

Trabajo Fin de Grado

Ingeniería de la Energía

Diseño y estimación de la producción de una central híbrida CST-PV

Autor: Luis Miguel Lozano Pimentel

Tutor: Manuel Antonio Silva Pérez

Dpto. Ingeniería energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Proyecto Fin de Grado
Ingeniería de la Energía

Diseño y estimación de la producción de una central híbrida CST-PV

Autor:

Luis Miguel Lozano Pimentel

Tutor:

Manuel Antonio Silva Pérez

Profesor Titular

Dpto. Ingeniería energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Proyecto Fin de Carrera: Diseño y estimación de la producción de una central híbrida CST-PV

Autor: Luis Miguel Lozano Pimentel

Tutor: Manuel Antonio Silva Pérez

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

*A mi familia, maestros y
amigos que me han
apoyado en el camino.*

AGRADECIMIENTOS

Nada de lo conseguido en todos estos años habría sido posible sin todas las personas que me han acompañado en el camino, a las que les pertenece gran parte de esto.

Quiero dar las gracias, en primer lugar, a mis padres, que han estado codo a codo conmigo siempre, apoyándome y buscando mi bienestar por encima de todo. Agradecer a mi hermano Hugo, que, a pesar de su corta edad, ha sabido siempre apoyarme de la mejor forma posible y darme todo su cariño. Ellos son mi gran pilar. También agradecer a mis abuelos, tanto a los que han estado como los que se fueron, por cuidarme y enseñarme tanto.

Por otro lado, agradecer a todos mis amigos de la infancia: Claudia, Ezequiel, Jose Manuel, Marta... que pasen los años que pasen siempre están y son un apoyo fundamental. También a todos los que me he encontrado en este camino que se han convertido en grandes amigos y compañeros. Os deseo lo mejor a todos.

Agradecer a Manuel por darme la oportunidad de realizar este trabajo, y a pesar de haber sido un año difícil para todos, he podido siempre contar con su tiempo y conocimientos. Agradezco su implicación y su disponibilidad a pesar de la pandemia.

Por último, agradecer a todo el gran equipo docente con el que he tenido el placer de coincidir, sobre todo el departamento de Ingeniería Energética. Siempre recordaré todos los momentos y conocimientos aportados en todos estos años.

RESUMEN

Este proyecto describe el modelado y dimensionamiento de una instalación solar híbrida de tecnología solar térmica de torre y fotovoltaica (CST-PV) en Sevilla, así como una estimación de su producción. Para ello, se realiza un desarrollo teórico de ambas tecnologías describiendo su composición y funcionamiento y se realiza una búsqueda de investigación de las distintas alternativas de centrales híbridas existentes en la actualidad.

Así, también se realiza una descripción de la tecnología BLUESOLAR, en la que se basa la central híbrida de estudio. Esta tecnología utiliza filtros ópticos en los captadores de la central, sustituyendo a los heliostatos convencionales, que permiten dividir el espectro solar, para que al mismo tiempo que la placa fotovoltaica genere electricidad, también refleje una parte de la radiación al receptor de la central solar térmica. Además, se realiza un análisis de operación de una central híbrida con esta tecnología, describiendo así los distintos modos y estrategias de operación que puede presentar este tipo de centrales.

Por último, se realiza el dimensionamiento, optimización y estimación de la producción e ingresos de la planta de estudio a partir del software System Advisor Model (SAM) y se comparan estos resultados con los de una planta fotovoltaica convencional de igual potencia.

ABSTRACT

The present project treats on the modelize and dimensioning of a hybrid system with concentrated solar power and photovoltaic technologies (CSP-PV) placed in Seville, and an estimation of its production. For that, a theoretical development of both technologies will be done, describing the composition and functioning of the system and investigating the different current alternatives of hybrid solar systems.

Also, a description of the BLUESOLAR technology, which is the fundamental base of the hybrid system in study, will be done. This technology uses optical filters in the collectors of the solar field, substituting the conventionals heliostats. These optical filters divide the solar spectrum and allow to generate electric energy from the photovoltaic technology while part of the radiation is reflected to the receiver solar of the thermal power plant. After that, an operation analysis of the hybrid installation is developed, describing the different modes and operation strategies which are possible in this type of central.

Finally, the dimensioning, optimization and estimation of the production and the incomes of the studied hybrid central are done with the software System Advisor Model (SAM). These results are compared with the ones of a convetional photovoltaic plant with the same power.

ÍNDICE

1	<i>CENTRALES SOLARES DE TORRE (CST)</i>	1
1.1.	Campo de heliostatos	2
1.2.	Receptor central	3
1.3.	Almacenamiento térmico	5
1.4.	Ciclo de potencia	7
1.5.	Principales pérdidas energéticas	7
1.5.1.	Factor coseno	7
1.5.2.	Reflectividad de los heliostatos	8
1.5.3.	Sombras y bloqueos	9
1.5.4.	Atenuación atmosférica	10
1.5.5.	Spillage	10
2	<i>INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS</i>	11
2.1.	Módulo fotovoltaico	11
2.2.	Energía generada	12
2.3.	Almacenamiento eléctrico	13
2.4.	Instalaciones fotovoltaicas	14
3	<i>CENTRALES TERMOSOLARES HÍBRIDAS</i>	15
3.1.	Centrales Híbridas Termosolar-Caldera Auxiliar	15
3.2.	Centrales Híbridas Termosolar-Ciclo Combinado	15
3.3.	Centrales Híbridas Termosolar-Biomasa	17
3.4.	Centrales Híbridas Termosolar-Fotovoltaica (CST-PV)	18
3.4.1.	Centrales CST-PV No Compactas	18
3.4.2.	Centrales CST-PV Compactas	19
4	<i>MODELO TECNOLOGÍA BLUESOLAR</i>	21
4.1.	Ventajas y desventajas del modelo	23
4.2.	Comparación con una central de hibridación no compacta	24
5	<i>ESTRATEGIAS Y MODOS DE OPERACIÓN</i>	25
5.1.	Modos de Operación de la Central	25
5.2.	Estrategias de operación de la Central	29
5.2.1.	Maximizar la producción	29
5.2.1.	Maximizar el beneficio económico	30

5.3. Diagrama de flujo del funcionamiento de la Central	32
6 EJEMPLO DE DIMENSIONADO Y ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UNA CENTRAL HÍBRIDA	33
6.1. Metodología	34
6.1.1. System Advisor Model (SAM)	34
6.2. Dimensionado de la Central Termosolar	35
6.2.1. Emplazamiento y recurso solar	35
6.2.2. Campo de Heliostatos	36
6.2.3. Ciclo de Potencia	37
6.2.4. Almacenamiento	37
6.3. Optimización de la Central Termosolar	38
6.3.1. Optimización del Campo de Heliostatos	38
6.3.2. Optimización del Múltiplo Solar	38
6.3.3. Optimización de la máxima distancia a la torre	39
6.4. Dimensionado de la Central Híbrida Termosolar-Fotovoltaica	41
7 RESULTADOS	43
7.1. Producción de la Central Termosolar	43
7.2. Producción de la parte Fotovoltaica	44
7.3. Producción de la Central Híbrida	47
7.3.1. Caso para comparar. Planta fotovoltaica de igual potencia	47
8 ANÁLISIS TECNOECONÓMICO	48
9 CONCLUSIONES	55
REFERENCIAS	58

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tabla resumen de los principales medios de transferencia de calor [7]	5
Tabla 2. Medios más utilizados para el almacenamiento en calor sensible	6
Tabla 3 Características de las principales células fotovoltaicas [11]	12
Tabla 4. Comparación Tecnología BLUESOLAR con Central Híbrida no compacta	24
Tabla 5. Modo de operación 1	25
Tabla 6. Modo de operación 2	26
Tabla 7. Modo de operación 3	26
Tabla 8. Modo de operación 4	27
Tabla 9. Modo de operación 5	27
Tabla 10. Modo de operación 6	28
Tabla 11. Modo de operación 7	28
Tabla 12. Modo de operación 8	28
Tabla 13. Resumen de los resultados de las optimizaciones realizadas	39
Tabla 14. Datos de partida central termosolar	40
Tabla 15. Estimación coseno del ángulo de incidencia medio horario	45
Tabla 16. Producción fotovoltaica horaria en un día de agosto	46
Tabla 17. Estudio demanda energética	49
Tabla 18. Resultados Time Delivery Factor (TOD)	51
Tabla 19. TOD medios para cada periodo	51
Tabla 20. Resultados de producción e ingresos para cada periodo	53

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Central solar de torre central “Gemasolar”	1
Ilustración 2. Heliostatos [2]	2
Ilustración 3. Central Termosolar PS20 [3]	3
Ilustración 4. Tipología de receptor en plantas solares térmicas de torre [4]	3
Ilustración 5. Producción [MW] horaria de una planta termosolar	6
Ilustración 6. Efecto coseno en heliostatos [9]	8
Ilustración 7. Reflectividad espectral de los heliostatos del campo CRS y del estándar ASTM 1.5D [10]	8
Ilustración 8. Ilustraciones de sombras (izq.) y bloqueo (der.) entre heliostatos [9]	9
Ilustración 9. Influencia de las pérdidas por sombras y bloqueo en el campo de heliostatos	9
Ilustración 10. Influencia de la transmitancia del aire	10
Ilustración 11. Distribución pérdidas por Spillage en el campo de heliostatos	10
Ilustración 12. Batería solar OPzS 910 [14]	13
Ilustración 13. Esquema instalación fotovoltaica [15]	14
Ilustración 14. Esquema central híbrida termosolar con ciclo combinado [16]	16
Ilustración 15. Central híbrida Solar-Gas en Hassi R'Mel [18]	16
Ilustración 16. Esquema general de la planta “SOLMASS”	17
Ilustración 17. Central Híbrida CST-PV Cerro Dominador [22]	18
Ilustración 18. Tecnología PV-topping [23]	19
Ilustración 19. Tecnología Spectral Beam Splitting (SBS) [23]	20
Ilustración 20. Panel híbrido Tecnología Bluesolar [25]	21
Ilustración 21. Espectro de la radiación solar [26]	22

Ilustración 22. Gráfico de precios horarios en un día de agosto (OMIE)	31
Ilustración 23. Diagrama de flujo del funcionamiento de la Central	32
Ilustración 24. Resumen del recurso solar en Sevilla	35
Ilustración 25. Estimación punto de diseño (DNI)	36
Ilustración 26. Parámetros de diseño del sistema	37
Ilustración 27. Parámetros del Sistema de Almacenamiento Térmico	37
Ilustración 28. Resultados de la primera optimización	38
Ilustración 29. Análisis paramétrico M.S	39
Ilustración 30. Resultados análisis paramétrico máx. distancia torre	39
Ilustración 31. Distribución campo de heliostatos	40
Ilustración 32. Resultados de la parte Termosolar	43
Ilustración 33. Dimensionado de la Central	44
Ilustración 34. Periodos de operación	50
Ilustración 35. Resumen disposición de los multiplicadores TOD en cada periodo	52
Ilustración 36. Producción mensual central termosolar	53

1 CENTRALES SOLARES DE TORRE (CST)

Las centrales solares de torre son un tipo de central termosolar que consisten en un campo de espejos orientables denominados heliostatos, los cuales reflejan y concentran la radiación directa normal (DNI) del Sol a un receptor situado en el extremo superior de una torre central. Este receptor alcanza altas relaciones de concentración y temperaturas para calentar un fluido de trabajo que pasa por él. Más adelante, este fluido caliente pasa por un intercambiador de calor para generar vapor, para más tarde con ese vapor generar energía eléctrica tras su paso por una turbina. El excedente de calor acumulado durante las horas de Sol se puede almacenar en tanques de almacenamiento térmico. Este tipo de centrales se puede dividir en cuatro zonas características: Campo de heliostatos, receptor central, sistema de almacenamiento térmico y el ciclo de potencia.

A continuación, se muestra la planta “*Gemasolar*”, primera planta solar termoeléctrica de torre central comercial. Posee almacenamiento en sales fundidas y fue la primera en el mundo en producir energía durante 24 horas exclusivamente con energía solar. [1]



Ilustración 1. Central solar de torre central “Gemasolar”

1.1. Campo de heliostatos

Conjunto de espejos orientables que reflejan la radiación directa normal (DNI) del Sol hacia el receptor situado en la torre central. Cabe destacar el sistema de seguimiento de dos ejes de los espejos, con dos grados de libertad: uno de elevación y otro en azimut. Un sistema de control será el encargado de dirigir los dos motores de este sistema de seguimiento para orientar a los heliostatos de manera precisa.

El tamaño de cada heliostato varía desde 1 m² a 150 m². La superficie reflectante es un espejo de vidrio (ver Ilustración 2).



Ilustración 2. Heliostatos [2]

La distribución de los heliostatos en el campo solar puede seguir dos configuraciones:

- Campo Circular. Se da cuando los heliostatos se distribuyen en todas las direcciones alrededor de la torre central. En la Ilustración 1 se puede observar la vista aérea de la central Gemasolar, cuyo campo de heliostatos es circular.
- Campo Norte. Cuando los heliostatos están distribuidos en el lado Norte de la torre central. A continuación, se muestra la central PS20 de Abengoa, que dispone de dos campos de heliostatos de 120 m² cada uno y con distribución Norte. Fue la segunda central térmica solar de torre comercial en el mundo. Esta última central se encuentra en Sanlúcar la Mayor, Sevilla.



Ilustración 3. Central Termosolar PS20 [3]

1.2. Receptor central

El receptor central se encuentra en la parte superior de la torre y su objetivo es transformar la radiación solar concentrada que recibe del campo de los heliostatos a energía térmica. El receptor actúa como un intercambiador de calor con el fluido de trabajo. Se pueden encontrar distintas tipologías de receptores: Externos, volumétricos, de cavidad o de lecho fluido (ver Ilustración 4).

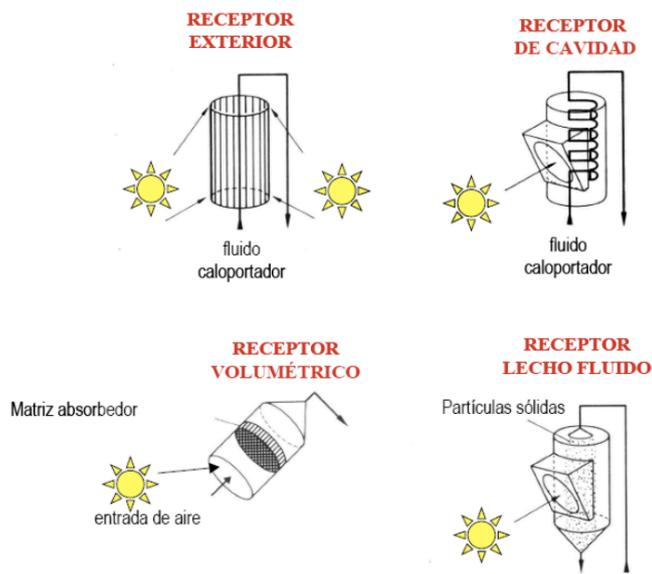


Ilustración 4. Tipología de receptor en plantas solares térmicas de torre [4]

El flujo solar incidente en el receptor varía de 200 hasta 1,000 kW/m² [5]. Esta alta concentración permite alcanzar temperaturas en el fluido superiores a los 500°C. Los medios de transferencia de calor más utilizados son los siguientes [6]:

- Agua/vapor. La gran ventaja de este fluido de trabajo es que el vapor es expandido directamente en la turbina sin necesidad de usar intercambiadores de calor intermedios en el proceso. Es utilizado en centrales como la PS20, nombrada anteriormente (ver Ilustración 3).
- Sales fundidas. Mezcla binaria de nitratos de sodio y potasio (NaNO₃-KNO₃). Predomina esta mezcla por su elevado calor específico, disponibilidad, fiabilidad y precio. Se denomina sal solar a la mezcla binaria de 60% NaNO₃ y 40% de KNO₃. Sus principales inconvenientes son su alto punto de fusión (aproximadamente 220°C) y su descomposición a temperaturas mayores de aproximadamente 600°C. Esta mezcla circula por el circuito primario, que suele estar presurizado con nitrógeno, encargado de transportar la energía térmica hasta el secundario mediante intercambiadores, donde se produce el vapor expandido posteriormente en las turbinas. Un ejemplo de planta con este fluido de trabajo es la planta “*Gemasolar*” (ver Ilustración 1).
- Aire. Es utilizado en receptores volumétricos con matriz metálica o cerámica. Los receptores volumétricos actúan como intercambiador de calor con aire como fluido térmico. Al disponer de un medio poroso, metálico o cerámico, permite la absorción volumétrica de la radiación solar concentrada. Destaca por su facilidad de operación y sencillo mantenimiento. Además, pueden conseguirse temperaturas de hasta unos 1,200 °C.
- Sodio Líquido. Su principal ventaja es conseguir receptores con altos rendimientos por su alta densidad de flujo de calor, de entre 1.2 MW/m² y 1.75 MW/m². Su gran inconveniente es el riesgo de explosión e incendio ya que puede reaccionar con agua o aire.
- Partículas Sólidas. Ofrecen grandes ventajas como su amplio rango de temperaturas, su posibilidad de utilización para el almacenamiento térmico y de calentamiento de forma directa mediante la radiación concentrada. Actualmente, aún hay temas por resolver para estas partículas como su transporte e intercambio de calor.

A continuación se muestra una tabla resumen con los medios de transferencia de calor desarrollados anteriormente:

	Transferencia de calor	Rango de temperatura	Precio	Peligrosidad
Agua/vapor	Buena	Promedio	Bueno	No
Sales fundidas	Buena	Promedio	Promedio	No
Aire	Mala	Bueno	Bueno	No
Sodio líquido	Exceente	Bueno	Malo	Potencialmente
Partículas sólidas	Buena	Exceente	Bueno	No

Tabla 1. Tabla resumen de los principales medios de transferencia de calor [7]

1.3. Almacenamiento térmico

El almacenamiento térmico permite la generación de energía eléctrica en periodos donde no exista radiación solar o que no haya suficiente para generarla. La energía solar excedente se destina al sistema de almacenamiento térmico, que favorece la producción de energía en condiciones nominales ya que aumenta el campo solar.

En la Ilustración 5 se muestra un gráfico de la producción típica de un día de una planta termosolar con almacenamiento y se puede observar la gestionabilidad de la producción utilizando la energía almacenada consiguiendo mayor tiempo de generación eléctrica.

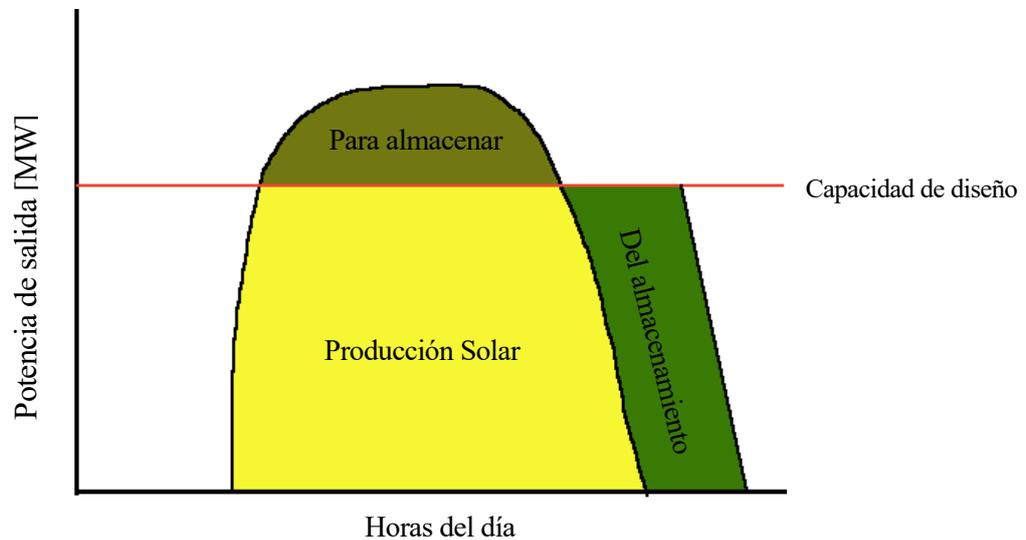


Ilustración 5. Producción [MW] horaria de una planta termosolar

La energía se almacena en forma de calor sensible:

$$Q_{sensible} = \rho \cdot C_p \cdot V \cdot \Delta T$$

Siendo:

$\rho \cdot C_p$: Capacidad térmica del medio [kJ/m³K]

V: Volumen del material [m³]

ΔT : Incremento de temperatura [K]

A continuación se muestra una tabla con los medios más utilizados para el almacenamiento en calor sensible y una aproximación de su rango de temperatura y capacidad térmica:

	Agua	Aceites térmicos	Hormigón	Sales fundidas
Rango temperatura	0-100 °C	300-400 °C	200-400 °C	240-600 °C
$\rho \cdot C_p$	4,200 kJ/m ³ K	1,900 kJ/m ³ K	2,000 kJ/m ³ K	2,800 kJ/m ³ K

Tabla 2. Medios más utilizados para el almacenamiento en calor sensible

En las centrales termosolares de torre, el medio más utilizado son las sales fundidas, en concreto una mezcla denominada “sal solar” descrita anteriormente. Esta sal posee un intervalo de estabilidad de entre 240 °C y 600 °C, una baja presión de vapor y es un medio seguro. La aplicación de estas sales en el proyecto Solar Two de EEUU sirvió como precedente para implantarse en la primera central termosolar de torre comercial (“Gemasolar”).

Conseguir un sistema de almacenamiento fiable, seguro y con alta eficiencia es uno de los retos de la tecnología termosolar. Existen proyectos como el de Acciona Solar que plantea diseñar y demostrar un sistema de almacenamiento para centrales termosolares a partir de un modelo teórico de 100 kWh basado en materiales con cambio de fase. Se prevé que el sistema sea capaz de alcanzar eficiencias del 93%. [8]

1.4. Ciclo de potencia

En las centrales actuales se corresponde a un ciclo básico de Rankine. Una vez el fluido térmico ha absorbido la energía térmica en el receptor, se enfría en un intercambiador de calor donde se produce vapor. Este vapor será el encargado de mover la turbina que a su vez mueve un generador eléctrico, produciéndose así energía eléctrica. Los componentes del bloque de potencia son iguales que en una central convencional: Turbina de vapor, condensador y bombas para circular el vapor condensado. La potencia del ciclo está condicionada por la temperatura máxima del fluido, por lo que es importante la elección de un fluido de trabajo adecuado.

1.5. Principales pérdidas energéticas

A continuación se describen algunos fenómenos que originan las principales pérdidas energéticas en una central solar térmica de torre.

1.5.1. Factor coseno

Por lo general, los heliostatos no están perpendiculares a la radiación directa incidente y, por tanto, se reduce la superficie efectiva de éstos. La potencia reflejada hacia el receptor es proporcional al coseno del ángulo que forma el haz solar con el plano del heliostato.

EFFECTO COSENO

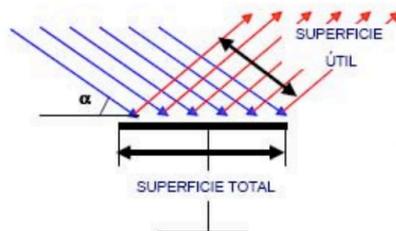


Ilustración 6. Efecto coseno en heliostatos [9]

1.5.2. Reflectividad de los heliostatos

Los heliostatos nuevos y limpios suelen poseer una reflectividad especular en torno al 90-94 %. Este porcentaje se debe a que la superficie reflexiva de los heliostatos no es perfecta. Los valores de reflectividad disminuyen con factores como la suciedad o con su deterioro con el tiempo.

A continuación se muestra la reflectividad espectral de los espejos empleados al campo de heliostatos CRS de la plataforma solar de Almería y el estándar ASTM 1.5D para todo el espectro solar.

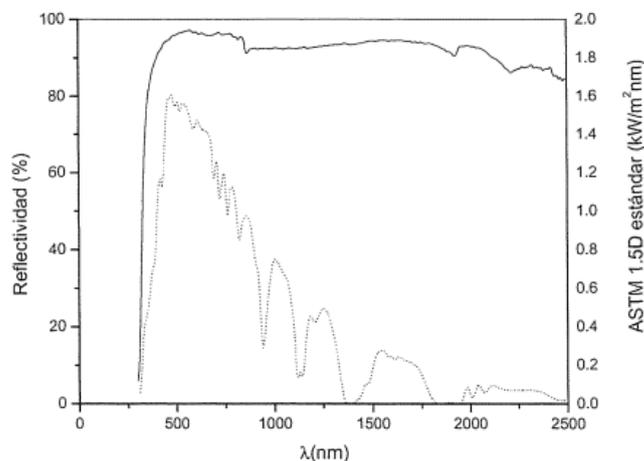


Ilustración 7. Reflectividad espectral de los heliostatos del campo CRS y del estándar ASTM 1.5D [10]

1.5.3. Sombras y bloqueos

El sombreado se debe a que la proyección de la sombra de un heliostato cubra la parte reflectora de otro. Mientras el bloqueo se refiere a la obstrucción, por parte de un heliostato, de la radiación reflejada por otro.

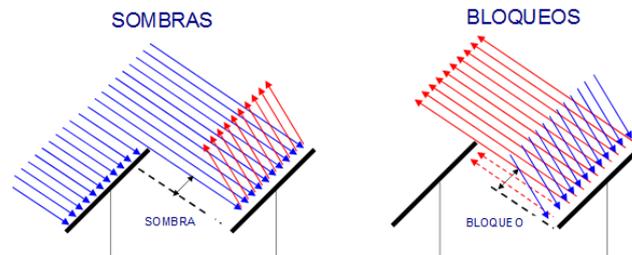


Ilustración 8. Ilustraciones de sombras (izq.) y bloqueo (der.) entre heliostatos [9]

Así, en la Ilustración 9 se muestra la distribución de las pérdidas por sombras y bloqueos en una central termosolar de receptor central con un campo de heliostatos de distribución Norte. Se comprueba que estas pérdidas poseen mayor influencia en los heliostatos más cercanos a la torre cuyas pérdidas oscilan en torno al 10% mientras que en los heliostatos más alejados estas pérdidas serían aproximadamente un 1%. [2]

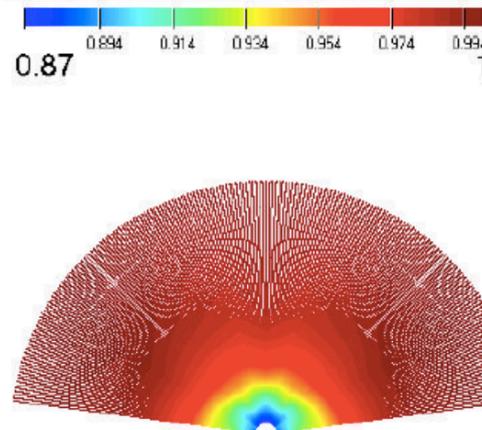


Ilustración 9. Influencia de las pérdidas por sombras y bloqueo en el campo de heliostatos

1.5.4. Atenuación atmosférica

La atenuación atmosférica está directamente relacionada con la transmitancia del aire y es uno de los factores más importantes en este tipo de centrales ya que afecta, sobre todo, a los heliostatos más alejados de la torre y pueden suponer pérdidas de hasta el 20-25% en éstos (ver Ilustración 10). [2]

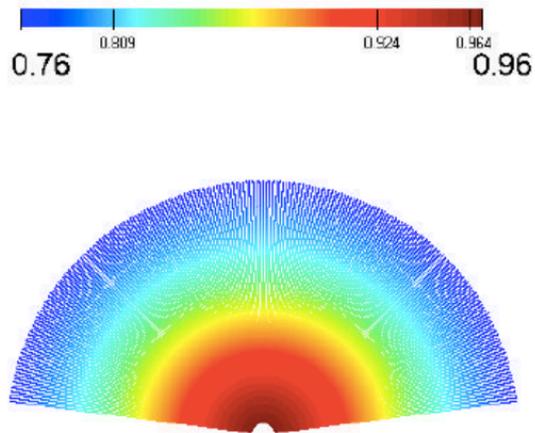


Ilustración 10. Influencia de la transmitancia del aire

1.5.5. Spillage

Se denomina “Spillage” a la parte de la radiación reflejada por el campo de heliostatos que se encuentra fuera del dominio del receptor. Es otra de las pérdidas más importantes en este tipo de central. A continuación se muestra como se distribuye estas pérdidas en el campo de heliostatos. [2]

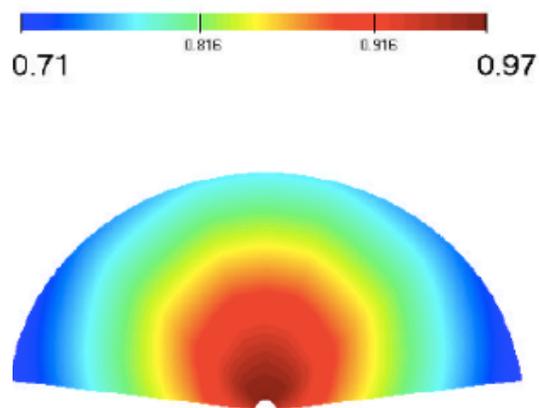


Ilustración 11. Distribución pérdidas por Spillage en el campo de heliostatos

2 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

La tecnología fotovoltaica es una fuente de energía renovable que posee la capacidad de transformar la radiación solar directamente en energía eléctrica a través de dispositivos denominados células fotovoltaicas.

Así, la tecnología fotovoltaica dispone de aplicaciones muy variadas: autoconsumo para abastecer viviendas u otros locales, bombeo de agua, alimentación de instalaciones aisladas, iluminación, transporte, etc. Este proyecto se centrará en plantas fotovoltaicas conectadas a la red a grandes escalas para generación y venta de energía eléctrica.

La tecnología fotovoltaica se encuentra en pleno auge en los últimos años y esto ha provocado una disminución considerable del precio de las células fotovoltaicas, convirtiéndose así en una de las fuentes de electricidad renovables más competitivas en el mercado eléctrico.

2.1. Módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico es una asociación en serie o en paralelo de células solares. Se componen de una cubierta frontal, una cubierta posterior, un encapsulante, diodos de paso y de bloqueo y un marco. En el mercado se pueden encontrar diferentes tecnologías de células fotovoltaicas. Las más importantes son las siguientes [11] :

- Silicio cristalino (C-Si). Generalmente son células de silicio conectadas entre ellas, encapsuladas por un vidrio en la parte frontal y por plástico o vidrio en la parte posterior. Según su proceso de fabricación pueden ser monocristalinas o policristalinas. Éstas últimas más baratas de fabricar, pero menos eficientes. Representan más del 80% del mercado global y su precio ha disminuido notablemente en los últimos años.
- Película delgada (Thin-film). Su proceso de fabricación suele ser más simple y menos costoso que las de silicio cristalino, aunque son más ineficientes. Dentro de ellas encontramos:

Silicio amorfo (a-Si). Utiliza el silicio en su forma no cristalina, es decir, amorfa. Generalmente, absorben la luz de manera más eficiente que las de silicio cristalino y por ello pueden ser más delgadas.

Telururo de cadmio (CdTe). Disponen de un alto rendimiento en un amplio rango de condiciones atmosféricas, dan buenas respuestas a las altas temperaturas y son muy utilizadas en la industria.

Cobre Indio Galio Diselenio (CIGS). Es un semiconductor formado por cobre, indio, galio y selenio. Absorben la luz con más eficiencia que las células de silicio cristalino, pero posee el gran inconveniente de su elevado coste ya que el indio es un producto relativamente caro. Este tipo de células están aún en desarrollo, pero se prevé que podrán ser el futuro de las células de película delgada.

Uno de los grandes inconvenientes de las células fotovoltaicas es la disminución de su eficiencia con los aumentos de temperatura. A continuación, se muestra una tabla con el rendimiento de cada tipo de célula descrita anteriormente y un coeficiente que muestra la dependencia de la potencia de salida de la célula con el aumento de la temperatura en la misma.

	Silicio Cristalino (c-Si)	Silicio Amorfo (a-Si)	Telururo de Cadmio (CdTe)	Cobre Indio Galio Diselenio (CIGS)
Eficiencia	13-21%	6-9%	8-14%	8-14%
Coeficiente de potencia/temperatura	-0.45%/°C	-0.21%/°C	-0.25%/°C	-0.35%/°C

Tabla 3 Características de las principales células fotovoltaicas [11]

2.2. Energía generada

La energía generada por un panel fotovoltaico se puede obtener con varios métodos. Uno de ellos es mediante la siguiente expresión:

$$E_{panel} = H \cdot A \cdot \eta \cdot PR$$

Donde:

H : Irradiación [kWh/m^2]

A : Área del módulo [m^2]

η : Rendimiento del módulo en condiciones estándar de medida

PR (Performance Ratio): Relación entre la energía real obtenida por el módulo y la de salida teórica que se debería obtener. Se suele estimar con una relación de 0.8. [12]

2.3. Almacenamiento eléctrico

La producción de energía eléctrica en las instalaciones fotovoltaicas se da en los periodos del día en el que exista radiación solar. Para poder obtener energía eléctrica de esta fuente fuera de este periodo es necesario un método de almacenamiento eléctrico. El método de almacenamiento eléctrico en las instalaciones fotovoltaicas son las baterías.

Las baterías son unos dispositivos con la capacidad de transformar la energía eléctrica en energía química y viceversa. Las baterías como sistema de almacenamiento de energía son muy ineficientes ya que pueden suponer pérdidas de hasta el 35-40% de la energía. Además, requieren de un gran mantenimiento. [13]



Ilustración 12. Batería solar OPzS 910 [14]

2.4. Instalaciones fotovoltaicas

Generalmente, las plantas fotovoltaicas cuentan con los siguientes componentes:

- Módulos fotovoltaicos. Como se ha desarrollado anteriormente, se encargan de transformar la radiación incidente directamente en energía eléctrica. Los módulos se conectan entre sí en cadenas para producir la potencia eléctrica requerida en corriente continua.
- Inversor. Es necesario para convertir la energía eléctrica en corriente continua (DC) que sale del campo fotovoltaico a corriente alterna (AC).
- Sistema de seguimiento. Los módulos fotovoltaicos en las plantas fotovoltaicas suelen contar con un sistema de seguimiento solar para así poder aumentar su producción.
- Transformadores. Son los encargados de elevar la potencia de la línea eléctrica de baja tensión a la tensión de la línea de distribución.
- Conexión a la red. Después de elevar la tensión de la línea a la tensión de red, la energía eléctrica se transporta a la subestación más cercana.

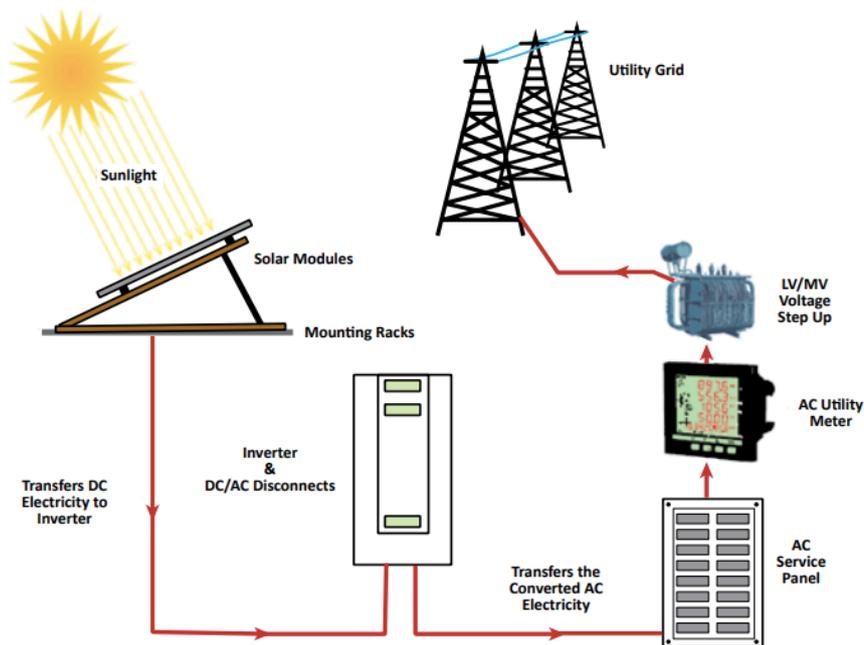


Ilustración 13. Esquema instalación fotovoltaica [15]

3 CENTRALES TERMOSOLARES HÍBRIDAS

La hibridación nace ante el desafío de satisfacer la demanda de energía eléctrica minimizando el uso de combustibles fósiles y emisiones contaminantes. Por ello, la hibridación empieza en los años 90 combinando los combustibles fósiles convencionales con fuentes de energía renovables, para así conseguir un futuro sostenible y seguro. Más adelante, se empiezan a estudiar las centrales híbridas con la combinación de diferentes energías renovables como es el caso de la solar térmica y la fotovoltaica.

A continuación, se describirán brevemente las principales centrales solares híbridas: Termosolar-Caldera Auxiliar, Termosolar-Ciclo Combinado, Termosolar-Biomasa y Termosolar-Fotovoltaica.

3.1. Centrales Híbridas Termosolar-Caldera Auxiliar

Se basa en el funcionamiento de una central termosolar convencional. Consta de una caldera de apoyo que opera con gas natural, aunque podría funcionar con otros combustibles como carbón o fueloil. La finalidad de esta caldera es estabilizar la central y mantenerla en operación, por ejemplo, en días nublados o momentos en los que la actividad solar no sea suficiente para completar un pico de demanda puntual.

Así, el principal inconveniente de este tipo de central híbrida es la poca capacidad que posee la caldera auxiliar. Además, cambia el punto de vista ambiental con respecto al diseño de una central termosolar convencional, ya que emitiría gases nocivos para el medio ambiente.

3.2. Centrales Híbridas Termosolar-Ciclo Combinado

Estas centrales son conocidas por *Integrated Solar Combined Cycle* (ISCC). Combinan todos los beneficios de la energía solar con los de un ciclo combinado y, además, el recurso solar permite la sustitución parcial del uso de combustibles fósiles con el ahorro de sus respectivas emisiones. Las centrales actualmente en uso se construyen a partir de la tecnología cilindro-parabólica. Esta tecnología consta de una serie de lazos de espejos que concentran la radiación solar en un tubo central por el que circula algún fluido térmico, normalmente aceite.

En la Ilustración 14 se observa un esquema de una planta híbrida termosolar-ciclo combinado. El funcionamiento de estas plantas es similar a una planta de ciclo combinado convencional. El combustible se quema en la cámara de combustión de la turbina de gas. A los gases de escape de la turbina de gas, se le añade el calor proveniente del campo solar, consiguiendo así un aumento en la capacidad de generación de vapor. Este incremento de vapor se ve reflejado en un aumento de la producción de energía eléctrica en la turbina de vapor.

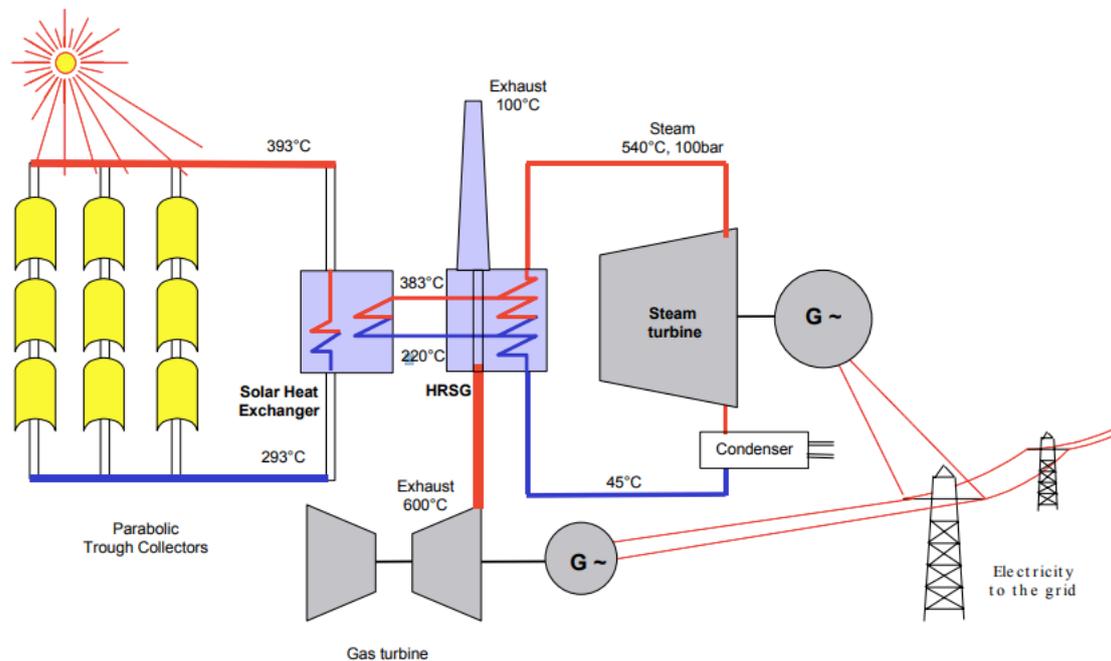


Ilustración 14. Esquema central híbrida termosolar con ciclo combinado [16]

Una de las principales centrales de este tipo es la central en Hassi R'Mel de Abengoa con una capacidad de 150 MW (ver Ilustración 15). Esta planta genera energía eléctrica a partir de un campo solar con tecnología cilindro-parabólica y de un ciclo combinado de gas natural. Es la primera central híbrida termosolar-gas de Argelia y la segunda que Abengoa dispone en todo el mundo. El campo solar consta de 224 colectores cilindro-parabólicos con capacidad de 25 MW. [17]



Ilustración 15. Central híbrida Solar-Gas en Hassi R'Mel [18]

3.3. Centrales Híbridas Termosolar-Biomasa

En este caso, las calderas no estarán alimentada por combustibles fósiles o gas natural, sino por algún tipo de biocombustible. El esquema típico de esta central puede observarse en la Ilustración 16. En España se puso en marcha en 2012 una central de este tipo en Les Borges Blanques (Lleida) combinando la tecnología termosolar cilindro-parabólica con la combustión de biomasa sólida. Su campo solar consta de 336 colectores con una superficie reflectante de 181,000 m². Su producción alcanza hasta 98,000 MWh/año, esto supone un ahorro de 24,500 toneladas anuales de CO₂. [19]

Aunque la central en Les Borges Blanques utilice biomasa sólida, también es posible utilizar otros biocombustibles como el biogás. El biogás es producido por la descomposición de la materia orgánica en ausencia de oxígeno, es decir, por digestión anaerobia o fermentación de materiales como biomasa, estiércol, residuos, etc. Está compuesto por aproximadamente 60% metano y 40% dióxido de carbono, dependiendo de las condiciones de producción. [20]

Así, este tipo de central dispone de grandes ventajas, ya que además de hibridar dos tecnologías renovables, ayudaría a la eliminación y tratamiento de residuo animal y agrícola.

Uno de los primeros proyectos con este tipo de hibridación fue el proyecto “SOLMASS”. Este proyecto se basaba en el desarrollo de una planta piloto basada en la tecnología termosolar de torre con potencia de 4 MW_e con hibridación con biomasa y almacenamiento térmico en Tavira, Portugal. [21]

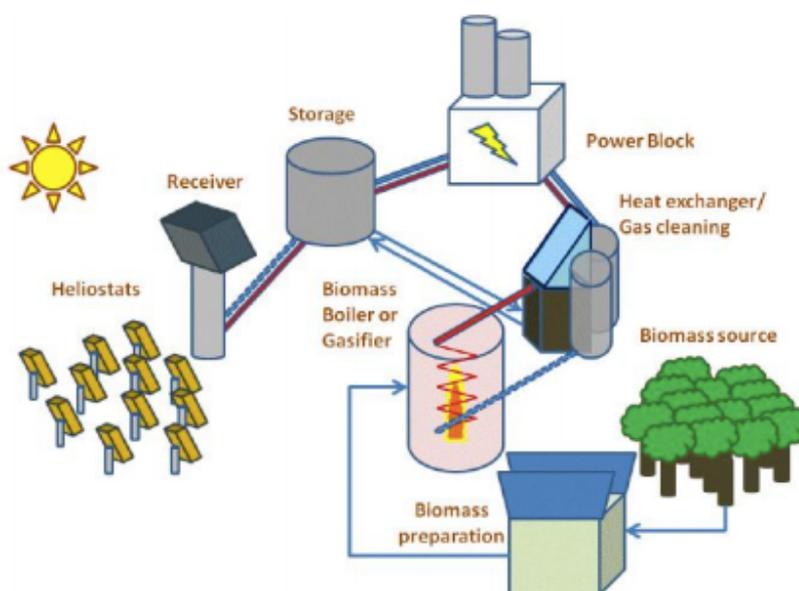


Ilustración 16. Esquema general de la planta “SOLMASS”

3.4. Centrales Híbridas Termosolar-Fotovoltaica (CST-PV)

En cuando a las centrales híbridas solar térmica de torre y fotovoltaica podemos dividirla en dos grandes grupos: centrales compactas y centrales no compactas.

3.4.1. Centrales CST-PV No Compactas

Las centrales no compactas destacan por realizar la hibridación en la última parte de la central, en la conexión a red. La producción de las plantas termosolar y fotovoltaica se realiza de forma paralela. Su gestionabilidad será gracias al almacenamiento térmico de la central solar térmica que ofrecerá producción en momentos donde no existe radiación suficiente como en los periodos nocturnos o días nublados, consiguiendo así una mayor adaptación a la curva de demanda eléctrica.

En la Ilustración 17 podemos observar la central híbrida Cerro Dominador. Este proyecto es propiedad de EIG Global Energy Partners y lo ejecuta Abengoa. Está ubicada en el desierto de Atacama, en el norte de Chile. Esta central consta de una planta fotovoltaica de 100 MW y una planta termosolar de 110 MW con 17.5 horas de almacenamiento. La central termosolar consta de una torre de 250 metros de altura y un campo de 10.600 heliostatos, y la planta fotovoltaica consta de 392.000 paneles fotovoltaicos. La compañía calcula que este proyecto puede evitar aproximadamente 870,000 toneladas de CO₂ al año.



Ilustración 17. Central Híbrida CST-PV Cerro Dominador [22]

3.4.2. Centrales CST-PV Compactas

Las centrales híbridas compactas unen ambas tecnologías en una misma planta de forma integrada.

En la actualidad, la tecnología fotovoltaica captura entre el 15-20% de la radiación solar. La radiación restante se disipa como calor residual, por lo que la hibridación PV-CST parece una buena opción para aprovechar esta pérdida de energía térmica. Dentro de la configuración compacta se pueden destacar tres tecnologías: PV-topping, Spectral beam splitting (SBS) y la combinación de ambas [24]:

- PV-topping. Este sistema consta de un colector térmico con una cubierta de células fotovoltaicas (PV-topping). La radiación incide sobre la cubierta fotovoltaica mientras el calor disipado por ésta es recuperado como energía térmica por el sistema termosolar de concentración (CST) (ver Ilustración 18). Su principal inconveniente es la limitación de la temperatura de funcionamiento de la tecnología fotovoltaica.

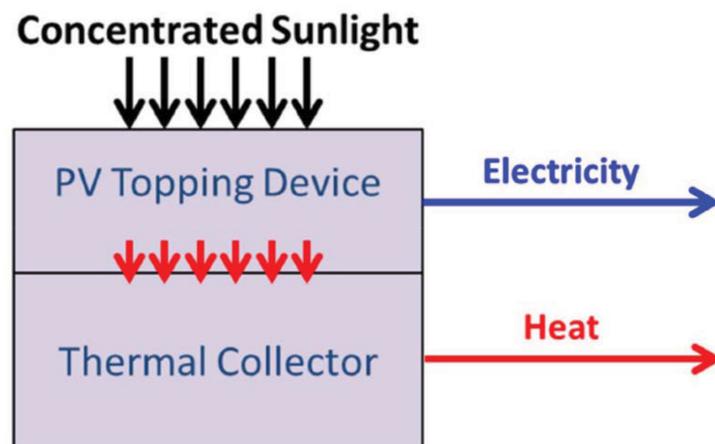


Ilustración 18. Tecnología PV-topping [23]

- Spectral beam splitting (SBS). Con esta técnica se consigue dividir el espectro de la radiación consiguiendo así un mejor aprovechamiento de la radiación y mejora de la eficiencia del sistema. Por ejemplo, la respuesta espectral de una celda de silicio está en el rango de 600-900 nm. La radiación separada espectralmente de esta gama de longitudes de onda se reflejaría al receptor térmico del sistema termosolar (ver Ilustración 19).

Así, se reduce radiación no aprovechable, se consiguen temperaturas de funcionamiento más bajas para la célula fotovoltaica y por tanto una mayor eficiencia de conversión en ella. Además, la temperatura del fluido de trabajo del sistema termosolar ya no estaría limitada por las células fotovoltaicas como en el caso anterior. Esta división espectral se puede conseguir mediante varias tecnologías como: filtros dicróicos, filtros de líquido absorbente, filtro de holograma, etc.

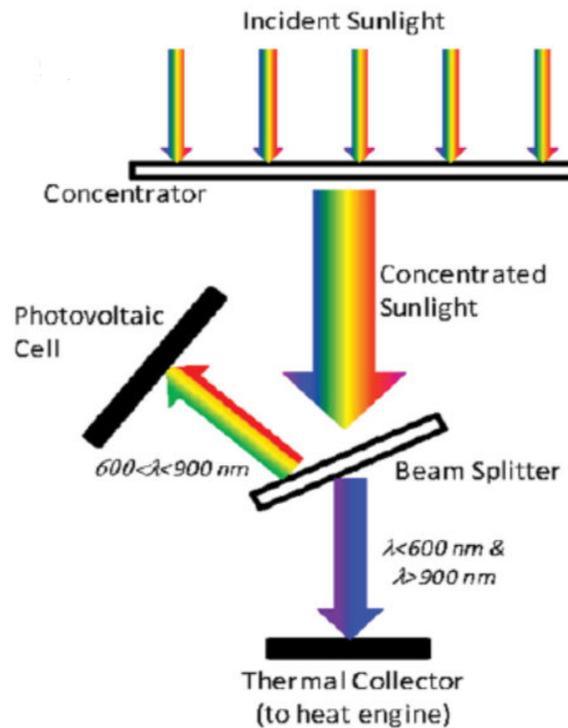


Ilustración 19. Tecnología Spectral Beam Splitting (SBS) [23]

- Combinación de ambas tecnologías. Ambas tecnologías presentan ventajas e inconvenientes. Una combinación de ambas tecnologías podría ayudar a reducir los inconvenientes que poseen por separado. Por un lado, el gran inconveniente de la tecnología de cubierta fotovoltaica es la limitación de la temperatura de operación de la célula fotovoltaica y, por otro lado, la tecnología de división espectral a pesar de reducir la temperatura de operación de la célula e incrementar la eficiencia de conversión, gran parte de la radiación incidente se disipa como calor. Mediante la combinación de ambas técnicas se consigue una menor temperatura de la célula fotovoltaica, mayor temperatura en el fluido térmico y, por tanto, mejora en la eficiencia del sistema.

4 MODELO TECNOLOGÍA BLUESOLAR

La Tecnología BLUESOLAR está basada en la tecnología híbrida fotovoltaica y solar térmica (PV-CST) compacta. El elemento más característico de esta tecnología es el panel solar híbrido. Este panel consta de una célula fotovoltaica y sobre ésta, un filtro de división espectral. Este filtro, fabricado en vidrio a partir de sílices, es la pieza más significativa del panel y sustituirá a los espejos del campo de heliostatos, característico de las centrales solares térmicas de concentración de torre (ver Ilustración 20).

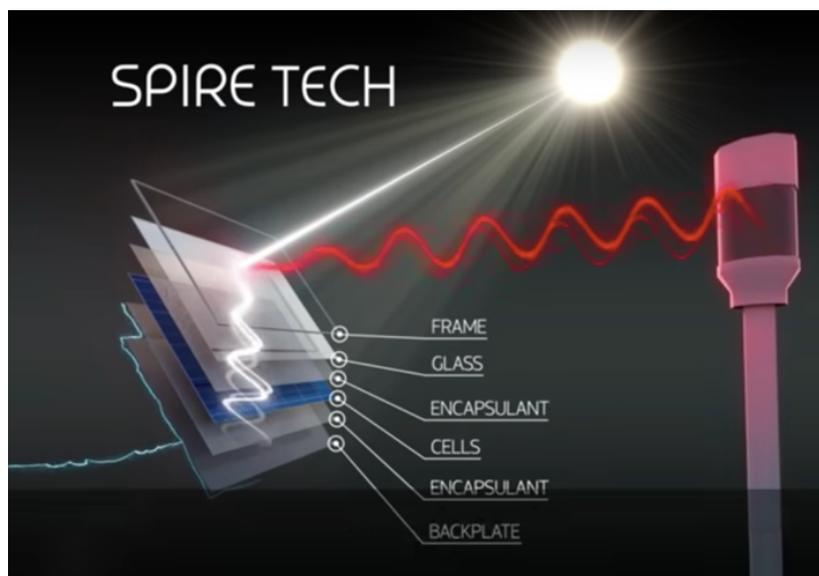


Ilustración 20. Panel híbrido Tecnología Bluesolar [25]

Este filtro consigue dividir el espectro solar en dos zonas, además también refleja parcialmente algunas longitudes de onda donde la célula fotovoltaica no es eficiente como la luz visible.

- **Zona 1.** Es la zona del espectro que el filtro refleja al receptor central. Principalmente es radiación infrarroja. Se estima aproximadamente como el 40% de la radiación. Este calor puede ser utilizado para la generación de vapor directamente o para almacenamiento térmico.

- **Zona 2.** Es la zona de radiación que deja pasar el filtro a la célula fotovoltaica. Principalmente es luz visible y se corresponde con el 60% de la radiación.

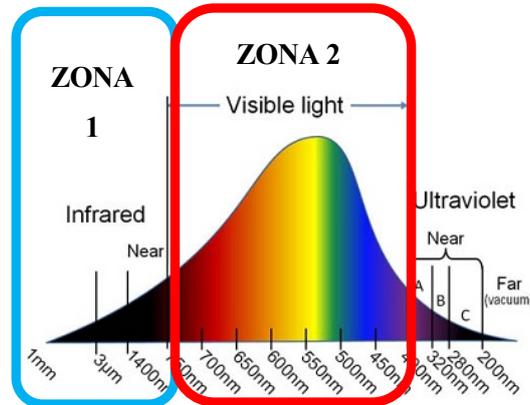


Ilustración 21. Espectro de la radiación solar [26]

La tecnología BLUESOLAR es el primer concepto mundial de planta fotovoltaica con almacenamiento térmico [27]. La tecnología fotovoltaica es la forma más económica y fácil de generar energía eléctrica procedente del Sol. Su gran inconveniente está en que almacenar electricidad es más complejo, ineficiente y caro que almacenar calor.

Otra de las grandes características de esta tecnología es el aprovechamiento del espectro solar gracias al filtro óptico de sus paneles. Este filtro transmite al semiconductor de la célula fotovoltaica longitudes de onda útiles, reduciéndose así la temperatura de operación de esta y, por ello, la célula trabajará con una mayor eficiencia. Las longitudes de onda que no aprovecha la tecnología fotovoltaica son reflejadas al receptor central para poder posteriormente generar energía eléctrica y/o cargar el sistema de almacenamiento térmico.

La tecnología BLUESOLAR ha sido probada en varios centros tecnológicos punteros de Europa con resultados satisfactorios. La empresa que desarrolla esta tecnología afirma que se ha comprobado que aumenta la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos y termosolares por separado en más de un 30%. [27]

Además, esta tecnología consigue una menor ocupación de terreno por potencia instalada que la planta termosolar y fotovoltaica por separado, posee precios más competitivos que las baterías usadas para la tecnología fotovoltaica y no se produce degradación en los espejos ya que los filtros están compuestos de óxidos inorgánicos. En la actualidad, aún se trabaja en el diseño de la primera central piloto a pequeña escala.

4.1. Ventajas y desventajas del modelo

El modelo híbrido basado en la tecnología BLUESOLAR posee ventajas respecto a plantas termosolares y fotovoltaicas independientes:

- El filtro espectral consigue que la célula fotovoltaica trabaje a menor temperatura ya que divide el espectro para dejar pasar a la célula longitudes de ondas donde trabaje lo más eficiente posible. Esto supone que la tecnología fotovoltaica trabaje con una alta eficiencia.
- El sistema de almacenamiento térmico que posee este tipo de tecnología es más eficiente que las baterías comúnmente usadas para la fotovoltaica.
- Se consigue un mayor aprovechamiento de la radiación difusa con respecto a una planta termosolar convencional.
- Al tratarse de una central compacta, supone una menor ocupación de terreno por potencia instalada que las centrales convencionales.
- La planta poseerá una gran flexibilidad en cuanto a su producción gracias al sistema de almacenamiento térmico.
- Evita los problemas de degradación de los espejos de una central termosolar convencional (normalmente fabricados de vidrio con una capa de plata o aluminio) gracias a que los filtros están compuestos de óxidos inorgánicos.

Así, también cuenta con algunas desventajas, en la que se destacan:

- Se trata de una tecnología aún en estudio, por lo que no dispone de una alta fiabilidad.
- Los paneles híbridos suponen un coste adicional en comparación con heliostatos o paneles fotovoltaicos convencionales.

- Cuando la planta opere en hibridación, es decir, con ambas tecnologías simultaneas, la producción fotovoltaica estará desfasada. Existirá un ángulo de incidencia que supondrá unas pérdidas ya que los paneles híbridos estarán reflejando a la torre central y no estarán realizando un seguimiento óptimo desde el punto de vista fotovoltaico.
- Posee una mayor complejidad de operación.

4.2. Comparación con una central de hibridación no compacta

A continuación, se muestra una tabla con diferentes características a comparar para una central con tecnología BLUESOLAR (central híbrida compacta) con una central híbrida CST-PV no compacta.

	Tecnología BLUESOLAR	Central CST-PV no compacta
Rendimiento	Mayor rendimiento fotovoltaico gracias a una menor temperatura de operación de la célula	Disminución de la eficiencia óptica del campo de heliostatos por la degradación de los espejos con el tiempo
Costes	Mayor inversión debido a los paneles híbridos	Mayor coste en cuanto a necesidad de una mayor superficie, dos sistemas de seguimiento, dos campos de captación, etc.
Fiabilidad	Tecnología aún en estudio	Actualmente hay centrales de este tipo en operación por lo que cuentan con mayor fiabilidad
Mantenimiento	Mayor mantenimiento de los paneles híbridos y su seguimiento	Mantenimiento sobretodo de limpieza de espejos y células fotovoltaicas, así como evitar sombras
Producción	La producción fotovoltaica estará desfasada, aunque con mayor eficiencia por operar a menores temperaturas	Mayor producción individual fotovoltaica y termosolar ya que no hay división espectral
Seguimiento	La tecnología fotovoltaica no realiza en hibridación seguimiento solar	La parte fotovoltaica realiza un seguimiento solar
Impacto visual / Contaminación	Menor impacto visual, central compacta	Disponibilidad de grandes superficies. Mayor impacto visual

Tabla 4. Comparación Tecnología BLUESOLAR con Central Híbrida no compacta

5 ESTRATEGIAS Y MODOS DE OPERACIÓN

La central híbrida que se estudia en este trabajo dispone de varios modos de operación que se desarrollarán a continuación. A su vez, también se estudiarán varias estrategias de operación de la central para maximizar su producción y beneficio.

Antes de empezar a nombrar los modos de operación de la central es necesario describir los posibles estados del campo solar en los que los paneles estén disponibles para la operación:

- Reposo. Todos los paneles del campo solar se encuentran en posición horizontal respecto al suelo.
- Seguimiento al receptor. Los paneles híbridos reflejan al receptor, situado en el extremo de la torre central, la máxima cantidad de radiación directa posible. Para ello, cada panel debe ser capaz de poseer un seguimiento individual perpendicular a la bisectriz del ángulo formado por el Sol y por el receptor.
- Seguimiento fotovoltaico. En este estado, el sistema de seguimiento solar de los paneles los orienta de forma que éstos permanezcan, aproximadamente, perpendiculares a los rayos solares durante todo el periodo de radiación solar.

5.1. Modos de Operación de la Central

A continuación se describen los diferentes modos de operación de la central:

MODO DE OPERACIÓN 1. PARADA

Esté será el punto de partida de la central. En este modo de operación la central se encuentra inactiva; la central no obtiene producción alguna. El campo de captación se encuentra en posición de reposo y el sistema de almacenamiento no se encuentra operativo.

CAMPO SOLAR	PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	ALMACENAMIENTO
Reposo	Nula	No operativo

Tabla 5. Modo de operación 1

MODO DE OPERACIÓN 2. HIBRIDACIÓN TERMOSOLAR - FOTOVOLTAICA

El campo de captadores se encuentra en seguimiento al receptor. En este modo de operación, la central obtiene una producción eléctrica procedente del receptor solar y una producción fotovoltaica desfasada (con pérdidas por el ángulo de incidencia).

En este modo de operación, el sistema de almacenamiento no se encuentra operativo.

CAMPO SOLAR	PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	ALMACENAMIENTO
Seguimiento al receptor	Termosolar y fotovoltaica	No operativo

Tabla 6. Modo de operación 2

MODO DE OPERACIÓN 3. FOTOVOLTAICA + CARGA ALMACENAMIENTO

Este modo de operación es paralelo al “Modo de operación 2” y sigue su mismo modelo a nivel de captación solar (seguimiento al receptor) y obtención de energía térmica en el receptor además de la producción de energía eléctrica fotovoltaica.

En este caso no se genera producción eléctrica en el bloque de potencia, sino que se enviará la energía térmica obtenida en el receptor al sistema de almacenamiento para cargarlo.

CAMPO SOLAR	PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	ALMACENAMIENTO
Seguimiento al receptor	Fotovoltaica	Carga

Tabla 7. Modo de operación 3

MODO DE OPERACIÓN 4. HIBRIDACIÓN TERMOSOLAR-FOTOVOLTAICA + CARGA ALMACENAMIENTO

Este modo de operación a igual que el Modo de operación 2, el campo solar realiza un seguimiento al receptor, la producción eléctrica será proveniente del receptor solar y de la tecnología fotovoltaica. La diferencia con el Modo de operación 2 será que además de esta producción, el sistema de almacenamiento se estará cargando.

CAMPO SOLAR	PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	ALMACENAMIENTO
Seguimiento al receptor	Termosolar y fotovoltaica	Carga

Tabla 8. Modo de operación 4

MODO DE OPERACIÓN 5. ALMACENAMIENTO TÉRMICO + FOTOVOLTAICA

Los captadores se encontrarán en seguimiento fotovoltaico ya que, a diferencia de los modos de operación anteriores, no se refleja radiación solar al receptor.

Así, en este modo de operación se obtendrá una producción termosolar mediante la energía térmica almacenada en los tanques de almacenamiento y, paralelamente, una producción fotovoltaica favorecida por el seguimiento fotovoltaico de los captadores solares.

CAMPO SOLAR	PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	ALMACENAMIENTO
Seguimiento fotovoltaico	Fotovoltaica y procedente del almacenamiento térmico	Descarga

Tabla 9. Modo de operación 5

MODO DE OPERACIÓN 6. FOTOVOLTAICA

En este modo de operación, solo existirá producción fotovoltaica. El campo de captación estará en seguimiento fotovoltaico y el sistema de almacenamiento se encontrará inactivo.

CAMPO SOLAR	PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	ALMACENAMIENTO
Seguimiento fotovoltaico	Fotovoltaica	No operativo

Tabla 10. Modo de operación 6

MODO DE OPERACIÓN 7. HIBRIDACIÓN TERMOSOLAR – FOTOVOLTAICA + ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Se producirá energía eléctrica a través de la tecnología termosolar y fotovoltaica y, además, de la energía térmica procedente de la descarga del sistema de almacenamiento. El campo de captación estará en seguimiento al receptor.

CAMPO SOLAR	PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	ALMACENAMIENTO
Seguimiento al receptor	Termosolar, fotovoltaica y procedente del almacenamiento térmico	Descarga

Tabla 11. Modo de operación 7

MODO DE OPERACIÓN 8. HIBRIDACIÓN TERMOSOLAR – FOTOVOLTAICA CON CAMPO SOLAR EN DOS SEGUIMIENTOS

En este último modo de operación existirá producción fotovoltaica y termosolar y el sistema de almacenamiento no se encontrará operativo. La característica de este modo de operación será que una parte del campo solar se encontrará en seguimiento al receptor y otra parte en seguimiento fotovoltaico.

CAMPO SOLAR	PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	ALMACENAMIENTO
Seguimiento al receptor + Seguimiento fotovoltaico	Termosolar y fotovoltaica	No operativo

Tabla 12. Modo de operación 8

Así, existirán otros modos de operación para la central que no se han desarrollado anteriormente ya que carecen de sentido.

5.2. Estrategias de operación de la Central

A continuación, se exponen las distintas estrategias de operación de la Central Híbrida para maximizar la producción y para maximizar el beneficio económico de la misma:

5.2.1. Maximizar la producción

Para esta estrategia de operación no se tiene en cuenta el precio de venta de la energía eléctrica. Hace que tenga prioridad los diferentes modos de operación que permitan en cada momento un mayor rendimiento y, como consecuencia, una mayor producción.

La primera condición física para que la central termosolar comience su funcionamiento es que la radiación directa normal (DNI) sea superior a un valor mínimo que se suele estimar en torno a 300 W/m^2 ($\text{DNI} > \text{DNI}_{\min} = 300 \text{ W/m}^2$).

La próxima condición será si la potencia térmica que produce el receptor es mayor que la potencia térmica demandada por la turbina para producir la potencia eléctrica nominal ($P_{\text{REC}} > P_{\text{TURB}}$). Si es así, habría que ver si la potencia radiante es mayor que la relación entre la potencia de diseño del receptor y su rendimiento ($P_{\text{RAD}} > P_{\text{D,REC}}$). Si es así, entraría en operación el Modo de operación 8. En este Modo de operación, parte del campo solar que estaba en seguimiento al receptor, se pone en seguimiento fotovoltaico para así poder favorecer la producción fotovoltaica y aprovechar toda la radiación posible mejorando el rendimiento global de la central. En este modo existiría producción fotovoltaica con y sin pérdidas por efecto coseno, además de la producción termosolar.

Cuando la potencia radiante no alcance el límite comentado anteriormente, se cargará el sistema de almacenamiento térmico de la central, siempre y cuando haya capacidad disponible ($C_{\text{alm,disp}}$). Aquí entraría el Modo de operación 3 y 4. Como en este caso queremos maximizar la producción, se empleará el Modo de operación 4, que además de cargar el sistema de almacenamiento, se obtendría una producción termosolar y fotovoltaica.

En el caso que la potencia radiante sea menor que la potencia de diseño del receptor, no se cargará el sistema de almacenamiento y se podrán ejecutar los Modos de operación 2 y 7. En cuanto a producción, se obtendría una mayor producción utilizando el Modo de operación 7,

que además de producción termosolar procedente del receptor y producción fotovoltaica, también existirá producción procedente de la descarga del sistema de almacenamiento térmico. Este último Modo solo se podrá poner en ejecución si existe capacidad de almacenamiento suficiente para realizar su descarga.

Todos estos casos anteriores se pueden dar siempre y cuando la DNI sea superior a 300 W/m^2 . Si no es así, como pueden ser días nublados o de insuficiente radiación, hay que optar por otros modos de operación ya que la potencia radiante que llegaría al receptor sería insuficiente para la producción de energía eléctrica termosolar. En estos casos, si existe capacidad de almacenamiento suficiente para generar producción ($C_{alm} > C_{min}$), se pondrá en marcha el Modo de operación 5, que producirá energía eléctrica a partir de la descarga del sistema de almacenamiento y de la tecnología fotovoltaica.

En el caso de que no exista suficiente energía térmica almacenada para generar energía eléctrica, solo se pondrá en marcha la producción fotovoltaica de la central (Modo de operación 6).

5.2.1. Maximizar el beneficio económico

En este modo de operación no se buscará el mayor rendimiento de la central a nivel de producción, sino el mayor beneficio económico en cada momento.

La producción de energía eléctrica procedente de la tecnología fotovoltaica será instantánea. Sin embargo, esta Central dispone de un sistema de almacenamiento térmico que aporta gran flexibilidad a la producción eléctrica termosolar.

Así, existen Modos de operación en los que la planta carga su sistema de almacenamiento (Modo de operación 3 y 4). Esta energía almacenada se utilizará en periodos de tiempo en los que la planta termosolar no pueda trabajar por insuficiente radiación directa normal o periodos en los que el precio de energía eléctrica esté a un precio elevado y sea más beneficioso económicamente producirla (maximizar beneficio económico).

El precio de venta de la energía eléctrica no es constante, cambia según la hora del día. Su mayor precio de venta suele coincidir con periodos del día de mayor demanda eléctrica. En cuanto a la producción fotovoltaica, al ser instantánea, se tendrá que verter a la red en el momento de su producción, y no se podrá maximizar su beneficio económico. Sin embargo, la producción termosolar, al poseer sistema de almacenamiento térmico, se podrá vender su producción de energía eléctrica en franjas horarias donde el precio de venta de ésta sea mayor, y así conseguir

un mayor beneficio económico. A continuación se muestra un gráfico de la OMIE con los precios de la energía horarios en un día de agosto:

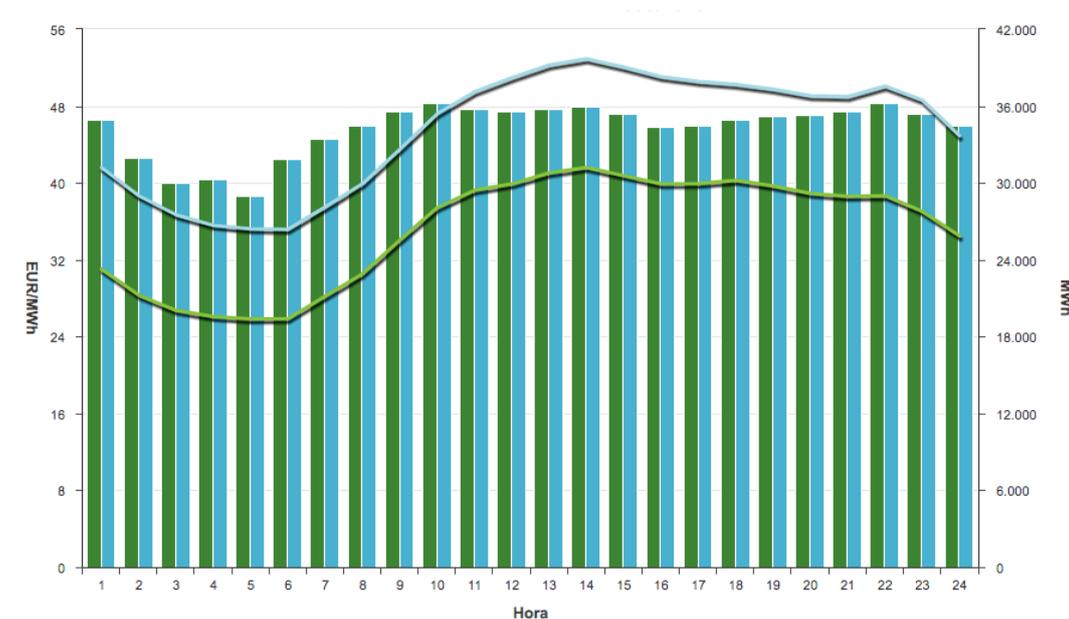


Ilustración 22. Gráfico de precios horarios en un día de agosto (OMIE)

Así, el Modo de operación 7 es el único modo en el que se obtiene producción eléctrica de todas las tecnologías de la planta: procedente del receptor solar, procedente del sistema de almacenamiento y procedente de la tecnología fotovoltaica. Este Modo de operación podría ser el óptimo en periodos en los que el precio de energía eléctrica fuese elevado, obteniéndose así una maximización del beneficio económico de la planta, dejando otros Modos de operación que incluyan carga de almacenamiento (Modo de operación 3 o 4) en periodos del día donde el precio de energía eléctrica sea más bajo.

Es complejo explicar una estrategia de operación para maximiza el beneficio económico de forma general. Habría que estudiar los precios horarios de venta de energía, las condiciones meteorológicas y a su vez, las condiciones físicas que limitan también a la central utilizar un Modo de operación u otro. A partir de estas condiciones, realizar un estudio y optar por la mejor estrategia para conseguir el mayor beneficio posible en cada momento.

5.3. Diagrama de flujo del funcionamiento de la Central

Una vez descritos los modos de operación de la central y su estrategia de operación, se ha realizado un diagrama de flujo del funcionamiento de la misma en función de las condiciones físicas:

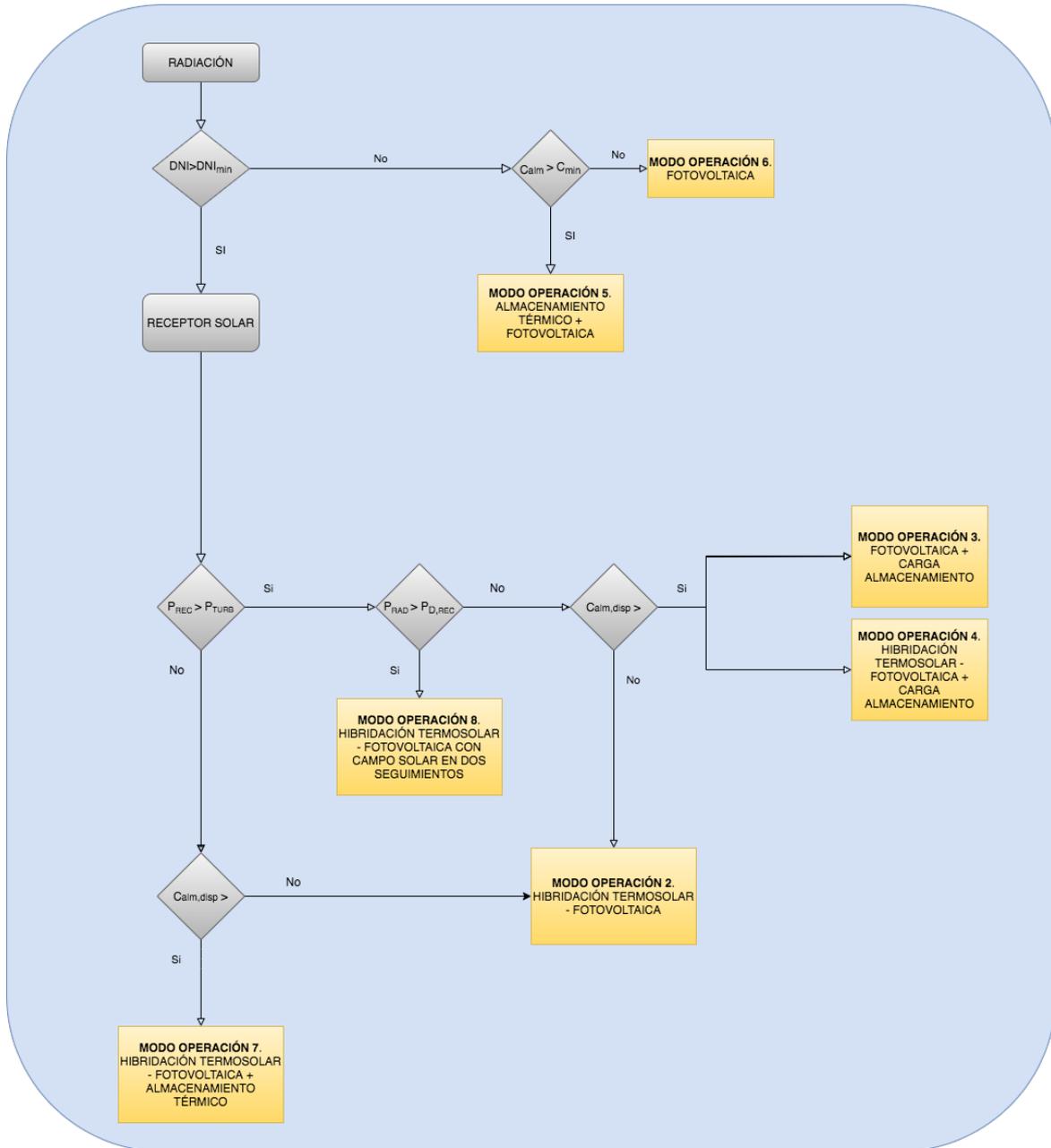


Ilustración 23. Diagrama de flujo del funcionamiento de la Central

6 EJEMPLO DE DIMENSIONADO Y ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UNA CENTRAL HÍBRIDA

A partir de este capítulo se va a realizar la simulación de una central híbrida termosolar de torre y fotovoltaica (CST-PV) utilizando la tecnología BLUESOLAR en Sevilla.

Para reallizarla, se ha utilizado el software System Advisor Model (SAM), que se describirá brevemente más adelante, para la parte termosolar y almacenamiento térmico. La producción fotovoltaica se ha calculado a partir de los resultados ofrecidos por SAM mediante una hoja de cálculo.

Tras consultar con Capsun (Solarblue), empresa desarrolladora de esta tecnología, se dispone de tres modelos de configuración, uno de ellos en desarrollo. Se decide utilizar el Modelo 1 que posee las siguientes características:

- Reflectancia del 40-45% dependiendo del espectro.
- 6% de pérdidas nominales en el módulo fotovoltaico compensando el efecto del filtro con mejora por temperatura.
- A falta de verificar el efecto de la degradación, que debería compensar las pérdidas a lo largo del ciclo de vida.

Al no disponer de suficiente información técnica sobre esta tecnología y la imposibilidad de SAM de simular centrales híbridas, se han considerado las siguientes hipótesis significativas:

- El rendimiento del módulo fotovoltaico será constante.
- Reflectancia del 40% en los heliostatos.
- No se considera el comportamiento de degradación.
- La mejora de eficiencia en la tecnología fotovoltaica por dismunición de temperatura compensa las pérdidas del filtro (6%).

6.1. Metodología

A continuación se realiza una breve descripción del software empleado para el dimensionado y producción de la central: System Advisor Model (SAM).

6.1.1. System Advisor Model (SAM)

SAM (System Advisor Model) es un software desarrollado en 2006 por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) en colaboración con el Laboratorio Nacional de Sandia y con U.S. Department Energy (DOE) Energía Solar Technologies Program (SETP).

Es un software diseñado para facilitar la planificación y evaluación de las tecnologías de energías renovables. Esta herramienta es capaz, además, de estimar los costes de energía para proyectos conectados a la red y sus rendimientos. Estos proyectos pueden evaluarse desde el lado del cliente del servicio o desde el lado de venta de la electricidad a un precio negociado a través de un acuerdo (PPA).

SAM está disponibles para diferentes sistemas operativos como Windows, Linux y Mac OS.

Para modelar un proyecto en SAM es necesario elegir un “performance model” y un modelo financiero para representarlo. Es necesario asignar unos valores de entrada para proporcionar información al software tales como ubicación, ciclo de potencia, costo de la instalación y operación del sistema, etc. Cuando se inserten estos valores de entrada, es necesario ejecutar diferentes simulaciones para examinar los resultados. Es típico una vez examinados los resultados, revisar y cambiar las variables de entradas hasta obtener unos resultados de las simulaciones de confianza. [28]

Es importante decir, que SAM no incluye modelos híbridos como el estudiado en este trabajo. Por lo tanto, primero se ha realizado, con este software, el dimensionado y estimación de la producción de la parte termosolar como una Central Termosolar independiente, realizando ciertos cambios para adaptarla al modelo de Tecnología BLUESOLAR que se comentarán a continuación.

6.2. Dimensionado de la Central Termosolar

El modelo utilizado para nuestra Central Termosolar será una Central Termosolar de Torre con sales fundidas.

Es preciso aclarar, antes de empezar a introducir los datos de partida en el software, que este trabajo se basa en una estimación tanto del dimensionado como de la producción de una central híbrida con Tecnología BLUESOLAR. Por lo tanto, muchos de los parámetros de entrada son los que el software SAM ofrece por defecto. Se realizarán cambios en los parámetros explicados a continuación para adaptar esta central a la central híbrida de estudio.

6.2.1. Emplazamiento y recurso solar

En cuanto al emplazamiento, la Central estará ubicada en Sevilla, España. Los datos de radiación son correspondientes al Año Meteorológico Típico (TMY) de Sevilla, basado en las mediciones recogidas en la estación meteorológica de la Escuela Superior de Ingeniería de la Universidad de Sevilla.

A continuación se muestra un resumen del recurso solar de la ubicación elegida para la central:

-Header Data from Weather File			
Latitude	37.41 DD	Station ID	ETSI
Longitude	-6.01 DD	Data Source	GTER
Time zone	GMT 1	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.	
Elevation	15 m		

-Annual Averages Calculated from Weather File Data		Optional Data
Global horizontal	4.99 kWh/m ² /day	
Direct normal (beam)	5.67 kWh/m ² /day	
Diffuse horizontal	1.58 kWh/m ² /day	
Average temperature	19.2 °C	
Average wind speed	1.7 m/s	*NaN indicates missing data.

Ilustración 24. Resumen del recurso solar en Sevilla

6.2.2. Campo de Heliostatos

En cuanto al campo de heliostatos, se ha optado por un campo circular de heliostatos rectangulares de 7x6 metros.

El punto de diseño de la radiación directa (DNI) será de 850 W/m². Este dato se ha calculado mediante una estimación con el percentil 95 con los datos meteorológicos introducidos como se muestra en la Ilustración 25.

Los demás datos de entrada se dejarán por ahora los que el software ofrece por defecto como el Múltiplo Solar, la posición del Campo de Heliostatos y la máxima distancia a la torre. Más adelante se realizarán las diferentes optimizaciones para determinar estos valores.

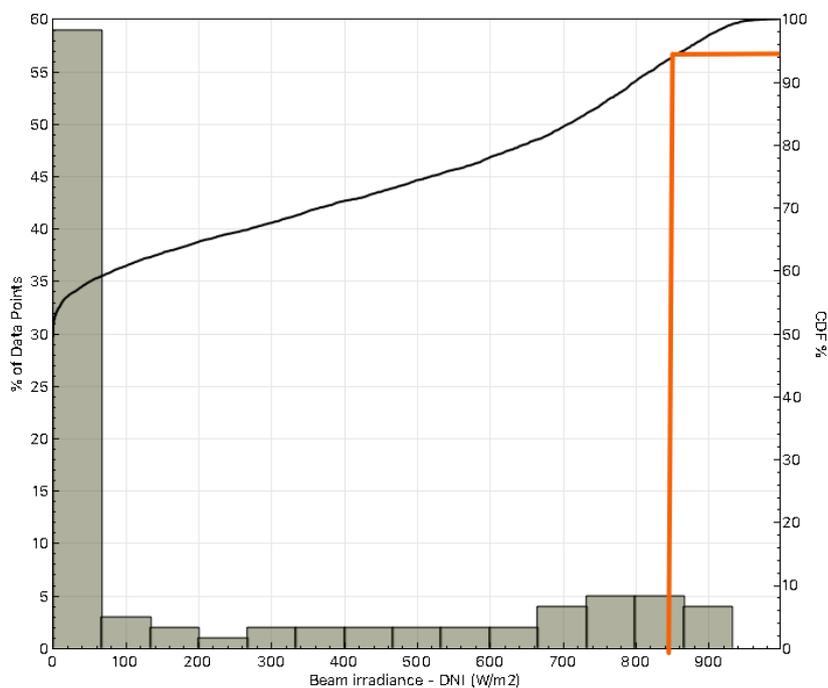


Ilustración 25. Estimación punto de diseño (DNI)

Una de las adaptaciones más importantes que hay que realizar en este proyecto es intentar introducir la acción de división espectral que realiza el filtro en los heliostatos. Para ello, se impone una reflectividad en los heliostatos del 40%. Con esto, aproximamos el 40% de radiación que refleja el filtro al receptor central.

6.2.3. Ciclo de Potencia

El ciclo de potencia determina la capacidad de la central, su disponibilidad y su punto de funcionamiento.

Se ha determinado una potencia del ciclo de 10 MWt y una eficiencia de éste del 30%. El ciclo será un ciclo de Rankine con refrigeración por aire. Todos los demás parámetros se dejarán los estipulados por defecto por SAM.

System Design Parameters				
Power cycle gross output	3	MWe	Cycle thermal efficiency	0.3
Estimated gross to net conversion factor	0.9		Cycle thermal power	10 MWt
Estimated net output (nameplate)	2.7	MWe	HTF hot temperature	574 °C
			HTF cold temperature	290 °C

General Design Parameters					
Pumping power for HTF through power block	0.55	kW/kg/s	Cycle design HTF mass flow rate	23.4	kg/s
Fraction of thermal power needed for standby	0.2				
Power block startup time	0.5	hours			
Fraction of thermal power needed for startup	0.5				
Minimum turbine operation	0.2				
Maximum turbine over design operation	1.05				

Ilustración 26. Parámetros de diseño del sistema

6.2.4. Almacenamiento

La capacidad de almacenamiento térmico del sistema se ha estipulado en 8 horas con 2 tanques de 12 metros de altura y 6.6 metros de diámetro. A continuación se muestran los demás parámetros respecto al Sistema de Almacenamiento:

System Design Parameters					
Cycle thermal power	10.0	MWt	HTF hot temperature	574.0	°C
Hours of storage at power cycle full load	8.0	hours	HTF cold temperature	290.0	°C

Storage System					
Storage type	Two Tank		Initial hot HTF percent	30	%
TES thermal capacity	80.0	MWt-hr	Cold tank heater temperature set point	280	°C
Available HTF volume	372	m ³	Cold tank heater capacity	15	MWe
Tank height	12	m	Hot tank heater temperature set point	500	°C
Tank fluid minimum height	1	m	Hot tank heater capacity	30	MWe
Storage tank volume	406	m ³	Tank heater efficiency	0.99	
Parallel tank pairs	1		HTF density	1808.48	kg/m ³
Tank diameter	6.6	m			
Wetted loss coefficient	0.4	Wt/m ² -K			
Estimated heat loss	0.08	MWt			

Ilustración 27. Parámetros del Sistema de Almacenamiento Térmico

6.3. Optimización de la Central Termosolar

A continuación se procede a realizar distintos análisis paramétricos para determinar ciertas variables de entrada como el múltiplo solar, la máxima distancia a la torre de los heliostatos o la distribución del campo de heliostatos. Los análisis paramétricos tendrán como valor de salida el LCOE, es decir, el precio que cuesta generar un kWh [cents/kWh]. Este valor numérico sería para una central termosolar de torre convencional con los datos introducidos y no para la central híbrida de estudio. Por lo tanto, ni en el análisis paramétrico ni en este estudio se tendrá en cuenta el valor del LCOE, solo se observará en qué circunstancias es este valor más bajo.

6.3.1. Optimización del Campo de Heliostatos

Con una primera optimización de la distribución del campo de heliostatos con las variables introducidas descritas en el anterior punto, obtenemos los siguientes resultados que determinaremos como el caso base de la central.

Item	Units	Update Value	Previous
Receiver height	m	5.158478	7.318358
Receiver diameter	m	6.689475	7.470301
Tower height	m	58.568400	84.002083
Heliostat count		3090	6647

Metric	Value
Annual energy (year 1)	8,242,637 kWh
Capacity factor (year 1)	34.8%
Annual Water Usage	6,490 m ³
PPA price (year 1)	51.04 ¢/kWh
PPA price escalation	1.00 %/year
Levelized PPA price (nominal)	57.16 ¢/kWh
Levelized PPA price (real)	45.38 ¢/kWh
Levelized COE (nominal)	52.52 ¢/kWh
Levelized COE (real)	41.70 ¢/kWh
Net present value	\$3,736,108
Internal rate of return (IRR)	11.00 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	12.83 %
Net capital cost	\$56,685,748
Equity	\$24,908,724
Size of debt	\$31,777,022

Ilustración 28. Resultados de la primera optimización

6.3.2. Optimización del Múltiplo Solar

Para determinar el múltiplo solar óptimo para la central se ha procedido a realizar un análisis paramétrico tomando como input un Múltiplo Solar de 2.4 a 3 en intervalos de 0.1. Se obtienen los siguientes resultados del análisis paramétrico:

	solarm	lcoe_nom (cents/kWh)
5	2.4	52.5239
6	2.5	51.6317
7	2.6	50.9544
8	2.7	50.3652
9	2.8	50.0499
10	2.9	50.1569
11	3	50.2665

Ilustración 29. Análisis paramétrico M.S

Así, se toma como Múltiplo Solar óptimo 2.8 ya que con éste se obtiene el mínimo LCOE.

6.3.3. Optimización de la máxima distancia a la torre

Al igual que el Múltiplo Solar, se realiza otro análisis paramétrico con la máxima distancia a la torre. Esta vez los inputs serán desde 8 a 11 veces la distancia de la torre y se seguirá tomando como output el LCOE. Se obtienen los siguientes resultados:

	land_max	lcoe_nom (cents/kWh)
1	8	55.7571
2	8.5	51.8792
3	9	51.8792
4	9.5	50.0616
5	10	50.0737
6	10.5	50.1408
7	11	50.1475

Ilustración 30. Resultados análisis paramétrico máx. distancia torre

Tras el análisis, se comprueba que el valor óptimo de máxima distancia a la torre será 9.5 veces la altura de la torre.

A continuación se muestra una tabla resumen de los resultados de las optimizaciones realizadas en la central termosolar.

Ejercicio	No. of heliostats	Tower height	Receiver height	Receiver diam	Solar Multiple	Annual energy GWh	PPA	Capacity Factor	Max. Distance to tower
Optimización	3090	58.57	5.16	6.690	2.4	8.24	57.16	34.8	9.5
Análisis paramétrico múltiplo solar	3673	59	5.46	6.680	2.8	9.11	54.49	38.5	9.5
Análisis paramétric: Max distance to tower	3673	59	5.46	6.680	2.8	9.11	54.49	38.5	9.5

Tabla 13. Resumen de los resultados de las optimizaciones realizadas

Tras las diferentes optimizaciones, la distribución del campo de heliostatos es la siguiente:

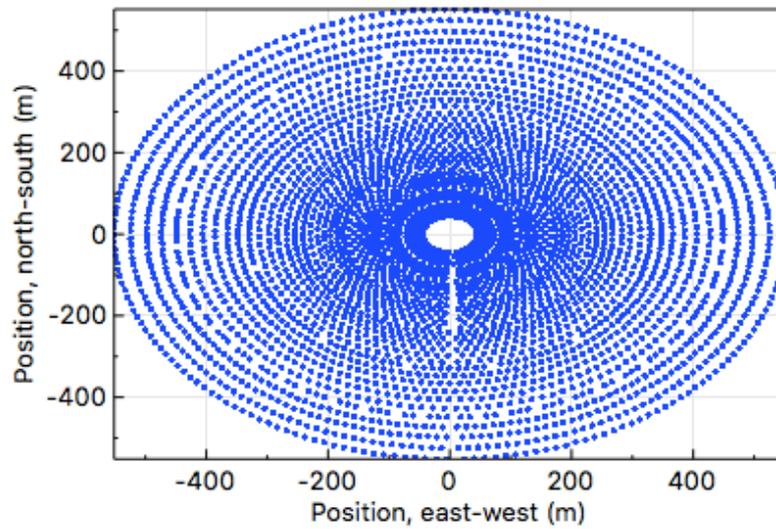


Ilustración 31. Distribución campo de heliostatos

Una vez realizadas las optimizaciones, se muestra una tabla resumen de todos los datos de partida para la simulación de la central termosolar en SAM:

Localización	Sevilla	Horas Almacenamiento	8 horas
DNI diseño	850 W/m ²	Heliostatos	7 x 6 metros
Potencia a la salida de la turbina	3 MW _e	Reflectividad heliostatos	40%
Eficiencia ciclo térmico	30%	Múltiplo Solar	2.8
Potencia ciclo térmico	10 MW _t	Máxima distancia a la torre	9.5 veces la altura de la torre

Tabla 14. Datos de partida central termosolar

6.4. Dimensionado de la Central Híbrida Termosolar-Fotovoltaica

Como se ha desarrollado en el punto dónde se explica la Tecnología BLUESOLAR. Las placas fotovoltaicas serán los heliostatos comunes que se han dimensionado en SAM, y sobre éstos estará dispuesto el filtro que dividirá el espectro solar hacia la torre y la célula fotovoltaica.

Para poder estimar la producción fotovoltaica se ha partido de los resultados de las simulaciones de SAM para la central termosolar anterior. Además, contará con un 6% de pérdidas nominales causadas por la colocación del filtro sobre el panel, pero serán compensadas por la mejora por disminución de temperatura que ofrece el filtro. Por tanto, la potencia fotovoltaica será:

$$Pf = (Ibn \times \cos\phi + Id) \times A \times \eta \times PR$$

Donde:

Pf: Potencia resultante de la parte fotovoltaica [W]

Ibn: Radiación directa normal [W/m²]

Id: Radiación difusa [W/m²]

cosφ: coseno del ángulo de incidencia

A: Área reflectiva del campo de heliostatos [m²]

η: Eficiencia de la célula fotovoltaica

PR: Performance Ratio. Se estima a 0.8

Se ha supuesto para este modelo simplificado una célula fotovoltaica policristalina, con un rendimiento del 17% en operación nominal.

Todos los parámetros de la expresión anterior, excepto el ángulo de incidencia, son resultados ofrecidos por el software SAM. Son datos horarios por lo que el sumatorio de los mismos hora a hora nos dará la energía anual fotovoltaica de la central híbrida.

El ángulo de incidencia es un dato que el software no ofrece, por lo que se ha procedido a una estimación. Se asume que el rendimiento óptico del campo solar tiene dependencia a dos factores fundamentalmente: la reflectividad y el ángulo de incidencia. Al poseer el campo solar

una reflectividad fija del 40% y al ofrecer SAM el rendimiento óptico horario, será sencillo realizar una estimación del coseno del ángulo de incidencia medio del campo solar hora a hora.

Una vez calculada la energía anual fotovoltaica mediante los cálculos anteriores, se sumará la energía resultante de la parte termosolar calculado con SAM. Esta energía anual será la energía de la Central Híbrida Termosolar-Fotovoltaica de estudio en el primer año de operación.

7 RESULTADOS

A continuación se muestran los resultados de la producción de parte Termosolar calculados con las simulaciones del software SAM y de la parte fotovoltaica mediante hojas de cálculo.

7.1. Producción de la Central Termosolar

Después de las optimizaciones realizadas, se han modificado los valores del “Dispatch Control” que daba el software por defecto, es decir, la planificación del despacho de energía de la central. Se ha configurado un despacho de energía lineal y estos han sido los resultados finales para una Central Termosolar de 10MWt:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	10,206,355 kWh
Capacity factor (year 1)	43.2%
Annual Water Usage	7,710 m ³
PPA price (year 1)	45.62 ¢/kWh
PPA price escalation	1.00 %/year
Levelized PPA price (nominal)	48.70 ¢/kWh
Levelized PPA price (real)	38.67 ¢/kWh
Levelized COE (nominal)	44.74 ¢/kWh
Levelized COE (real)	35.52 ¢/kWh
Net present value	\$3,946,176
Internal rate of return (IRR)	11.00 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	12.83 %
Net capital cost	\$59,866,608
Equity	\$26,306,918
Size of debt	\$33,559,688

Ilustración 32. Resultados de la parte Termosolar

Como se observa en la Ilustración anterior, se obtiene una producción anual de **10.2 GWh**. Es importante decir que estos resultados son para una central termosolar de torre con los datos de partida de la Tabla 14, y no para la central híbrida que se estudia. También que estos resultados están adaptados a la hibridación (como el caso de imponer la reflectividad al 40%), por lo que una central termosolar convencional obtendría mejores resultados.

El dimensionado de la Central será el siguiente:

Item	Units	Update Value	Previous
Receiver height	m	5.463933	5.158478
Receiver diameter	m	6.682082	6.689475
Tower height	m	59.000426	58.568401
Heliostat count		3673	3090

Ilustración 33. Dimensionado de la Central

7.2. Producción de la parte Fotovoltaica

En cuanto a la producción fotovoltaica, como se ha comentado en apartados anteriores, se ha estimado el ángulo de incidencia medio horario y junto a los demás parámetros recogidos en SAM se aplica la siguiente expresión hora a hora en una hoja de cálculo:

$$Pf = (Ibn \times \cos\phi + Id) \times A \times \eta \times PR$$

Se recuerda que se considera un rendimiento del 17% de la célula fotovoltaica y un Performance Ratio de 0.8. El área de captación será la que nos proporciona SAM: 149638 m².

En cuanto al ángulo de incidencia, se ha realizado una estimación mediante el rendimiento óptico horario del campo solar y la reflectividad de éste. Así, se ha podido estimar el coseno del ángulo de incidencia medio horario del campo solar.

A continuación se muestra un ejemplo de los cosenos de los ángulos de incidencia medios del campo de captación el 1 de agosto:

Hora	Rendimiento óptico	cosϕ
08:00 am	0.2185	0.5464
09:00 am	0.2357	0.5894
10:00 am	0.2454	0.6137
11:00 am	0.2507	0.6267
12:00 pm	0.2542	0.6356
01:00 pm	0.2556	0.6392
02:00 pm	0.2542	0.6357
03:00 pm	0.2507	0.6268
04:00 pm	0.2455	0.6138
05:00 pm	0.2358	0.5896
06:00 pm	0.2188	0.5470

Tabla 15. Estimación coseno del ángulo de incidencia medio horario

A continuación, se muestra como ejemplo la producción horaria fotovoltaica para el día 1 de agosto aplicando la expresión anterior a partir de los datos obtenidos por SAM y los cosenos obtenidos anteriormente:

Hora	Id [W/m ²]	Ibn [W/m ²]	η	A [m ²]	PR	Pf [W]
06:00 am	3	1	0.17	149638	0.8	6.11e4
07:00 am	55	172	0.17	149638	0.8	1.12e6
08:00 am	102	432	0.17	149638	0.8	6.88e6
09:00 am	144	591	0.17	149638	0.8	1.00e7
10:00 am	175	660	0.17	149638	0.8	1.18e7
11:00 am	230	620	0.17	149638	0.8	1.26e7
12:00 pm	247	680	0.17	149638	0.8	1.38e7
01:00 pm	210	750	0.17	149638	0.8	1.40e7
02:00 pm	276	632	0.17	149638	0.8	1.38e6
03:00 pm	304	479	0.17	149638	0.8	1.23e7
04:00 pm	310	430	0.17	149638	0.8	1.17e7
05:00 pm	243	406	0.17	149638	0.8	9.82e6
06:00 pm	189	405	0.17	149638	0.8	8.35e6
07:00 pm	89	167	0.17	149638	0.8	1.81e6
08:00 pm	11	9	0.17	149638	0.8	2.24e5

Tabla 16. Producción fotovoltaica horaria en un día de agosto

Así, se realiza este procedimiento para todas las horas del año de estudio y la producción anual de fotovoltaica aproximadamente será de **34 GWh**.

7.3. Producción de la Central Híbrida

La producción de la hibridación será la suma de la producción de ambas tecnologías, puesto que ya el concepto de la tecnología BLUESOLAR está incluido en el procedimiento de cálculo de sus respectivas producciones.

Así, la producción de la Central Híbrida con Tecnología Receptor Central y Fotovoltaica en Sevilla poseerá una producción aproximadamente de **44.2 GWh** anuales.

Analizando este resultado, se puede ver que aproximadamente el 77% de la producción de la central híbrida lo aporta la tecnología fotovoltaica y el 23% de la parte termosolar.

7.3.1. Caso para comparar. Planta fotovoltaica de igual potencia

Como se ha podido comprobar con los resultados anteriormente comentados, la tecnología fotovoltaica es la encargada de la mayor parte de la producción de esta planta. Por lo tanto, se plantea la comparación de esta misma central con una planta fotovoltaica de la misma potencia.

La potencia de la central híbrida anterior consta de 3 MW eléctricos de la parte termosolar y 20.35 MW de la tecnología fotovoltaica. En total la central híbrida poseerá 23.35 MW.

Así, empleando paneles fotovoltaicos con rendimiento del 17%, sería necesaria un área de captación fotovoltaica de 171,692 m².

Así, los paneles se encontrarán en seguimiento fotovoltaico, por lo tanto, el ángulo de incidencia será 1. La expresión para realizar el cálculo de la producción en este funcionamiento será la siguiente:

$$Pf = (Ibn + Id) \times A \times \eta \times PR$$

Con estos datos, se realiza la producción con los datos del mismo año que en el caso anterior y se obtiene una producción anual de **61.8 GWh**.

Si se compara con la producción de la planta híbrida se puede observar un aumento en la producción de casi un 40%.

8 ANÁLISIS TECNOECONÓMICO

Para realizar un análisis económico en la central, se ha de realizar un estudio de la demanda de la energía eléctrica en España y del mercado de la energía eléctrica. Mediante estos estudios obtendremos los denominados multiplicadores del precio de venta de la energía, lo que SAM denomina “Time of Delivery Factor” (TOD).

Así, se empieza realizando un análisis de la demanda de energía eléctrica en el periodo de estudio, en este caso será desde enero a diciembre de 2019. Se realiza un estudio del día y la hora en los que se producen los picos de demanda de cada mes y así éstos se pueden agrupar según su similitud en periodos. Estos datos han sido recogidos de los Boletines Mensuales disponibles en la web de Red Eléctrica Española (REE).

Hay que aclarar que el software que se utilizará en este trabajo trabaja en el horario UTC +0, por lo que se ha tenido que realizar la conversión de la hora española a dicho horario para poder introducirlo correctamente en él.

A continuación se muestra una tabla con los días y horas de máxima demanda de energía eléctrica de cada mes del año de estudio (2019):

Día	Hora UTC +0	Máximo Potencia [MW]
22-01-19	19:08	40.455
04-02-19	19:44	38.72
06-03-19	19:24	35.59
08-04-19	19:14	34.98
31-05-19	10:48	32.91
28-06-19	11:47	38.174
23-07-19	11:25	40.021
09-08-19	11:47	37.57
04-09-19	11:22	37.168
23-10-19	18:58	34.007
19-11-19	19:36	37.936
12-12-19	19:36	37.63

Tabla 17. Estudio demanda energética

Como se puede comprobar, se distinguen dos periodos:

- Periodo A. Enero, febrero, marzo, abril, octubre, noviembre y diciembre.
- Periodo B. Mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

A continuación, estos dos periodos se van a dividir en dos periodos cada uno, periodos en los que exista radiación (periodos 2 y 4) y en los que no (periodos 1 y 3) (Ver Ilustración 34).

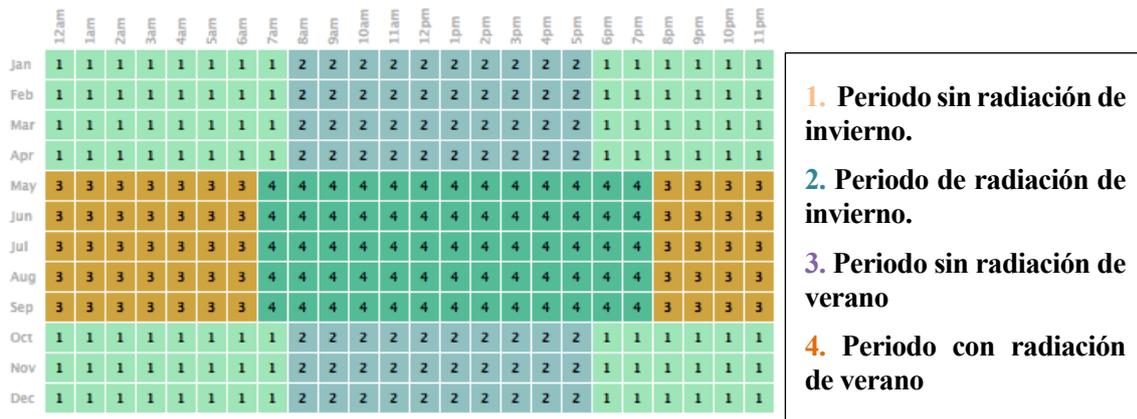


Ilustración 34. Periodos de operación

Una vez distinguidos estos periodos, se calcularán los multiplicadores del precio de venta de energía que se definen de la siguiente forma:

$$TOD_{max} = \frac{P_{max}}{P_{medio}} \qquad TOD_{min} = \frac{P_{min}}{P_{medio}}$$

Donde:

P_{max} : Precio máximo final de venta de la energía eléctrica [€/MWh]

P_{min} : Precio mínimo final de venta de la energía eléctrica [€/MWh]

P_{medio} : Precio medio final de venta de la energía eléctrica [€/MWh]

Se realiza la **hipótesis** de que el mayor precio de venta de la energía eléctrica (P_{max}) coincida con el periodo de mayor demanda energética.

A continuación, a partir de los Boletines Mensuales Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) se recogen los siguientes datos:

Día mayor demanda	Pmin [€/MWh]	Pmedio [€/MWh]	Pmax[€/MWh]	TODmax	TODmin
22-01-19	52	65	70	1.077	0.8
04-02-19	38	59	71	1.203	0.64
06-03-19	27	39	52	1.3	0.69
08-04-19	42	53	60	1.13	0.79
31-05-19	49	55	57	1.04	0.89
28-06-19	51	53	54	1.019	0.96
23-07-19	50	55	59	1.072	0.9
09-08-19	37	44	54	1.23	0.84
04-09-19	39	44	47	1.11	0.89
23-10-19	32	46	56	1.22	0.695
19-11-19	44	58	66	1.14	0.76
12-12-19	30	38	45	1.18	0.79

Tabla 18. Resultados Time Delivery Factor (TOD)

Así, se muestra a continuación los factores para cada periodo, calculados mediante medias aritméticas de la Tabla 18.

PERIODO	TODmax	TODmin
A	1.179	0.738
B	1.094	0.896

Tabla 19. TOD medios para cada periodo

Una vez determinados los multiplicadores para cada periodo, hay que recordar que éstos se dividen en otros dos: uno en el que existe radiación solar y otro en el que no.

Dentro del periodo A, el pico de demanda se produce en el periodo sin luz solar (periodo 1), por lo tanto, se corresponde con el multiplicador TODmax.

En el periodo B, el pico de demanda se produce en el periodo de radiación solar (periodo 4), y así el multiplicador TODmax estará comprendido en este periodo.

Se muestra un resumen de cómo quedan los multiplicadores TOD en cada periodo:

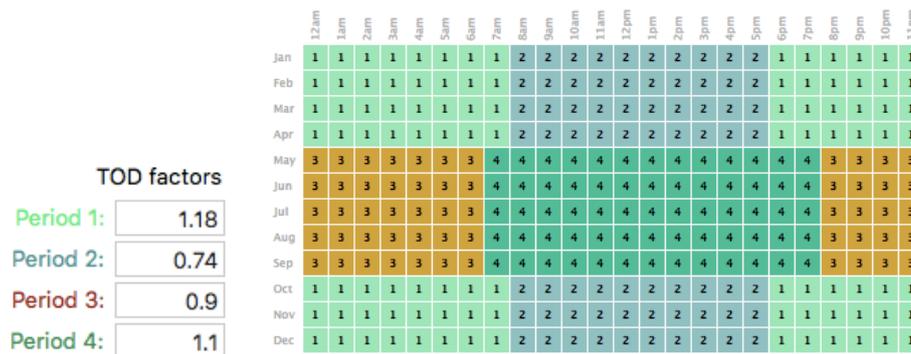


Ilustración 35. Resumen disposición de los multiplicadores TOD en cada periodo

Una vez determinados los multiplicadores, se ha simplificado los cálculos tomando el precio de energía el precio medio de los meses de invierno para los periodos 1 y 2 (51.14 €/MWh), y el precio medio de los meses de verano para los periodos 3 y 4 (50.2 €/MWh). Así, se han aplicado los multiplicadores como se ha desarrollado anteriormente según si el periodo es de radiación o no.

La producción fotovoltaica se ha considerado siempre en periodos de radiación. La producción fotovoltaica en meses de verano es de aproximadamente 18.8 GWh y la de meses de invierno 15.2 GWh. A continuación, se obtiene la producción energética en cada uno de los periodos y sus respectivos ingresos referidos al primer año de instalación.

Periodo	Producción [kWh]	Precio de la energía [€/kWh]	Ingresos [€]
TOD 1	1.98127e6	0.06029	119,450.77
TOD 2	2.48894e6 + 15.2e6	0.03774	667,579.1
TOD 3	2.14955e6	0.04498	96,686.759
TOD 4	3.5866e6 + 18.8e6	0.05492	1,229,472.1
TOTAL			2,113,188.73

Tabla 20. Resultados de producción e ingresos para cada periodo

Así, se obtiene unos ingresos totales de la central híbrida de **2,113,188.73 € en su primer año de vida.**

A continuación se muestra una gráfica de la distribución de la producción mensual de cada periodo de la tecnología termosolar:

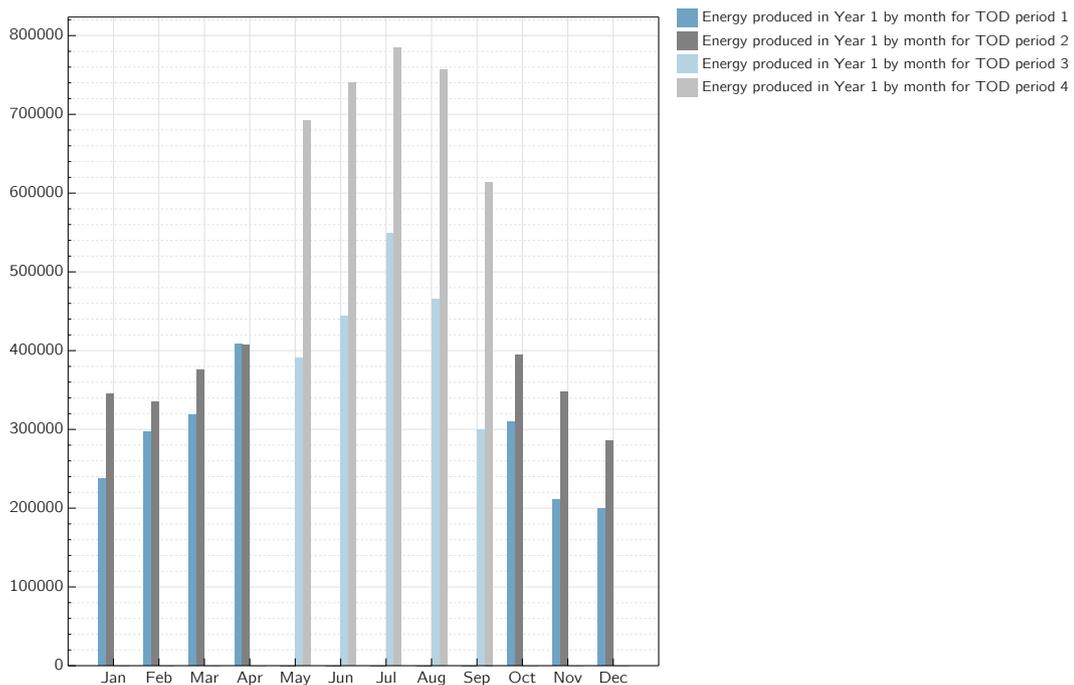


Ilustración 36. Producción mensual central termosolar

Una vez sabemos los ingresos en el primer año de vida, vamos a desglosar este precio por tecnología:

La **tecnología termosolar** aportaría 499,046 € en el primer año de vida, esto supone aproximadamente un 24% de los ingresos totales.

La **tecnología fotovoltaica**, sin embargo, aportaría 1,614,143 €, es decir, el 76% de los ingresos totales.

Ahora, nos queda ver los ingresos de la planta fotovoltaica convencional que se ha comentado anteriormente, es decir, los ingresos de una planta fotovoltaica común con la misma potencia que la Central híbrida que se estudia.

La producción de este caso será de 33.5 GWh en verano y 28.3 GWh en los meses de invierno. Esto supondrá los siguientes ingresos:

$$33.5e6 \text{ kWh} \times 0.05492 \frac{\text{cents}}{\text{kWh}} = 1,839,820 \text{ €}$$

$$28.3e6 \text{ kWh} \times 0.03774 \frac{\text{cents}}{\text{kWh}} = 1,068,042 \text{ €}$$

El beneficio total en el primer año de una planta fotovoltaica con la misma potencia sería de 2,907,862 €.

9 CONCLUSIONES

El objetivo de este trabajo era dimensionar y estimar la producción de una Central Híbrida con Tecnología de Receptor Central y Fotovoltaica mediante la tecnología BLUESOLAR.

Para ello, se ha empleado el software SAM, el cual no es capaz de dimensionar una central de estas características, por lo que se ha realizado un dimensionamiento individual para cada tecnología con pequeñas modificaciones e hipótesis simplificadoras para adaptarlas a la central de estudio.

Para la parte termosolar, se ha impuesto una reflectividad en los heliostatos del 40% para simular el 40% de radiación que refleja el filtro espectral hacia el receptor. Además, se han realizado optimizaciones en el múltiplo solar, máxima distancia a la torre y en el despacho de energía. Así, se ha obtenido una producción termosolar de **10.2 GWh** que generará unos ingresos de aproximadamente **499,046 €**.

En cuanto a la parte fotovoltaica, se ha partido de los datos horarios que nos ofrece SAM para realizar una estimación de la producción fotovoltaica. Con ello, y mediante una hoja de cálculo, se obtiene una producción fotovoltaica de **34 GWh** que supone unos ingresos de **1,614,143 €**.

Así, la **Central Híbrida** de este trabajo basada en la tecnología BLUESOLAR poseerá una producción estimada en su primer año de operación de **44.2 GWh** y unos ingresos aproximadamente de **2,113,189 €**.

Prácticamente la tecnología fotovoltaica es la principal productora de la central híbrida con el 77% de la producción y el 76% de los ingresos, sin embargo, la tecnología termosolar aporta gran flexibilidad y una mayor cantidad de modos de operación a la central, pudiendo así generar energía eléctrica en periodos sin radiación gracias al sistema de almacenamiento térmico.

Se ha realizado una comparación de esta Central Híbrida con una planta fotovoltaica con la misma potencia, sin pérdidas por ángulo de incidencia y sin división espectral, es decir, pudiendo aprovechar la tecnología fotovoltaica la parte de radiación que el filtro reflejaba hacia el receptor. Para este caso, se observa que su producción sería de 61.8 GWh, que supone de unos ingresos de aproximadamente 2,907,862 €.

Se observa por tanto que una planta fotovoltaica con la misma potencia que la central híbrida, generaría aproximadamente un 40% más de energía y un 38% más de ingresos en su primer año de operación. También hay que comentar que las simulaciones realizadas se ha introducido un despacho de energía lineal en la parte termosolar, es decir, los ingresos económicos se podrían maximizar aplicando sus respectivas estrategias de operación.

En resumen, después de comparar la central híbrida con una planta fotovoltaica convencional, se observa en esta última una mayor producción e ingresos en el primer año de operación. Por tanto, si lo que se busca es maximizar la producción o ingresos, la planta fotovoltaica podría ser la mejor opción. Sin embargo, la central híbrida dispone de muchas otras ventajas que la planta fotovoltaica carece, como una mayor gestionabilidad gracias a su mayor número de modos y estrategias de operación, así como contar con un sistema de almacenamiento térmico que hace que se convierta en una central mucho más flexible y competente frente a la planta fotovoltaica convencional.

REFERENCIAS

- [1] Torresol Energy. Reinventing solar power. Recuperado de <https://torresolenergy.com/gemasolar/>
- [2] Silva Pérez, M. Diapositivas de la asignatura Centrales Solares. Grado en Ingeniería de la Energía curso 2019/2020. Universidad de Sevilla.
- [3] Abengoa Noticias. Recuperado de http://www.abengoa.es/web/es/noticias_y_publicaciones/noticias/historico/2009/11_noviembre/abe_20091126_1.html
- [4] Hernández J. (2012). Central Solar Termoeléctrica (CET) de Colectores Cilindro-Parabólicos.
- [5] Soteris, A. (2004). Solar Thermal Collectors and applications. Department of Mechanical Engineering. Higher Technical Institute. Cyprus.
- [6] BANYERAS Jutglar, L. (2007). Energía Solar, CEAC.
- [7] Buck R., Giuliano S., Gobereit B., Pfahl A., Puppe M., Schwarzbözl P., Uhlig R., Wilbert S. (2014). Sistemas de torre solar – Estado y perspectiva. Proprama Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile. Santiago de Chile.
- [8] M. Campell, M. Newmaker, N. Lewis, CT George y G. Cohen (2011). Diseño de un Sistema modular de almacenamiento de calor latent para plantas de energía solar térmica. Washington DC.
- [9] Rafael Enrique Cabanillas López. Perspectivas de la tecnología de concentración solar en México (Torres Centrales). Recuperado de <http://www.ai.org.mx/ai/archivos/coloquios/4/Perspectiva%20de%20las%20Tecnolog%20de%20Concentracion%20Solar%20en%20Mex%20Plantas%20de%20Torre%20Central.pdf>
- [10] Fernández Reche, J. (2003). Análisis Estadístico de la Reflectividad de un Campo de Heliostatos. Aplicación al Campo de Heliostatos CRS de la Plataforma Solar de Almería.
- [11] Payeras, J. (2015). Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants. International Finance Corporation. Chile.
- [12] Lillo, I. Apuntes de la asignatura Instalaciones Fotovoltaicas curso 2019/2020 del Grado Ingeniería de la Energía. Escuela Técnica Superior de Ingenieros. Universidad de Sevilla.
- [13] Lillo, I. Teoría y problemas “Instalaciones Fotovoltaicas” curso 2018. Escuela de ingenieros. Universidad de Sevilla.
- [14] Baterías solares OPzS. Recuperado de www.victronenergy.com
- [15] Payeras, J. (2015). Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants. International Finance Corporation. Chile.

- [16] Central de Ciclo Combinado. ISCC Hassi R'Mel (Argelia). Recuperado de https://saidi.es/PDF/Project_Profiles/Project_profile_ABENER_ARGELIA.pdf
- [17] Malo de Molina, P., González L. (2011). Abengoa Inagura la primera central híbrida solar-gas de Argelia. Abengoa Noticias.
- [18] Central eléctrica híbrida Solar-Gas Hassi R'mel. Recuperado de <http://faktor.uy/antecedentes/central-electrica-hibrida-solar-gas-hassi-rmel/>
- [19] Behar O., Khellaf A., Mohammedi K., Ait-Kaci S. (2014). A review of integrated solar combined cycle system (ISCCS) with a parabolic trough technology. University of M'Hammed Bougara, Argelia.
- [20] Alexopoulos S., Hoffschmidt B., Rau C., Sattlet, J. (2011). Choice of solar share of a hybrid power plant of a central receiver system and a biogas plant in dependency of the geographical latitude. University of Applied Sciences Aachen, Germany.
- [21] Coelho, B., Domingues, P., Oliveira, A., Mendes, A. (2010). Solmass Project-SolarBiomass Dual Hybrid 4MW CRS Pilot Plant. 16th International SolarPACES Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies. Francia.
- [22] Cerro Dominador Concentrated Solar Power. Recuperado de <https://www.cerrodominador.com>
- [23] Branz H. Full-spectrum optimised conversion and utilization of sunlight. Recuperado de https://arpa-e.energy.gov/sites/default/files/Branz-FOCUS_Kickoff_talk_24Jun14_v3.pdf
- [24] Ju X., Xu C., Hu Y., Han X., Wei G., Du X. (2017). A review on the development of photovoltaic/concentrated solar power (PV-CSP) hybrid systems. North China Electric Power University. China.
- [25] Capsun Technologies. Recuperado de <https://www.capsun-technologies.com/>
- [26] Mojiri A., Taylor R., Thomsen E., Rosengarten G. (2013). Spectral beam splitting for efficient conversion of solar energy-A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. China.
- [27] A Photovoltaic Plant with thermal co-generation. Recuperado de <https://www.cordis.europa.eu/project/id/855757/es>
- [28] Blair N., DiOrío N., Freeman J., Gilman P., Janzou S., Neises T., Wagner M. (2018). System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5). National Renewable Energy Laboratory. Estados Unidos.