil, en sus variantes, la biomasa pasa por:

- Una primera etapa de calentamiento hasta 100°C, que provoca el secado de la biomasa por evaporación del agua contenida en la misma, y que absorbe el calor sensible para elevar la temperatura, además del necesario para la evaporación del agua.
- La segunda etapa, que también absorbe calor, es la de pirólisis (ruptura por calor), en la que se rompen las moléculas grandes dando lugar a otras de cadena más corta que, a la temperatura del reactor, están en fase gaseosa.

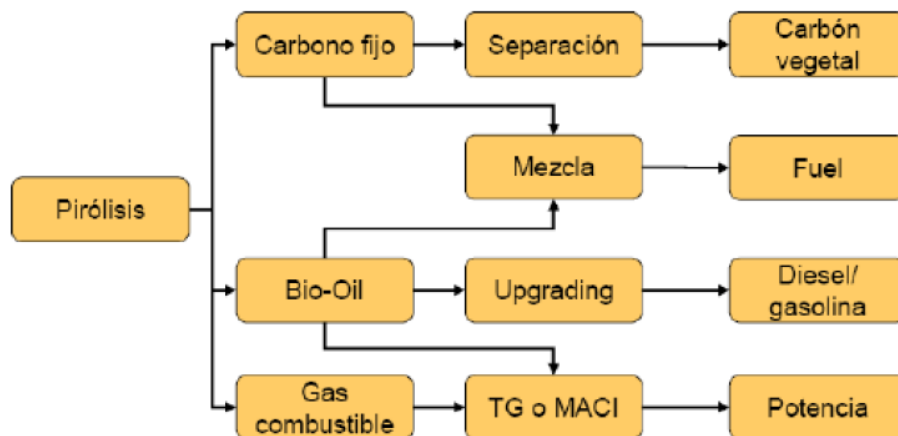


Figura 13. Esquema del proceso pirolítico.

- En los reactores “*updraft*” la tercera etapa es la reducción, por combinación del vapor de agua producido en la primera etapa, con el dióxido de carbono que viene arrastrado por la corriente del gasificante, desde la cuarta etapa (oxidación).

- La última etapa es la oxidación de la fracción más pesada (carbonosa) de la biomasa al entrar en contacto con el agente gasificante (aire, oxígeno, o vapor de agua).

Siguiendo la reacción en el sentido del agente gasificante, las etapas son:

- Oxidación parcial del residuo carbonoso y caliente de la biomasa, elevando mucho su temperatura, ya que las reacciones de oxidación son exotérmicas.
- En la zona de reducción, la falta de oxígeno unida a la disponibilidad de carbono, CO_2 y vapor de agua, hace que se produzca una recombinación hacia hidrógeno molecular y CO.
- La tercera etapa en el sentido del gas es la pirólisis en la que, por efecto del calor, los componentes más ligeros de la biomasa se rompen y convierten en gas, uniéndose a la corriente. Por último, los gases calientes evaporan el agua contenida en la biomasa entrante.

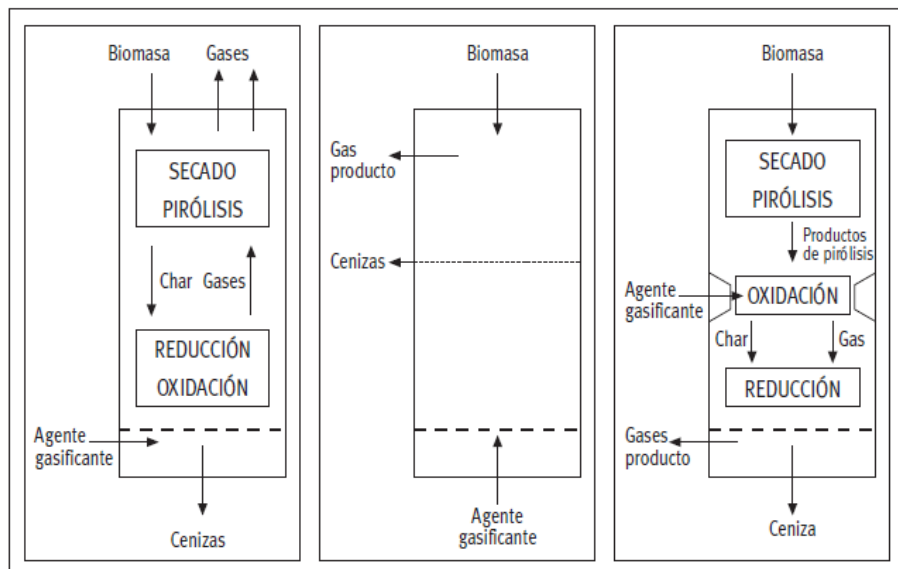


Figura 14: De izquierda a derecha, esquemas de funcionamiento de gasificadores *updraft*, de lecho fluidizado y *downdraft*.

1.5.5.2 Elementos principales de la gasificación.

- **Agentes gasificantes:** Según el agente gasificante que se emplee se producen efectos distintos en la gasificación, y el *syngas* – producto final – varía en su composición y poder calorífico. Si se gasifica con aire, parte de la biomasa procesada se quema con el oxígeno presente y el resto de la biomasa sufre la reducción. No obstante, el 50% del *syngas* es nitrógeno y, en términos de poder calorífico, el gas ronda los 5,5 MJ/Nm³. Este *syngas* es apropiado para motores de combustión interna convencionales, ya que como materia prima para la síntesis del metanol es un gas pobre.

La gasificación con vapor de agua u oxígeno, mejoran el rendimiento global y aumenta la proporción de hidrógeno en el *syngas*. Es el sistema más adecuado de

producir *syngas* si se desea emplearlo como materia prima para producir metanol o gasolina sintética. Si bien el aire es gratuito y el vapor de agua se produce a partir del calor contenido en el gas de síntesis, el oxígeno tiene un coste energético y económico a tener en cuenta.

La utilización de hidrógeno como agente gasificante permite obtener un *syngas* que puede sustituir al gas natural, pues puede alcanzar un poder calorífico de 30 MJ/kg. No obstante, el hidrógeno es el mejor de los combustibles, susceptible de usarse en cualquier dispositivo termoquímico o electroquímico, por lo que no es muy recomendable como gasificante en el ámbito industrial, excepto en los casos de excedentes de baja pureza, no aptos para otra aplicación como una pila de combustible.

- **Biomasa:**

- **Propiedades físicas:** las tecnologías comerciales de gasificación permiten procesar prácticamente todo tipo de combustibles de origen biomásico, con una limitación de su densidad mínima de 200 a 250 kg/m³. Densidades menores crean problemas en el manejo de la biomasa en los conductos verticales. Asimismo, complican la gasificación en lecho fluidizado, pues la biomasa es arrastrada por el gas de síntesis, con la consecuente pérdida de eficiencia y disponibilidad.

Otra cuestión de importancia respecto a la biomasa es que su tamaño sea homogéneo (y estable en el tiempo) y lo suficientemente pequeño para que las reacciones se produzcan a una velocidad adecuada, y en un volumen razonablemente pequeño. Un tamaño de partícula pequeño permite aumentar la calidad del *syngas*, reducir el tamaño del reactor o bien aumentar el tiempo de permanencia para el craqueo de las fracciones más pesadas y condensables (alquitranes). Un tamaño excesivamente pequeño puede hacer que la biomasa se atasque en los conductos o que sea arrastrada junto con las cenizas volantes al exterior del reactor antes de tiempo. En conclusión, se puede decir que cada gasificador precisa de un determinado tamaño de partícula, que en la mayoría de los casos no debe ser menor de 2-3 mm de diámetro.

- **Composición química:** En cuanto a la humedad de la materia a gasificar, valores del 10 al 15% son los más adecuados. Secar más la biomasa presenta dos inconvenientes. El primero es que, a medida que se seca más, es más costoso en términos energéticos y económicos. En segundo lugar, una biomasa secada más allá de su punto de equilibrio recupera la humedad al entrar en contacto con el aire ambiente, en general, la humedad facilita la formación de hidrógeno, pero reduce la eficiencia térmica. Un análisis elemental de la

biomasa permite conocer la cantidad de aire u oxígeno que es necesario introducir como primera aproximación que se contrastará en la práctica.

Un análisis inmediato da información sobre carbono fijo, volátiles, humedad y cenizas. Estos datos son importantes a la hora de elegir la tecnología de gasificación y el tiempo de residencia en el reactor, para reducir al máximo los inquemados carbonosos, es decir, agotar al máximo el PCI de la biomasa, conociendo el poder calorífico del combustible se obtiene una idea aproximada del poder calorífico del *syngas*. El poder calorífico se calcula a partir del análisis elemental.

Por último, es importante que las cenizas entrantes (fracción mineral mezclada o adherida al combustible) sean lo más reducidas posible. Estas cenizas sólo absorben calor, ensucian los filtros, erosionan los conductos y pueden llegar a producir sinterizaciones.²²

- **Catalizadores:** Dependiendo de la tecnología que se emplea, y de las condiciones de gasificación (relación biomasa/gasificante, tiempo de residencia, etc.) se pueden usar catalizadores para inducir ciertas reacciones y que se produzca prioritariamente algún componente. Catalizadores de reformado de níquel o cobalto, gasificando a menos de 550°C facilitan el craqueo de las fracciones pesadas, es decir, la reducción de la formación de alquitranes.

Catalizadores basados en zeolita y dolomía reducen la temperatura de craqueo de 1.100°C a 800-900°C, es decir, que permiten trabajar a menor temperatura en la zona de reducción. Si se quiere facilitar la formación de CO e H_2 , se deben utilizar catalizadores de Ni y Co, trabajando entre 700 y 800°C en la zona de reducción.

1.5.5.3 Elección de tecnología.

Cuando se tiene interés por estudiar la viabilidad y el interés de emplear la gasificación como tecnología intermedia de conversión de la biomasa, es recomendable establecer contacto con tecnólogos, así como con empresarios que hayan pasado por similares circunstancias. Para identificar a qué tecnólogos contactar, es muy conveniente conocer de forma general cual es el tipo o sistema de gasificación que más se pueda adaptar a las necesidades, o la disponibilidad del recurso biomásico.

La elección de la tecnología se debe basar en tres aspectos principales:

- El tipo y la cantidad de biomasa de la que se dispone
- La aplicación final que se pretende, es decir, qué necesidades energéticas se pretenden cubrir
- y un grupo de factores varios (medioambientales y económicos).

Cuanto mejor esté cuantificada la biomasa disponible, y más detallado sea el conocimiento sobre sus características físicas y químicas, más sencilla y rápida será la etapa de elección de la tecnología, y la subsiguiente petición de ofertas. En el caso que nos ocupa, no consideramos la gasificación como una operación de obtención de unos determinados gases

que sean la materia prima para una síntesis posterior. Por tanto, las opciones de uso final son la producción eléctrica o la producción de calor, o ambas de forma combinada.

Dependiendo de la demanda de calor y de electricidad que se pretenda cubrir, hay que saber que un motor de combustión interna alternativo distribuye de la siguiente manera la energía que consume, variando de una marca a otra:

- 33-38% electricidad;
- 35-40% calor a través del agua de refrigeración a 90 °C;
- 18-22% calor a través de los gases de combustión;
- 5-8% pérdidas.

En función de la tecnología de generación eléctrica o térmica, será preciso que el syngas cumpla unos requisitos en cuanto a partículas, alquitranes, poder calorífico, concentración de cada gas, temperatura, etc. Generalmente, las aplicaciones en motor o turbina de gas, orientadas a la generación eléctrica o a la cogeneración, son más exigentes en cuanto a la limpieza de gas (partículas) y a las posibles emisiones contaminantes post-combustión (alquitranes).

La bibliografía indica que las tecnologías que minimizan la producción de partículas facilitan la producción de alquitranes y viceversa. No obstante, hoy en día, el control de flujos, de temperaturas, los filtros, los sistemas de lavado, así como variantes tecnológicas, permiten producir syngas de buena calidad, y que cumplen las normas sobre emisiones a la atmósfera.

1.5.6 Calderas de biomasa.

Una caldera es una máquina o dispositivo de ingeniería que está diseñado para generar vapor saturado. Éste vapor se genera a través de una transferencia de calor a presión constante, en la cual el fluido, originalmente en estado líquido, se calienta y cambia de estado.

Tenemos dos tipos de calderas de biomasa:

- **Acuotubulares:** son aquellas calderas en las que el fluido de trabajo se desplaza a través de tubos durante su calentamiento. Son las más utilizadas en las centrales termoeléctricas, ya que permiten altas presiones a su salida, y gran capacidad de generación. En la Figura 15 se puede observar un esquema de una caldera acuotubular

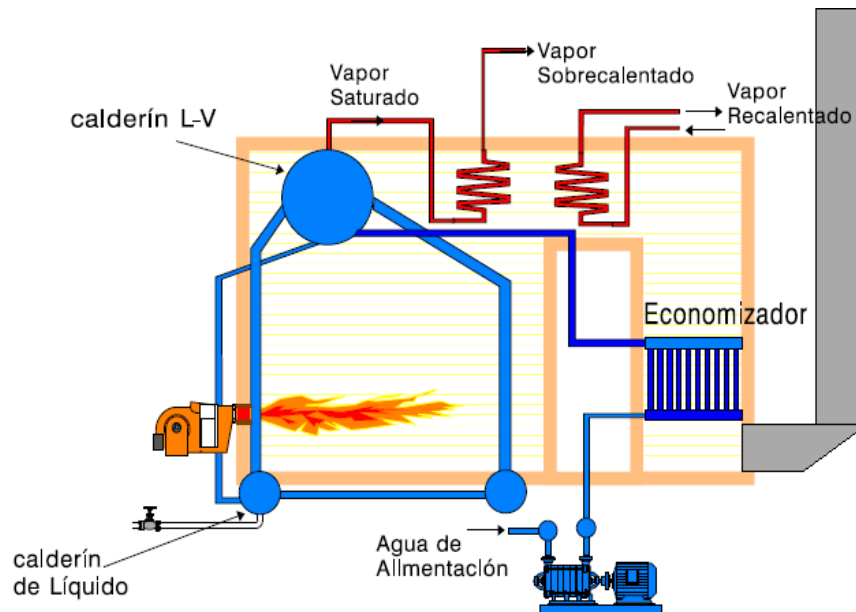


Figura 15. Caldera acuotubular.

- **Pirotubulares:** en este tipo de calderas el fluido en estado líquido se encuentra en un recipiente, y es atravesado por tubos por los cuales circula gases a alta temperatura producto de un proceso de combustión.

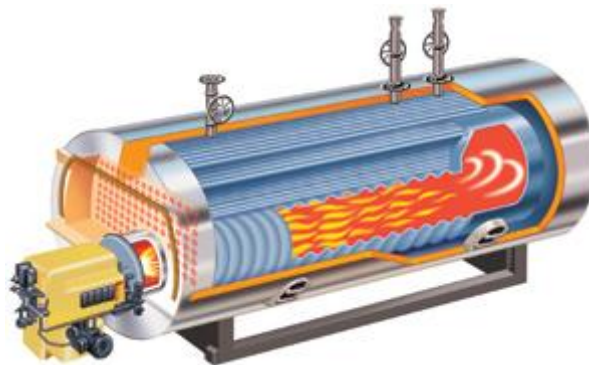


Figura 16. Caldera pirotubular.²³

Las tecnologías existentes para la combustión de biomasa poseen ciertas características especiales respecto a los sistemas convencionales utilizados con combustibles fósiles, aunque normalmente los métodos utilizados derivan de los aplicables en centrales térmicas de carbón de bajo rango, o incluso adaptación de centrales convencionales.

Las tecnologías para el quemado y la recuperación energética de combustibles residuales se puede agrupar en dos grandes grupos: tecnología de parrillas y tecnología de lecho fluidizado.

1.5.6.1 Tecnología de parrillas

El principio de funcionamiento se basa en el avance del combustible mediante el arrastre de unos elementos provistos de movimiento relativo entre sí. Estos elementos sostienen el combustible, insuflándose entre los mismos el aire necesario para la combustión. Según van avanzando los residuos se va completando la combustión de los mismos, de forma que a la

salida el contenido de quemados es bajo. El material de combustión en su avance por la parrilla, pasa por tres etapas consecutivas de proceso. En la primera de ellas se produce un secado, evaporándose el agua contenida en el material.

La combustión principal tiene lugar en la segunda fase. La última fase tan sólo sirve para completar la combustión en aquellas fracciones de mayor temperatura de ignición. Los gases desprendidos de la combustión se envuelven en una corriente de aire al abandonar las parrillas.

Las parrillas de las calderas de biomasa pueden ser fijas, móviles o sistemas mixtos. En el caso de ser fijas, suelen estar dispuestas en forma inclinada y ser vibratorias, a fin de facilitar la distribución del combustible y favorecer la evacuación de cenizas al recipiente de recogida de cenizas o cenicero. En la Figura 17 y 18 se representa un esquema de una parrilla móvil.

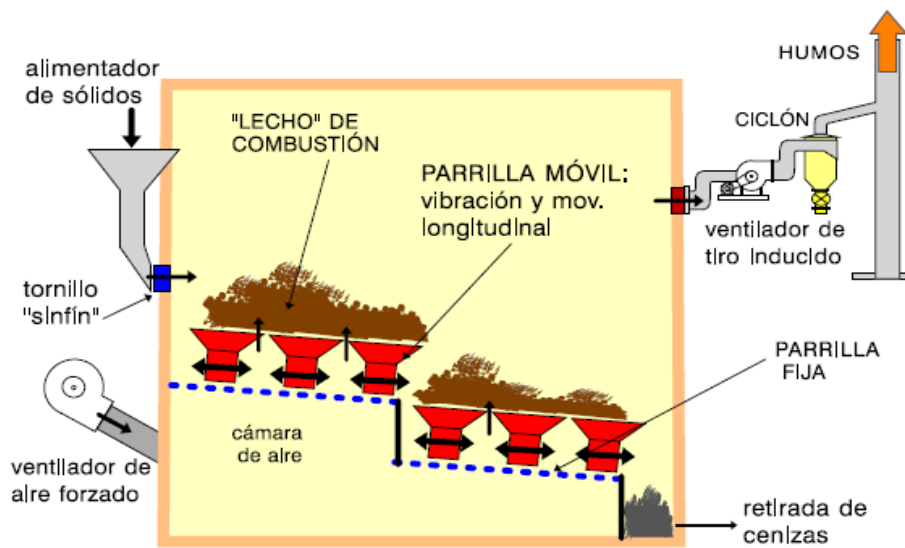


Figura 17. Combustión de sólidos en “parrilla móvil”

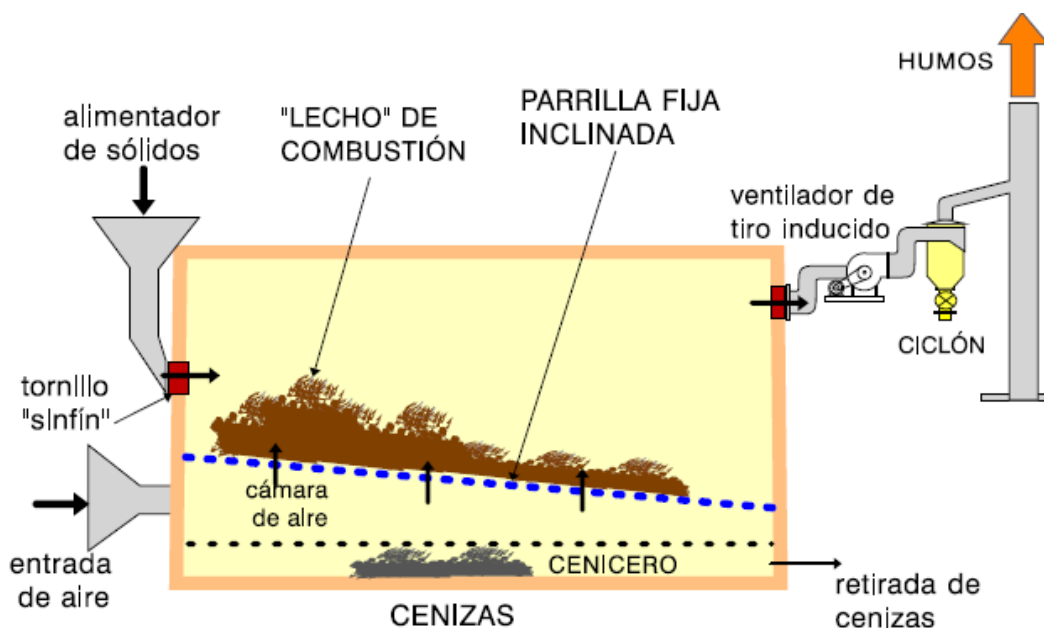


Figura 18. Combustión de sólidos en “parrilla fija”

Los gases calientes de la combustión se hacen pasar a través de la sección de convección de la caldera, generalmente situada en la parte superior de la parrilla, donde ceden el calor al agua de circulación y se produce el vapor que alimenta a la turbina. 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.

La alimentación de aire primario se lleva a cabo mediante soplantes, introduciéndose normalmente el aire a nivel de la cámara de combustión, por debajo de la parrilla, si bien también a veces se introduce aire primario en la zona de pre-combustión en el caso de algunas calderas alimentadas con balas de paja.

Asimismo, es imprescindible la inclusión de aire secundario en el proceso a efectos de producir una buena combustión de los volátiles desprendidos de la biomasa. Como en el caso del aire primario el secundario se introduce con soplantes, por orificios situados en la parte superior de la cámara de combustión.

El sistema más extendido de alimentación para biomasa, son tornillos cuya velocidad regula el flujo de combustible. Asimismo, otro sistema muy difundido es el de las válvulas alveolares que son utilizadas para lograr un flujo más homogéneo del combustible, evitando atascos a la entrada de la caldera, así como el posible revoque de las llamas. Otro método de alimentación, utilizado sobre todo en pequeñas plantas, es el de pistón hidráulica.

Cuando el biocombustible son partículas de pequeño tamaño, como en el caso de los serrines o la paja, el sistema más común de alimentación es por transporte neumático combinado con un sistema de válvula alveolar que descarga sobre un tornillo. Dada la alta reactividad de la biomasa, en estos casos la combustión de las partículas es tan rápida que suele ocurrir estando las mismas en suspensión, por lo que la superficie de parrilla necesaria es muy pequeña.

La tecnología de parrillas es el procedimiento más utilizado en Europa y América y permite alcanzar mayores capacidades horarias. Existen diferentes tipos de parrillas, siendo este elemento una de las características diferenciadoras más importante de cada fabricante. En términos generales, se puede distinguir cuatro tipos de parrillas:

- De barras longitudinales, estas parrillas están compuestas por una serie de
- De barras transversales
- De rodillos
- De alimentación invertida

1.5.6.2 Tecnología de lecho fluidizado

La combustión en lecho fluidizado consiste en desarrollar la combustión en el seno de una masa de suspensión de: partículas de combustible, cenizas y, a veces, un inerte, los cuales son fluidizados por una corriente de aire de combustión ascensional.

Solamente entre un 2-3 % del lecho es carbonoso; el resto está compuesto de material inerte (arena). Este material inerte proporciona un gran almacén de calor en el hogar, amortiguando el efecto de las posibles fluctuaciones en el poder calorífico del combustible, debidas a las variaciones de humedad o composición del combustible, en la generación de vapor.

Las emisiones de SO_2 producidas por la combustión de biomasa y residuos son generalmente muy bajas, pero cuando el contenido de S del combustible es elevado, se puede añadir caliza al lecho fluido para lograr un alto grado de retención de azufre en el mismo, cuando la velocidad del aire es baja, éste pasará a través de la masa de partículas sin dar lugar a ninguna distorsión en las mismas. Si se aumenta la velocidad del aire, llegará un momento en que la fuerza impulsora del aire sea próxima a la fuerza de la gravedad que mantiene juntas a las partículas en el fondo del cilindro, momento en el que comienzan éstas a moverse y se observa un aumento de la porosidad en el lecho. Al aumentar aún más la velocidad del aire, llega un momento en el que las partículas individuales se ven forzadas a un movimiento hacia arriba, viéndose suspendida en la corriente de aire y originando el denominado "lecho suspendido". Un aumento de la velocidad del aire originará una expansión del lecho, y permitirá el movimiento de las partículas en su interior, dando lugar a la fluidización.

El tipo de lecho fluido burbujeante o circulante seleccionado depende del poder calorífico del combustible (bio-fuel) según se quema y del tamaño de la instalación. Existen dos tipos de combustores de lecho fluidizado, atendiendo al grado de fluidización del lecho y, por tanto, a la velocidad de fluidización:

- **Burbeante:** Opera con bajas velocidades del aire de fluidización y se caracteriza por permanecer en el lecho la mayor parte de los sólidos y solamente una parte, normalmente inferior al 10%, pasan al ciclón. Este tipo de fluidización se denomina "en fase densa", caracterizándose por la superficie libre del lecho que permanece definida.
- **Circulante:** Con velocidades muy elevadas del aire de fluidización se produce el arrastre de gran cantidad de sólidos del lecho, pudiéndose reciclar una gran parte de éstos mediante un ciclón o multiciclón, dando lugar al denominado "lecho fluidizado circulante". En la siguiente figura se puede observar un esquema de un gasificador de lecho fluidizado circulante.

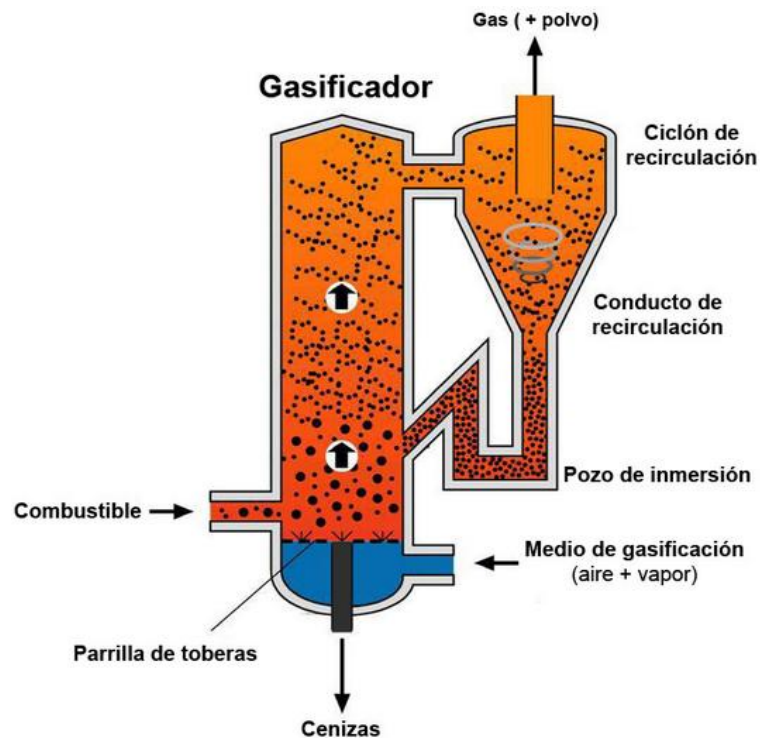


Figura 19. Lecho fluidizado circulante²⁴

Desde el punto de vista de la presión de operación del combustor, pueden hacerse dos divisiones: lechos fluidizados atmosféricos, que operan a la presión atmosférica, y lechos fluidizados a presión ($5\text{-}20 \text{ Kg/cm}^2$). La combustión en lecho fluidizado a presión aunque es más compleja de operar ofrece la posibilidad de utilizar turbinas de gas en la generación de electricidad, empleando ciclos combinados gas-vapor con un alto rendimiento global. La combustión fluidizada a presión sólo es aconsejable para altas capacidades de producción térmica (superiores a 200 MW), ya que conlleva en su diseño una considerable reducción del tamaño del combustor.

En este caso, se dispone de una corriente de aire que impulsa arena y la mantiene flotando en el horno formando un lecho. El combustible se introduce en el interior de este lecho, donde se mantiene la suspensión. La temperatura existente en el mismo, del orden de 850°C , provoca su combustión inmediata. Se produce un reparto de aire uniforme, lo que impide 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.

Los lechos fluidizados se diferencian entre sí básicamente según la velocidad del aire en los mismos. Según se incrementa la velocidad del aire los lechos pasan de fijo a burbujeante, turbulento y circulante.

1.5.6.3 Comparación de tecnologías

El uso de la tecnología de parrillas en el horno de combustión presenta las siguientes ventajas:

- Tecnología ampliamente probada. Es la tecnología que tradicionalmente ha venido usándose para la combustión de todo tipo de combustibles, existiendo numerosas referencias en el mercado
- Admite perfectamente una alta variación en la granulometría del combustible

Comparativamente con la de parrillas, el uso de la tecnología de lecho fluidizado presenta las siguientes ventajas:

- Rendimientos más altos, ya que la corrosión es menor al añadirse una aditivación en el lecho.
- Facilidad de operación: debido a la rapidez del proceso de combustión, la inercia del horno es muy reducida, lo que permite paradas y arranques en períodos de tiempo muy cortos
- Facilidad de control: teóricamente se pueden ajustar con precisión los ratios para admitir incluso diferentes combustibles
- Facilidad de mantenimiento: las dimensiones del horno para igual capacidad son menores que en caso de parrillas, no existiendo elementos móviles dentro del mismo
- Los inquemados del horno se pueden enfriar y separar de la arena por procedimientos en seco, evitándose el efluente de apagado de escorias
- Adición de combustibles con un mayor rango de PCI, así como la posibilidad de realizar mezclas de los mismos
- Mejor calidad de los gases de combustión, debido a la posibilidad de usar aditivos correctores en el lecho
- Admite perfectamente una alta variación en la humedad de combustible

Como ya se ha indicado, para instalar la planta se ha pensado en la conveniencia de utilizar la tecnología de parrillas. El tipo de parrilla a emplear se deja para un estudio de mayor profundidad que se realizará más avanzado el proyecto y por personal más específico.

Además podemos recalcar que el uso de la tecnología de lecho fluidizado presenta los siguientes inconvenientes:

- Tecnología de más reciente implantación. Las referencias existentes son menor que la de parrillas. En la mayoría de los casos se necesita una trituración homogénea de los residuos de la combustión, ya que de otra forma se pueden producir atascos en los sistemas de alimentación y problemas en los hornos
- Menor capacidad horaria
- En la mayoría de los casos se necesita una trituración homogénea de los residuos de la combustión, ya que de otra forma se pueden producir atascos en los sistemas de alimentación y problemas en los hornos
- Mayor consumo de energía eléctrica, por la incidencia que representa la soplante del lecho

1.6 Programa de cálculo *System Advisor Model*

Para el dimensionamiento de la planta híbrida termosolar con biomasa se utilizará el programa *System Advisor Model (SAM)*, versión 2011.12.2, el cual ha sido desarrollado por *National Renewable Energy Laboratory*.^{25,26}

El programa permite hacer una predicción de la producción eléctrica y financiera de diferentes tipos de instalaciones renovables (fotovoltaica, eólica, geotérmica, biomasa, solar térmica) teniendo en cuenta parámetros de partida. El programa tiene implementado modelos para dimensionar los cuatro tipos de variantes tecnológicas de energía solar térmica. Para la simulación u optimización es necesario saber las variables meteorológicas del emplazamiento escogido; detalles económicos de incentivos y tipo de financiación; y técnicos referentes a los colectores, absorbedores, múltiplo solar, bloque de potencia y almacenamiento.

En nuestro caso, solo tomaremos del SAM los datos de producción energética anual solar. La producción energética biomásica e híbrida son calculadas teniendo en cuenta la legislación española vigente, la cual restringe la contribución de recurso biomásico y gas natural. Con el objetivo de obtener resultados económicos más reales, tomamos los parámetros de costes de operación y mantenimiento, inversión e ingresos de previos estudios similares e informes publicados por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).

1.7 Marco Regulatorio

RD 661/2007. Artículo 23. Instalaciones híbridas.

1. A los efectos del presente real decreto se entiende por hibridación la generación de energía eléctrica en una instalación, utilizando combustibles y/o tecnologías de los grupos o subgrupos siguientes b.1.2, b.6, b.7, b.8 y c.4, de acuerdo a los tipos y condiciones establecidos en el apartado 2 siguiente.
2. Solo se admiten las instalaciones híbridas de acuerdo a las siguientes definiciones:
 - i. **Hibridación tipo 1:** aquella que incorpore 2 o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7, b.8 y c4 y que en su conjunto supongan en computo anual, como mínimo, el 90 % de la energía primaria utilizada medida por sus poderes caloríficos inferiores.
 - ii. **Hibridación tipo 2:** aquella instalación del subgrupo b.1.2 que adicionalmente, incorpore 1 o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7 y b.8. La generación eléctrica a partir de dichos combustibles deberá ser inferior, en el cómputo anual, al 50% de la producción total de electricidad. Este es el caso de la instalación objeto de este estudio.

Cuando además de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7 y b.8 la instalación utilice otro combustible primario para los usos que figuran en el artículo 2.1.b, la generación eléctrica a partir del mismo no podrá superar, en el cómputo anual, el porcentaje del 10 %, medido por su poder calorífico inferior.

3. Para el caso de hibridación tipo 1, la inscripción en el registro se hará en los grupos o subgrupos que corresponda atendiendo al porcentaje de participación de cada uno de ellos, sin perjuicio de la percepción de la retribución que le corresponda en función de la contribución real mensual de cada uno de los grupos o subgrupos. Salvo que se trate de una cogeneración, en cuyo caso la instalación se inscribirá en el subgrupo a.1.3. Para el caso de hibridación tipo 2, la inscripción se realizara en el grupo b.1.2.
4. En el caso de utilización de un combustible de los contemplados en el presente artículo, pero que no haya sido contemplado en la inscripción de la instalación en el registro, el titular de la misma, deberá comunicarlo al órgano competente, adjuntando justificación del origen de los combustibles no contemplados y sus características, así como los porcentajes de participación de cada combustible y/o tecnología en cada uno de los grupos y subgrupos.
5. Únicamente será aplicable la hibridación entre los grupos y subgrupos especificados en el presente artículo en el caso en que el titular de la instalación mantenga un registro documental suficiente que permita determinar de manera fehaciente e inequívoca la energía eléctrica producida atribuible a cada uno de los combustibles y tecnologías de los grupos y subgrupos especificados.
6. El incumplimiento del registro documental referido en apartado anterior o el fraude en los porcentajes de hibridación retribuidos serán causa suficiente para la revocación del derecho a la aplicación del régimen económico regulado en este real decreto y, en su caso, a la incoación del procedimiento sancionador correspondiente.

Si se hubiera elegido la opción de venta de energía a tarifa regulada, la suspensión referida implicaría la percepción de un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa misma, sin perjuicio de la obligación, en su caso, de abonar el coste de los desvíos en que incurra.

Artículo 43.

Tarifas y primas para las instalaciones híbridas consideradas en el Artículo 23. Las primas o tarifas aplicables a la electricidad vertida a la red, en las instalaciones híbridas, se valoraran según la energía primaria aportada a través de cada una de las tecnologías y/o combustibles, de acuerdo a lo establecido en el Anexo X. La energía a retribuir para la hibridación tipo 2 se calcula como:

$$E_{ri} = \eta_b \cdot C_i, \quad E_{rs} = E - \sum_1^n E_{ri}$$

E_{ri} : energía eléctrica retribuida según la tarifa o prima para el combustible i.

E : total energía eléctrica vertida a la red.

E_{rs} : energía eléctrica retribuida según la tarifa o prima para el subgrupo b.1.2.

C_i : Energía primaria total procedente del combustible i (calculada por masa y PCI).

η_b : Rendimiento, en tanto por uno, de la instalación para biomasa/biogás/residuo, igual a 0,21.

PARTE 2

Descripción de la central termosolar. Metodología

2 Descripción de la central termosolar. Metodología

2.1 Características del emplazamiento

La central se ubicará en el término municipal de Posadas, en la provincia de Córdoba (Andalucía). Aproximadamente a 1.400 m al sureste de la localidad de Posadas y lindando con la carretera A-431.

Las coordenadas exactas del centro de la ubicación son las siguientes:

Tabla 5. Coordenadas geográficas de la localización

COORDENADAS GEOGRÁFICAS	
Latitud	37,84° N
Longitud	4,85° W

Tabla 6. Coordenadas UTM de la localización

COORDENADAS UTM	
X	317064,85
Y	4185564,10

La localización de la central termosolar hibridada con biomasa, BioSol, dentro de la provincia de Córdoba, puede observarse en la Figura 20.

Las parcelas incluidas en el proyecto son las siguientes:

- Polígono 15 - Parcela 4 con una Superficie: 33,9405 ha
- Polígono 6 - Parcela 2 con una Superficie: 278,8583 ha

Esto supone una superficie total de **312,80 ha**. En cualquier caso, y si fuera necesario ampliar la superficie necesaria del proyecto, también estarían disponibles las parcelas adyacentes. La localización más exacta se muestra en la Figura 21, donde se observa el buen recurso hídrico que posee debido a la cercanía al río Guadalquivir, con el que linda la parcela por el Norte, Este y Oeste.



Figura 20. Localización de la planta termosolar.²⁷



Figura 21. Parcelas necesarias para la construcción de la central Biosol.²⁸

En las Figuras 22 y 23, extraídas del Sigpac, se indican las parcelas necesarias para la central, así como sus usos y superficie correspondientes.

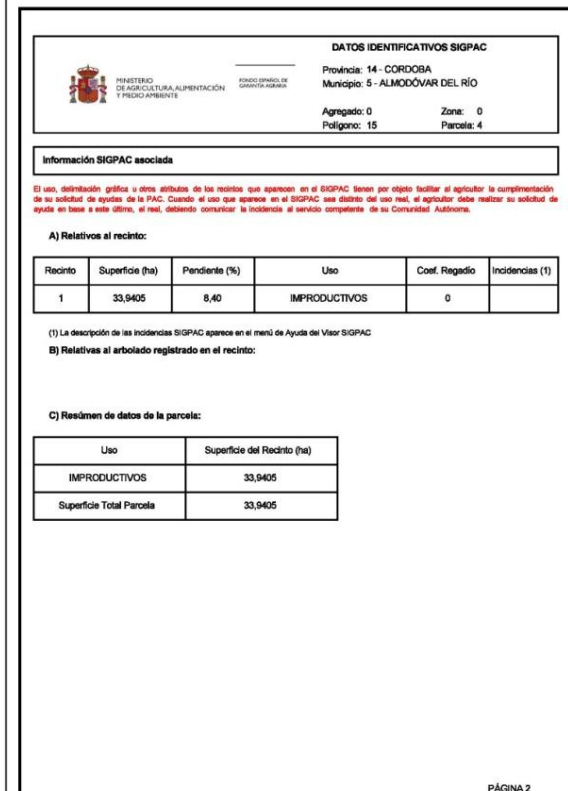
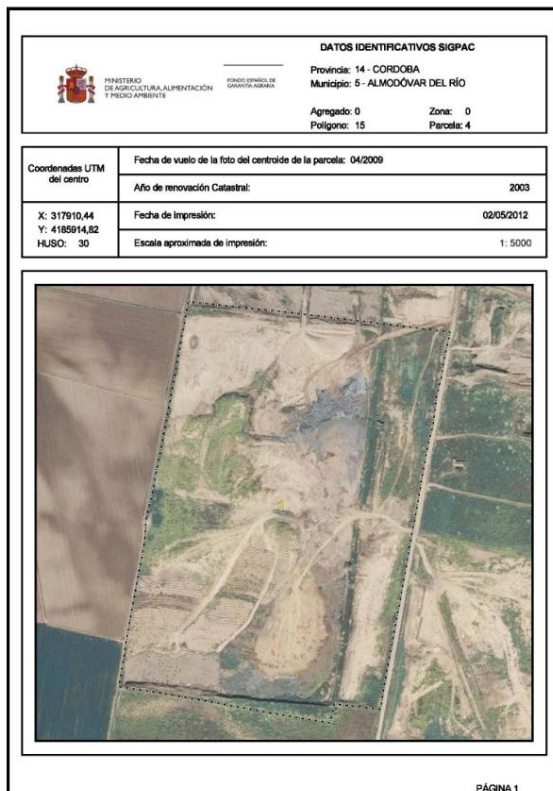


Figura 22. Parcela prevista para ubicación de la planta termosolar: Polígono 15 - Parcela 4.²⁹

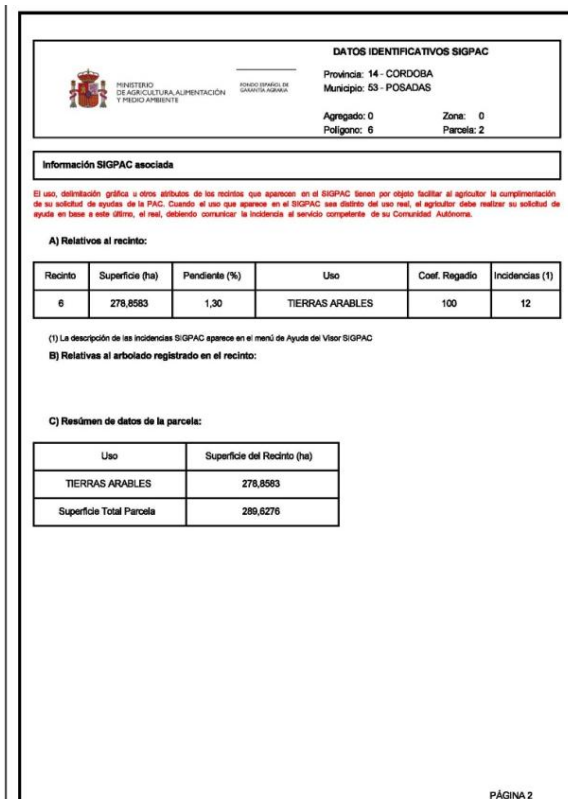
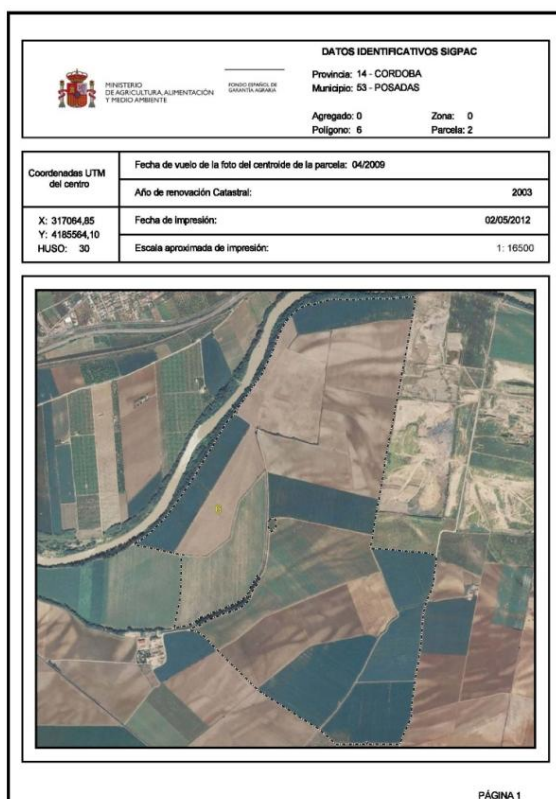


Figura 23. Parcela prevista para ubicación de la planta termosolar: Polígono 6- Parcela 2.³⁰

La Figura 24, extraída de la página de Red Eléctrica de España, indica las líneas próximas para la evacuación de la energía.

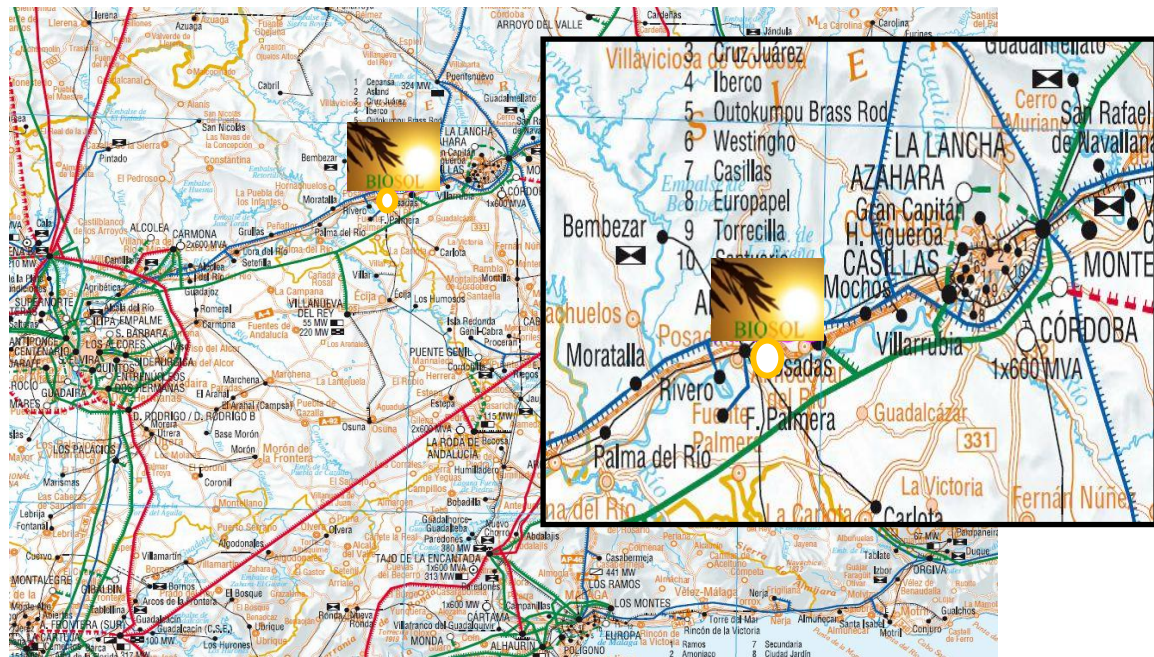


Figura 24. Líneas de evacuación eléctrica próximas a la central.³¹

La capacidad de las líneas próximas a la central termosolar híbrida para la evacuación de la energía eléctrica generada son de 150 KV y 220 KV. Para realizar la conexión a cualquiera de ambas, deberemos construir una subestación o conectarnos a la subestación de Paradas.

2.1.1 Estudio previo del emplazamiento

Para poder construir una central termosolar híbrida con biomasa, es necesario tener una buena disponibilidad de ambos recursos, solar y de biomasa. Por tanto, previo a la elección de la localización exacta, se realizó un chequeo de las zonas con simultáneamente buen recurso solar y de biomasa.

Superponiendo los mapas de irradiancia directa normal y potencial de biomasa en Andalucía tal como se muestra en la Figura 25, se observa que la provincia de Córdoba presenta una buena solución de compromiso entre el recurso solar y el de biomasa. Si bien en la zona del valle del Guadalquivir la irradiancia directa normal no es tan elevada como en otras regiones cercanas, estas zonas presentan un elevado potencial de biomasa. Este último parámetro será tan limitante, o incluso más, que el recurso solar para nuestra central termosolar híbrida.

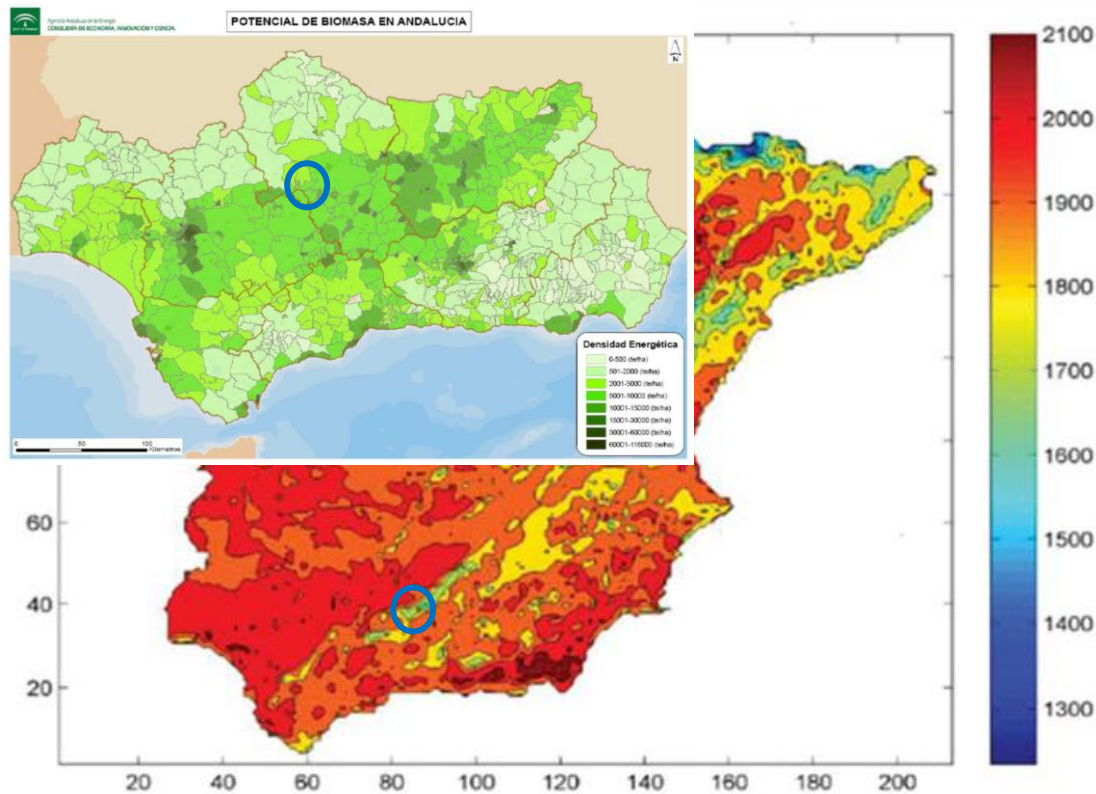


Figura 25. Superposición de los mapas de radiación y disponibilidad de biomasa en Andalucía

2.1.2 Parámetros básicos de radiación

Para el estudio del recurso solar y demás parámetros meteorológicos se ha utilizado la aplicación de la Agencia Andaluza de la Energía. Esta aplicación es muy utilizada en la estimación del recurso solar en proyectos termosolares y fotovoltaicos, ya que aporta mucha información sobre los distintos emplazamientos. Además de estimar el recurso solar en la localización elegida, para el proyecto es necesario disponer de un año meteorológico tipo con un formato compatible con el programa SAM, lo cual es posible con esta aplicación.

Los parámetros analizados para el estudio del emplazamiento y de su recurso solar son los siguientes:

- **Temperatura ambiente:** es un valor importante en la caracterización del emplazamiento de un proyecto. De ella dependerán en gran medida las pérdidas térmicas en los elementos a alta temperatura, así como el rendimiento térmico del ciclo de potencia, ya que limita la capacidad del foco frío. Debido a que la tecnología elegida utiliza aceite térmico como fluido caloportador y sales fundidas como fluido de almacenamiento, tiene especial relevancia la elección de un lugar cuya temperatura ambiente no sea excesivamente baja. Ya que de lo contrario se incurriría en un consumo elevado de los sistemas para prevenir el congelamiento, ya sea mediante trazado eléctrico o por recirculación de fluido caliente. En la Figura 26, puede observarse un mapa de temperaturas de España.

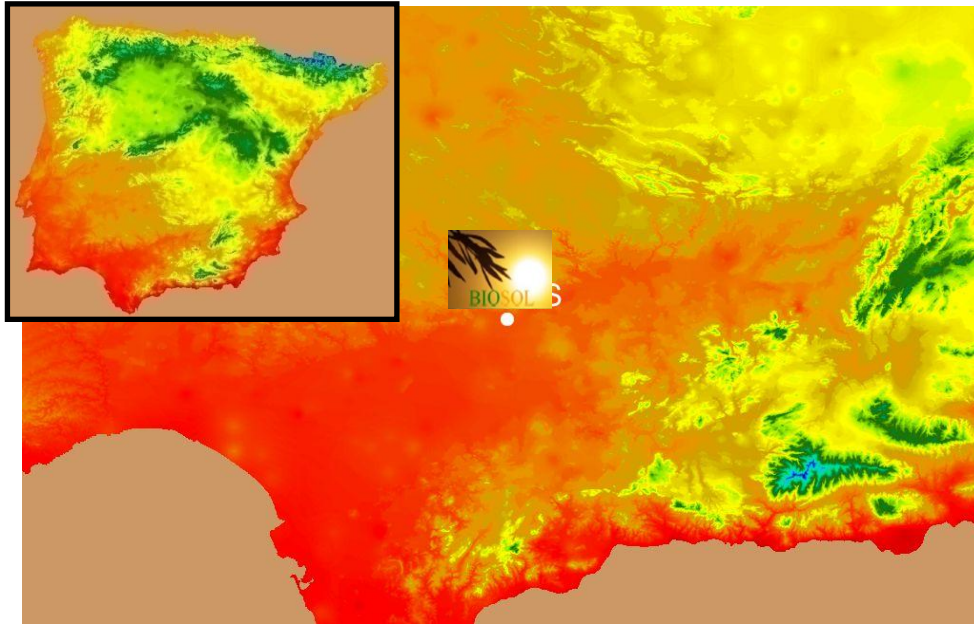


Figura 26. Mapa de temperaturas en España y Andalucía

Se observa que la localización escogida es de las de mayor temperatura en la península. A continuación, en las Tablas 7, 8 y 9, se muestran los valores máximo, mínimo y promedio de la temperatura ambiente en la localización de Posadas.

Tabla 7. Valor máximo de la temperatura ambiente

Mes	Media (°C)
Enero	15
Febrero	17
Marzo	21
Abril	23
Mayo	27
Junio	34
Julio	36
Agosto	36
Septiembre	31
Octubre	24
Noviembre	18
Diciembre	15

Tabla 8. Valor mínimo de la temperatura ambiente

Mes	Media (°C)
Enero	5
Febrero	5
Marzo	9
Abril	9
Mayo	12
Junio	17
Julio	18
Agosto	19
Septiembre	17
Octubre	14
Noviembre	8
Diciembre	6

Tabla 9. Valor medio de la temperatura ambiente

Mes	Media (°C)
Enero	9
Febrero	10
Marzo	14
Abril	16
Mayo	20
Junio	26
Julio	27
Agosto	28
Septiembre	23
Octubre	18
Noviembre	13
Diciembre	10

El mínimo de temperatura absoluto se alcanza como es de esperar durante la noche, tomando un valor mínimo en el mes de Enero de 5 °C. Los valores de temperatura obtenidos son bastante moderados, no alcanzando en ningún momento valores por debajo de 0 °C. Por lo que el emplazamiento es apropiado en este sentido.

- **Velocidad del viento:** La velocidad del viento es importante principalmente porque limita las horas de funcionamiento de los colectores cilindroparabólicos. Ya que éstos no pueden funcionar correctamente a partir de un cierto valor límite de velocidad del viento, ya sea porque no se consigue un apunte lo suficientemente preciso o porque simplemente peligran su estabilidad estructural. Como se puede intuir con lo

anteriormente explicado, la localización de la planta no debe ser un lugar donde los vientos predominantes tengan una intensidad elevada. A continuación se indica la velocidad de viento media anual para el emplazamiento.

Tabla 10. Valor medio de la velocidad del viento

Mes	Media (m/s)
Enero	1
Febrero	1
Marzo	1
Abril	1
Mayo	1
Junio	2
Julio	2
Agosto	2
Septiembre	2
Octubre	2
Noviembre	1
Diciembre	1

La velocidad del viento media está muy por debajo de los límites de funcionamiento de los colectores cilindro parabólicos, por lo que no habrá muchos días a lo largo del año en los que vaya a ser necesario parar el funcionamiento debido a valores de velocidad de viento excesivo, lo cual es importante a la hora deseleccionar un emplazamiento.

- **Recurso solar:** Como se puede ver en la Figura 27, Andalucía cuenta con los valores más elevados de irradiancia directa normal de la península. Por tanto, Posadas (Córdoba) parece a priori una ubicación conveniente para ubicar una planta termosolar.

Es la irradiación directa normal la que interesa en centrales termosolares, ya que ésta tiene la propiedad de poder ser redireccionada y, por tanto, de ser concentrada. Por tanto, es necesario obtener el valor más exacto posible de la irradiación directa normal. La irradiación directa varía respecto a la radiación global principalmente por las condiciones atmosféricas. A continuación, se indica la irradiación mensual y anual de la ubicación seleccionada (fuente: Agencia Andaluza de la Energía), en la Tabla 11.

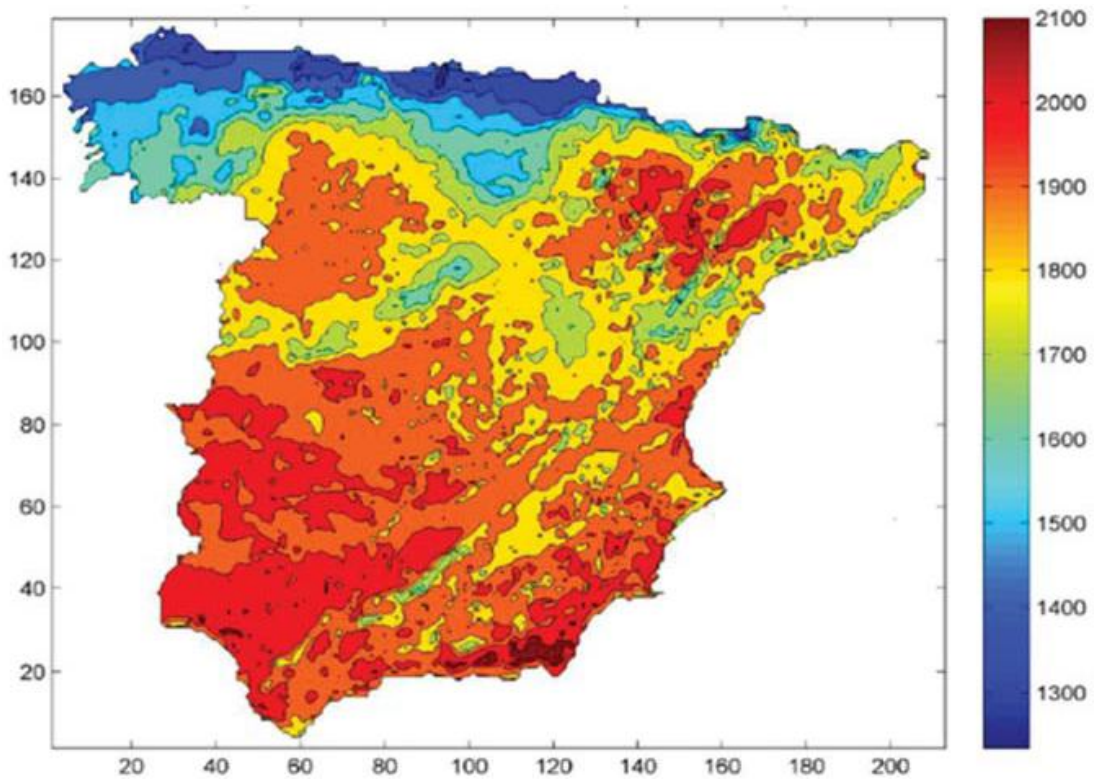


Figura 27. Mapa de Radiación Directa Normal anual (kWh/m²/año).³²

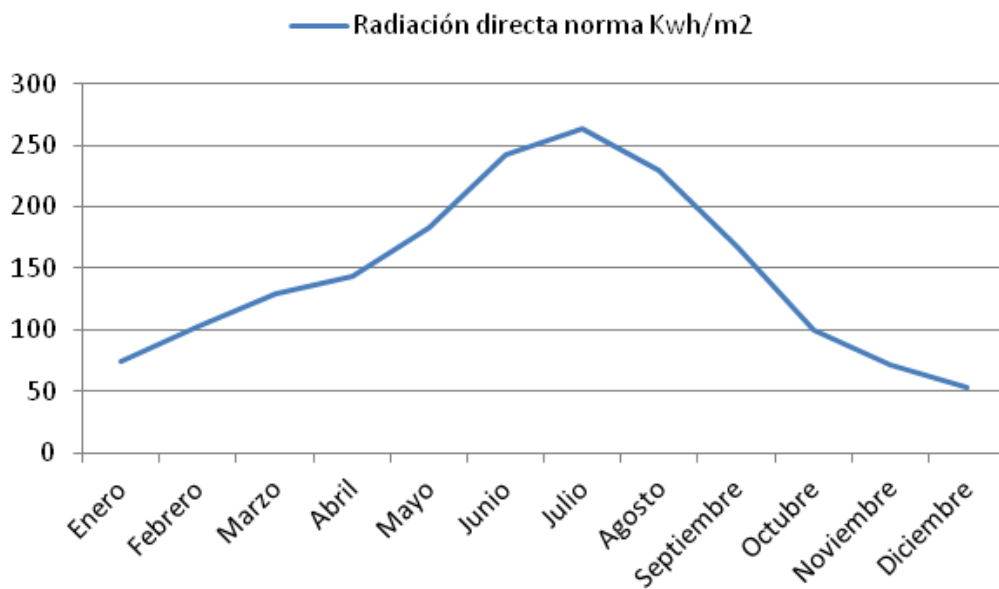
Tabla 11. Radiación directa normal mensual y anual.³³

Mes	Media (kWh/m ²)
Enero	74,8
Febrero	102,1
Marzo	128,9
Abril	143,3
Mayo	182,8
Junio	242,8
Julio	263,9
Agosto	229,9
Septiembre	167,1
Octubre	99,1
Noviembre	71,4
Diciembre	52,9
TOTAL	1.759

La irradiación directa normal anual es 1.759 kWh/m². A pesar de ser un valor no muy elevado, se encuentra dentro del intervalo necesario para el proyecto al estar apoyada la producción solar con biomasa.

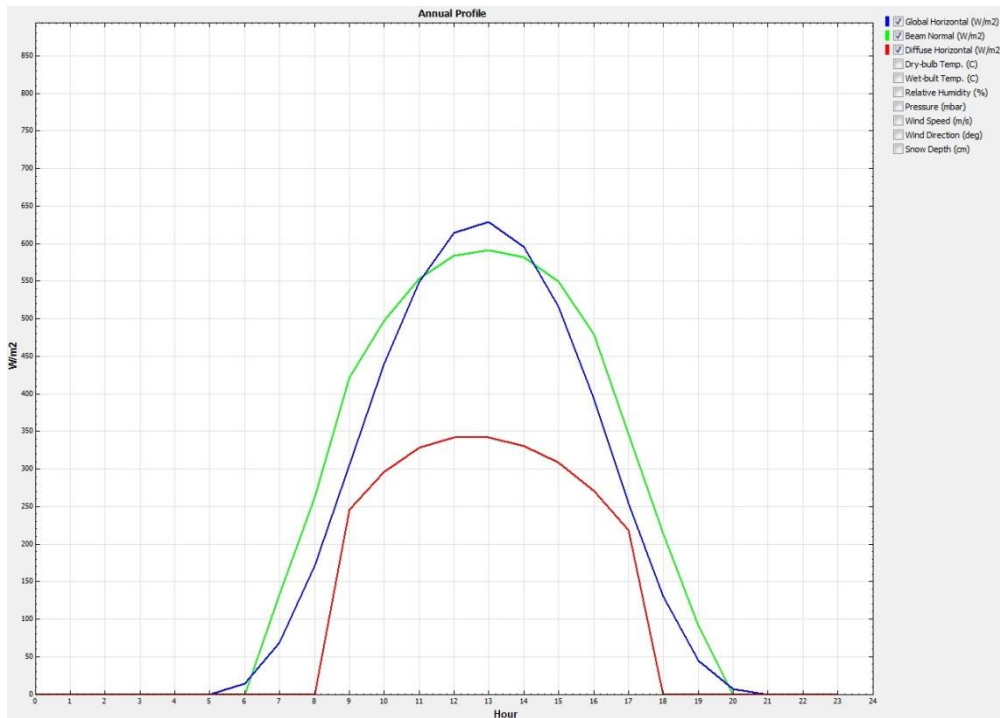
Antes de usar estos datos para el dimensionamiento de la central, primero se compararon con otras fuentes de información, así como estaciones meteorológicas de la zona que mostraran resultados fiables. Una vez comparados los datos de las distintas fuentes, tales como el enlace del programa *System Advisor Model*, la estación de Córdoba ofrecida por la *Agencia Andaluza de la Energía*, los datos de *Meteonorm* y, por último, los del *Pvgis* ofrecidos por el *Instituto de la Energía y Transporte de la Comisión Europea*; se optó por usar los datos del SAM, debido a que las variaciones entre las distintas fuentes de datos eran pequeñas.

A continuación, en la Gráfica 9, se presenta la distribución anual de la irradiancia directa normal obtenida de la fuente *Meteonorm*.

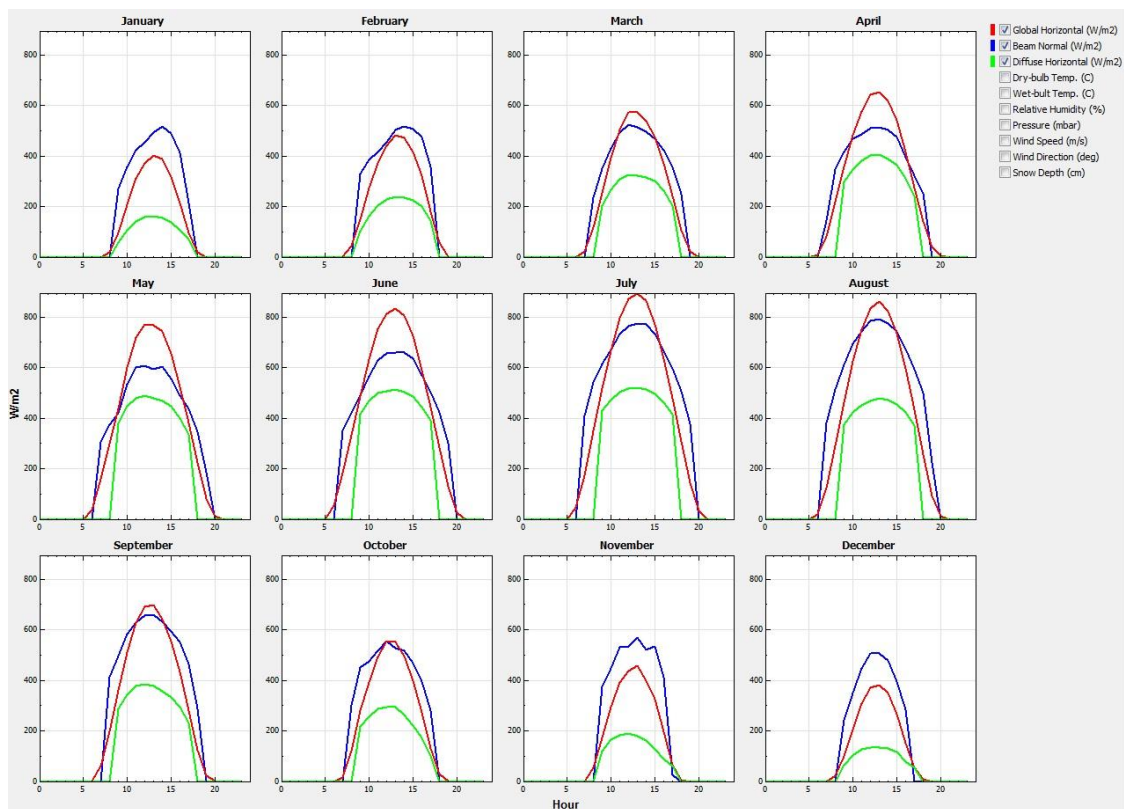


Gráfica 9. Distribución anual de la irradiancia directa normal.³⁴

El perfil promedio anual y mensual de la radiación global horizontal, radiación directa normal y radiación difusa horizontal, puede obtenerse con el programa *System Advisor Model (SAM)*, una vez introducidos los datos de la estación meteorológica a utilizar. Las curvas correspondientes se muestran en azul, verde y rojo correspondientemente en las Gráficas 10 y 11.



Gráfica 10. Perfil promedio anual de radiación global horizontal, directa normal y difusa.



Gráfica 11. Perfil promedio mensual de radiación global horizontal, directa normal y difusa.

2.1.3 Biomasa disponible

La central termosolar híbrida con biomasa está ubicada entre las localidades de Posadas y Almodovar del río, una vez estudiado el recurso solar disponible en el emplazamiento nos disponemos a hacer una evaluación del recurso de biomasa.

Desde un punto de vista práctico y a nivel de aprovechamiento energético la biomasa elegida atiende a las siguientes características:

- **Residuos agrícolas:** Se incluyen en esta denominación todos los residuos orgánicos y restos vegetales que se generan por los cultivos agrícolas directamente en el campo o en invernadero. Comprenden las podas de cultivos arbóreos y la paja y restos vegetales del resto de cultivos. En la Figura 28 se puede observar el potencial del residuo agrícola en Andalucía.

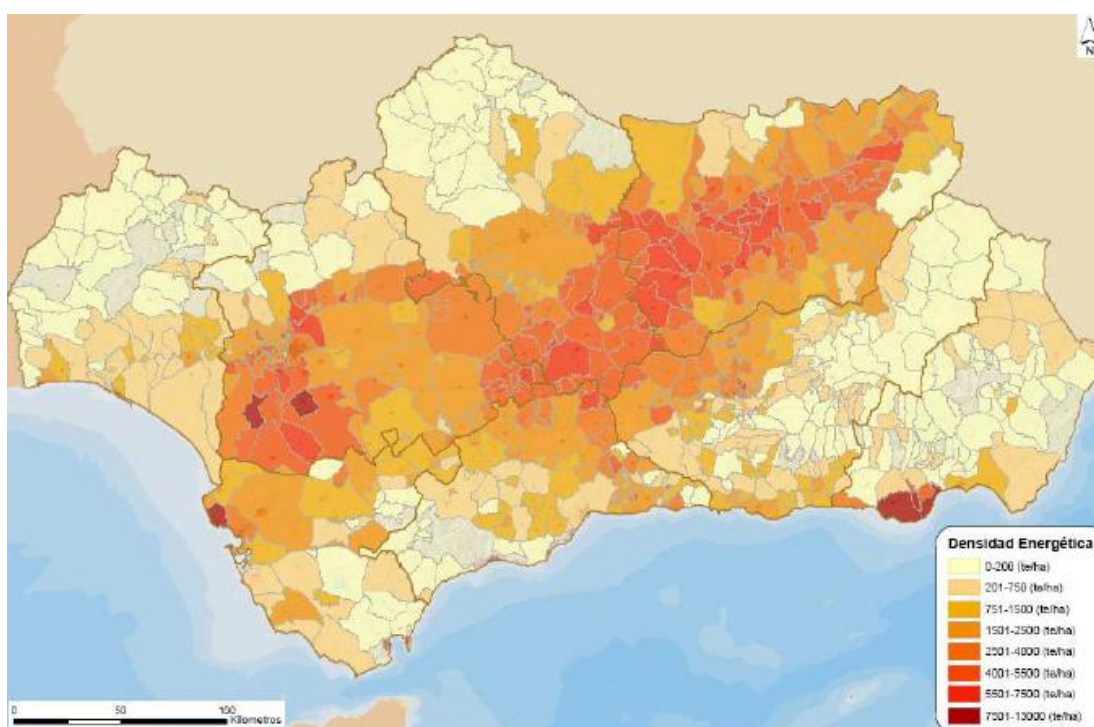


Figura 28. Potencial de Residuos Agrícolas en Andalucía.

Estos desechos se obtienen de los restos de cultivos o de limpiezas que se hacen del campo para evitar las plagas o los incendios y pueden aparecer en estado sólido, como la leña, o en estado líquido, como los purines u otros elementos residuales obtenidos en actividades agropecuarias. Los dos grupos de residuos se generan por necesidades forestales, no energéticas, y son materiales que no tienen calidad suficiente para otras aplicaciones que no sean las energéticas.

A continuación como podemos ver en la Figura 29, se ha estimado un recurso biomásico en aproximadamente un radio de 30 km desde la central, considerando que los costes logísticos al igual que los precios de la biomasa son variables con el tiempo y teniendo en cuenta la biomasa disponible con las necesidades de la central.

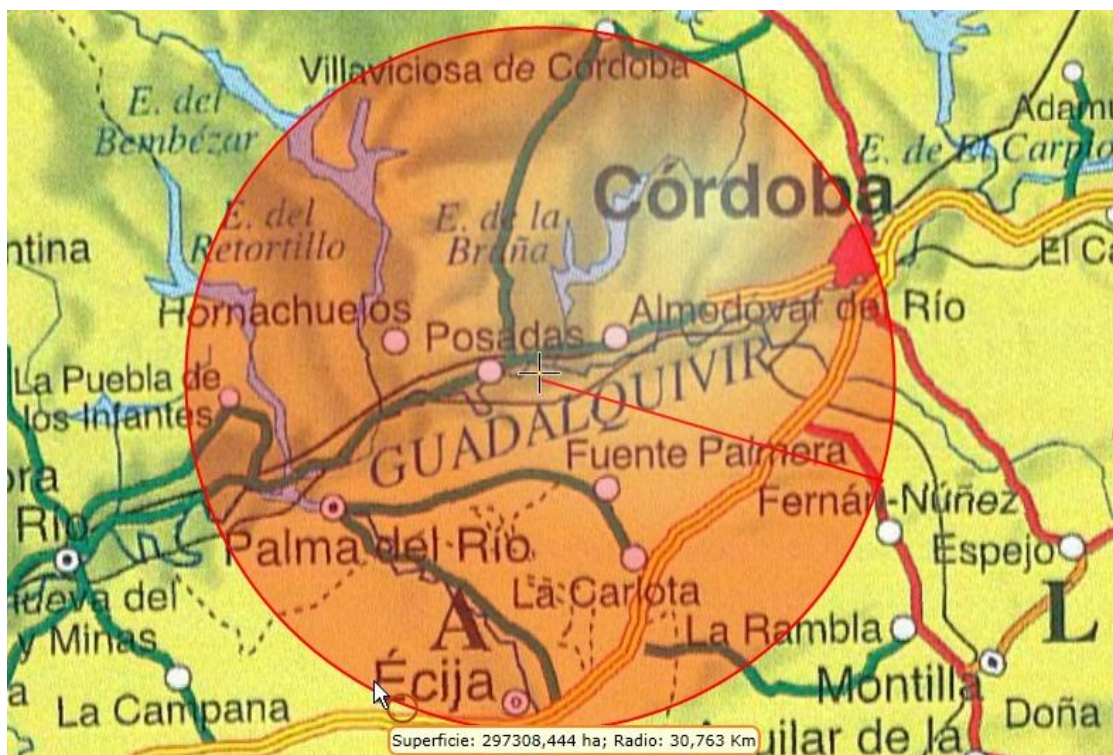


Figura 29. Área logística de recurso Biomásico.

En la siguiente Tabla se puede observar las localidades más cercanas situadas dentro de este rango estimado y la biomasa disponible en cada uno de ellos:

Tabla 12. Potencial de residuo agrícola en el área seleccionada

	Residuo agrícola		
	ktep	ton	GWth
Almodóvar	3,07	10.156,01	35,68
Posadas	2,29	7.556,26	26,61
Hornachuelos	3,88	13.170,50	45,09
La puebla de los Infantes (Sevilla)	0,96	3.035,12	11,16
Palma del Río	8,77	29.877,88	101,92
Fuente Palmera	2,51	8.434,81	29,17
La Carlota	1,36	4.482,57	15,81
Écija	32,52	109.892,98	377,95
Villa viciosa de Córdoba	0,46	1.434,15	5,35
Total	55,82	188.040,28	648,74

Como podemos observar en la tabla, obtenemos del residuo aproximadamente 647 GWth que teniendo un rendimiento de la caldera del 35% obtenemos 226,35 GWhe, cubriendo de sobra los 559,2 GWth necesarios para nuestra central en su óptimo funcionamiento, obteniendo una producción de 195,72 GWhe.

Como veremos posteriormente en el análisis de sensibilidad, este rango puede ser ampliado en caso de variaciones en los precios del combustible ya que se estimará

hasta que precio límite se podría comprar la biomasa para el cuál continuara siendo rentable.

2.1.4 Características de suelo

La información sobre las características del suelo se ha extraído del catálogo de suelos que publica periódicamente la Junta de Andalucía. A continuación se muestra el extracto “LAJA HORNACHUELOS” correspondiente a la zona seleccionada para la ubicación.

LAJA HORNACHUELOS	
PERFIL NÚMERO: CO-03-(1-3) COORDENADAS UTM: X = 342.391 ; Y = 4204.938 USO ACTUAL: PASTOS ELEVACIÓN: 620 METROS PENDIENTE: 9 % RELIEVE: EXCESIVO EROSIÓN: MODERADA DRENAJE: BUENO PEDREGOSIDAD: FRECUENTES PIEDRAS DE PIZARRA ROCOSIDAD: NULA MATERIAL ORIGINAL: PIZARRA (CÁMBRICO) POSICIÓN FISIGRÁFICA: LADERA CLASIFICACIÓN: LYTHIC XEROCHREPTS OBSERVADOR Y FECHA: J. L. MUDARRA; NOV. 1961.	
HORIZONTE	DESCRIPCIÓN MORFOLÓGICA
A	0-10 CM.; PARDO AMARILLENTO OSCURO (10YR4/4), EN SECO; FRANCO-ARENOSO; ESTRUCTURA MIGAJOSA, MEDIA, MODERADAMENTE DESARROLLADA, MODERADAMENTE FRIABLE EN HÚMEDO, BLANDO EN SECO; ABUNDANTES RAÍCES, FINAS; LÍMITE NETO Y PLANO.
B	10-35 CM.; PARDO AMARILLENTO OSCURO (10YR4/4), EN SECO; FRANCO-ARENOSO; ESTRUCTURA MIGAJOSA, MEDIA, MODERADAMENTE DESARROLLADA, MODERADAMENTE FRIABLE EN HÚMEDO, BLANDO EN SECO; ABUNDANTES RAÍCES, FINAS; LÍMITE NETO Y ONDULADO.
R	35- CM.; ROCA ORIGINAL POCO ALTERADA.
REFERENCIA:	J. L. MUDARRA ET AL. 1976. ESTUDIO GENERAL DE LOS SUELOS DE SIERRA MORENA Y CUENCA ALTA DEL GUADALQUIVIR. CEBAC. SEVILLA.

Figura 30. Características del suelo de la zona seleccionada

En las Figura 31 y 32 se pueden observar la tipología de los suelos de la zona y una vista aérea del terreno.

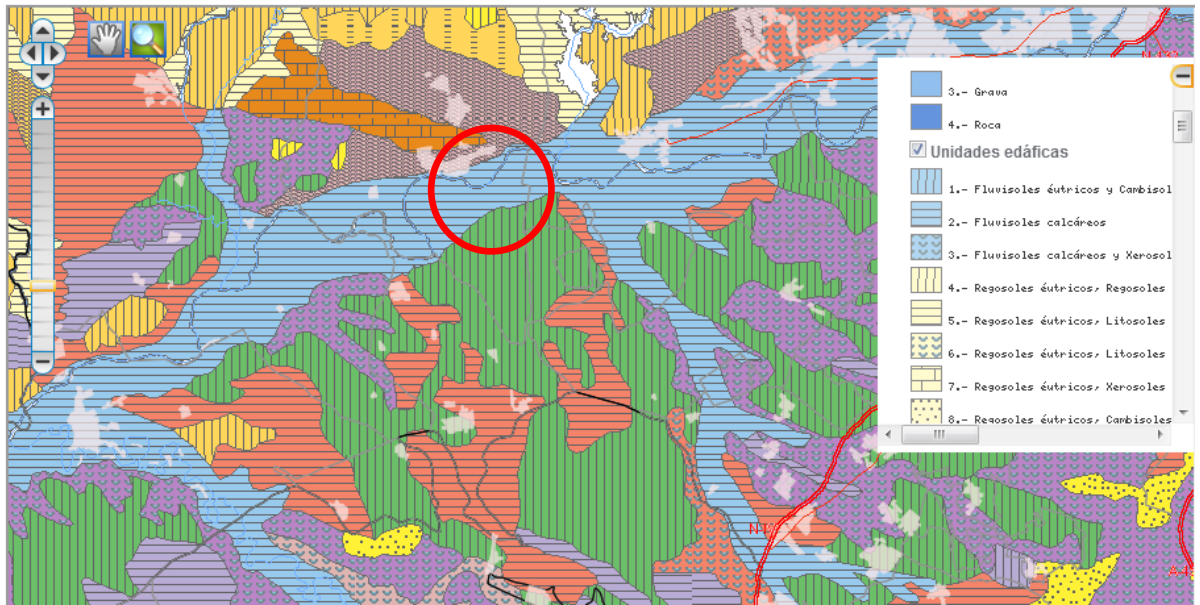


Figura 31. Tipología del suelo de la zona

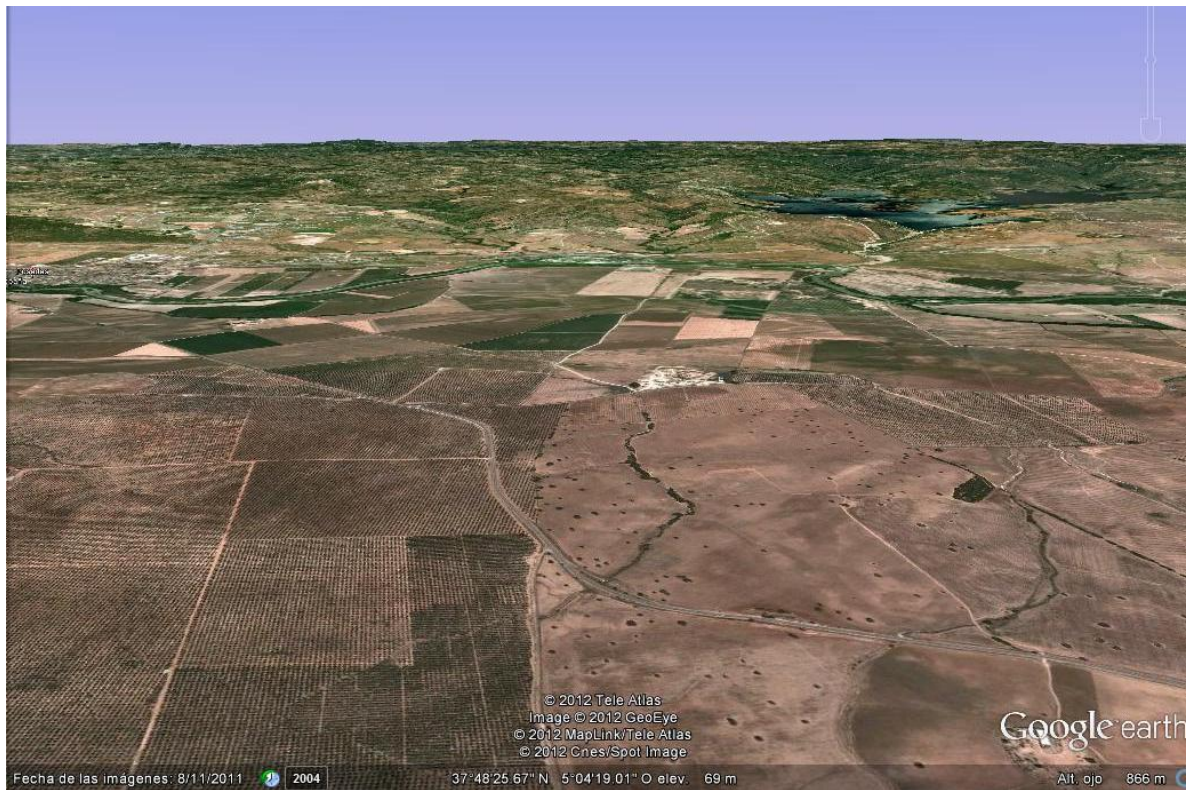


Figura 32. Perspectiva. Vista aérea de la zona

En la ubicación seleccionada predominan los terrenos llanos y poco escarpados, por lo que la ubicación es favorable para la construcción de la planta. El riesgo sísmico aun existiendo no es elevado. A continuación se muestra en la Figura 33 el mapa de riesgo sísmico de España (ref: Norma sismorresistente).



Figura 33. Mapa de riesgo sísmico en España

Por tanto, el terreno de la ubicación escogida cumple con las condiciones necesarias para poder construir la central termosolar híbrida con biomasa:

- El uso de las parcelas es de tipo “agrario” sin ningún tipo de restricción medioambiental.
- La ubicación tiene a 170 m al río Guadalquivir por lo que el suministro de agua está asegurado.
- El terreno está próximo a la autovía A-431 que une Córdoba con Sevilla. Además tiene a 1,5 Km al pueblo de Posadas.

2.2 Dimensionamiento de la central

Una vez seleccionado el emplazamiento, de acuerdo a la disponibilidad del recurso solar y biomásico, se hicieron las simulaciones correspondientes a la contribución solar haciendo uso del programa SAM. Con el objetivo de encontrar la configuración óptima para la central, se consideraron configuraciones con distintas horas de almacenamiento térmico, y múltiplos solares (0,9-2,5). Las horas de almacenamiento estudiadas fueron 0, 5, 6,5 y 10 horas. De estas simulaciones interesa conocer la producción anual de energía y el área de captación (AC), que está directamente relacionada con el múltiplo solar (MS).

Para cada una de las simulaciones se extraen los valores diarios de la producción de energía solar bruta y neta para un año tipo y se procede a chequear los días con poca producción donde se puede complementar con la caldera de biomasa. De acuerdo al RD 661/2007, la contribución del recurso biomásico y combustibles fósiles, como el gas natural, puede representar a lo sumo el 50 y 10% de la producción de energía bruta total anual, respectivamente. Se ha estimado un rendimiento de la caldera de biomasa de aproximadamente 21%, así la energía térmica (en GWh_{th}) producida por la biomasa se puede

calcular como: $\frac{E_{biobr}}{\eta_{cal\ biom}}$, partiendo de estos valores y el poder calorífico inferior es posible conocer la cantidad de biomasa necesaria. En todos los casos se ha considerado el máximo aporte biomásico, el cual varía a lo largo del año. Por ejemplo, en los meses de invierno habrá menos recurso solar, así, para poder generar la mayor cantidad de potencia es necesaria una mayor aportación de biomasa. En los meses de verano ocurre la situación contraria. El uso del gas natural (GN) básicamente se limita a aumentar la gestionabilidad de la planta, se utiliza en los transitorios, arranques y días de menos radiación. En el siguiente esquema se describe la metodología seguida para el cálculo de las energías y la cantidad de biomasa a utilizar:

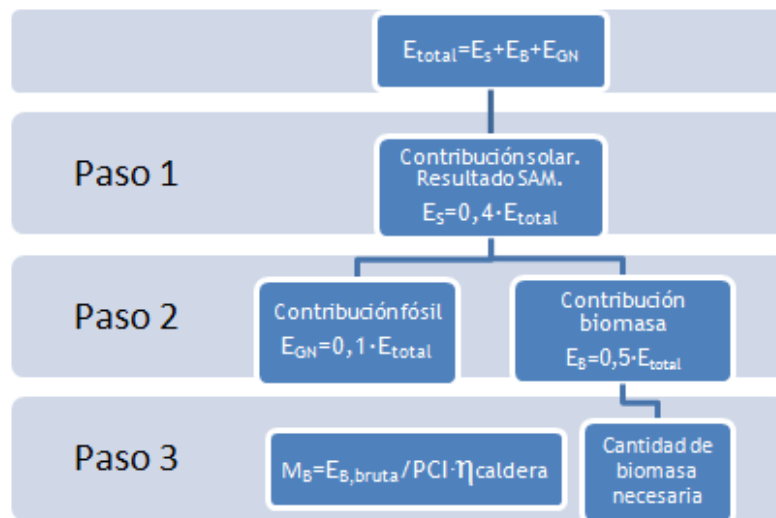


Figura 34. Esquema de los pasos seguidos en la metodología para el cálculo de las contribuciones de energía producida con biomasa y con gas natural

2.2.1 Componentes de la parte solar.

Los parámetros configurados en las simulaciones son los siguientes:

- **Clima:** el SAM no incluye el clima de Córdoba, por lo que se toma como referencia el año tipo de la Agencia Andaluza de la Energía para esta localidad.
- **Rendimiento anual:** se considera un 0% de degradación y un 99% de disponibilidad de la central. Este último valor ha sido tomado de centrales solares que se encuentran en funcionamiento actualmente.
- **Campo solar:** se selecciona la opción 1, donde se fija el valor del múltiplo solar. El múltiplo solar se define como el cociente entre la potencia térmica absorbida por el fluido de trabajo en el punto de diseño y la potencia térmica requerida por el sistema turbina-generador. Como se ha comentado anteriormente, se tomaron valores desde 0,9 a 2,5 con incrementos de 0,2.

El fluido de trabajo que se utiliza en los absorbedores depende fundamentalmente de la temperatura con la que se desee trabajar. Su función fundamental es absorber la energía captada por los colectores para transferirla al sistema de generación de vapor o de almacenamiento térmico. Como fluido de trabajo en el campo solar se ha

seleccionado el aceite térmico VP-1, que consiste en una mezcla de difenilo y óxido de difenilo. Este trabaja entre 293°C y 393°C, las cuales serán las temperaturas de entrada y salida en los lazos del campo solar. El fluido se mantiene en movimiento por un conjunto de bombas de circulación, las cuales serán responsables de parte del autoconsumo de la instalación.

- **Colectores:** son los encargados de concentrar la radiación sobre los espejos que los componen, para luego proyectarla sobre el tubo absorbente. Se ha escogido el colector más usado por las instalaciones en España, colector *EuroTrough* ET150, que cuenta con un área reflectiva de 817,5 m², una longitud total de 150 m. Las filas de colectores se colocaron a una distancia de 15 m de separación, la cual es una distancia típica en este tipo de instalaciones. La cantidad de colectores y lazos cambia de acuerdo al dimensionamiento de cada configuración (un lazo está constituido por 4 colectores), a modo de resumen se indican las características de algunas de estas en la tabla 13:

Tabla 13. Características básicas de las configuraciones

Horas de almacenamiento	MS	AC	No. lazos	No. colectores
0	1.3	310650	95	380
5	2.1	500310	153	612
10	2.5	598410	183	732

- **Receptores:** se ha escogido el receptor Schott PTR70 2008, que tiene un diámetro interno de 0,066 m y externo de 0,07 m.
- **Bloque de potencia:** está formado por el generador de vapor, turbina de vapor, torre de refrigeración e intercambiadores, el fluido térmico absorbe el calor generando vapor sobrecalentado en los intercambiadores de calor, que pasa a la turbina de vapor, luego a un recalentador y por último al condensador. La central posee una potencia bruta de 55 MW, la cual es necesaria generar para obtener los 50 MW de diseño. Se estima un rendimiento de 0,3774 del ciclo de conversión. La instalación está provista de un condensador de tipo evaporativo.

En el condensador cede calor al agua de la torres de refrigeración para salir en estado de líquido subenfriado y ser impulsado hacia los precalentadores, y después al depósito desgasificador.

- **Almacenamiento térmico:** aporta autonomía a la central y amortigua los transitorios en el sistema. Para el sistema de almacenamiento se han colocado dos tanques (altura de 14 m) de sales fundidas, constituidos de acero. La temperatura del tanque frío y caliente es de 292 y 386°C, respectivamente. Se define el patrón de suministro de

energía como uniforme. Se han considerado configuraciones con 5, 6,5 y 10 horas de almacenamiento.

- **Seguimiento solar:** para conseguir un mayor aprovechamiento de la componente solar directa es necesario dotar al concentrador de un mecanismo de seguimiento que cambie a lo largo del día de acuerdo a la posición del Sol. Este sistema hace rotar el sistema sobre su eje longitudinal. En este caso se ha empleado el sistema de seguimiento solar este-oeste, el cual es recomendable para instalaciones situadas en latitudes comprendidas entre los 30° y los 45°; nuestra central se ubica en la latitud 37°.
- **Autoconsumos:** son los consumos correspondientes a bombas (del bloque de potencia, de circulación), sistema de refrigeración, de alimentación de biomasa, la energía necesaria para orientar los captadores. En nuestro trabajo hemos considerado estas cargas parásitas como el 10% de la energía anual bruta.

2.2.2 Biomasa escogida

- **Residuos agrícolas:** Se incluyen en esta denominación todos los residuos que se generan directamente en el campo tras la cosecha del producto. Dependiendo del cultivo se pueden agrupar como residuos de cultivos leñosos que incluyen la poda de los árboles frutales, cítricos, vid y olivar; y residuos de cultivos herbáceos, que están formados por los restos que quedan después de la cosecha. Se utilizan principalmente para alimentación animal, se incorporan al terreno o se queman.

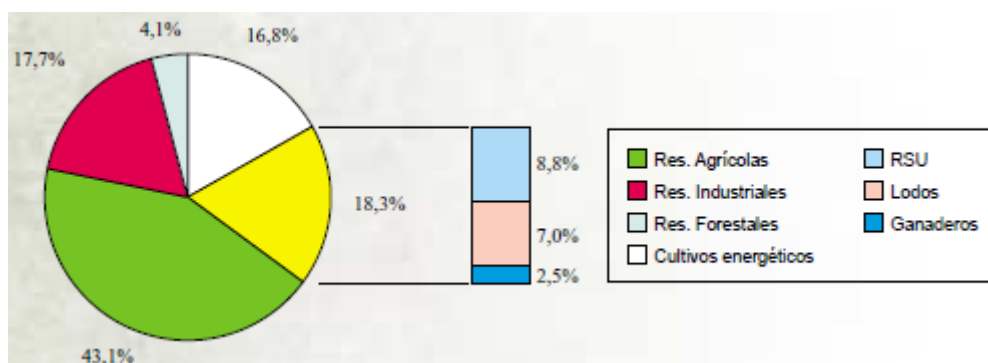


Figura 35. Biomasa en Andalucía por tipología.³⁵

Los cultivos con mayor potencialidad o disponibilidad de biomasa son aquellos que:

- Cuentan con una elevada densidad energética superficial, es decir, producen una gran cantidad de biomasa por unidad de superficie.
- No tienen usos alternativos de gran viabilidad económica, como puede ser la alimentación animal. Por ejemplo, en Andalucía, la paja de cereal no es considerada como potencial de biomasa precisamente por este motivo, sin embargo en otras comunidades autónomas la paja si se emplea como combustible.

- Existe una superficie importante de cultivo y se encuentra relativamente concentrado.
- Su eliminación de la zona de cultivos supone un coste para el agricultor.
- Actualmente existen tecnologías capaces de obtener la biomasa a un precio competitivo.

El aprovechamiento energético de los residuos agrícolas presenta las ventajas de todas las energías renovables y algunas específicas asociadas al propio residuo agrícola, aplicables también a los residuos forestales. Los inconvenientes del aprovechamiento energético de los residuos se encuentran asociados principalmente a la logística. A continuación se comentan las principales ventajas e inconvenientes:

- **Ventajas**
 - Disminuye riesgo de incendios.
 - Disminuye la aparición de plagas, ya que la incorporación en determinadas condiciones de los residuos al terreno transmite enfermedades.
 - Puede representar un menor coste para el agricultor.
 - Posibilidad de emplear maquinaria convencional adaptada.
 - Creación de empresas de servicio integral o diversificación de las ya existentes. La recogida de residuos la pueden realizarlas empresas que le dan servicios al agricultor de abonado, recolección de cosecha, etc.
- **Inconvenientes**
 - No se consideran aprovechable aquellos cultivos que se encuentran en pendientes superiores al 10% debido a dificultad de mecanización, ya que los rendimientos de las máquinas se reducen al trabajar en pendiente superior al 5%.
 - Es necesaria la recogida rápida en campo, debido a la climatología y para no entorpecer las labores agrícolas posteriores. Esto se traduce en la necesidad de disponer de un elevado número de máquinas y en un coste horario de la máquina mayor, ya que se utiliza un corto periodo de tiempo en el año. Por ello, lo más interesante es disponer de una máquina que se pueda utilizar en distintas biomásas.
 - La cosecha de un cultivo se realiza en un periodo determinado del año, por lo que es necesario disponer de un gran parque de almacenamiento para almacenar la totalidad de la biomasa acopiada.
 - Empleado alternativo en alimentación animal o cama de ganado.
 - Dispersión de las fincas y pequeña escala de las explotaciones.
 - Elevado grado de humedad y baja densidad, lo que se traduce en un elevado coste de transporte y manejo.
 - Poca experiencia comercial.

- Presencia de productos indeseables (piedras, arena, pesticidas).
- Para que una planta de generación con biomasa pueda funcionar es necesario garantizar el suministro durante 10 años como mínimo. La Política Agrícola Común dirige las subvenciones a los cultivos agrícolas, en el caso de suprimir estas subvenciones, es posible que desapareciera el cultivo de la zona.

Los cultivos agrícolas con mayor potencialidad en Andalucía y sus principales características energéticas se detallan en la Tabla 14:

Tabla 14. Residuo agrícola andaluz³⁶

Tipo de cultivo	Tipo de residuo / fuente de información	P.C.I (kcal/kg)	Humedad (% b.h)
Algodón seco	Restos de cosecha	4.000	25%
Algodón regadío			
Girasol seco	Cañote	3.500	17%
Girasol regadío			
Tomate seco	Restos de cosecha	3.000	35%
Tomate regadío			
Invernaderos	Restos de cosecha	3.000	60%
Olivar seco	Restos poda (hoja, leña, ramón)	4.300	26%
Olivar regadío			
Vid	Sarmiento. Datos de campo, bibliografía	4.100	40%
Tropical	Restos poda (hoja, leña, ramón). Estimaciones	4.100	40%
Cítrico	Restos poda (hoja, leña, ramón)	4.049	50%
Frutal seco	Restos poda (hoja, leña, ramón)	4.100	50%
Frutal regadío			
Arroz	Restos de cosecha	3.500	20%

Uno de las características más importantes de los combustibles a parte de la humedad, es el poder calorífico inferior (4.300 kcal/kg para la poda del olivo), del cual se obtendrá la cantidad de biomasa necesaria para nuestra planta.

2.2.2.1 Precios

En cuanto a los precios de la biomasa a utilizar, es muy difícil hacer referencia a algún documento fiable sobre el cual se pueda basar el presente estudio, ya que el mercado de la biomasa sólida es muy oscilante y no está muy desarrollado como el de otros subproductos del olivar. Es por esta razón que se han tomado como referencia varios documentos de los cuales

se han obtenido un rango de precios que oscila entre los 35 y los 42 €/t, de donde obtenemos un precio medio en planta de 38 €/t para con el cual se harán los estudios de sensibilidad.^{37 38}

2.2.2.2 Maquinaria

A continuación se describirá brevemente la maquinaria necesaria. El mercado de maquinaria para la logística de la biomasa permite adecuarse a casi la totalidad de las casuísticas posibles.

- **Máquinas de acondicionamiento:** engloba aquellos sistemas de acondicionamiento que ya están siendo utilizados por el agricultor para la eliminación tradicional (quema o incorporación al terreno). Incluyen máquinas hileradoras, máquinas para la saca de biomasa y cabezales para tocones.
- **Máquinas trituradoras móviles:** con esta operación se persigue una reducción del tamaño de la poda en la propia parcela que facilite el transporte y almacenamiento de la astilla conseguida. Inicialmente se consideró que la máquina utilizada debería conseguir un tamaño de astilla adecuado para ser introducida directamente en caldera, para lo cual sería necesario una mayor potencia de trabajo; sin embargo y debido a que casi todas las plantas de generación eléctrica o de producción de combustible disponen de trituradoras fijas para acondicionar la astilla, hoy puede considerarse más interesante una máquina que consiga el mayor rendimiento horario, frente a conseguir una astilla de menor tamaño. Entre estas máquinas se encuentran las desbrozadoras, astilladoras de alimentación manual con chimenea, astilladoras autoalimentadas, astilladoras de cultivos energéticos y máquinas trituradoras transportables. La oferta es muy elevada con 49 fabricantes y 29 distribuidores en el territorio nacional.
- **Máquinas astilladoras fijas:** mediante este proceso se reduce y homogeniza el tamaño de la astilla, acondicionando la biomasa de manera previa a la entrada en caldera o proceso de obtención de biocombustible. Pueden diferenciarse entre astilladoras fijas y molinos.
- **Máquinas empacadoras:** la alternativa al astillado para retirar la poda del campo es el empacado, mediante el cual se consigue mayor densidad con lo que se ahorran costes de transporte y facilita la manipulación y almacenamiento en planta, sin embargo este ahorro tiene que compensar el sobrecoste del astillado en planta con una máquina adecuada para ello, además de tratarse de máquinas con elevado coste de inversión. En general esta opción se plantea más en residuos forestales que en arbóreos agrícolas. Las opciones son empacadoras móviles, empacadoras transportables y empacadoras fijas. Exceptuando las empacadoras de herbáceos se han localizado 16 fabricantes y 10 distribuidores de este tipo de maquinaria.

2.2.2.3 Logística

- **Transporte y almacenamiento:** los cultivos energéticos generalmente son distribuidos por compañías locales en el entorno geográfico de la planta de conversión de energía y utilizarán los mismos sistemas de transporte que los ya existentes para otras biomásas (herbáceas o leñosas).
- **Rentabilidad del transporte:** en general el transporte a larga distancia de biomasa puede realizarse por carretera, ferrocarril o barco. Los cultivos energéticos se suelen situar en localizaciones próximas a la central consumidora, a distancias menores de 50 Km. a fin de reducir los costes de transporte, y el modo de transporte utilizado es carretera. Los costes logísticos sobre los cuales se basa el caso descrito oscilan entre 0.06 - 0.07 €/t-km.³⁹. En la Figura 36 se observa parte del proceso de la recogida de la poda del olivar.



Figura 36. Recogida de la poda del olivar.

2.2.3 Caldera escogida

La caldera seleccionada para la central diseñada es de tipo acuotubular, vertical y de paredes de tubos membranados. Las paredes membranadas están confeccionadas por tubos lisos y pletinas soldadas longitudinalmente por procedimientos automáticos, confiriendo al cuerpo de caldera una gran resistencia mecánica, estanqueidad y refrigeración de las áreas de transferencia de calor. En este caso particular, la caldera es de tipo radiante. Es decir, no existe ningún haz evaporador antes de los haces sobrecalentadores. Toda la evaporación se produce mediante transferencia de calor por radiación y convección sobre las paredes membranadas de la caldera.

La sección del haz sobrecalentador está formada por cuatro bancos de tubos con un atemperador intermedio tipo *spray* para mantener constante la temperatura del vapor sobrecalentado a turbina. Los primeros bancos están diseñados a contracorriente del flujo de vapor respecto a los gases de combustión y el último banco, de alta temperatura, está a equicorriente. Con ello se garantiza que las temperaturas de metal de los tubos no sobrepasen cierto límite y así se evitan corrosiones por alta temperatura.

En la parte de baja temperatura de gases el haz economizador formado por ocho bancos. Todos los flujos de gases a través de los bancos son descendentes, con lo que la eficiencia de los sopladores de hollín se acrecienta, minimizando el ensuciamiento de la caldera. La totalidad de tubos utilizados son de superficie lisa y las temperaturas de gases y velocidades de los mismos adecuadas para prevenir ensuciamientos y depósitos sobre la superficie de los mismos.

El sistema de combustión es a base de una parrilla móvil de tipo oscilante, accionada hidráulicamente en conjunto con un sistema de *spreaders* alimentadores de biomasa que lanzan el combustible en suspensión produciéndose una combustión uniforme, quemándose sobre parrilla aquellas partículas de mayor granulometría y humedad.

La extracción de escorias se realiza de forma automática por la parte inferior de la parrilla y pasos de gases siguientes, en cuanto a la cantidad de biomasa necesaria se ha calculado y se pone de manifiesto en los resultados del proyecto. En la siguiente figura se puede observar un esquema del tipo de caldera escogido.

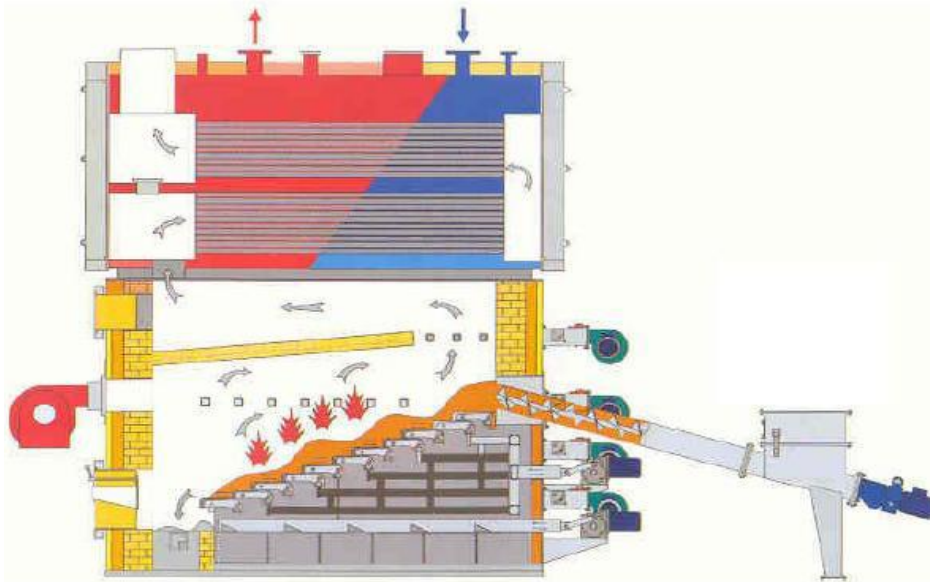


Figura 37. Caldera de parrilla móvil.⁴⁰

2.3 Cálculos económicos

Una vez conocidos los datos de producción energética, el consumo de biomasa para cada una de las configuraciones, los elementos que componen la central (bloque de potencia, caldera de biomasa, sistema de almacenamiento, colectores, etc.), se estima la inversión necesaria, los costes de operación y mantenimiento (mano de obra, consumo de agua, gas natural, biomasa, etc.) durante la vida útil de la instalación, así como los ingresos obtenidos con la venta de la electricidad generada. Partiendo de ello, es posible calcular el flujo de caja del proyecto y los principales parámetros para el análisis de rentabilidad (LEC, VAN y TIR).

Para calcular los ingresos se plantean varios escenarios, variando tanto los precios de la biomasa como el precio de venta de la energía eléctrica producida, ya que ambas variables determinan indiscutiblemente la rentabilidad de la inversión.

En la actualidad, existe una gran incertidumbre sobre el marco regulatorio español en cuanto a las primas a las energías renovables, en especial a las primas a la energía termosolar. Por tanto, se van a estudiar tres escenarios posibles para la prima a la generación termosolar: (i) la prima fijada por el RD 661/2007 (281 €/MWh); (ii) una prima reducida a la mitad del valor anterior (140 €/MWh); (iii) ausencia de primas, tomando para todos los casos el precio base de venta de la energía en el mercado diario como 50 €/MWh. En cuanto a la generación eléctrica con biomasa, ésta se retribuye con el mismo precio de venta de electricidad más la prima al grupo b.6.1 del RD 661/2007. Para La prima a la generación con residuos agrícolas, se va a tomar el valor de la prima actual (100,964 €/MWh), ya que no parece que el nuevo marco regulatorio vaya a reducir este valor. Mientras la prima a la generación termoeléctrica se concede para los primeros 25 años de operación, la prima a la generación con biomasa se aplica sólo los primeros 15 años, tal como establece el RD 661/2007.

Por otra parte, es conocido que la biomasa carece de un mercado estable, por lo que su precio es bastante oscilante, 35-42 €/t. A pesar de que este es el intervalo habitual, hemos considerado varios valores con el objetivo de examinar su influencia en la rentabilidad del proyecto: un escenario más probable, de 38€/t por ser el precio promedio esperado; y una variación desde 50 €/t hasta encontrar el precio límite a partir del cual ya no sea rentable la hibridación. En este análisis se mantiene constante el valor de la prima a la generación termoeléctrica, tomando un valor de precio de venta más prima igual a 190 €/MWh (mitad de la prima a las instalaciones vigentes).

En total se han tenido en cuenta 9 escenarios diferentes, los cuales son mostrados de manera más clara en la siguiente figura:

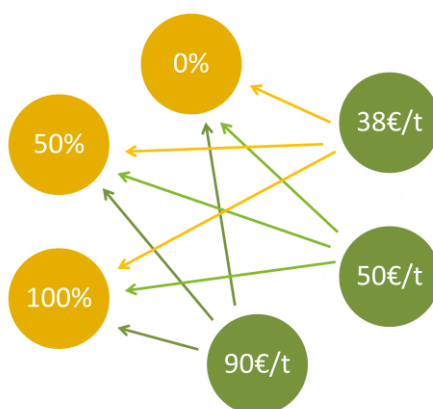


Figura 38. Escenarios examinados en el estudio de sensibilidad.

En este esquema, los círculos amarillos y verdes corresponden a los criterios escogidos para la prima a la generación termosolar y los precios para la biomasa, respectivamente.

En cada uno de los escenarios planteados anteriormente se multiplica la energía neta anual generada por cada fuente (tal como establece el RD y cómo se comentó en la sección 1.7. Marco regulatorio) por la respectiva prima más el precio base de venta de la energía eléctrica.

PARTE 3

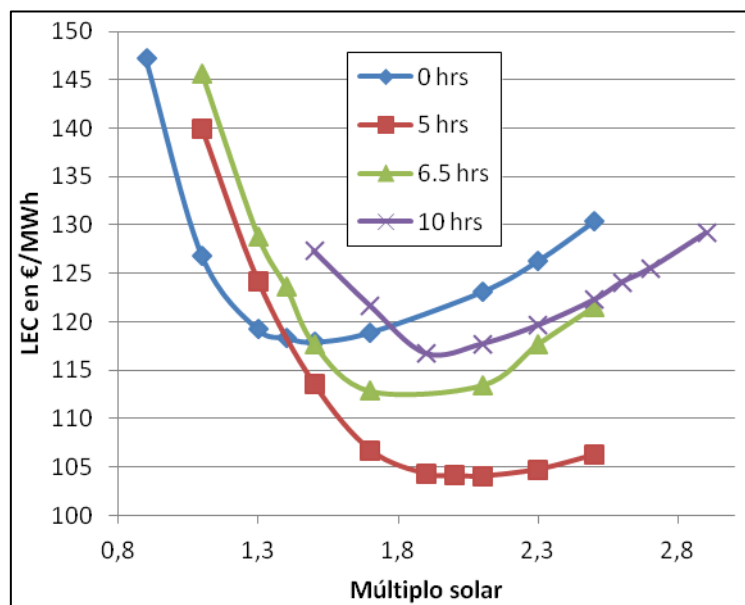
Discusión de resultados

3 Discusión de resultados

3.1 Estudio energético de la central termosolar

Conociendo la radiación del emplazamiento, el área de captación y el rendimiento de la instalación es posible saber la producción eléctrica solar, biomásica, así como la híbrida. Partiendo del SAM se puede conocer la producción eléctrica solar horaria, diaria o anual, y siguiendo los criterios explicado en la metodología se calculará la contribución biomásica y fósil con gas natural (GN).

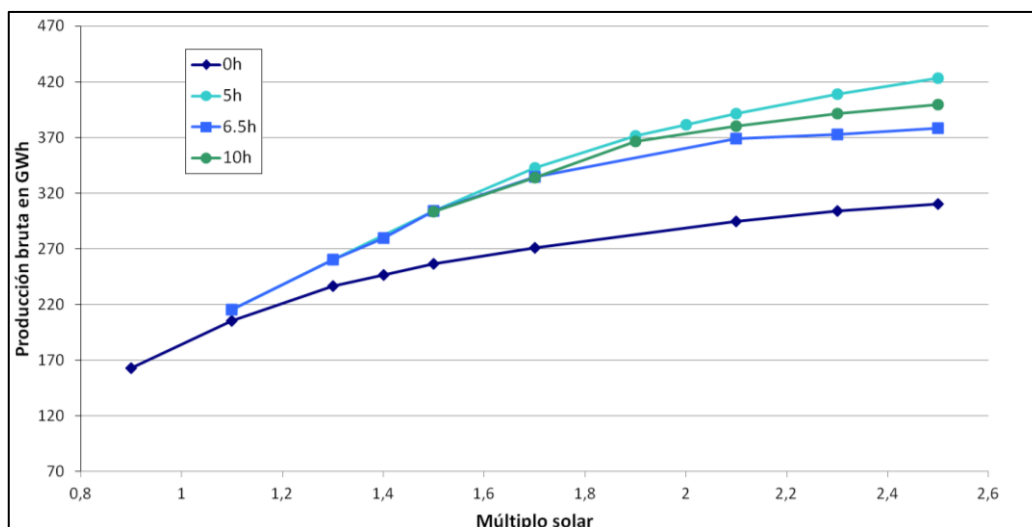
Para este estudio se han considerado distintas configuraciones, en las que se ha variado el tiempo de almacenamiento y múltiplo solar. Para la elección del mejor dimensionamiento de la central se pueden tener en cuenta dos criterios fundamentalmente: (i) mayor producción bruta anual y/o (ii) menor LEC. El LEC es un coste normalizado que representa el coste de producción de electricidad a lo largo de la vida útil del proyecto, que incorpora los costes de inversión y actualizado para una determinada tasa de descuento. Con el objetivo de discutir los anteriores puntos se han hecho las Gráficas 9 y 10, el comportamiento de ambos parámetros (LEC y producción bruta) respecto a uno de las variables del problema, el múltiplo solar.



Gráfica 12. Comportamiento del LEC respecto al múltiplo solar para distintas configuraciones.

En la Gráfica 12 se muestra claramente que la central con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2,1 es el de menor LEC, es decir, el coste de producción de la electricidad producida por una central con estas características será el menor, respecto a las demás consideradas; incluso aquella que no posee almacenamiento (0 horas). Por otra parte, en la Gráfica 13 se muestra que la mayor producción bruta anual híbrida corresponde nuevamente a la central con 5 horas de almacenamiento. Como era de esperar, la configuración con

menos producción es la que no tiene almacenamiento. Otro detalle importante a destacar de la figura es que la producción de las plantas con 5, 6,5 y 10 horas son bastante similares, lo cual está dado básicamente por dos factores: (i) la hibridación con la biomasa es capaz de compensar la diferencia que hay entre ellas cuando no es híbrido el sistema; (ii) debido a los efectos de saturación (los tanques de almacenamiento no admiten la energía térmica producida en exceso por el campo solar y/o la biomasa).



Gráfica 13. Comportamiento de la producción bruta anual respecto al múltiplo solar para las distintas configuraciones.

En la Tabla 15 se indican las características fundamentales de la mejor configuración para cada hora de almacenamiento:

Tabla 15. Características fundamentales del dimensionamiento tomando en cuenta diferentes horas de almacenamiento

Hrs almac.	No. de lazos	AC (m ²)	MS	No. de colectores	LEC (€/MWh)	Producción neta anual (GWh)
0	100	359.700	1,5	400	117,9	231,1
5	153	500.310	2,1	612	104,5	352,3
6,5	124	405.480	1,7	496	116,7	301,2
10	139	454.530	1,9	556	112,9	329,9

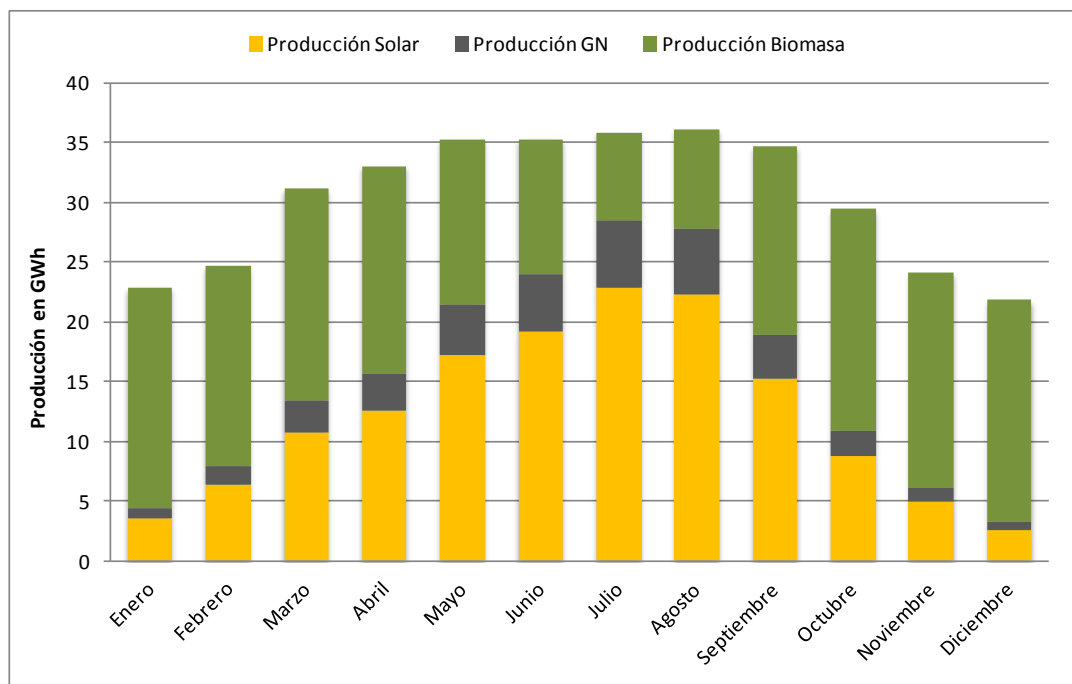
De esta manera se puede concluir que la central óptima para el emplazamiento seleccionado será aquella que tenga 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2,1. Por tal razón, de aquí en adelante los estudios de producción, económicos, de viabilidad y sensibilidad serán referidas a esta únicamente.

Los resultados mostrados en la Gráfica 12 y la Tabla 6 indican que el LEC de una central híbrida es inferior que al de una instalación sin hibridar. Silva *et al.*, en el estudio de una central termosolar de 50 MW obtuvieron 162,5, 165,5, 166 y 167 €/MWh para 0, 4, 6 y 10

horas de almacenamiento.⁴¹ Hecho que brinda un gran atractivo a la incorporación de la biomasa en las instalaciones termosolares convencionales.

En la Gráfica 14 se muestra la producción eléctrica neta para la configuración óptima, en la misma se observa la distribución de las contribuciones solar, biomásica y de gas natural a lo largo del año. De acuerdo al RD 661/2007 la aportación anual solar, fósil y de la biomasa tienen que ser a lo sumo del 40, 10 y 50%, respectivamente.

La producción solar es mucho mayor en los meses de junio, julio y agosto, mientras que en enero y diciembre disminuye un 86%; meses en los cuales la contribución del recurso biomásico tiene que ser mayor para aumentar la producción. Por su parte, el uso del gas natural tiene pocas variaciones a lo largo del año, puesto que este se utiliza para gestionar los transitorios, arranques y paradas.



Gráfica 14. Producción neta mensual para 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2,1.

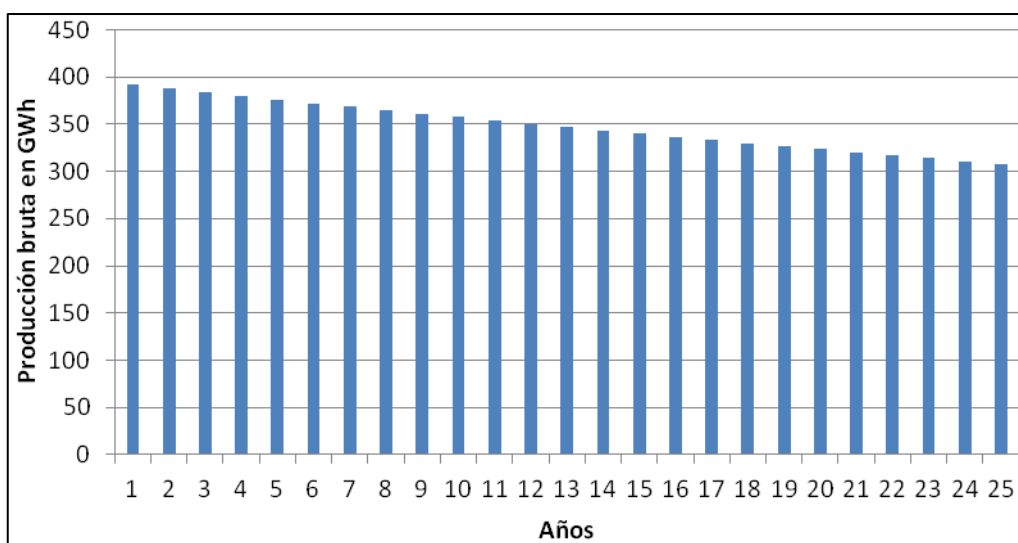
Otro punto interesante a analizar es como varían las horas equivalentes con la hibridación. En la Tabla 16 se muestran las horas equivalentes para cada una de las aportaciones y la híbrida. En esta se observa que con la hibridación, las horas equivalentes aumentan entre un 235 y 250% respecto a las horas equivalentes solares. Nuevamente vemos que la instalación dimensionada para 5 horas y 2,1 de múltiplo solar es la mejor entre todas, con la mayor cantidad de horas equivalentes.

Tabla 16. Horas equivalentes de las mejores configuraciones para las diferentes horas de almacenamiento

Configuración		Hrs equivalentes	
Horas de almacenamiento	MS	Solares	Híbrida

0	1.5	1849	4622
5	2.1	2818	7046
6.5	1.7	2476	6024
10	1.9	2785	6599

Si se toma en cuenta un factor de degradación de 1% para la planta es posible estimar la energía que producirá la instalación durante su vida útil, 25 años (Gráfica 15). En total, la producción energética bruta será de 8697,00 GWh, y por la degradación dejará de producir 83,9 GWh.



Gráfica 15. Producción energética bruta híbrida a lo largo de la vida útil de la instalación, tomando en cuenta la degradación.

3.2 Estudio económico

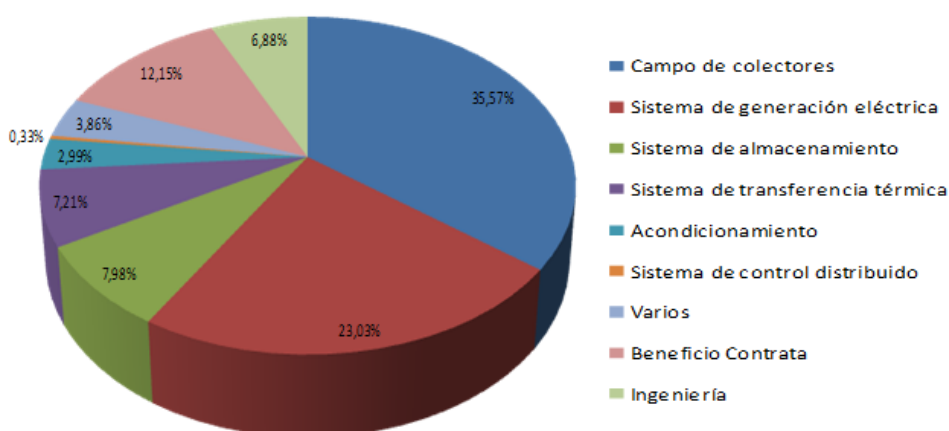
Tras dimensionar la central y estimar la generación eléctrica de la misma con cada una de las fuentes de energía primaria empleadas, se procede a evaluar la rentabilidad de la misma. Como se ha comentado anteriormente, calcularemos el periodo de retorno de la inversión, el valor actual neto y la tasa interna de retorno. Estos parámetros se calculan una vez conocido el flujo de caja a lo largo de la vida del proyecto, que será de 25 años.

Para calcular el flujo de caja del proyecto, es necesario conocer la inversión inicial y los gastos e ingresos anuales. En un primer apartado se analizarán los costes de la central, que incluyen tanto la inversión inicial como los costes de operación y mantenimiento. Posteriormente, se explicará la forma de financiación escogida para la inversión inicial, que tendrá también repercusiones en el cálculo de la rentabilidad. Con estos parámetros y habiendo estimado los ingresos, se puede calcular el flujo de caja y los subsiguientes parámetros de evaluación de la rentabilidad del proyecto.

Como punto final, se va a exponer el análisis de sensibilidad realizado a la variación del precio de la biomasa y de la prima a la energía solar termoeléctrica. Estos dos parámetros son muy influyentes en la rentabilidad del proyecto y presentan en la actualidad una gran incertidumbre, por lo que los resultados de dicho análisis son clave para este proyecto.

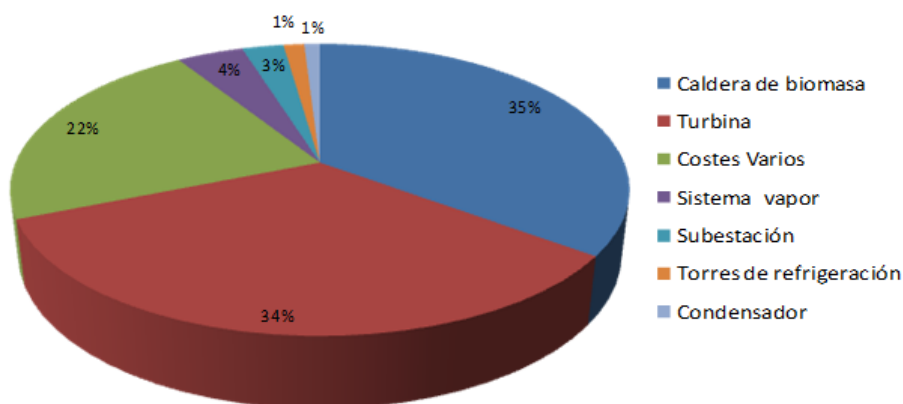
3.2.1 Análisis de costes

A continuación se presenta un análisis de los costes de la instalación, primero se analizan los costes de inversión que, para el escenario seleccionado ascienden a 334,127871 M€. Estos costes son los más importantes porque indican la inversión inicial que se debe hacer para poner en funcionamiento la instalación. Los costes obtenidos para la planta BioSol serán comparados con los proporcionados como referencia en el informe del IDAE. En la siguiente gráfica se pueden observar los distintos conceptos que conforman la inversión necesaria:



Gráfica 16. Costes de Inversión

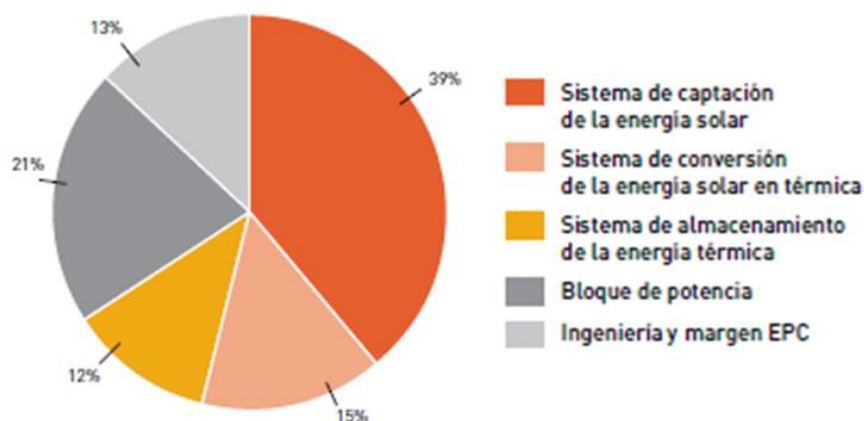
Como se puede observar la mayor parte de la inversión se la lleva el campo de colectores, alcanzando un 35,57%, donde los espejos y el montaje de las estructuras se llevan el mayor peso; en segundo lugar se encuentra el sistema de generación eléctrica el cual se desglosa en la siguiente gráfica;



Gráfica 17. Sistema de generación eléctrica

Como se puede observar la caldera de biomasa y la turbina de vapor representan más del 70% del costo del sistema, de un total de 79,95 M€, estos equipos son los más importantes en la instalación, después del sistema de captación solar.

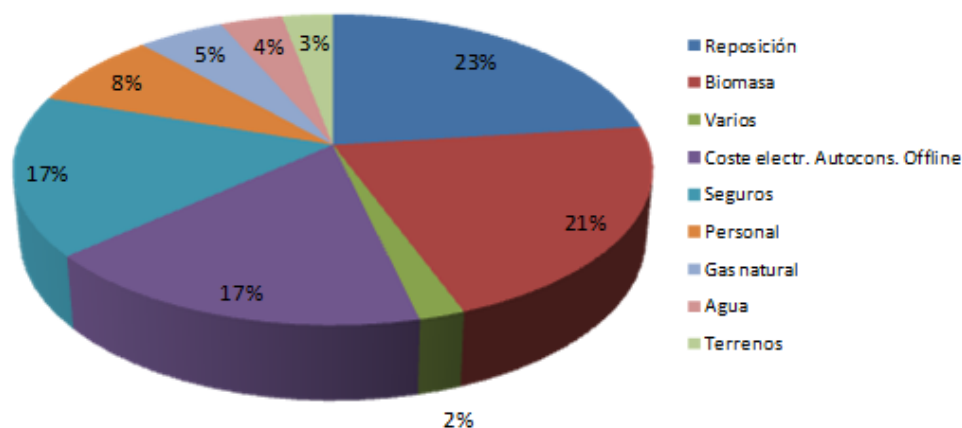
Si bien las características de BioSol no son exactamente las mismas de la planta de referencia del IDAE, se asemejan bastante, por lo que se considera una referencia muy cercana a la instalación diseñada. En la siguiente gráfica se observa la distribución de los costes de inversión según el IDAE:



Gráfica 18. Costes de inversión IDAE⁴²

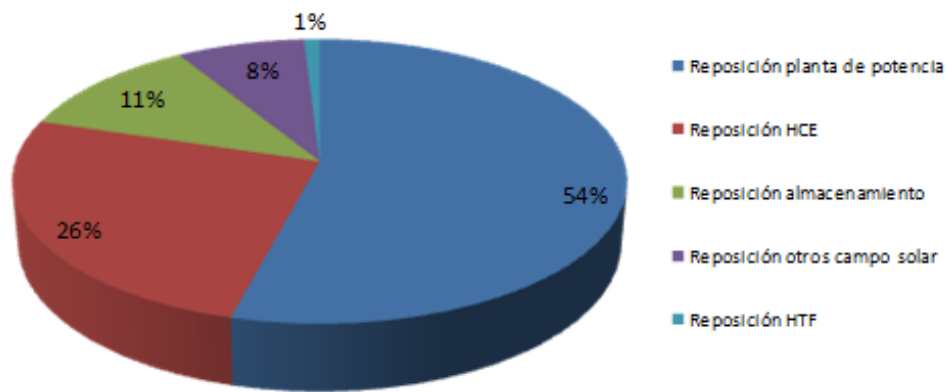
Como se puede apreciar al igual que en BioSol el sistema de captación solar se lleva el mayor porcentaje de la inversión, seguido por el bloque de potencia con porcentajes muy similares.

Con respecto a los costes de operación y mantenimiento, que alcanzan aproximadamente 19,434 M€ anuales, a continuación se puede observar el desglose de los conceptos:



Gráfica 19. Costes de Operación y Mantenimiento

Se puede apreciar que la mayor parte corresponde a la reposición, seguida por la biomasa con un 21%, este último valor depende únicamente del precio de compra, establecido para este estudio en 38 €/t. en la siguiente gráfica se puede observar un detalle de los costes de reposición:



Gráfica 20. Costes de reposición

La gráfica anterior ilustra la distribución de los costes de reposición, como se observa el que más porcentaje tiene es el de reposición de planta de potencia, esto incluye cualquier accesorio mecánico o eléctrico que deba cambiarse debido a alguna falla o como tratamiento preventivo, en segundo lugar está la reposición del HCE o tubos de absorción térmica que deben estar en el mejor estado posible.

Otro de los costes representativos es el seguro, que alcanza un 17% y es imprescindible tenerlo ya que garantiza que en caso de alguna falla o inconveniente la pérdida económica no sea tan grande. Por último están los consumos offline que son los que debe comprar la planta a la red eléctrica en los momentos que necesite energía y no esté produciendo, si bien la tarifa industrial es bastante baja (0,11 €/kWh) se ha calculado un consumo de anual de 31,5 GWh lo que representa un monto considerable anualmente.

3.2.2 Inversión y financiación

Hoy en día la financiación de proyectos de gran envergadura es un problema para las empresas, ya que la crisis está provocando estragos hasta en los sectores más estratégicos de nuestro país.

Los proyectos energéticos, tanto de eficiencia energética como de energías renovables o explotación y mejora de energías convencionales, se han convertido en una herramienta de competitividad para las empresas. La reducción de costes, la generación de ingresos, la mejora de los procesos y la productividad con la incorporación de innovaciones energéticas, y la reducción del impacto de emisiones ambientales permiten a las organizaciones diferenciarse y mejorar su competitividad.

La disponibilidad de financiación para los proyectos energéticos permite acometer actuaciones con retornos y resultados realmente positivos para las organizaciones.

Una buena herramienta para financiar los proyectos de Energías Renovables es el “**Project Finance**”, que se entiende como la financiación de un proyecto sin recurrir a garantías adicionales a las que proporciona el propio proyecto (mediante los flujos de caja futuros). El proyecto es, por lo tanto, un fin en sí mismo, una entidad independiente que nace mediante

la creación de una sociedad cuyo objeto social es la realización y explotación del propio proyecto. Los socios de la sociedad vehículo son denominados promotores del proyecto y pondrán en riesgo únicamente el capital social aportado. Las entidades de crédito, si el proyecto es adecuado, financiarán la sociedad sin exigir ninguna garantía, esperando que el proyecto sea capaz de devolver la deuda y los intereses correspondientes.⁴³

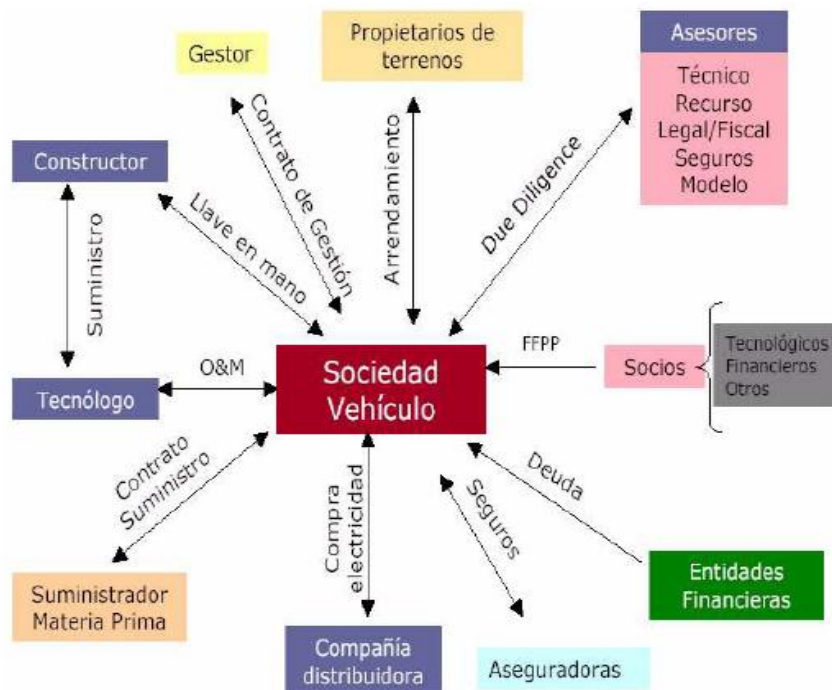


Figura 39. Esquema de *Project Finance*⁴⁴

A continuación se verán varias de las ventajas del *Project Finance*:

- Para el promotor:
 - Mayor capacidad de endeudamiento cuando excede de su capacidad de fondos propios y/o de financiación bancaria tradicional
 - Plazos más largos de financiación, con posibilidad de flexibilidad
 - Sin garantías “corporativas”; No compromete sus otros negocios.
 - Permite compartir el proyecto y/o incorporar socios nuevos
 - Reduce el coste de capital del proyecto
 - Diseño a medida de las necesidades de los promotores
- Para la entidad financiera:
 - Diversifica su riesgo
 - Delimita nítidamente el negocio de cada proyecto
 - Realiza un seguimiento en profundidad de cada uno de los proyectos.

También se pueden listar varios Inconvenientes del *Project Finance*:

- Para el promotor:

- Dificultad en garantizar la predictibilidad y estabilidad de los “cash flows” (consumos, ahorros, ingresos, etc.)
- Necesidad de aislar el proyecto a través de una sociedad vehículo independiente
- Requiere de estudios independientes por asesores externos (varias auditorías)
- Mayor coste de financiación que la tradicional de empresas
- Requiere de más tiempo de puesta en marcha de la estructura contractual que la financiación empresarial (complejidad mercantil)
- Rigideces en asignación de flujos de proyecto

La financiación para proyectos de energías renovables suele hacerse en la proporción 70% préstamo - 30% fondos propios. Para el análisis económico de este proyecto se han considerado las condiciones de un préstamo bancario, en este caso la entidad financiera entrega al cliente una determinada cantidad de dinero, estableciéndose la forma en que habrá de restituirse el capital y abonar los intereses, generalmente en unos vencimientos prefijados en el cuadro de amortización que acompaña al contrato. En la Figura 36 se observa un esquema de un préstamo bancario:

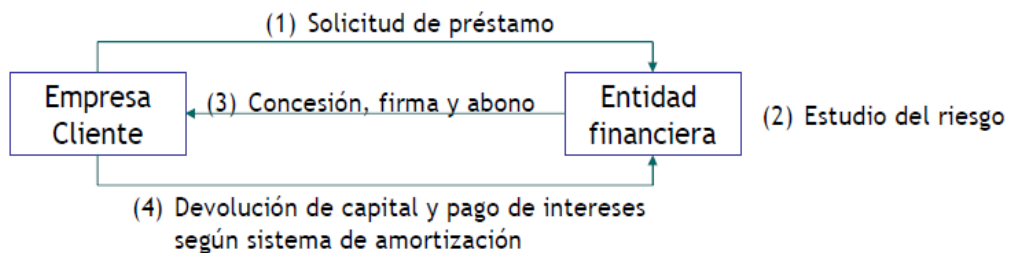


Figura 40. Esquema de Préstamo bancario

En el caso de BioSol el préstamo tendrá las siguientes características:

- Características del préstamo bancario, financiación 70 / 30:
- Inversión total: 334.127.871 €.
- Fondos propios: 30 % de la inversión inicial, es decir, 100.238.361,3 €.
- Préstamo: 70 % de la inversión inicial, es decir, 233.889.709,7 €.
- Tipo de interés: 8 %
- Devolución del préstamo: 15 años.

3.2.3 Evaluación de ingresos y gastos

El flujo de caja de una inversión es la diferencia entre las entradas y salidas de efectivo que se espera que se produzcan a lo largo de la vida del proyecto como consecuencia de dicha inversión. Por lo tanto, el flujo de caja constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa y se utiliza habitualmente para analizar la rentabilidad de una inversión.

Las entradas de efectivo, o ingresos, anuales se estiman en este caso con la producción neta anual hallada y con las condiciones retributivas esperadas para el año correspondiente. Como ahora mismo existe una gran incertidumbre acerca del valor de la prima a la generación solar termoeléctrica, se ha considerado para la estimación de los ingresos un caso intermedio entre el valor de prima del RD 661/2007 y la supresión de las mismas. Es decir, se ha considerado la mitad de la prima de dicho real decreto (281 €/MWh para el 2012) más el precio promedio de venta de electricidad a día de hoy (alrededor de 50 €/MWh), por lo que nos queda un ingreso de 190 € por cada MWh eléctrico generado. Se observa que el valor de la prima a la generación solar termoeléctrica tiene una gran influencia en la rentabilidad de la inversión, ya que afecta directamente al valor de los ingresos. Para tener en cuenta el IPC a lo largo de la vida del proyecto, se ha tomado una tasa de aumento del precio de venta del 3%.

Las salidas de efectivo, o gastos, se pueden dividir en: desembolso inicial y costes de operación y mantenimiento:

- El desembolso inicial supone un flujo de caja negativo en el año 0 de valor igual a los fondos propios necesarios para el inicio del proyecto. Al haber escogido un ratio de apalancamiento de 30 % fondos propios - 70 % financiación externa, el desembolso inicial de la inversión asciende a **100,24 M€**.
- Los costes de operación y mantenimiento han sido analizados en el apartado anterior. El precio de la biomasa promedio empleado para la evaluación de la rentabilidad de la inversión es de 38 €/t. Sin embargo, el precio de la biomasa es muy fluctuante, por lo que se ha decidido tomar un valor promedio y posteriormente realizar un análisis de sensibilidad sobre este parámetro. Nuevamente, para tener en cuenta el IPC, se ha considerado una tasa de aumento de costes de operación del 3%.

Tomando en cuenta estos ingresos y costes, el flujo de caja se calcula como:

Ingresos sujetos a impuestos

- Gastos sujetos a impuestos
- Amortización del inmovilizado
- = Beneficio antes de intereses e impuestos
- Intereses (tasa del 8%)
- = Beneficio antes de impuestos
- Impuestos (30% del beneficio antes de intereses e impuestos si es mayor que cero)
- + Amortización del inmovilizado
- = **Flujo de caja**

Este cálculo se realiza para cada año de vida del proyecto, teniendo en cuenta varias consideraciones:

- La prima a la producción con biomasa sólo se aplica los primeros 15 años de operación, como se establece en el RD 661/2007.

- Para la amortización del inmovilizado se han tomado 15 años.
- La devolución del principal de la deuda y los intereses de la misma se pagan durante 15 años, ya que las condiciones son las de un préstamo a 15 años.
- Se supone que al final de la vida del proyecto se recupera un 5% de la inversión inicial como valor residual de la central. Ello supone un flujo de caja positivo de 16,7 M€ en el año 25.

Con todo lo anterior se obtiene el flujo de caja (“*cash flow*”) para los 25 años de vida del proyecto que se muestra en las siguientes tres tablas. El flujo de caja acumulado para un año es la suma de todos los flujos de caja de los años anteriores y el flujo de caja de año considerado.

Tabla 17. Flujo de caja del proyecto desde el año 0 al 7

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7
INGRESOS								
Venta de electricidad	62.352.485,09 €	64.223.059,64 €	66.149.751,43 €	68.134.243,97 €	70.178.271,29 €	72.283.619,43 €	74.452.128,01 €	
Valor residual central								
TOTAL ENTRADAS	62.352.485,09 €	64.223.059,64 €	66.149.751,43 €	68.134.243,97 €	70.178.271,29 €	72.283.619,43 €	74.452.128,01 €	
COSTES								
Costes de O&M	20.017.595,31 €	20.618.123,17 €	21.236.666,86 €	21.873.766,87 €	22.529.979,88 €	23.205.879,27 €	23.902.055,65 €	
Amortización Inmovil.	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	
TOTAL SALIDAS	42.292.786,71 €	42.893.314,57 €	43.511.858,26 €	44.148.958,27 €	44.805.171,28 €	45.481.070,67 €	46.177.247,05 €	
BENEFICIO BRUTO	20.059.698,38 €	21.329.745,07 €	22.637.893,16 €	23.985.285,70 €	25.373.100,01 €	26.802.548,76 €	28.274.880,96 €	
Intereses deuda (8%)	25.727.846,10 €	24.918.093,61 €	24.027.365,88 €	23.047.565,36 €	21.969.784,80 €	20.784.226,19 €	19.480.111,71 €	
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	-5.668.147,72 €	-3.588.348,54 €	-1.389.472,71 €	937.720,34 €	3.403.315,21 €	6.018.322,57 €	8.794.769,25 €	
Impuestos (30%)	0,00 €	0,00 €	0,00 €	281.316,10 €	1.020.994,56 €	1.805.496,77 €	2.638.430,78 €	
BENEFICIO NETO	-5.668.147,72 €	-3.588.348,54 €	-1.389.472,71 €	656.404,23 €	2.382.320,65 €	4.212.825,80 €	6.156.338,48 €	
BENEFICIO BRUTO	20.059.698,38 €	21.329.745,07 €	22.637.893,16 €	23.985.285,70 €	25.373.100,01 €	26.802.548,76 €	28.274.880,96 €	
Amortización Inmovilizado	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	
Devolución Principal Deuda	8.097.524,88 €	8.907.277,37 €	9.798.005,10 €	10.777.805,61 €	11.855.586,18 €	13.041.144,79 €	14.345.259,27 €	
Intereses	25.727.846,10 €	24.918.093,61 €	24.027.365,88 €	23.047.565,36 €	21.969.784,80 €	20.784.226,19 €	19.480.111,71 €	
Impuestos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	281.316,10 €	1.020.994,56 €	1.805.496,77 €	2.638.430,78 €	
CASH FLOW	-100.238.361,30 €	8.509.518,80 €	9.779.565,49 €	11.087.713,58 €	12.153.790,02 €	12.801.925,87 €	13.446.872,41 €	14.086.270,60 €
CASH FLOW ACUMULADO	-100.238.361,30 €	-91.728.842,50 €	-81.949.277,01 €	-70.861.563,43 €	-58.707.773,41 €	-45.905.847,54 €	-32.458.975,13 €	-18.372.704,53 €

Tabla 18. Flujo de caja del proyecto desde el año 8 al 16

8	9	10	11	12	13	14	15	16
76.685.691,85 €	78.986.262,61 €	81.355.850,49 €	83.796.526,00 €	86.310.421,78 €	88.899.734,43 €	91.566.726,47 €	94.313.728,26 €	69.523.486,82 €
76.685.691,85 €	78.986.262,61 €	81.355.850,49 €	83.796.526,00 €	86.310.421,78 €	88.899.734,43 €	91.566.726,47 €	94.313.728,26 €	69.523.486,82 €
24.619.117,32 €	25.357.690,84 €	26.118.421,56 €	26.901.974,21 €	27.709.033,44 €	28.540.304,44 €	29.396.513,57 €	30.278.408,98 €	31.186.761,25 €
22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	0,00 €
46.894.308,72 €	47.632.882,24 €	48.393.612,96 €	49.177.165,61 €	49.984.224,84 €	50.815.495,84 €	51.671.704,97 €	52.553.600,38 €	31.186.761,25 €
29.791.383,13 €	31.353.380,37 €	32.962.237,52 €	34.619.360,39 €	36.326.196,94 €	38.084.238,59 €	39.895.021,49 €	41.760.127,88 €	38.336.725,57 €
18.045.585,78 €	16.467.607,26 €	14.731.830,89 €	12.822.476,88 €	10.722.187,47 €	8.411.869,12 €	5.870.518,93 €	3.075.033,73 €	0,00 €
11.745.797,35 €	14.885.773,11 €	18.230.406,63 €	21.796.883,51 €	25.604.009,47 €	29.672.369,48 €	34.024.502,56 €	38.685.094,15 €	38.336.725,57 €
3.523.739,21 €	4.465.731,93 €	5.469.121,99 €	6.539.065,05 €	7.681.202,84 €	8.901.710,84 €	10.207.350,77 €	11.605.528,25 €	11.501.017,67 €
8.222.058,15 €	10.420.041,18 €	12.761.284,64 €	15.257.818,46 €	17.922.806,63 €	20.770.658,63 €	23.817.151,79 €	27.079.565,91 €	26.835.707,90 €
29.791.383,13 €	31.353.380,37 €	32.962.237,52 €	34.619.360,39 €	36.326.196,94 €	38.084.238,59 €	39.895.021,49 €	41.760.127,88 €	38.336.725,57 €
22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	22.275.191,40 €	0,00 €
15.779.785,20 €	17.357.763,72 €	19.093.540,09 €	21.002.894,10 €	23.103.183,51 €	25.413.501,86 €	27.954.852,05 €	30.750.337,25 €	0,00 €
18.045.585,78 €	16.467.607,26 €	14.731.830,89 €	12.822.476,88 €	10.722.187,47 €	8.411.869,12 €	5.870.518,93 €	3.075.033,73 €	0,00 €
3.523.739,21 €	4.465.731,93 €	5.469.121,99 €	6.539.065,05 €	7.681.202,84 €	8.901.710,84 €	10.207.350,77 €	11.605.528,25 €	11.501.017,67 €
14.717.464,35 €	15.337.468,86 €	15.942.935,95 €	16.530.115,76 €	17.094.814,52 €	17.632.348,17 €	18.137.491,14 €	18.604.420,05 €	26.835.707,90 €
- 3.655.240,18 €	11.682.228,68 €	27.625.164,63 €	44.155.280,38 €	61.250.094,90 €	78.882.443,07 €	97.019.934,22 €	115.624.354,27 €	142.460.062,16 €

Tabla 19. Flujo de caja del proyecto desde el año 17 al 25

17	18	19	20	21	22	23	24	25
71.609.191,42 €	73.757.467,16 €	75.970.191,18 €	78.249.296,91 €	80.596.775,82 €	83.014.679,10 €	85.505.119,47 €	88.070.273,05 €	90.712.381,24 €
71.609.191,42 €	73.757.467,16 €	75.970.191,18 €	78.249.296,91 €	80.596.775,82 €	83.014.679,10 €	85.505.119,47 €	88.070.273,05 €	16.706.393,55 €
71.609.191,42 €	73.757.467,16 €	75.970.191,18 €	78.249.296,91 €	80.596.775,82 €	83.014.679,10 €	85.505.119,47 €	88.070.273,05 €	107.418.774,79 €
32.122.364,09 €	33.086.035,01 €	34.078.616,06 €	35.100.974,54 €	36.154.003,78 €	37.238.623,89 €	38.355.782,61 €	39.506.456,09 €	40.691.649,77 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
32.122.364,09 €	33.086.035,01 €	34.078.616,06 €	35.100.974,54 €	36.154.003,78 €	37.238.623,89 €	38.355.782,61 €	39.506.456,09 €	40.691.649,77 €
39.486.827,33 €	40.671.432,15 €	41.891.575,12 €	43.148.322,37 €	44.442.772,04 €	45.776.055,20 €	47.149.336,86 €	48.563.816,96 €	66.727.125,02 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
39.486.827,33 €	40.671.432,15 €	41.891.575,12 €	43.148.322,37 €	44.442.772,04 €	45.776.055,20 €	47.149.336,86 €	48.563.816,96 €	66.727.125,02 €
11.846.048,20 €	12.201.429,65 €	12.567.472,54 €	12.944.496,71 €	13.332.831,61 €	13.732.816,56 €	14.144.801,06 €	14.569.145,09 €	20.018.137,51 €
27.640.779,13 €	28.470.002,51 €	29.324.102,58 €	30.203.825,66 €	31.109.940,43 €	32.043.238,64 €	33.004.535,80 €	33.994.671,88 €	46.708.987,52 €
39.486.827,33 €	40.671.432,15 €	41.891.575,12 €	43.148.322,37 €	44.442.772,04 €	45.776.055,20 €	47.149.336,86 €	48.563.816,96 €	66.727.125,02 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
11.846.048,20 €	12.201.429,65 €	12.567.472,54 €	12.944.496,71 €	13.332.831,61 €	13.732.816,56 €	14.144.801,06 €	14.569.145,09 €	20.018.137,51 €
27.640.779,13 €	28.470.002,51 €	29.324.102,58 €	30.203.825,66 €	31.109.940,43 €	32.043.238,64 €	33.004.535,80 €	33.994.671,88 €	46.708.987,52 €
170.100.841,30 €	198.570.843,80 €	227.894.946,39 €	258.098.772,05 €	289.208.712,47 €	321.251.951,12 €	354.256.486,92 €	388.251.158,79 €	434.960.146,31 €

3.2.4 Rentabilidad del proyecto

El flujo de caja se utiliza como base para los cálculos de los indicadores económicos financieros. Si elaboramos el flujo de caja, tomando en cuenta el financiamiento y la subsecuente amortización y pago de intereses, estaremos hablando del flujo de caja financiero, el cual nos permitirá obtener el VAN y el TIR, que nos servirá, a su vez, para determinar la conveniencia de ejecutar el proyecto considerando tomando como tasa de corte, la tasa de rentabilidad que la empresa promotora desee.⁴⁵ En este caso, la evaluación del proyecto se realiza con el flujo de caja financiero, ya que el desembolso inicial es tan elevado que no se puede realizar sin financiación externa.

Para estimar la rentabilidad del proyecto de la forma más realista posible se han tomado unos valores probables en el corto-medio plazo de los parámetros que presentan a día de hoy gran incertidumbre: precio de venta de energía eléctrica más prima igual a 190 €/MWh y precio de la biomasa 38 €/t. La evaluación de la rentabilidad se va a realizar por medio de los tres parámetros usuales para este fin que son el periodo de retorno, el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR); tomando para el cálculo de dichos indicadores el flujo de caja mostrado en las Tablas 8-10 como base.

1. El periodo de retorno de la inversión se estima en **9 años**, ya que es en el noveno año cuando el flujo de caja acumulado se hace positivo. Esto significa que en este año se recobra el capital invertido (el 30% de la inversión inicial) a partir de los beneficios generados por el proyecto.
2. El Valor Actual Neto de la inversión se ha calculado tomando un tipo de descuento del 10% y es la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial: **52,21 M€**.
3. La Tasa Interna de Retorno indica la máxima tasa de descuento que puede tener un proyecto para que sea rentable, es decir, el valor de la tasa de descuento que hace el VAN nulo. El proyecto BioSol tiene una TIR del **14,5%**, por tanto, se puede afirmar que se trata de una inversión rentable.

Los resultados del estudio de la rentabilidad del proyecto se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 20. Parámetros de rentabilidad para la central híbrida

PARÁMETROS DE RENTABILIDAD	
Periodo de retorno de la inversión	9 años
Valor actual neto	52.210.818 €
Tasa interna de retorno	14,53 %

Por tanto, para las condiciones de financiación descritas en el apartado anterior y ante el escenario de prima y precio de biomasa especificado, se concluye que el proyecto es

Económicamente Viable. Además, ante grandes variaciones del precio de la biomasa o de las primas, se ha visto en el análisis de sensibilidad que el proyecto seguiría siendo rentable.

Sin embargo, el cálculo de los indicadores económico-financieros se ha efectuado en condiciones de incertidumbre. Para un análisis más detallado de la rentabilidad del proyecto, es necesario recurrir a análisis de sensibilidad o de los distintos escenarios planteados.

3.2.5 Análisis de sensibilidad

Los parámetros que más van a influir en la rentabilidad de la inversión, si tenemos en cuenta que estamos vendiendo la energía en el Mercado Eléctrico Español retribuida con prima, son el precio de venta de la energía eléctrica, las primas según la fuente de energía primaria utilizada y el precio de compra del combustible, tanto de la biomasa como del gas natural.

Los dos parámetros que presentan en la actualidad más incertidumbre, y para los que se va a hacer el análisis de sensibilidad consecuentemente, son el precio de la biomasa y la prima a la energía solar termoeléctrica. El precio de la biomasa es altamente fluctuante, ya que depende mucho de factores externos como la logística de la misma, los agricultores, etc., por tanto, es interesante ver en qué márgenes de precio de biomasa podemos movernos para que siga siendo rentable la inversión. Por otro lado, a día de hoy aún no se sabe cómo va a afectar el nuevo Real Decreto a la prima a la generación de energía termoeléctrica. Se sabe que esta prima va a ser menor que la actual, pero no en qué cuantía. Para la prima a la electricidad generada a partir de biomasa se va a tomar el valor actual, ya que no parece que se vaya a disminuir dicha prima a corto-medio plazo.

En este análisis se ha tomado un valor fijo para el resto de parámetros. Esto es un precio de venta de la energía eléctrica promedio igual a 50 €/MWh, la prima a la producción eléctrica a partir de biomasa igual a 100,96 €/MWh y el precio del gas natural promedio 29 €/MWh.

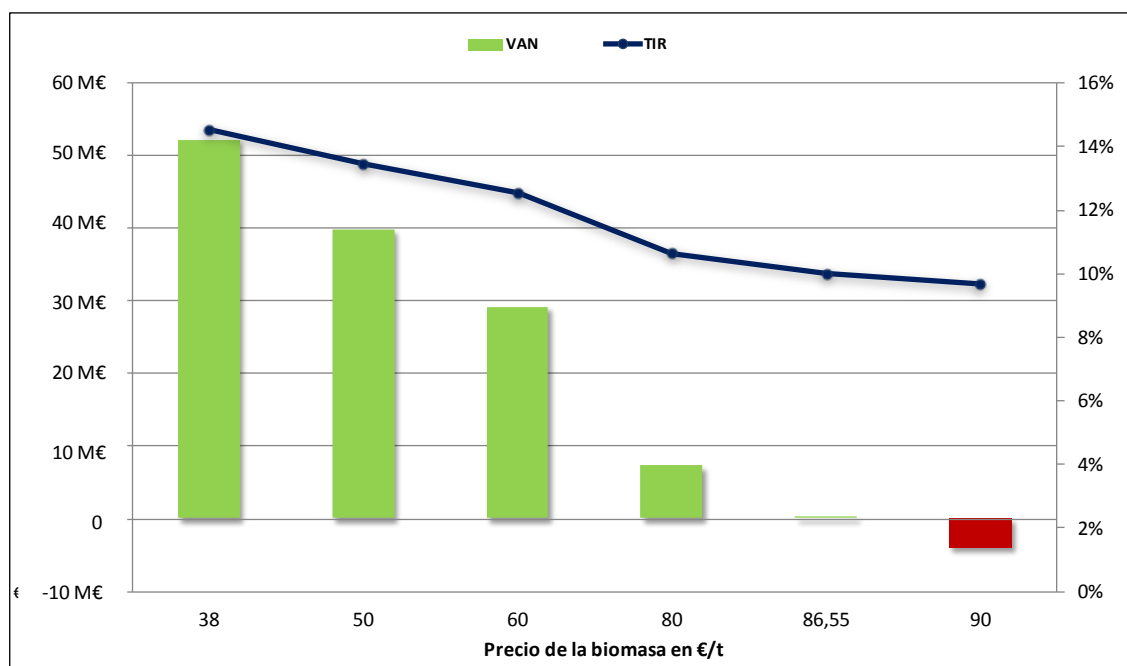
Para ver la influencia que tienen el precio de la biomasa y la prima a la energía solar termoeléctrica en la rentabilidad, se van a evaluar diferentes escenarios. Los análisis de sensibilidad que se han realizado son:

1. Determinación del precio de la biomasa para el que deja de ser rentable la inversión, suponiendo que el valor de la prima a la termoeléctrica es la mitad del actual.
2. Comparación del VAN de la inversión tomando tres precios de biomasa distintos y tres casos de prima a la energía termosolar, que da un total de nueve escenarios. Determinación del valor de la prima para el que deja de ser rentable la inversión.

3.2.5.1 Análisis de sensibilidad al precio de la biomasa

Para este análisis de sensibilidad se ha considerado el mismo escenario de prima que en los apartados anteriores, para poder comparar los resultados de este análisis con el caso base. Esto es una retribución a la generación solar termoeléctrica de 190 €/MWh aproximadamente.

Partiendo de un precio de la biomasa promedio de 38 €/t, se fue aumentando el precio de la biomasa hasta obtener un VAN nulo, tomando como tipo de interés el 10%. Este precio de la biomasa incluye tanto el valor de la biomasa en sí como el de la logística, siendo este último el parámetro crítico en el uso de biomasa. El análisis se recoge en la Gráfica 21, donde se observa que a partir de un precio de biomasa de 86,55 €/t ya no es rentable la inversión, ya que se tiene una TIR menor del 10%.



Gráfica 21. Sensibilidad del VAN y la TIR al precio de la biomasa.

De este análisis de sensibilidad se obtiene un resultado importante, y es que existe un gran margen de precio de la biomasa en el cual sigue siendo rentable el proyecto.

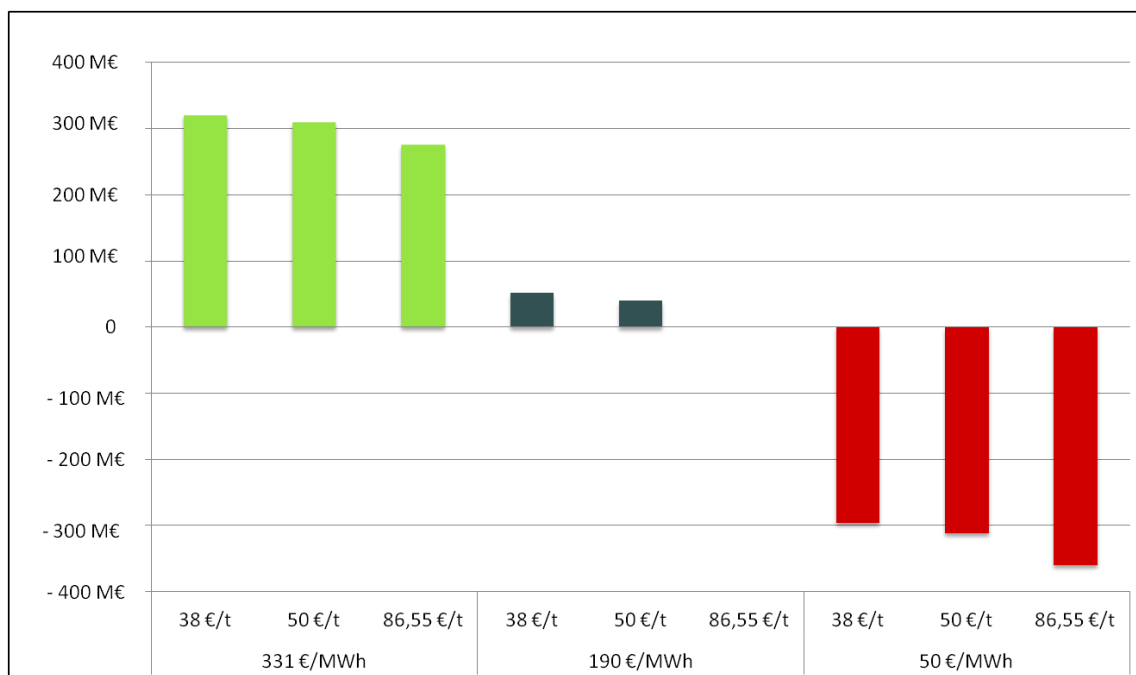
3.2.5.2 Análisis de sensibilidad al valor de la prima a la generación solar termoeléctrica

Para el análisis de sensibilidad al valor de la prima a la generación solar termoeléctrica se han tomado tres escenarios de prima distintos, que van desde el más favorable al más desfavorable posible. Además, se han tomado tres precios de biomasa distintos para poder comparar la influencia de ambos parámetros al mismo tiempo.

Los tres precios de biomasa considerados son 38, 50 y 86,55 €/t, estos precios se han escogido por ser los más representativos para el análisis: el primero es el precio promedio, el segundo el límite superior actual y el último el resultado del apartado anterior.

Los casos de prima escogidos son: el más favorable (prima actual, 281 €/MWh), un caso intermedio (reducción de la prima a la mitad, 140 €/MWh) y el más desfavorable (sin prima). El ingreso por venta de electricidad producida con recurso solar para cada caso es de 331, 190 y 50 €/MWh, correspondientemente.

Los resultados de este análisis se reflejan por medio del VAN para los nueve escenarios obtenidos combinando los parámetros anteriores, que se pueden visualizar en la Gráfica 22.



Gráfica 22. VAN para distintos valores de prima a la termoeléctrica y precio de la biomasa.

Se observa que la prima tiene una gran influencia en la rentabilidad de la inversión, ya que afecta directamente a los ingresos del proyecto. Tanto es así, que si no existiese prima la inversión dejaría de ser rentable. Con la prima actual la rentabilidad sería muy elevada, ya que gracias al almacenamiento y gas natural, se tiene una producción termosolar muy alta y la parte producida con biomasa (que está limitada por el RD 661/2007) se prima también, pero este escenario es muy poco probable en el corto-medio plazo.

Al igual que para el análisis de sensibilidad del precio de la biomasa, es interesante ver hasta qué valor podría reducirse la prima a la generación termosolar para que siguiera siendo rentable nuestra inversión. Este valor varía según el precio de biomasa considerado, obteniendo que para un valor de prima de 120 €/MWh la inversión dejaría de ser rentable si el precio de la biomasa es de 50 €/t y sí sería rentable con un precio de biomasa de 38 €/t. Mientras que para 110 €/MWh de prima, ya no es rentable la inversión para ningún precio de biomasa posible. Por tanto, se considera que el valor límite de prima a la termosolar para que la inversión siga siendo rentable es de **120 €/MWh**. Estos resultados se recogen en la Tabla 21.

Tabla 21. Valor límite de la prima y VAN según el precio de la biomasa

Retribución de 170 €/MWh (prima = 120 €/MWh)	
Precio biomasa: 38 €/t	VAN > 0
Precio biomasa: 50 €/t	VAN < 0
Precio biomasa: 86,55 €/t	VAN < 0

Como conclusión final a los análisis de sensibilidad realizados y teniendo siempre en cuenta los límites de precio de biomasa y prima discutidos, puede afirmarse que ante grandes variaciones del precio de la biomasa o de las primas, el proyecto seguiría siendo económicamente viable.

PARTE 4

Conclusiones

4 Conclusiones

Las conclusiones obtenidas con los estudios de las diversas tecnologías disponibles y tras el análisis técnico-económico realizado son:

1. Se ha encontrado un emplazamiento, con alta disponibilidad de recurso solar y biomásico en la provincia de Córdoba, ideal para la construcción de nuestra central.
2. El dimensionamiento óptimo de la instalación, de acuerdo a la radiación directa y biomasa existentes en la zona, es de 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2,1. Esta corresponde al menor LEC y la mayor producción neta total. Esto es tomando también en cuenta los límites impuestos por el RD 661/2007 con respecto al uso de biomasa y combustible fósil en centrales termosolares híbridas.
3. La hibridación se presenta como una alternativa interesante tanto desde el punto de vista técnico como económico, ya que se obtiene una mayor producción, se optimiza la rentabilidad económica de la central aumentando hasta en un 50% la producción de energía neta con menores costes de generación. A través de la hibridación y el almacenamiento se obtienen 7046 horas equivalentes, lo que corresponde a un factor de capacidad del 80% anual, bastante alto para cualquier tecnología renovable. El uso de la biomasa aumenta la gestionabilidad de la planta.
4. La alternativa híbrida resulta viable económicamente sólo cuando se tienen primas para la producción con el recurso solar y la biomasa. Si bien se esperan disminuciones de los costes de inversión en los próximos años de hasta un 30%, sin la ayuda de las primas una instalación de estas características no genera un beneficio económico.
5. La inversión será económicamente viable hasta un precio de biomasa de 86 €/t, aunque es mucho más influyente el valor de la prima a la energía eléctrica generada a partir de energía termosolar que el precio de la biomasa.

PARTE 5

Bibliografía

5 Bibliografía

- ¹ *The limits to growth, Club of Rome.*
- ² *BP Statistical Review of World Energy, June 2011.*
- ³ *Key World Energy Statics 2011, International Energy Agency.*
- ⁴ Resumen del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España 2011-2020, *Invest in Spain*, 2012.
- ⁵ Versión 2012 del mapa termosolar mundial, publicado por *CSP Today* en la edición del 2 de julio de 2012. *Link:* <http://es.csptoday.com/mercados/csp-today-publica-el-mapa-termsolar-del-mundo-2012>
- ⁶ Informe: Impacto macroeconómico del Sector Solar Termoeléctrico en España realizado por PROTERMOSOLAR, 2011.
- ⁷ *Solar Thermal Electricity 2025. Clean electricity on demand: attractive STE cost stabilize energy production. June 2010.* ESTELA
- ⁸ Eurobserv'ER, 2011
- ⁹ AEBIOM
- ¹⁰ Comisión Nacional de la Energía, 2011
- ¹¹ Enovamarkets, sección actualidad 1 de diciembre de 2011. *Link:* <http://www.enovamarkets.com/actualidad.php?id=319>
- ¹² Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. Estudio técnico PER 2011-2020. IDAE
- ¹³ La electricidad solar térmica, tan lejos, tan cerca. Valeriano Ruiz Hernández, Manuel A. Silva Pérez, Isidoro Lillo Bravo. Fundación Gas Natural, 1.ª edición, 2009
- ¹⁴ Abantia CSP - April 2012 (02_abantia termosolar...
- ¹⁵ The development of hybrid solar-biomass plants for the production of renewable energy; technical and economic assessment. J. Servert, G. San Miguel and D. López. September 2009.
- ¹⁶ Abantia CSP - April 2012 (02_abantia termosolar...
- ¹⁷ The development of hybrid solar-biomass plants for the production of renewable energy; technical and economic assessment. J. Servert, G. San Miguel and D. López. September 2009.
- ¹⁸ ENERGY ANALYSIS OF PARABOLIC TROUGH SOLAR POWER STATION WITH AND WITHOUT BIOMASS HYBRIDIZATION. José M. Barea, Irene Ordoñez, Manuel Silva. AICIA / Grupo de Termodinámica y Energías Renovables
- ¹⁹ Biomasa: Gasificación. IDAE
- ²⁰ Energías Renovables no convencionales. *Link:* www.3033energía.com
- ²¹ Trabajo de Investigación: Tecnologías modernas de plantas termoeléctricas.
- ²² Biomasa, Gasificación, Instituto para la diversificación y ahorro de la energía.
- ²³ Gas Natural Fenosa, Catálogo de tecnologías.
- ²⁴ Tecnologías de gasificación, LFC, www.envirotherm.de

-
- ²⁵ Wagner, M. J.; Gilman, P. (2011). "*Technical Manual for the SAM Physical Trough Model.*" 124 pp.; NREL Report No. TP-5500-51825.
- ²⁶ Blair, N.; Mehos, M.; Christensen, C.; Cameron, C. (2008). Modeling Photovoltaic and Concentrating Solar Power Trough Performance, Cost, and Financing with Solar Advisor Model. Campbell-Howe, R., ed. Proceedings of the Solar 2008 Conference, 3-8 May 2008, San Diego, California (CD-ROM). Including Proceedings of 37th ASES Annual Conference, Proceedings of 33rd National Passive Solar Conference, and Proceedings of the 3rd Renewable Energy Policy and Marketing Conference. Boulder, CO: American Solar Energy Society (ASES) 7 pp.; NREL Report No. CP-6A2-46752.
- ²⁷ Google maps
- ²⁸ Google maps
- ²⁹ SIGPAC
- ³⁰ SIGPAC
- ³¹ Red Eléctrica de España
- ³² Borrador del PER 2011-2020.
- ³³ Agencia Andaluza de la Energía
- ³⁴ Meteonorm
- ³⁵ Aprovechamiento de la biomasa del olivar, Sodean
- ³⁶ La Biomasa en Andalucía, Agencia Andaluza de la Energía.
- ³⁷ Evaluación del potencial de biomasa residual, Fundación Circe.
- ³⁸ La biomasa en España: Una fuente de Energía Renovable con gran futuro, Emilio Cerdá Tena.
- ³⁹ Evaluación del potencial de biomasa residual, Fundación Circe.
- ⁴⁰ CIEMAT
- ⁴¹ Sensitivity Analysis of csp plants in Spain using EOS. Manuel Silva, José A. Vélez, José M. Barea, Alejandro Barón, Javier López, Concepción Ruiz y Jesús Moreno. http://www.termosolar.renovetec.com/EN_sensitivityanalysisEOS.html
- ⁴² Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. Estudio técnico PER 2011-2020. IDAE
- ⁴³ El "*Project Finance*", Luis Garvía Vega
- ⁴⁴ Viabilidad económica y financiación de proyectos de Energías Renovables, Francisco Martín Rubio
- ⁴⁵ FLUJO DE CAJA Y TASA DE CORTE PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN, Daniel Mavila Hinojoza, Ernesto Polar Falcón. Revista de la Facultad de Ingeniería Industrial Vol. (8) 2: pp. 23-27 (2005) UNMSM ISSN: 1560-9146 (impreso) / ISSN: 1810-9993 (electrónico), Diciembre 2005

PARTE 6

Anexos

6 Anexos

Anexo 1

Proyectos de termosolar en el mundo. Se indican el país de ubicación, la potencia instalada, tecnología, el estado de operación y el promotor de la central. Ordenados según el nombre del proyecto.

Project	Country	(M W)	Te ch.	St atus	Developer
Abengoa Mojave Solar Project	USA	28 0	PT	IC	Mojave Solar LLC
Abhijeet	India	50	PT	P	Corporate Ispat Alloys Ltd
Acme Rajasthan Solar Power	India	10	T	IC	ACME Group
Agua Prieta II Project	Mexico	12	PT	IC	Mexican Federal Electricity Commission (CFE)
Ain-Beni-Mathar ISSC	Morocco	47 0	PT	P	Abener
Ain-Beni-Mathar ISSC 2	Morocco	12 5	PT	P	ONE
Andasol 1	Spain	50	PT	P	Grupo ACS
Andasol 2	Spain	50	PT	P	Grupo ACS
Andasol 3	Spain	50	PT	P	Ferrostaal AG
Andasol 4	Spain	50	PT	P	Grupo ACS
Andhra Pradesh Project	India	50	PT	P	
Anta	India	15	PT	P	NTPC Ltd
Archimedes Prototype Project, ENEL Power Station of Priolo	Italy	5	PT	P	ENEL
Arenales PS	Spain	50	PT	IC	RREEF Infrastructure

Ashalim	Israel	190	PT	P	Israel Electric Company
Aurum Renewables	India	20	F	P	Aurum Renewable Energy Pvt Limited
Baja California IV	Mexico	12	PT	P	Mexican Federal Electricity Commission (CFE)
Bap Project	India	10	D	P	Dalmia Cements
Big D SG3	Australia	0	D	P	ANU (Australia National University)
Big D SG4	Australia		D	P	ANU (Australia National University)
Bokpoort	South Africa	7	F	P	Solar Heat and Power Ltd
Brightsource Coalinga	USA		T	P	
BrightSource PG&E 7	USA	200	T	P	BrightSource Energy
Brightsource SEDC	Israel		T	P	BrightSource Energy
C. Termosolar "La Africana"	Spain	50	PT	IC	Grupo Magtel
C.Solar Termoeléctrica "ASTE - 1A"	Spain	50	PT	IC	Elecnor S.A.
C.Solar Termoeléctrica "ASTE - 1B"	Spain	50	PT	IC	Elecnor S.A.
C.Solar Termoelectrica Cáceres	Spain	50	PT	P	SAMCA Renovables
C.Solar Termoeléctrica Enerstar Villena	Spain	50	PT	IC	Enerstar Solar Thermal Project S.A.
Calico Solar Project II	USA	100	D	P	
Cameo Coal-Fired Hybrid Demonstration Project	USA	2	PT	P	Xcel Energy, Inc
Casa de los Pinos	Spain	1	D	P	Renovalia Energy
Casablanca	Spain	50	PT	IC	Fotowatio Renewable Ventures
Central Solar Termoeléctrica La Dehesa	Spain	50	PT	P	SAMCA Renovables
Central Solar Termoeléctrica La Florida	Spain	50	PT	P	SAMCA Renovables

Cloncurry Solar Power Station	Australia	10	T	IC	Lloyd Energy Systems Pty Ltd (LES)
Collinsville Solar	Australia	15 0	F	P	Transfield Services (Australia) Pty Ltd
Coremas	Brazil	50	PT	P	Brax Energy
Coyote Springs 1 (PG&E 3)	USA	20 0	T	P	BrightSource Energy
Coyote Springs 2 (PG&E 4)	USA	20 0	T	P	BrightSource Energy
Crescent Dunes (Tonopah)	USA	11 0	T	IC	Solar Reserve, Llc
Crossroads Solar Energy Project	USA	15 0	T	P	Solar Reserve, Llc
CSP Pilot Plant	China	10	PT	IC	
CSP Project and Experiment Base	China	50	TB C	IC	
El Cogas	Spain	15 0	TB C	P	Renovalia Energy
El Emperador	Spain	10 0	TB C	P	Renovalia Energy
El Reboso I	Spain	50	PT	P	Bogaris
El Reboso II	Spain	50	PT	P	Bogaris
El Reboso III	Spain	50	PT	P	Bogaris
El Reboso IV	Spain		PT	P	Bogaris
Extremasol 1	Spain	50	PT	IC	Ferrostaal AG
Extresol 1	Spain	50	PT	P	Grupo ACS
Extresol 2	Spain	50	PT	P	Grupo ACS
Fort Irwin	USA	50 0	PT	P	Acciona
Gaskell Sun Power Tower 1	USA	24 5	T	P	eSolar

Gaskell Sun Power Tower 2	USA	140	T	P	eSolar
GD Energy	China	100	T	P	GD Energy (Greener Dawn Corporation)
Gemasolar	Spain	20	T	P	Torresol Energy Investments, S.A.
Genesis Solar Energy Project 1	USA	250	PT	IC	Genesis Solar, LLC
Godawari	India	50	PT	P	Godawari Power & Ispat Ltd
Gujarat Solar One	India	25	PT	IC	
Gujarat Solar Two	India	25	PT	IC	
Harper Lake Solar Plant	USA	250	PT	P	Harper Lake LLC
Hassi-R'mel	Algeria	25	PT	P	NEAL (New Energy Algeria)
Hassi-R'mel II	Algeria	70	PT	P	NEAL (New Energy Algeria)
HelioEnergy 1	Spain	50	PT	P	Abengoa
HelioEnergy 2	Spain	50	PT	P	Abengoa
Helios 1	Spain	50	PT	IC	HYPERION Energy Investments, S.L.
Helios 2	Spain	50	PT	IC	HYPERION Energy Investments, S.L.
Hidden Hills 1	USA	500	T	P	BrightSource Energy
Hidden Hills 2	USA	270	T	P	BrightSource Energy
Himin Solar	China	3	F	IC	Himin Solar Energy Group
Holaniku at Keyhole Point	USA	2	PT	P	Keahole Solar Power, LLC
HualapaiValley Solar Project	USA	340	PT	P	Mojave Sun Power LLC
Huludao	China	50	PT	P	Huludao Ruixinda Industry Co.
Indian Institute of Technology CSP Project	India	3	PT	P	Abengoa

IPP-CSP Project	Tunisia	10 0	PT	P	
Ivanpah Solar Electric Generating Station (ISEGS I)	USA	12 6	T	IC	BrightSource Energy
Ivanpah Solar Electric Generating Station (ISEGS II)	USA	13 3	T	IC	BrightSource Energy
Ivanpah Solar Electric Generating Station (ISEGS III)	USA	13 3	T	IC	BrightSource Energy
Jordan 1	Jordan	10 0	PT	P	MENA Cleantech AG
Jülich	Germany	2	T	P	Kraftanlagen München (KRAM)
Kanchanaburi Project	Thailand	5	PT	P	Solarlite GmbH
KaXu Solar One	South Africa	10 0	PT	P	Abengoa
Keahole Solar Power	USA	5	PT	IC	Sopogy
Khi Solar One	South Africa	50	T	P	Abengoa
Kimberlina	USA	5	F	P	AREVA
Kingman Project	USA	20 0	PT	P	Albisa Solar
Kogan Creek Solar Boost Project	Australia	44	F	IC	AREVA
Kuraymat ISCC	Egypt	14 0	PT	P	NREA (New & Renewable Energy Authority)
KVK Energy Ventures Pvt Ltd	India	10 0	PT	P	KVK Energy Ventures Pvt Ltd
La Risca (Alvarado 1)	Spain	50	PT	P	Acciona
Lake Cargelligo	Australia	3	T	IC	Lloyd Energy Systems Pty Ltd (LES)
Lanco Solar	India	10 0	PT	P	Lanco Infratech Ltd
Lebrija 1	Spain	50	PT	P	Solucia Renovables
Liddell	Australia	1	F	P	Solar Heat and Power Ltd

Liddell Phase 2	Australia	3	F	P	AREVA
Manchasol 1	Spain	50	PT	P	Grupo ACS
Manchasol 2	Spain	50	PT	P	Grupo ACS
Maricopa Solar Project	USA	2	D	P	Tessera Solar
Marsa Alam	Egypt	30	PT	P	
Martin Next Generation Solar Energy Center	USA	75	PT	P	FPL (Florida Power & Light Company)
Megha	India	50	PT	P	Megha Engineering and Infrastructure Ltd
Mejillones	Chile	5	F	P	
Mt. Signal Solar	USA	49	PT	P	MMR Power Solutions LLC
Naâma	Algeria	70	PT	P	NEAL (New Energy Algeria)
National Solar Energy Centre	Australia	1	T	P	CSIRO
Negev Desert	Israel	25 0	PT	P	
Nevada Solar One	USA	75	PT	P	Acciona
Ningxia ISCC	China	92	PT	IC	
Novatec FG Emvelo Upington 1	South Africa		F	P	Novatec Biosol AG
NUR-MOH 1	Greece	38	T	P	NUR-MOH Heliothermal
Ordos Project	China	50	PT	IC	
Ouarzazate Solar Complex	Morocco	10 0	PT	P	MASEN (Moroccan Agency Solar Energy)
Palmdale Hybrid Gas-solar Project	USA	50	PT	P	Inland Energy Inc.
PÉGASE	France	1	T	IC	CNRS
PL. Termoelectrica de Consol Orellana	Spain	50	PT	IC	Acciona
PL. Termoeléctrica de Palma del Rio I	Spain	50	PT	P	Acciona
PL. Termoeléctrica de Palma del Rio II	Spain	50	PT	P	Acciona

PL. Termosolar 10MW Puertollano 2	Spain	10	D	P	Renovalia Energy
PL. Termosolar 10MW Puertollano 3	Spain	10	D	P	Renovalia Energy
PL. Termosolar 10MW Puertollano 4	Spain	10	D	P	Renovalia Energy
PL. Termosolar 10MW Puertollano 5	Spain	10	PT	P	Renovalia Energy
PL. Termosolar 10MW Puertollano 6	Spain	10	PT	P	Renovalia Energy
PL. Termosolar 14MW Puertollano 7	Spain	12	PT	P	Renovalia Energy
PL. Termosolar 8MW Puertollano 1	Spain	8	D	P	Renovalia Energy
PL. Termosolar de Morón	Spain	50	PT	IC	Fotowatio Renewable Ventures
PL. Termosolar de Olivenza I	Spain	50	PT	IC	Elecnor S.A.
PS10	Spain	11	T	P	Abengoa
PS20	Spain	20	T	P	Abengoa
Puerto Errado 1	Spain	1	F	P	Novatec Solar
Puerto Errado 2	Spain	30	F	P	Novatec Solar
Puertollano Ibersol	Spain	50	PT	P	Iberdrola Renovables
Quartzsite Solar Energy Project	USA	10 0	T	P	Solar Reserve, Llc
Rajasthan Solar One	India	10	PT	IC	Entegra Ltd
Rajasthan Sun Technique Energy Pvt Limited Project	India	10 0	PT	P	Reliance Power
Reliance Areva CSP 1	India	12 5	F	IC	Reliance Power
Reliance Areva CSP 2	India	12 5	F	IC	Reliance Power
Rice SolarEnergy Project (RSEP)	USA	15 0	T	P	Rice Solar Energy LLC
Rio Mesa	USA	75 0	T	P	BrightSource Energy
Saguache Solar Energy Project	USA	20 0	T	P	Solar Reserve, Llc
Saguaro Power Plant	USA	1	PT	P	Arizona Public Service Company

SEGS I	USA	14	PT	P	Luz International Ltd
SEGS II	USA	30	PT	P	Luz International Ltd
SEGS III	USA	30	PT	P	Luz International Ltd
SEGS IV	USA	30	PT	P	Luz International Ltd
SEGS IX	USA	89	PT	P	Luz International Ltd
SEGS V	USA	30	PT	P	Luz International Ltd
SEGS VI	USA	30	PT	P	Luz International Ltd
SEGS VII	USA	30	PT	P	Luz International Ltd
SEGS VIII	USA	89	PT	P	Luz International Ltd
Shams 1	UAE	10 0	PT	IC	Masdar
SierraSunTower	USA	5	T	P	eSolar
solaben 6	Spain	50	PT	P	Abengoa
Solaben I	Spain	50	PT	P	Abengoa
Solaben II	Spain	50	PT	IC	Abengoa
Solaben III	Spain	50	PT	IC	Abengoa
Solacor	Spain	50	PT	P	Abengoa
Solana	USA	28 0	PT	IC	Abengoa
Solar Brayton Cycle demonstration field	Australia	0	T	IC	CSIRO
Solar Dawn Kogan Creek	Australia	25 0	F	P	AREVA
Solar Flair Alliance Kogan Creek	Australia	15 0	PT	P	Parsons Brinckerhoff
Solar Oasis	Australia	40	D	P	
SolarCAT Pilot	USA	10	D	P	Southwest Solar Technologies Incorporated
SolarGas	Australia	4	T	P	CSIRO

Solnova 1	Spain	50	PT	P	Abengoa
Solnova 3	Spain	50	PT	P	Abengoa
Solnova 4	Spain	50	PT	IC	Abengoa
Soluz Guzman	Spain	50	PT	IC	FCC (Fomento de Construcciones y Contratas, S.A.)
Sundt Solar Boost Project	USA	5	F	P	AREVA
Suphanburi Project	Thailand	10	PT	P	Solarlite GmbH
Tan Tan CSP-Desal Project	Morocco	20	TB C	P	
Termoelectrica de Majadas	Spain	50	PT	P	Acciona
Termosol 1	Spain	50	PT	IC	NextEra Energy Resources
Termosol 2	Spain	50	PT	IC	NextEra Energy Resources
Termosolar Alcázar	Spain	50	T	P	Solar Reserve, Llc
Termosolar Borges S.L.	Spain	23	PT	IC	Abantia Grupo
Termosolar Pedro de Valdivia 1	Chile	18 0	PT	P	Ibereolica Solar
Termosolar Pedro de Valdivia 2	Chile	18 0	PT	P	Ibereolica Solar
Thérmiss	France	50	D	P	
TuNur	Tunisia	2 000	T	P	Nur Energie and Motor Oil (Helas)
UA Tech Park Thermal Storage	USA	5	PT	P	Bell Independent Power Corp
Upington	South Africa	10 0	T	P	Eskom Holdings SOC Lim
Valle 1 (Arcosol 50)	Spain	50	PT	P	Torresol Energy Investments, S.A.
Valle 2 (Termosol-50)	Spain	50	PT	P	Torresol Energy Investments, S.A.
Victorville 2 Hybrid Power Project	USA	50	PT	P	Inland Energy Inc.
Westside Solar Project	USA	10	PT	P	Pacific Light & Power, Inc
Yazd ISCC	Iran	67	PT	P	

Status:

IC=In construction

P=Planned

O=Operational

Technology:

T= Tower

PT= Parabolic Trough

F= Fresnel

D= Dish

TBC= To be confirmed

Anexo 2

Características fundamentales de proyectos termosolares:

Project	Gemasolar
Gross Capacity (MWe)	20
Net Capacity (MWe)	17
Type of CSP Plant	Central Receiver/Tower
Application	Solar Electricity
Back-up fuel	Natural Gas
Back up fuel %	15%
Heat Transfer Fluid	Molten Salt
Net Annual Production Expected (GWh)	110
Solar Field In-let Temperature °C	290
Solar Field Outlet Temperature °C	565
Cooling	Wet
Operational Pressure (bar)	105
Storage (hours)	15
Storage Type	Molten Salt - Two Tank
Storage Temperature °C	501-600
Type incentive	Feed-in-tariff by RD 661/2007
Incentive	€5m from European Commission

Project	Borges
Potency (MW)	22.5
Net Capacity anual (MWe)	98000
Type of CSP Plant	CCP
Application	

Back-up fuel	
Back up fuel %	
Heat Transfer Fluid	
Net Annual Production Expected (GWh)	
Solar Field In-let Temperature °C	
Solar Field Outlet Temperature °C	
Cooling	
Operational Pressure (bar)	
Storage (hours)	
Storage Type	
Storage Temperature °C	
Type incentive	Feed-in-tariff by RD 661/2007
Inversion	150000000

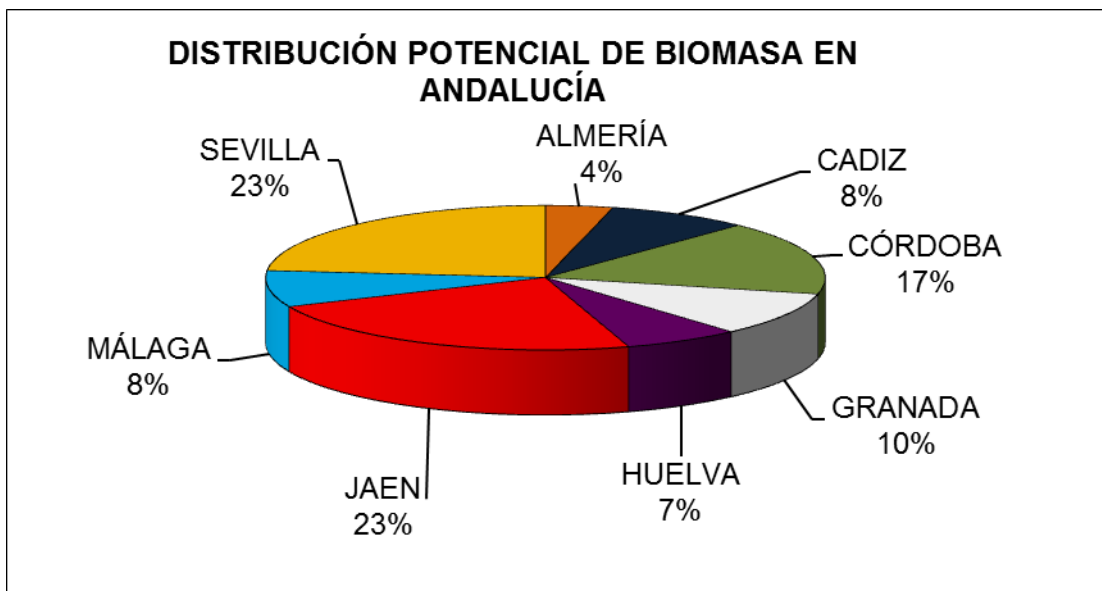
Anexo 3

Disponibilidad de Biomasa en Andalucía:

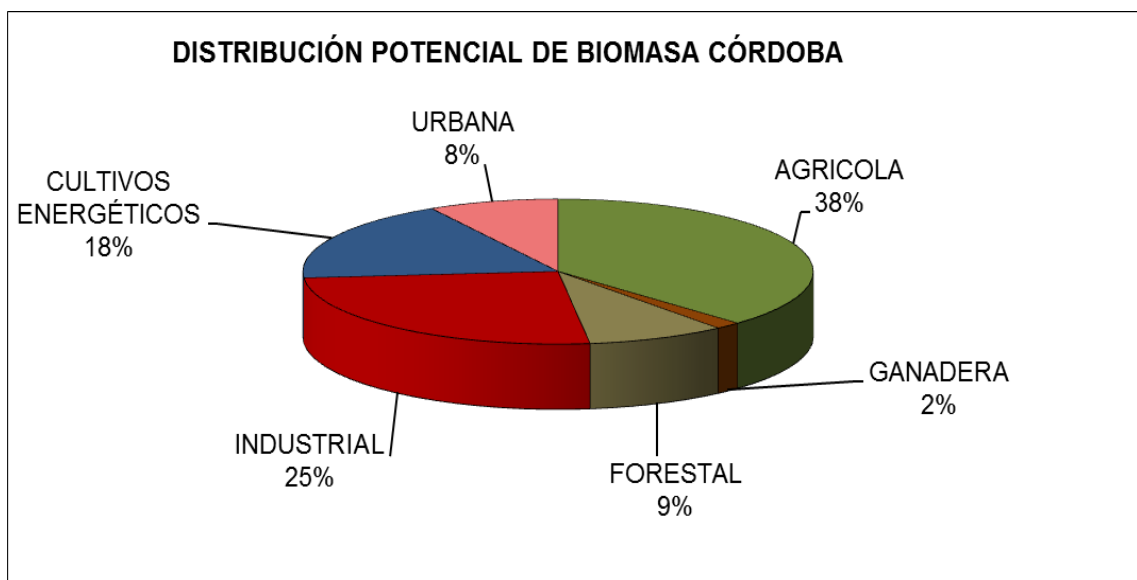
TOTAL POTENCIAL DE BIOMASA EN ANDALUCÍA		TONELADAS	KTEP	
		20.159.249	3.958	% QUE REPRESENTA
RESIDUOS AGRICOLAS	SUBTOTAL BIOMASA AGRÍCOLA	4.606.473	1.321,29	33%
	OLIVAR	2.524.419	803,25	
	FRUTAL	112.611	23,09	
	CITRICO	58.381	11,82	
	SUBTROPICAL	17.441	4,29	
	VID	48.305	11,88	
	GIRASOL	524.533	152,39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

	TOTAL PROVINCIAL			RESIDUOS AGRICOLAS		RESIDUOS GANADEROS	
	TONELADAS	KTEP	%	TONELADAS	KTEP	TONELADAS	KTEP
ALMERÍA	1.337.052	148	4%	420.323	55	542.343	7
CADIZ	1.831.423	314	8%	251.913	73	680.236	12
CÓRDOBA	3.012.933	631	17%	764.218	237	565.920	10
GRANADA	1.954.756	373	10%	343.500	99	485.983	8
HUELVA	1.449.251	256	7%	122.125	27	351.606	10
JAEN	4.026.057	884	23%	1.260.517	400	323.290	5
MÁLAGA	1.849.463	310	8%	280.617	84	520.705	8
SEVILLA	4.223.461	896	23%	1.163.209	346	872.442	16
ANDALUCIA	19.684.397	3.812	100%				

RESIDUOS FORESTALES		RESIDUOS INDUSTRIALES		RESIDUOS URBANOS		CULTIVOS ENERGÉTICOS	
TONELADAS	KTEP	TONELADAS	KTEP	TONELADAS	KTEP	TONELADAS	KTEP
35.347	10	56.602	12	246.408	51	36.029	12
66.434	18	84.168	23	480.068	99	268.604	90
197.627	55	869.794	161	270.403	52	344.970	115
85.867	23	562.723	117	290.683	64	186.001	62
618.551	126	71.915	19	184.309	40	100.745	35
160.273	45	2.019.325	376	205.382	38	57.269	19
35.516	10	292.471	48	618.589	125	101.565	34
146.224	35	638.228	123	633.939	122	769.418	253



	CORDOBA		
BIOMASA	TONELADAS	KTEP	%
AGRICOLA	764.218	237	38%
GANADERA	565.920	10	2%
FORESTAL	197.627	55	9%
INDUSTRIAL	869.794	161	26%
CULTIVOS ENERGÉTICOS	344.970	115	18%
URBANA	270.403	52	8%
	3.012.933	631	



Nuestro proyecto se basa en el diseño y optimización, tanto técnica como económica, de una central termosolar hibridada con biomasa ubicada en la provincia de Córdoba, emplazamiento con abundante radiación solar y recurso biomásico. Una comparación de la producción eléctrica de las plantas hibridadas y sin hibridar es realizada. El estudio de viabilidad considera varios escenarios económicos y examina su influencia en los gastos, ingresos y la rentabilidad del proyecto.

La hibridación constituye un nuevo campo de investigación con amplias posibilidades de desarrollo y pudiera abrir un nuevo hito en el desarrollo de este tipo de centrales. Con ella se consigue aumentar la eficiencia de la central, el número de horas efectivas de funcionamiento y facilita la gestionabilidad de los recursos energéticos.



**Diseño técnico y estudio económico
de una central termosolar
híbrida con biomasa:
PROYECTO BIOSOL**

**RESUMEN
EJECUTIVO**



EOI, Sevilla, Julio 2012

Escuela de Organización Industrial



PROYECTO DE FIN DE MÁSTER

Autores:

Marta Díaz Cosmen

Angélica Marcano S.

Ignacio Ladrón de G.

Yanaris Ortega García

Diego Romero Ovando

Directores:

Manuel Silva

José María Barea

Contenido

1	INTRODUCCIÓN	2
1.1	Objetivos.	2
1.2	Razones que justifican la propuesta de negocio. Ventaja competitiva.	2
1.3	Tecnologías: CCP y biomasa.	3
1.4	DAFO de la tecnología híbrida.....	4
2	BASES DE DISEÑO	5
2.1	Selección del emplazamiento.....	5
2.2	Metodología.	5
2.3	Características de la planta y su diagrama de proceso.	6
3	RESULTADOS DEL DIMENSIONADO.....	7
3.1	Cálculo de la producción.	7
3.2	Estudio de sensibilidad.....	10
4	BALANCE ECONÓMICO.....	12
4.1	Análisis de costes.	12
4.2	Financiación.....	15
4.3	Rentabilidad.	16
5	CONCLUSIONES	17



1 INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivos.

El objeto del presente trabajo es el estudio de la viabilidad, técnica y económica, del proyecto de hibridación de una planta de energía solar de concentración con captadores cilindroparabólicos (CCP) con biomasa, **BioSol**. Para llevar a cabo el proyecto se evalúan la ubicación, el recurso solar y biomásico, el dimensionado de la planta, el diseño de los subsistemas que la componen, y por último el análisis de la rentabilidad.

Los objetivos se pueden desglosar en:

- Estudio del recurso solar y del recurso de biomasa predominante en la zona, así como la disponibilidad de la misma.
- Evaluación de las distintas opciones de hibridación de centrales termosolares con biomasa.
- Determinación de la producción óptima de la central termosolar y el consumo de biomasa asociado.
- Análisis de la viabilidad económica de una central híbrida termosolar con biomasa, considerando los distintos factores que influyen en la producción de la misma.

Todo esto tiene como fin contribuir al cumplimiento de los objetivos fijados en el Plan de Energías Renovables (PER) 2010-2020, logrando una estructura energética más sostenible, y ayudar a disminuir la dependencia energética de España del exterior.

1.2 Razones que justifican la propuesta de negocio. Ventaja competitiva.

Las centrales solares termoeléctricas hibridadas con biomasa son viables para regiones con buena radiación directa normal y con suficiente recurso de biomasa disponible en sus inmediaciones. En Andalucía existen muchas zonas que cumplen estos dos criterios. El aporte de biomasa a la central termosolar permite generar la energía eléctrica necesaria en épocas de menor radiación solar. Los sistemas de generación de energía a partir de biomasa complementan bien a las centrales termosolares, ya que su producción no depende de agentes meteorológicos (del viento en el caso de la eólica, de la radiación solar en el caso de la solar, etc.) sino del almacenamiento y el suministro de biomasa.

Las centrales híbridas termosolar-biomasa presentan principalmente las siguientes ventajas competitivas: mayor producción eléctrica en cómputo anual (mayor factor de capacidad que una central termosolar convencional), menor coste específico de la energía producida (menor LEC, €/MWh), y su producción energética es capaz de adaptarse a la



demanda. Por estas razones, la hibridación con biomasa supone un paso adelante en la fiabilidad y gestionabilidad de las centrales termosolares, logrando además una producción de electricidad rentable y eficiente, dos requisitos necesarios para que la tecnología termosolar sea competitiva en un mercado eléctrico liberalizado. Para lograr este escenario también en ausencias de primas, es necesario una mayor madurez de la tecnología, que puede conseguirse con un continuado esfuerzo por parte de la I+D+i y la creación de nuevas políticas energéticas.

1.3 Tecnologías: CCP y biomasa.

La tecnología termosolar está basada en el concepto de la concentración de la radiación solar directa para calentar un fluido térmico (en este caso un aceite térmico, hasta 400°C) que es bombeado a través de una serie de tuberías hasta el generador de vapor produciendo vapor sobrecalentado. Este vapor puede ser empleado en procesos que requieran energía térmica o para producir electricidad en un bloque de potencia convencional. La concentración de los rayos solares se realiza gracias a la superficie reflectiva de los concentradores parabólicos que la redireccionan hacia los tubos receptores de vacío de alta eficiencia térmica, que están localizados en la línea focal de las parábolas cilíndricas. Para obtener mayor aprovechamiento en este proceso, los concentradores cuentan con una estructura mecánica que les permite realizar un seguimiento del sol a lo largo del día.

La tecnología cilindroparabólica es una tecnología limpia y con un extenso historial que demuestra estar preparada para la instalación a gran escala. Por su parte, la biomasa es una fuente energética que depende de la ubicación geográfica y abarca un amplio conjunto de materias orgánicas que se caracteriza por su heterogeneidad, tanto por su origen como por sus propiedades. Estos recursos biomásicos pueden agruparse de forma general en agrícolas y forestales, también se considera biomasa la materia orgánica de las aguas residuales y los lodos de depuradora, así como la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, y otros residuos derivados de las industrias.



1.4 DAFO de la tecnología híbrida.

Debilidades	Amenazas
Presupuesto escaso I+D+i	Necesidad de ayudas a la inversión para los primeros proyectos
Limitación del uso de biomasa RD 661/2007	
Distribución geográfica del recurso (biomasa)	
Estacionalidad del recurso y necesidad de almacenamiento (biomasa)	
Demanda de agua importante	Incertidumbre sobre los suministradores y precio de la biomasa
Necesidad de terrenos llanos	
Falta de legislación específica	Incertidumbre frente a las entidades financieras
Marco legislativo seguro	
Mayor número de equipos a operar y mantener	La tramitación de estos proyectos es difícil y larga
Falta de redes de evacuación	
Fortalezas	Oportunidades
Aumento de la gestionabilidad de la planta	Apoyo a la realización de proyectos de demostración
Aumento en la generación de energía	Producción de energía eléctrica a gran escala
Altísima existencia de recursos sin aprovechar	Capacidad de gestión de la producción
	Posibilidad de ser referente en el <i>know-how</i>
Alta radiación directa en la zona	Alto coste de oportunidad: precio al alza de otros combustibles para generación de energía
Fuentes de energías autóctonas	
España es referente en tecnología de concentración solar	
Fuente energética gratuita, inagotable que contribuye a la disminución de las emisiones de CO ₂	

2 BASES DE DISEÑO

2.1 Selección del emplazamiento.

La central se ubicará en el término municipal de Posadas, en la provincia de Córdoba (Andalucía). Aproximadamente a 1400 m al sureste de la localidad de Posadas y lindando con la carretera A-431. Se ha realizado un análisis de los diferentes emplazamientos disponibles en un radio de 1,5 kilómetros, usando la herramienta SIGPAC (Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas).

Concretamente las coordenadas del centro de la ubicación son las siguientes:

Tabla 1. Ubicación del emplazamiento.

Grados decimales	
Latitud	37,84°N
Longitud	-4,85°W
Coordenadas UTM	
X	317064,85
Y	4185564,10

Del dimensionamiento de la instalación se obtiene que será necesaria una parcela de unas dimensiones aproximadas de 182 ha.

2.2 Metodología.

Se realizará un estudio de la tecnología más apropiada según el emplazamiento escogido. Para ello se hará un estudio comparativo de las tecnologías termosolares disponibles hoy día, centrado fundamentalmente en las más desarrolladas comercialmente: cilindro parabólica, receptor central y concentradores lineales de Fresnel. Especialmente importante para el análisis será la capacidad de hibridación que tienen ambas tecnologías, termosolar y biomasa, ya que éste es un objetivo fundamental del proyecto. En este sentido, se tomará como referencia el R.D. 661/2007, en el cual se regula la actividad de producción de energía en régimen especial, limitando al 40 y 50% la aportación solar y de biomasa, respectivamente, a la producción total anual de electricidad.

Tras escoger la tecnología termosolar, se procederá a la elección de la caldera de biomasa, que condicionará posteriormente la manera de acoplar ambos sistemas, es decir, la hibridación. Se estudiarán las calderas existentes en el mercado en función de la biomasa disponible en el emplazamiento, y de la posibilidad de gasificar la misma de una forma económicamente rentable. Las tecnologías existentes para la combustión de biomasa poseen



ciertas características especiales respecto a los sistemas convencionales, aunque normalmente los métodos utilizados derivan de los aplicables en centrales térmicas de carbón de bajo rango, o incluso adaptación de centrales convencionales.

Una vez seleccionado el combustible a utilizar y la caldera más apropiada, se realizará el estudio de cómo realizar la hibridación, pudiendo ser mediante la integración de los sistemas o conectando la caldera de biomasa en paralelo.

Para la simulación del diseño de la planta termosolar híbrida se utilizará el programa *System Advisor Model (SAM)*. Este permitió hacer una predicción de la producción eléctrica de acuerdo a los parámetros de partida: variables meteorológicas del emplazamiento, detalles técnicos referentes a los colectores, absorbedores, dimensionamiento del campo solar, bloque de potencia y almacenamiento.

En el aspecto económico se tomarán en cuenta los costes de los materiales y equipos principales de la instalación, el precio de la biomasa a utilizar como combustible, así como la obra civil, el coste del terreno, la operación y el mantenimiento. Una vez especificados los parámetros técnicos principales de la central se procederá a definir varias opciones y analizarlas en el aspecto económico, escogiendo así la más favorable teniendo en cuenta el LEC y el valor actual neto (VAN). Este análisis se hará con un periodo de amortización de 25 años, obteniendo los valores correspondientes de TIR, VAN y flujo de caja para los 25 años en que se tiene previsto que funcione la instalación. De los resultados obtenidos es posible conocer la rentabilidad de la planta y los años en que esta podrá ser amortizada.

Por último, se realizará un análisis de la sensibilidad del precio de la biomasa, ya que es un parámetro que va a determinar la rentabilidad de la instalación. Por otro lado, se debe tomar en cuenta también la incertidumbre del marco regulatorio. Para ello se van a analizar tres escenarios posibles: considerando la prima actual, una prima más reducida y un último escenario con la ausencia de la misma. De esta forma, se puede asegurar que la alternativa escogida siga resultando favorable ante cambios del marco legislativo.

2.3 Características de la planta y su diagrama de proceso.

La hibridación termosolar-biomasa es la combinación de dos energías renovables con más posibilidades en cuanto a generación eléctrica se refiere. Esta hibridación permite aprovechar tanto la radiación solar, un recurso importante en España, como la biomasa; consiguiendo así mayor producción y rentabilidad económica.

La central se ubicará en Córdoba, debido a su abundante recurso solar y biomásico (olivo y su industria derivada); además de la disponibilidad de agua proveniente del río Guadalquivir.

Para la obtención de energía solar se ha utilizado la tecnología cilindro parabólica (colectores *Eurotrough* modelo ET-150). Para un mejor aprovechamiento del recurso solar,

estos colectores poseen un sistema de seguimiento solar este-oeste. La configuración óptima para la central constará de 612 colectores, los cuales ocupan una superficie de $500.310 m^2$.

La caldera de biomasa convierte la energía que está contenida en los distintos recursos orgánicos en energía térmica. La biomasa utilizada en esta central serán derivados del cultivo del olivo y su industria (poder calorífico inferior, PCI, entre 4.250 y 4.500 kcal/kg). La caldera escogida es de 25 MW, y estará conectada en paralelo al campo solar, calentando el aceite térmico para producir vapor en el generador de vapor. La cantidad de recurso utilizado durante un año es de 111.840 t.

La caldera de biomasa no puede arrancarse y pararse para pocas horas de operación, ya que tiene una respuesta mucho más lenta que una caldera convencional. Por tanto, la caldera se utilizará sólo de noche o cuando haya transitorios de varias horas, y en los casos en los que la parte solar produzca más de 50 MW, la producción biomásica pasará al sistema de almacenamiento para ser distribuida cuando sea necesario.

El sistema de almacenamiento de sales fundidas cuenta con una autonomía de cinco horas, las cuales intercambian calor con el aceite térmico y lo almacenan para luego producir electricidad en horas sin recurso solar. El esquema de la central termosolar híbrida con biomasa se puede observar en la Figura 1.

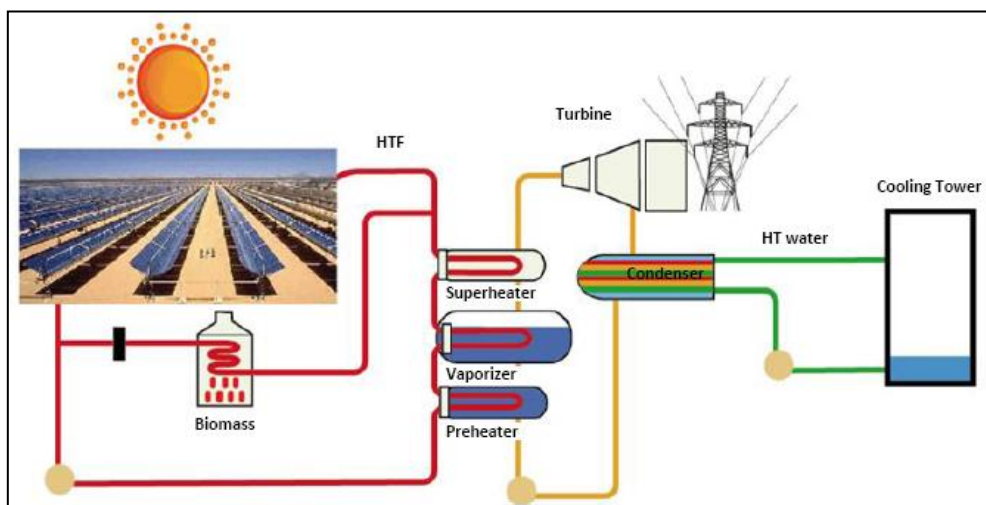


Figura 1. Diagrama central híbrida CCP-biomasa.

3 RESULTADOS DEL DIMENSIONADO

3.1 Cálculo de la producción.

Conociendo la radiación del emplazamiento, el área de captación y el rendimiento de la instalación es posible saber la producción eléctrica solar, biomásica, así como la híbrida. Partiendo del SAM se puede conocer la producción eléctrica solar horaria, diaria o anual, y



siguiendo los criterios explicado en la metodología se calculará la contribución biomásica y fósil con gas natural (GN).

Para este estudio se han considerado muchas configuraciones, en las que se ha variado el tiempo de almacenamiento y múltiplo solar. Para la elección del mejor dimensionamiento de la central se pueden tener en cuenta dos criterios fundamentalmente: (i) mayor producción bruta anual y/o (ii) menor LEC. El LEC es un coste normalizado que representa el coste de producción de electricidad a lo largo de la vida útil del proyecto, que incorpora los costes de inversión y actualizado para una determinada tasa de descuento. Con el objetivo de discutir los anteriores puntos se han graficado en las Figuras 2 y 3, el comportamiento de ambos parámetros (LEC y producción bruta) respecto a uno de las variables del problema, el múltiplo solar.

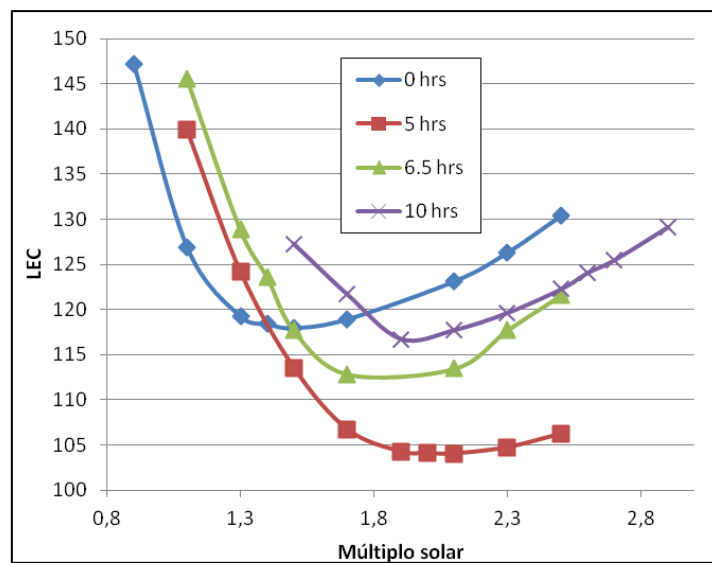


Figura 2. Comportamiento del LEC respecto al múltiplo solar para distintas configuraciones.

En la Figura 2 se muestra claramente que la central con 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2,1 es el de menor LEC, es decir, el coste de producción de la electricidad producida por una central con estas características será el menor, respecto a las demás consideradas; incluso aquella que no posee almacenamiento (0 horas). Por otra parte, en la Figura 3 se muestra que la mayor producción bruta anual híbrida corresponde nuevamente a la central con 5 horas de almacenamiento. Como era de esperar, la configuración con menos producción es la que no tiene almacenamiento. Otro detalle importante a destacar de la figura es que la producción de las plantas con 5, 6,5 y 10 horas son bastante similares, lo cual está dado básicamente por la hibridación con la biomasa, que es capaz de compensar la diferencia que hay entre ellas cuando no es híbrido el sistema.

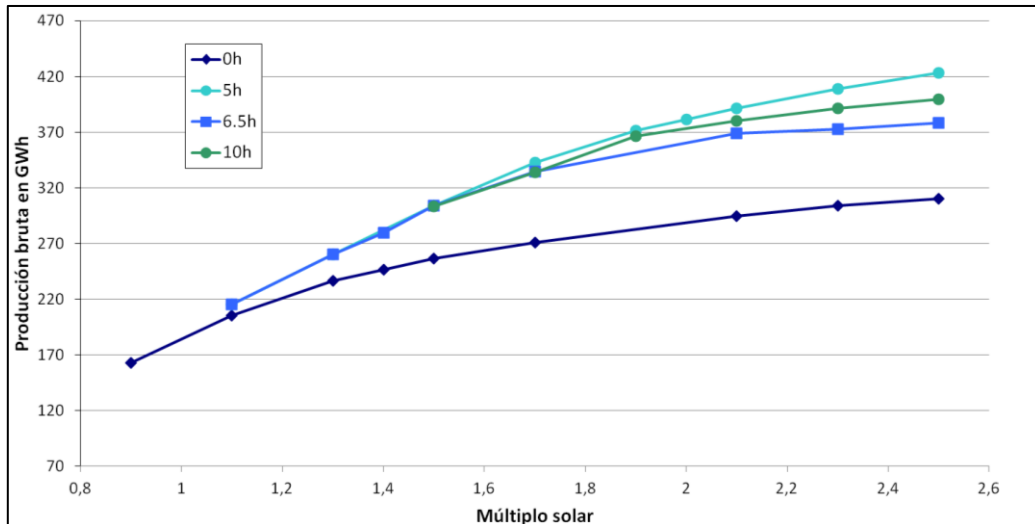


Figura 3. Comportamiento de la producción bruta anual híbrida respecto al múltiplo solar para las distintas configuraciones.

De esta manera se puede concluir que la central óptima para el emplazamiento seleccionado será aquella que tenga 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2,1. Por tal razón, de aquí en adelante los estudios de producción, económicos, de viabilidad y sensibilidad serán referidas a esta únicamente. Las características fundamentales son resumidas en la siguiente tabla:

Tabla 2. Características fundamentales del dimensionamiento óptimo de la central híbrida.

Horas almacenamiento	N° de lazos	AC	MS	N° de colectores	LEC
5	153	500.310 m ²	2,1	612	104,5

En la Figura 4 se muestra la producción eléctrica neta para la configuración óptima, en la misma se observa la distribución de las contribuciones solar, biomásica y de gas natural a lo largo del año. De acuerdo al RD 661/2007 la aportación anual solar, fósil y de la biomasa tienen que ser a lo sumo del 40, 10 y 50%, respectivamente.

La producción solar es mucho mayor en los meses de junio, julio y agosto, mientras que en enero y diciembre disminuye un 86%; meses en los cuales la contribución del recurso biomásico tiene que ser mayor para aumentar la producción. Por su parte, el uso del gas natural tiene pocas variaciones a lo largo del año, puesto que este se utiliza para gestionar los transitorios, arranques y paradas.

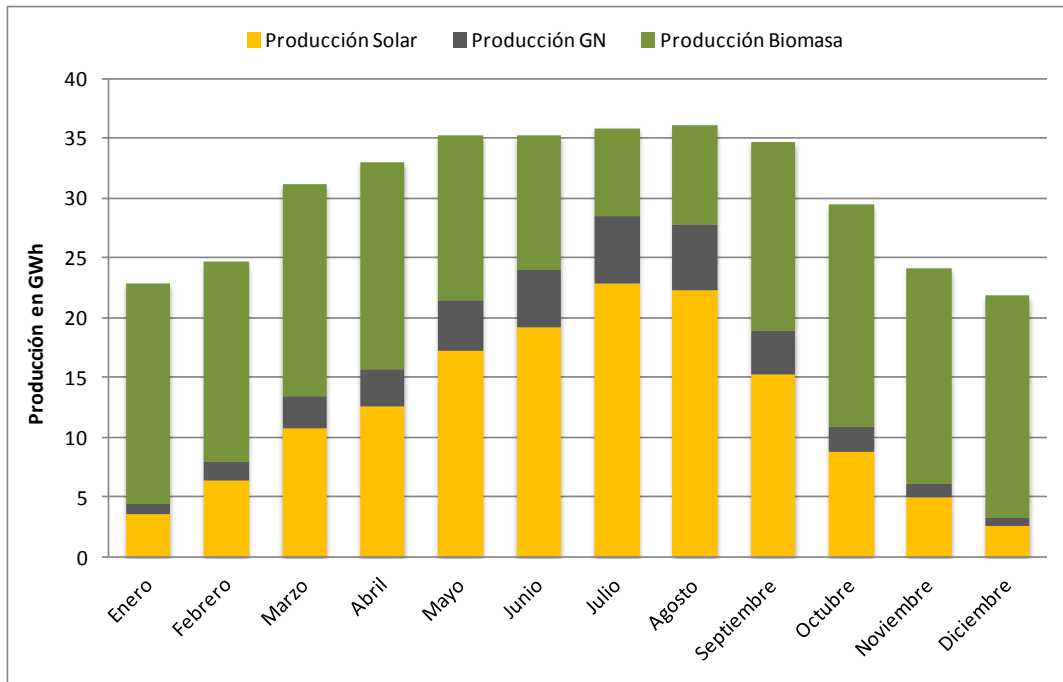


Figura 4. Producción neta híbrida mensual para 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2,1. Se indican las diferentes contribuciones.

3.2 Estudio de sensibilidad.

Los parámetros que más van a influir en la rentabilidad de la inversión, si se tiene en cuenta que se venderá la energía en el Mercado Eléctrico Español retribuida con prima, son el precio de venta de la energía eléctrica, las primas según la fuente de energía primaria utilizada y el precio de compra del combustible, tanto de la biomasa como del gas natural.

Los dos parámetros que presentan en la actualidad más incertidumbre, y para los que se va a hacer el análisis de sensibilidad consecuentemente, son el precio de la biomasa y la prima a la energía solar termoeléctrica. El precio de la biomasa es altamente fluctuante, ya que depende mucho de factores externos como la logística de la misma, los agricultores, etc., por tanto, es interesante ver en qué márgenes de precio de biomasa podemos movernos para que siga siendo rentable la inversión. Por otro lado, a día de hoy aún no se sabe cómo va a afectar el nuevo Real Decreto a la prima a la generación de energía termoeléctrica. Se sabe que esta prima va a ser menor que la actual, pero no en qué cuantía. Para la prima a la electricidad generada a partir de biomasa se va a tomar el valor actual, ya que no parece que se vaya a disminuir dicha prima a corto-medio plazo.

En este análisis se ha tomado un valor fijo para el resto de parámetros. Esto es un precio de venta de la energía eléctrica promedio igual a 50 €/MWh, la prima a la producción eléctrica a partir de biomasa igual a 100,96 €/MWh y el precio del gas natural promedio 29 €/MWh.

Para ver la influencia que tienen el precio de la biomasa y la prima a la energía solar termoeléctrica en la rentabilidad, se van a evaluar diferentes escenarios. Los análisis de sensibilidad que se han realizado son:

1. Determinación del precio de la biomasa para el que deja de ser rentable la inversión, suponiendo que el valor de la prima a la termoeléctrica es la mitad del actual.

El valor actual de la prima para el subgrupo b.1.2 es de 281 €/MWh, por lo que, considerando la mitad de este valor para la prima y sumándole el precio de venta de la energía eléctrica, se tienen una retribución de 190 €/MWh aproximadamente. Para el cálculo del cash-flow a lo largo de la vida del proyecto (estimada en 25 años) se ha tenido en cuenta el IPC general, ya que el precio de la tarifa de venta de la energía depende directamente del mismo.

Partiendo de un precio de la biomasa promedio de 38 €/t, se fue aumentando el precio de la biomasa hasta obtener un VAN nulo, tomando como tipo de interés el 10%. Este precio de la biomasa incluye tanto el valor de la biomasa en sí como el de la logística, siendo este último el parámetro crítico en el uso de biomasa. El análisis se recoge en la Figura 5, donde se observa que a partir de un precio de biomasa de 86,55 €/t ya no es rentable la inversión, ya que se tiene una TIR menor del 10%.

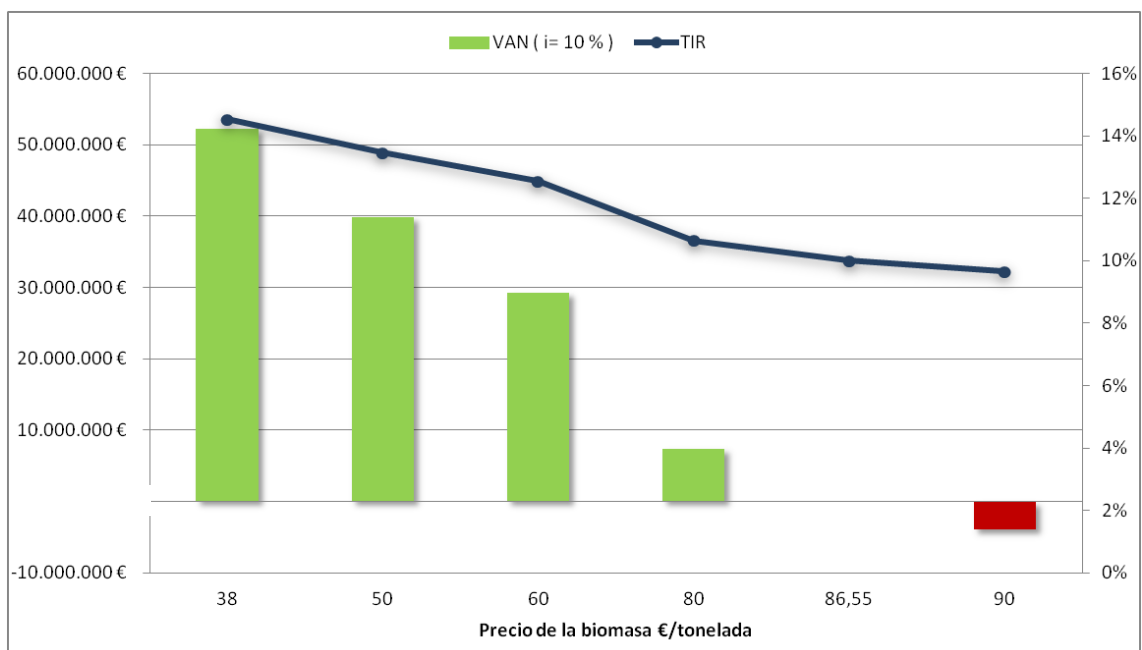


Figura 5. Sensibilidad del VAN y la TIR al precio de la biomasa.

2. Comparación del VAN de la inversión tomando tres precios de biomasa distintos y tres casos de prima a la energía termosolar, que da un total de nueve escenarios.

- Los tres precios de biomasa considerados son 38, 50 y 86,55 €/t. Estos precios se han escogido por ser los más representativos para el análisis: el primero es el precio

promedio, el segundo el límite superior actual y el último el resultado del apartado anterior.

- Los casos de prima escogidos son: el más favorable (prima actual, 281 €/MWh), un caso intermedio (reducción de la prima a la mitad, 140 €/MWh) y el más desfavorable (sin prima). El ingreso por venta de electricidad producida con recurso solar para cada caso es de 331, 190 y 50 €/MWh, correspondientemente.

Los resultados de este análisis, con el VAN para los nueve escenarios obtenidos combinando los parámetros anteriores, se pueden visualizar en la Figura 6. La prima tiene una gran influencia en la rentabilidad de la inversión, ya que afecta directamente a los ingresos del proyecto. Tanto es así, que si no existiese prima la inversión dejaría de ser rentable. Con la prima actual la rentabilidad sería muy elevada, ya que gracias al almacenamiento y gas natural, se tiene una producción termosolar muy elevada y la parte producida con biomasa (que está limitada por el RD 661/2007) se prima también, pero este escenario es muy poco probable en el corto-medio plazo.

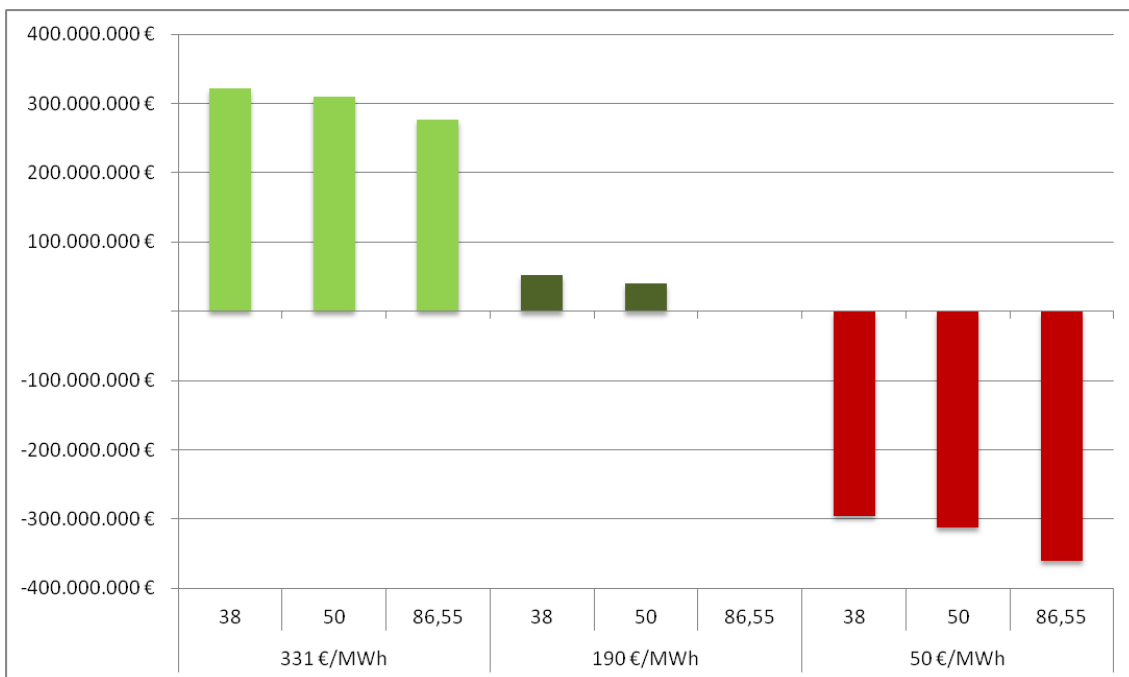


Figura 6. VAN para distintos valores de prima a la termoeléctrica y precio de la biomasa.

4 BALANCE ECONÓMICO

4.1 Análisis de costes.

A continuación se presenta un análisis de los costes de la instalación, primero se analizan los costes de inversión que, para el escenario seleccionado ascienden a 334,13 M€. Estos

costes son los más importantes porque indican la inversión inicial que se debe hacer para poner en funcionamiento la instalación. Los costes obtenidos para la planta **BioSol** serán comparados con los proporcionados como referencia en el informe del IDAE. En la siguiente gráfica se pueden observar los distintos conceptos que conforman la inversión necesaria:

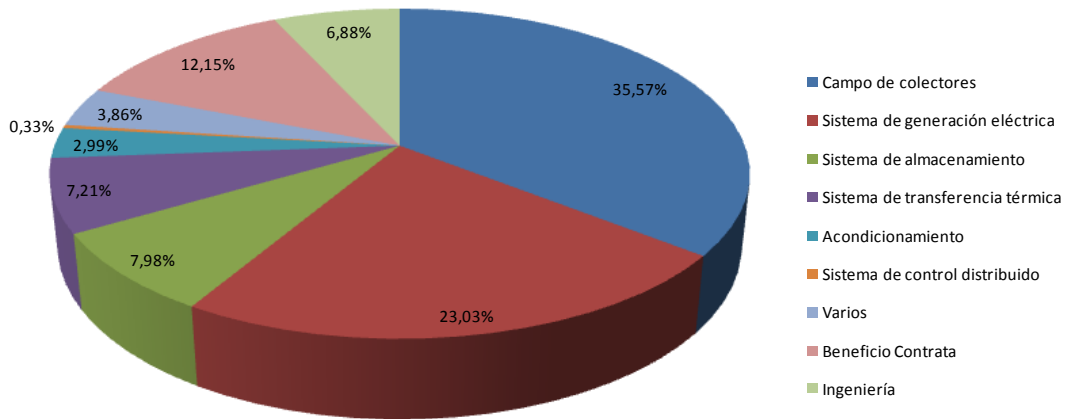


Figura 7. Costes de Inversión.

Como se puede observar la mayor parte de la inversión se la lleva el campo de colectores, alcanzando un 35,57%, donde los espejos y el montaje de las estructuras se llevan el mayor peso. En segundo lugar se encuentra el sistema de generación eléctrica, el cual se desglosa:

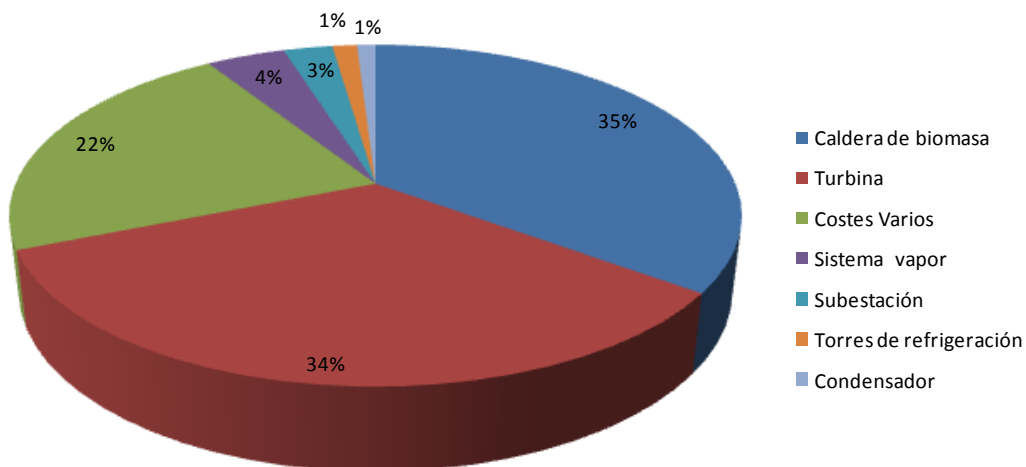


Figura 8. Sistema de generación eléctrica.

Como se puede observar la caldera de biomasa y la turbina de vapor representan más del 70% del costo del sistema, de un total de 79,95 MM€. Estos equipos son los más importantes en la instalación, después del sistema de captación solar.

Si bien las características de nuestro proyecto, **BioSol**, no son exactamente las mismas de la planta de referencia del IDAE, se asemejan bastante, por lo que se considera una referencia muy cercana a la instalación diseñada. En la siguiente gráfica se observa la distribución de la inversión según el IDAE:

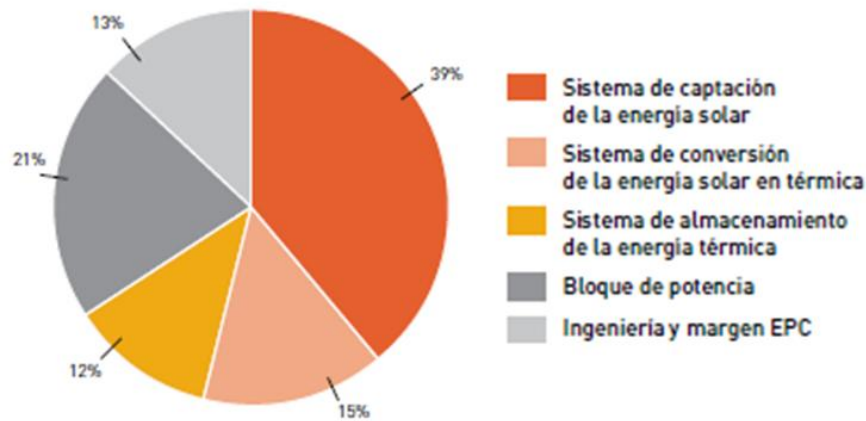


Figura 9. Costes de inversión IDAE.

Como se puede apreciar, al igual que en **BioSol** el sistema de captación solar se lleva el mayor porcentaje de la inversión, seguido por el bloque de potencia con porcentajes muy similares.

Con respecto a los costes de operación y mantenimiento, que alcanzan aproximadamente 19.434 MM€ anuales, a continuación se puede observar el desglose de los conceptos:

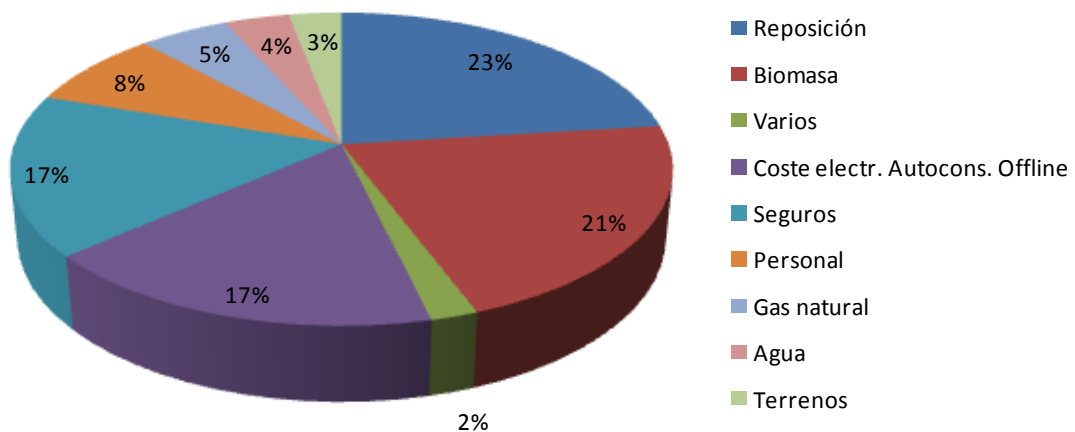


Figura 10. Costes de operación y mantenimiento.

Se puede apreciar que la mayor parte corresponde a la reposición, seguida por la biomasa con un 21%, este último valor depende únicamente del precio de compra, establecido para este estudio en 38 €/t. En la siguiente gráfica se puede observar un detalle de los costes de reposición:

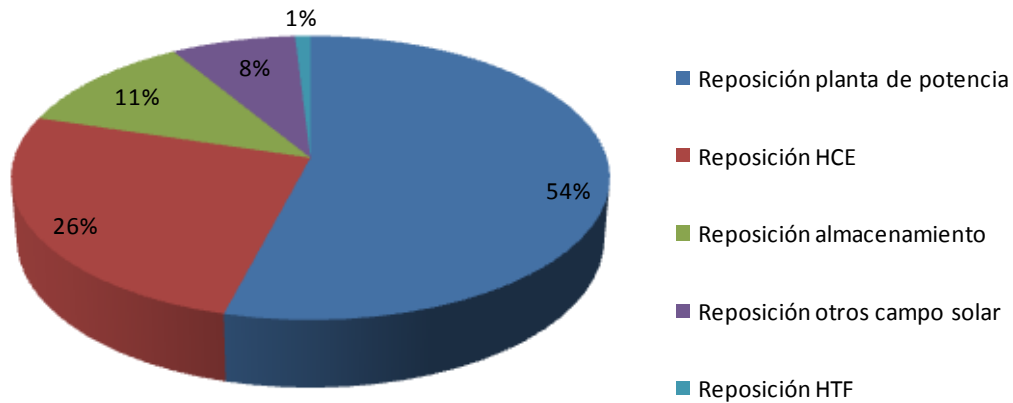


Figura 11. Costes de reposición.

La gráfica anterior ilustra la distribución de los costes de reposición, como se observa el que más porcentaje tiene es el de reposición de planta de potencia, esto incluye cualquier accesorio mecánico o eléctrico que deba cambiarse debido a alguna falla o como tratamiento preventivo, en segundo lugar está la reposición del HCE o tubos de absorción térmica que deben estar en el mejor estado posible.

Otro de los costes representativos es el seguro, que alcanza un 17% y es imprescindible tenerlo ya que garantiza que en caso de alguna falla o inconveniente la pérdida económica no sea tan grande. Por último están los consumos offline que son los que debe comprar la planta a la red eléctrica en los momentos que necesite energía y no esté produciendo, si bien la tarifa industrial es bastante baja (0,11 €/kWh) se ha calculado un consumo de anual de 31,5 GWh lo que representa un monto considerable anualmente.

4.2 Financiación.

Hoy en día la financiación de proyectos de gran envergadura es un problema para las empresas, ya que la crisis está provocando estragos hasta en los sectores más estratégicos de nuestro país.

Los proyectos energéticos, tanto de mejora de la eficiencia como de fuentes renovables, se han convertido en una herramienta de competitividad para las empresas. La reducción de costes, la generación de ingresos, la mejora de los procesos y la productividad con la incorporación de innovaciones energéticas, y la reducción de emisiones ambientales permiten a las organizaciones diferenciarse y mejorar su competitividad.

La disponibilidad de financiación para los proyectos energéticos permite acometer actuaciones con retornos y resultados realmente positivos para las organizaciones.

Una buena herramienta para la financiación de los proyectos de Energías Renovables es el “*Project Finance*”, que se entiende como la financiación de un proyecto sin recurrir a



garantías adicionales a las que proporciona el propio proyecto (mediante los flujos de caja futuros). El proyecto es, por lo tanto, un fin en sí mismo, una entidad independiente que nace mediante la creación de una sociedad cuyo objeto social es la realización y explotación del propio proyecto. Los socios de la sociedad vehículo son denominados promotores del proyecto y pondrán en riesgo únicamente el capital social aportado. Las entidades de crédito, si el proyecto es adecuado, financiarán la sociedad sin exigir ninguna garantía, esperando que el proyecto sea capaz de devolver la deuda y los intereses correspondientes.

La financiación para proyectos de energías renovables se suele hacer en la proporción 70% préstamo - 30% fondos propios. Para el análisis económico de este proyecto se han considerado las condiciones de un préstamo bancario con las características incluidas a continuación:

- Inversión total: 334.127.871 €.
- Fondos propios: 30% de la inversión inicial, es decir, 100.238.361,3 €.
- Préstamo: 70% de la inversión inicial, es decir, 233.889.709,7 €.
- Tipo de interés: 8% anual.
- Devolución del préstamo: 15 años.

4.3 Rentabilidad.

Para estimar de la forma más realista posible la rentabilidad del proyecto se han tomado los valores más probables en el corto-medio plazo de los parámetros discutidos en el apartado de Estudio de Sensibilidad: precio de venta de energía eléctrica más prima igual a 190 €/MWh y precio de la biomasa 38 €/t. Este análisis se va a realizar por medio de los tres parámetros usuales para este fin que son el periodo de retorno, el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR). Para ello, se ha de calcular previamente el flujo de caja a lo largo de la vida del proyecto, que en este caso son 25 años.

1. El periodo de retorno de esta inversión se estima en 9 años, ya que es en el noveno año cuando el flujo de caja acumulado se hace positivo. Esto significa que en este año se recobra el capital invertido (el 30% de la inversión inicial) a partir de los beneficios generados por el proyecto.
2. El Valor Actual Neto de la inversión se ha calculado tomando un interés del 8% y es la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial: 52.210.818 €.
3. La Tasa Interna de Retorno indica la máxima tasa de descuento que puede tener un proyecto para que sea rentable, es decir, el valor de la tasa de descuento que hace el VAN nulo. El proyecto **BioSol** tiene una TIR del 14.53%, por tanto, se puede afirmar que se trata de una inversión rentable.

Los resultados del estudio de rentabilidad del proyecto se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 3. Parámetros de rentabilidad para la central híbrida.

PARÁMETROS DE RENTABILIDAD	
Periodo de retorno de la inversión	9 años
Valor actual neto	52.210.818 €
Tasa interna de retorno	14,53%

Por tanto, para las condiciones de financiación descritas en el apartado anterior y ante el escenario de prima y precio de biomasa especificado, se concluye que el proyecto es **Económicamente Viable**. Además, ante grandes variaciones del precio de la biomasa o de las primas, se ha visto en el análisis de sensibilidad que el proyecto seguiría siendo rentable.

5 CONCLUSIONES

Las conclusiones obtenidas con los estudios de las diversas tecnologías disponibles y tras el análisis técnico-económico realizado son:

1. Se ha encontrado un emplazamiento, con alta disponibilidad de recurso solar y biomásico en la provincia de Córdoba, ideal para la construcción de nuestra central.
2. El dimensionamiento óptimo de la instalación, de acuerdo a la radiación directa y biomasa existentes en la zona, es de 5 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2,1. Esta corresponde al menor LEC y mayor producción bruta híbrida.
3. La hibridación se presenta como una alternativa interesante tanto desde el punto de vista técnico como económico, ya que se obtiene un mayor rendimiento, se optimiza la rentabilidad económica de la central aumentando hasta en un 50% la producción de energía neta con menores costes de generación. A través de la hibridación y el almacenamiento se obtienen 7046 horas equivalentes, lo que corresponde a un factor de capacidad del 80% anual, bastante alto para cualquier tecnología renovable. El uso de la biomasa aumenta la gestionabilidad de la planta y se aprovecha más el recurso biomásico que en una central únicamente de biomasa.
4. La alternativa híbrida resulta viable económicamente sólo cuando se tienen primas para la producción con el recurso solar y la biomasa, escenario que actualmente no es posible. Si bien se esperan disminuciones de los costes de inversión en los próximos años de hasta un 30%, sin la ayuda de las primas una instalación de estas características no genera un beneficio económico.



5. La inversión será económicamente viable hasta un precio de biomasa de 86 €/t, aunque es mucho más influyente el precio de la prima a la energía eléctrica generada a partir de energía termosolar que el precio de la biomasa y la prima que se le aplique a la misma.