

UNIVERSIDAD DE ALMERÍA
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA



TRABAJO FIN DE MÁSTER
MÁSTER EN ENERGÍA SOLAR

Análisis tecno-económico de plantas híbridas PV-CSP

Autor:

Francisco Antonio Artero Carrillo

Tutor:

Manuel Pérez García

Almería, septiembre 2018

Contenidos

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	4
1.3. Fases de realización	4
1.4. Planificación temporal	5
1.5. Estructura del trabajo	6
2. Análisis de la tecnología	7
2.1. Energía solar fotovoltaica	7
2.1.1. Fundamentos	7
2.1.2. Tecnologías solares fotovoltaicas	10
2.2. Energía solar de concentración	12
2.2.1. Fundamentos	12
2.2.2. Tecnologías solares de concentración	13
2.3. Almacenamiento energético	17
2.3.1. Sistemas solares fotovoltaicos + Baterías	18
2.3.2. Sistemas solares de concentración + Almacenamiento térmico	19
2.4. Plantas híbridas PV-CSP	21
2.4.1. Fundamentos	21
2.4.2. Clasificación de los sistemas híbridos PV-CSP	26
3. Trabajos de investigación sobre sistemas híbridos PV-CSP	29
3.1. Descripción de los trabajos de investigación	29
3.2. Análisis de los resultados de los estudios de investigación	37
4. Proyectos de plantas híbridas PV-CSP en el mundo	39
4.1. Descripción de los proyectos	39
4.2. Análisis comparativo de los diferentes proyectos descritos	45
5. Evaluación tecno-económica de plantas híbridas PV-CSP	47
5.1. Metodología	47
5.2. Simulaciones	50
5.2.1. Planta híbrida PV-CCP	51
5.2.2. Planta híbrida PV-Fresnel	58
5.2.3. Planta híbrida PV-Torre	65
5.2.4. Planta híbrida PV-Disco Stirling	72
6. Análisis de resultados	77
7. Conclusiones	79
Bibliografía	81

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

Abreviatura	Denominación original	Significado en español
BESS	Battery Energy Storage System	Sistema de Almacenamiento Energético con Baterías
CCP	-	Captadores cilindroparabólicos
CdTe	Cadmium Telluride	Teluro de Cadmio
CIGS	Copper Indium Gallium Selenide	Cobre Indio Galio Selenio
CF	Capacity Factor	Factor de Capacidad
CPV	Concentrating Photovoltaics	Fotovoltaica de Concentración
CRS	Central Receiver System	Sistema de Receptor Central
CSP	Concentrating Solar Power	Energía Solar de Concentración
DS	Dish Stirling	Disco Stirling
F-INT	Fully Integrated	Completamente Integrado
IEA	International Energy Agency	Agencia Internacional de la Energía
LCOE	Levelized Cost of Energy	Coste Nivelado de la Energía
NREL	National Renewable Energy Laboratory	Laboratorio Nacional de Energía Renovable
O&M	Operation and Maintenance	Operación y Mantenimiento
ORC	Organic Rankine Cycle	Ciclo Rankine Orgánico
P-INT	Partially Integrated	Parcialmente Integrado
PSA	-	Plataforma Solar de Almería
PSDA	-	Plataforma Solar de Atacama
PTC	Parabolic Trough Collector	Captador Cilindroparabólico
PV	Photovoltaics	Fotovoltaica
REIPPPP	Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme	Programa de Adquisición de Energía Renovable de Productores Independientes de Energía
SAM	System Advisor Model	Modelo de Asesoría de Sistemas
SBS	Spectral Beam Splitting	División Espectral de la Radiación
SM	Solar Multiple	Múltiplo Solar

SOC	State of Charge	Estado de Carga
TES	Thermal Energy Storage	Almacenamiento de Energía Térmica
z.c.e.	-	Zona de carga espacial

NOMENCLATURA

Notación	Magnitud	Unidad	Significado
C_t	Coste anual del proyecto	\$	Dólar
E	Energía	Wh	Vatio-hora
		eV	Electronvoltio
E_t	Producción energética anual del proyecto	Wh/año	Vatio-hora/año
I	Corriente eléctrica	A	Amperio
I_D	Corriente de diodo	A	Amperio
I_L	Corriente de iluminación	A	Amperio
k	Tasa de descuento	%	-
LCOE	Coste nivelado de la energía	\$/MWh	Dólar por megavatio-hora
n	Duración de la vida útil del proyecto	años	-
P	Potencia	W	Vatio
P_N	Potencia nominal	W	Vatio
P_T	Potencia total	W	Vatio
P_{th}	Potencia térmica	W_{th}	Vatio térmico
$P_{th,r}$	Potencia térmica de salida del receptor	W_{th}	Vatio térmico
$P_{th,BP}$	Potencia térmica de salida del bloque de potencia	W_{th}	Vatio térmico
q	Capacidad	Ah	Amperio-hora
q_{max}	Capacidad nominal	Ah	Amperio-hora
t	Serie anual del proyecto	-	-
V	Tensión	V	Voltio
V_D	Tensión de diodo	V	Voltio

RESUMEN / ABSTRACT

Resumen

El presente trabajo trata sobre el análisis tecno-económico de plantas híbridas que combinan las tecnologías solares fotovoltaica y de concentración. Este estudio evaluó el estado de la técnica de ambas tecnologías y los beneficios derivados de su unión como parte de las plantas híbridas PV-CSP.

Aparte de esto, se presentaron varios estudios de investigación sobre plantas híbridas PV-CSP, así como una recopilación de los proyectos de este tipo de plantas que se encuentran en construcción o en desarrollo por todo el mundo, evaluando diferentes parámetros como el tipo de tecnología usada, el tamaño del campo solar o la capacidad de almacenamiento en todos ellos.

Finalmente, para conseguir el objetivo inicial y evaluar el rendimiento de plantas híbridas de energía solar, se realizó un análisis, considerando diferentes combinaciones de tecnologías para la unión PV-CSP. Para ello, se utilizó el software de diseño SAM, permitiendo evaluar el rendimiento energético y económico de este tipo de plantas híbridas, determinados por los parámetros de mérito del factor de capacidad y el LCOE.

Abstract

The present work deals with the techno-economic analysis of hybrid power plants combining photovoltaic and concentrating solar technologies. This study assessed the state of the art of both technologies and the benefits of putting them together as a part of PV-CSP hybrid plants.

In addition to that, some research studies about PV-CSP hybrid plants were presented, as well as a compilation of projects under construction or under development using this type of hybrid plants around the world, assessing the type of technology used, the solar field size or the thermal storage capacity in all of them.

Finally, in order to achieve the initial objective and assess the performance of PV-CSP hybrid solar power plants, an analysis was made, taking into account different combinations of technology for the PV-CSP union. The design software SAM was used to assess the energy and economic performance of this type of hybrid plants, determined by the parameters of capacity factor and LCOE.

1. Introducción

1.1. Motivación

Estimaciones recientes prevén un aumento de hasta el 30% de la demanda energética mundial para el año 2040. En este escenario, se espera que las energías renovables cobren cada vez más importancia, con previsiones de que, para esa fecha, puedan llegar a representar el 60% de toda la electricidad generada en un marco competitivo con el resto de las fuentes y sin subvenciones. Dentro de ese 60%, la energía solar representaría el 21% del total de la generación eléctrica renovable, siendo el 16% producido mediante energía solar fotovoltaica (PV) y el 5% restante mediante energía solar de concentración (CSP). (1)

Respecto a estas previsiones de aumento de la generación eléctrica mediante energía solar, existen estudios desarrollados por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) sobre la proyección de penetración de mercado que se espera que tengan las tecnologías solares PV y CSP hasta el año 2050. Estos estudios consideran dos diferentes escenarios: el escenario Blue Map y el escenario Roadmap, utilizados para la estimación de estas proyecciones de las tecnologías PV (2) y CSP (3). El escenario Roadmap tiene unas elevadas expectativas sobre la masiva instalación de estas tecnologías solares en el futuro, mientras que el escenario Blue Map es más conservador en este aspecto, como se puede ver en la siguiente imagen (figura 1.1), donde se muestra la proyección de capacidad instalada para PV y CSP considerando ambos escenarios. (4)

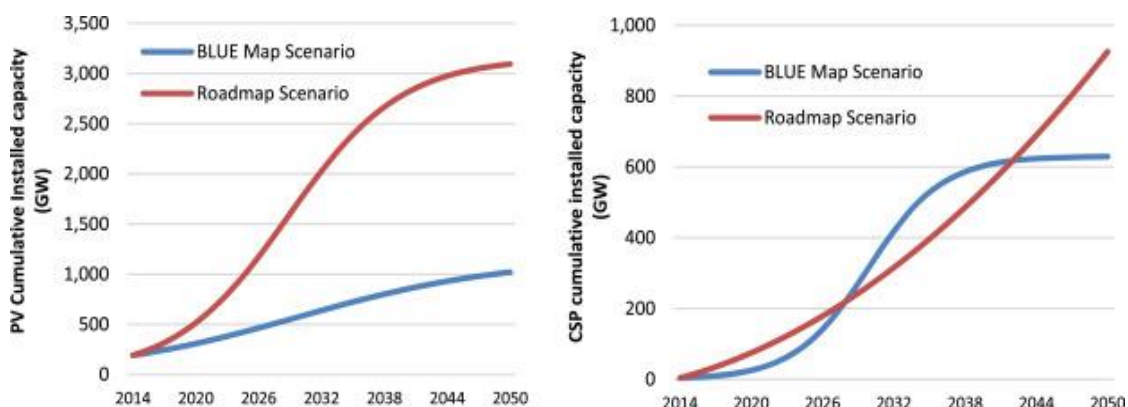


Figura 1.1. Proyección de capacidad instalada PV y CSP para los escenarios Blue Map y Roadmap (4)

La generación eléctrica mediante energía solar se realiza mediante el uso de las dos tecnologías previamente mencionadas: la tecnología fotovoltaica y la tecnología de concentración. Describiendo su funcionamiento de una forma simplificada, en el primero de los casos la conversión radiación solar - electricidad es directa a través de procesos de absorción de fotones y transferencia de portadores de carga que tienen lugar en los diferentes materiales fotovoltaicos, y en el segundo de los casos se trata de una conversión indirecta, ya que la radiación solar pasa por un proceso de conversión térmica previa que, además sirve para alimentar, a su vez, a un ciclo de potencia capaz de aportar la energía mecánica requerida por un alternador. Esta demanda térmica en términos de potencia y temperatura solo puede abordarse hasta la fecha a través de sistemas de concentración solar en sus dos modalidades, concentradores lineales y concentradores de foco puntual, siendo estas modalidades las que determinan las actuales plantas CSP. (5)

Dentro de estos dos grandes grupos de tecnologías de generación eléctrica mediante energía solar comentados anteriormente PV-CSP, existen diferentes tipos de tecnologías dentro de cada uno de ellos, como se puede observar en la siguiente imagen (figura 1.2). Dentro de las tecnologías solares fotovoltaicas, se pueden distinguir la tecnología fotovoltaica de placa plana y la fotovoltaica de concentración, mientras que en grupo de tecnologías solares de concentración se encuentran los captadores cilindroparabólicos, los concentradores lineales tipo Fresnel, los sistemas de receptor central de torre y los concentradores disco Stirling.

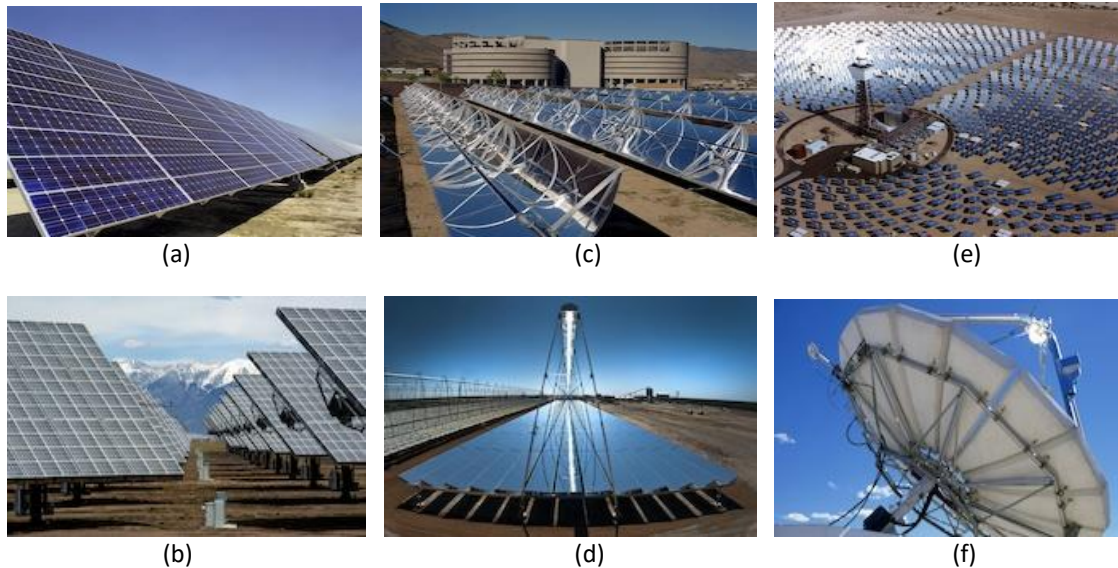


Figura 1.2. Diferentes tecnologías PV: (a) placa plana y (b) de concentración y CSP: (c) captadores cilindroparabólicos, (d) tipo Fresnel, (e) de torre y (f) disco Stirling (6)

Con independencia de las particularidades y recorrido de ambas tecnologías, que están actualmente inmersas un proceso de competencia/complementariedad, el punto crítico que actualmente determina la adopción de una u otra para un proyecto concreto es la capacidad de almacenamiento energético. Frente a una tecnología como la fotovoltaica con una curva de aprendizaje con pendientes muy altas, en base al gran desarrollo actual de los propios procesos de fabricación y materiales de las células y su inmediatez para la puesta en marcha de plantas dada la naturaleza modular y simplicidad de las mismas, la tecnología CSP cuenta con la gran ventaja de poder aportar sistemas de almacenamiento energético fiables y contrastados a través de tanque térmicos de sales fundidas, que permiten garantizar la operación nocturna de la planta, así como hacer frente a contratos con garantías de suministro. (7)

Existen otras particularidades como el hecho de que la tecnología solar de concentración solo puede aprovechar una parte de la radiación solar: la radiación directa, condicionando los emplazamientos potenciales de este tipo de plantas. Por otro lado, es posible hablar también de tecnología fotovoltaica de concentración (CPV), un campo reciente en el que, de forma simplificada, los dispositivos de conversión directa, células o módulos, se adaptan para emplazarse en el foco óptico de sistemas con cierta similitud conceptual a los sistemas de concentración de plantas térmicas, para aprovechar la mayor capacidad de generación de portadores de carga que ofrecen los flujos fotónicos más elevados. Clave en este tipo de sistemas es la capacidad de disipación térmica, ya que las elevadas temperaturas de las células expuestas a la radiación concentrada reducen su rendimiento y su vida operativa. Esta disipación térmica, de hecho, puede permitir aprovechar este exceso de calor para otros fines como, por ejemplo, calor de proceso.

En este contexto, las plantas híbridas PV-CSP consisten en la unión de las tecnologías solares fotovoltaica y de concentración y permiten combinarlas para aprovechar las ventajas de cada una de ellas. Por este motivo, estas plantas suponen un interesante campo de estudio dentro de la energía solar, que está cobrando especial importancia en los últimos años. (8) Una buena prueba de ello son los proyectos que se están desarrollando con este tipo de plantas en todo el mundo, por ejemplo, el de Copiapó, en Chile, desarrollado por la empresa Solar Reserve y consistente en un campo fotovoltaico de colectores planos de 150 MW y un campo de heliostatos con sistema de receptor central de torre de 260 MW con sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas de 14 horas (5). En la siguiente imagen (figura 1.3), se puede ver una representación de como quedarían este tipo de plantas.



Figura 1.3. Representación de una planta híbrida PV-CSP (9)

Este tipo de proyectos está siendo considerado en base a la mejora que ofrece esta hibridación en los parámetros de mérito más importantes que se consideran para la promoción de este tipo de proyectos, que son los siguientes:

- Factor de capacidad (CF): cociente entre la energía generada por la planta durante un determinado periodo y la energía que podría haber generado durante el mismo periodo si la planta hubiera trabajado a su potencia nominal. El CF permite evaluar la capacidad de una planta para trabajar a su potencia nominal (10). Una planta híbrida PV-CSP permite incrementar el CF de plantas PV gracias a la gestionabilidad que ofrece el almacenamiento de la parte CSP, pudiendo utilizar la energía PV durante las horas de sol, mientras el sistema CSP almacena la energía producida para utilizarla cuando ya no haya radiación solar. Esto permite aumentar el CF de la planta, pudiendo llegar a abastecerse las 24h del día solo con energía solar, mitigando los efectos de la variabilidad de la producción solar en condiciones de intermitencia, lo que facilita su integración en la red eléctrica.
- Coste nivelado de la energía (LCOE): cociente entre el valor presente del capital total y costes de operación de una determinada planta, entre el valor presente de la electricidad generada por dicha planta a lo largo de su vida útil. Este parámetro permite comparar el coste de la energía entre diferentes tecnologías de generación (11). Las plantas híbridas PV-CSP pueden alcanzar valores de LCOE más reducidos que las plantas CSP por el hecho de contar con menores inversiones iniciales para la misma potencia nominal, priorizando la utilización de una tecnología más barata como la fotovoltaica durante las horas de sol para reducir los costes de operación y mantenimiento. (8)

Sobre la base de lo anterior, existen multitud de propuestas y esquemas de hibridación en la literatura, así como diversas estimaciones de los parámetros de mérito mencionados que requieren una labor de compilación, revisión y análisis que permita establecer de una manera más concreta y fundamentada que la realizada hasta ahora la viabilidad tecno-económica de este tipo de plantas. Por todos estos motivos, y a la vista de los diferentes beneficios que pueden aportar, esta línea de investigación resulta de gran interés dentro del campo de la energía solar y, por lo tanto, supone una importante motivación para la realización de este trabajo.

Este Trabajo Fin de Máster pretende analizar el estado actual de la tecnología utilizada en las plantas híbridas PV-CSP y realizar un análisis tecno-económico de este tipo de plantas. Este análisis permitirá evaluar los beneficios, viabilidad y la conveniencia o no de utilizar este tipo de plantas híbridas PV-CSP en lugar de plantas fotovoltaicas o de concentración por separado.

1.2. Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es establecer el estado de la técnica y las valoraciones específicas a partir de cálculos propios, que permitan valorar la viabilidad tecno-económica de plantas híbridas PV-CSP.

La consecución de este objetivo general se obtendría a partir del cumplimiento de los siguientes objetivos parciales:

- Realizar un análisis de la tecnología existente de sistemas PV, CSP y sistemas de almacenamiento que puedan formar parte de las plantas híbridas PV-CSP.
- Recopilar y sistematizar la información existente sobre estudios de investigación y proyectos ejecutados y en desarrollo a nivel mundial de plantas híbridas PV-CSP.
- Establecer una categorización por potencias y sistemas de este tipo de plantas para una mejor identificación e inter-comparación de proyectos e iniciativas.
- Identificar y cuantificar los parámetros de mérito de funcionamiento de este tipo de plantas (CF, LCOE, ...) y valorar los mismos con relación a plantas solares no híbridas, así como su margen de mejora operativo.
- Identificar y cuantificar las especificaciones y elementos críticos que puedan determinar el desarrollo futuro de este tipo plantas (almacenamiento, concentración, integración en red, ...).
- Realizar una estimación tecno-económica específica a partir de cálculos propios para una planta híbrida PV-CSP, utilizando un software de diseño que permita realizar predicciones de producción y de rendimiento energético y económico.

1.3. Fases de realización

El presente trabajo sobre el análisis tecno-económico de plantas híbridas PV-CSP se puede dividir en cinco diferentes fases de desarrollo que se describen a continuación.

Fase 1: Análisis de la tecnología utilizada en las plantas híbridas PV-CSP.

En esta parte del trabajo, se realizará un estudio sobre la tecnología utilizada en los proyectos de plantas híbridas PV-CSP, incluyendo la tecnología solar fotovoltaica, la tecnología solar de concentración y los sistemas de almacenamiento electroquímico mediante baterías y térmico mediante tanques de sales fundidas.

Fase 2: Recopilación y síntesis de los principales trabajos de investigación y proyectos de construcción de plantas híbridas PV-CSP en el mundo.

En este apartado, se realizará una búsqueda bibliográfica de los principales estudios de investigación que se han presentado en todo el mundo, prestando especial atención a los resultados que se han obtenido en esas investigaciones. Aparte de esto, se realizará una búsqueda de información sobre los proyectos de construcción de este tipo de plantas, evaluando los emplazamientos escogidos, tecnologías utilizadas, estado de construcción o desarrollo, etc.

Fase 3: Análisis tecnológico de diferentes opciones de diseño de plantas híbridas PV-CSP.

En esta fase, se realizará una evaluación sobre el diseño que tendrán las plantas híbridas PV-CSP que, posteriormente, se utilizarán para realizar las simulaciones del siguiente apartado. Se realizará una evaluación sobre los distintos tipos de tecnología que se utilizarán para formar las distintas combinaciones de hibridación, tipo de tecnología fotovoltaica, de concentración, tipo de sistema de almacenamiento, etc.

Fase 4: Simulación de diferentes opciones de diseño de plantas híbridas PV-CSP.

Se realizará una evaluación de las diferentes opciones tecnológicas analizadas en la fase anterior para poder determinar cuál es la más adecuada para un determinado emplazamiento, evaluando el efecto que provoca la hibridación en función de los parámetros de mérito que determinan el rendimiento de este tipo de plantas, como son el factor de capacidad y el LCOE.

Fase 5: Análisis y síntesis de resultados.

En esta última fase, se establecerán las conclusiones en base a los resultados obtenidos en el apartado anterior, comparando los resultados obtenidos en función de los parámetros de mérito tecno-económicos de las diferentes opciones de hibridación analizadas.

1.4. Planificación temporal

Las distintas actividades que se han llevado a cabo para la realización de este trabajo se han estructurado en el tiempo de la siguiente manera, representadas en la siguiente tabla, estableciendo el orden y la duración de cada una de ellas.

Mes	Actividad realizada	Duración
Abril	Búsqueda y recopilación de información bibliográfica	10 días
Mayo	Realización del anteproyecto	5 días
Mayo-Junio	Análisis de la tecnología utilizada en las plantas híbridas	15 días
Junio	Búsqueda de investigaciones de plantas híbridas	5 días
Junio	Búsqueda de proyectos de plantas híbridas	5 días
Julio	Simulaciones de rendimiento de plantas híbridas en SAM	15 días
Agosto	Análisis y trabajo en Excel con los datos obtenidos	10 días
Agosto	Análisis y síntesis de resultados y conclusiones	5 días

Tabla 1.1. Planificación temporal del trabajo

Por tanto, se estima que el tiempo dedicado a la realización del trabajo han sido unos 70 días, trabajando aproximadamente 5 horas cada día, la duración final del proyecto ha sido de 350 horas.

1.5. Estructura del trabajo

La estructura del presente trabajo sobre el análisis tecno-económico de plantas híbridas PV-CSP se divide en diferentes partes para su desarrollo. En el primer capítulo, se realiza una introducción, en la que se expone la motivación para la realización de este estudio sobre plantas híbridas y los motivos que han suscitado el interés en este tema en los últimos años, posteriormente se describen los objetivos a cumplir, las fases de realización, planificación temporal y estructura del trabajo.

En el segundo capítulo, se realizará un estudio sobre las diferentes tecnologías que forman los proyectos de plantas híbridas PV-CSP, explicando detenidamente las tecnologías solares fotovoltaica y de concentración, los sistemas de almacenamiento por baterías y mediante tanques térmicos y, finalmente, la unión de todos elementos formando las plantas híbridas.

En el tercer capítulo, se expondrán los principales estudios de investigación sobre plantas híbridas PV-CSP que se han llevado a cabo, reflejando el tipo de análisis llevado a cabo en cada uno de ellos, los parámetros evaluados y, finalmente, las conclusiones obtenidas.

En el cuarto capítulo, se detallarán los proyectos de construcción de plantas híbridas que se están realizando por todo el mundo, haciendo una comparación entre ellos sobre las tecnologías utilizadas de generación y de almacenamiento, el valor de potencia establecido para cada una de las partes fotovoltaica y de concentración, así como estado de construcción o desarrollo, etc.

El quinto capítulo será el perteneciente a el análisis tecno-económico de diferentes combinaciones de plantas híbridas mediante simulaciones de rendimiento energético y económico, que se realizará a través cálculos propios. Para ello, se utilizará el software SAM (System Advisor Model) para evaluar las plantas con tecnología fotovoltaica y de concentración por separado y, posteriormente, trabajando con esos datos mediante hojas de cálculo para analizar el rendimiento de la hibridación de ambas tecnologías.

En el sexto capítulo, se realizará un análisis de los resultados obtenidos en el capítulo anterior, comparando esos resultados para las diferentes combinaciones de plantas híbridas analizadas.

Por último, en el capítulo séptimo se expondrán las conclusiones a las que se llegue en base a el estudio realizado de todo el trabajo en su conjunto.

2. Análisis de la tecnología

2.1. Energía solar fotovoltaica

La tecnología solar fotovoltaica permite generar energía eléctrica de forma directa a partir de la radiación solar. Para ello, se utilizan células fotovoltaicas fabricadas a partir de materiales semiconductores, en las cuales tienen lugar procesos de absorción de fotones y transferencia de portadores de carga.

2.1.1. Fundamentos

Las células fotovoltaicas se fabrican a partir de materiales semiconductores, cuyo comportamiento se puede explicar mediante el modelo de bandas de energía, según el cual, los átomos de un determinado sólido forman bandas continuas de energía. Estos átomos poseen electrones asociados a su estructura, que serán los encargados de ir ocupando esas bandas de energía del sólido.

La primera banda se denomina banda de valencia y se encuentra totalmente ocupada por los electrones ligados a los átomos del sólido, la siguiente es la banda de conducción, formada por los electrones que se han podido desligar de los átomos mediante un aporte energético y, entre ambas, se encuentra la banda prohibida (band gap), que corresponde a estados de energía no permitidos, por lo que en ella no puede haber ningún electrón. Este modelo de bandas de energía permite realizar una clasificación de los diferentes tipos de materiales en función de la anchura de su band gap, quedando agrupados en tres grupos: conductores, semiconductores y aislantes (figura 2.1).

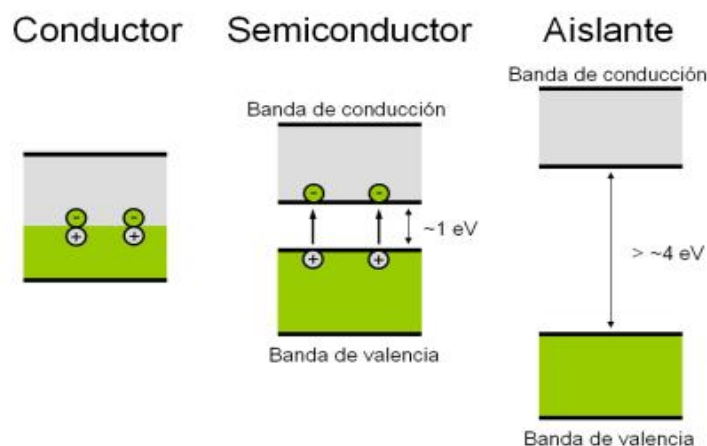


Figura 2.1. Diagrama de bandas de energía para la clasificación de distintos tipos de materiales en función de su band gap: conductores, semiconductores y aislantes (12)

Según este modelo de bandas, los materiales conductores son aquellos que tienen un band gap muy bajo y los electrones pueden circular fácilmente por la banda de conducción, los aislantes son aquellos que tienen un band gap muy alto y se necesitaría una gran cantidad de energía para que los electrones pasaran de la banda de valencia a la de conducción y, por último, los materiales semiconductores, que son los utilizados en la fabricación de células fotovoltaicas, que tienen un band gap con una anchura inferior a 2-3 eV, lo suficientemente baja para que los electrones de la banda de valencia puedan pasar a la banda de conducción con un pequeño aporte energético.

Los materiales semiconductores se pueden dividir en dos tipos en función de su pureza: los puros y los dopados con pequeñas cantidades de impurezas. Los semiconductores puros deben sus propiedades eléctricas exclusivamente a su propia naturaleza, mientras que los dopados ven modificadas sus propiedades en función del tipo de impurezas añadidas. Según sean estas impurezas, se pueden clasificar los materiales en: semiconductores tipo n, que son aquellos dopados con impurezas de elementos con más electrones de valencia que el semiconductor original y semiconductores tipo p, que son aquellos dopados con impurezas de elementos con menos electrones de valencia que el semiconductor original (figura 2.2).

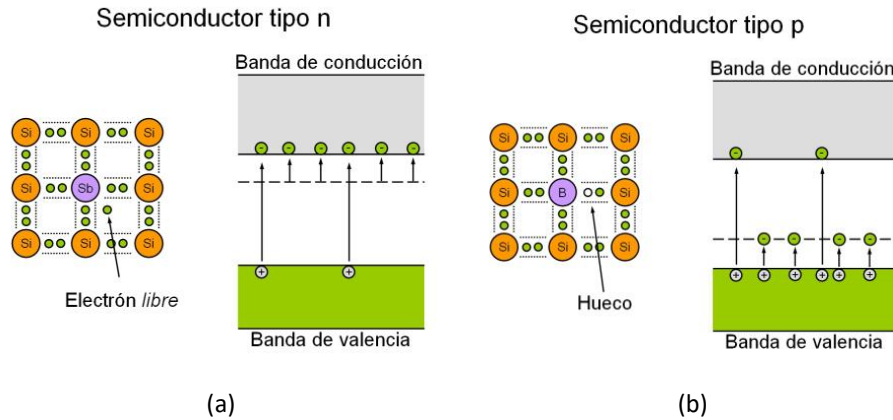


Figura 2.2. Semiconductores dopados con impurezas, (a) tipo n y (b) tipo p (12)

En el caso del semiconductor tipo n, los electrones sobrantes no quedarán bien integrados en su estructura y necesitarán mucha menos energía que la del band gap para romper los enlaces y pasar de la banda de valencia a la de conducción. En el semiconductor tipo p, la menor cantidad de electrones de las impurezas provocará un aporte de huecos al material, necesitando menos energía que la del band gap para que otros electrones de capas inferiores vayan ocupando esos huecos, generando otros huecos que, a su vez, irán siendo ocupados por otros electrones, produciendo una conducción, en este caso no por electrones, sino conducción por huecos.

Cuando se produce la unión de dos semiconductores, uno tipo p (portadores mayoritarios huecos) y otro tipo n (portadores mayoritarios electrones), denominada unión p-n (figura 2.3), se produce un desequilibrio debido a la diferente concentración de portadores mayoritarios en cada uno de ellos.

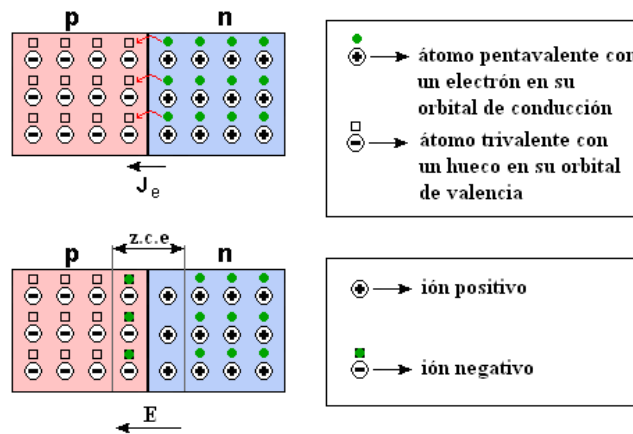


Figura 2.3. Unión p-n (13)

Para compensar esto, se produce la difusión de portadores mayoritarios entre los dos semiconductores, esto es, un movimiento de huecos desde el semiconductor tipo p al tipo n, al mismo tiempo que se produce otro movimiento de electrones desde el semiconductor tipo n al tipo p. De esta forma, el semiconductor tipo p queda cargado negativamente y el tipo n queda cargado positivamente, formándose un campo eléctrico orientado desde el semiconductor tipo n hacia el tipo p. Este campo eléctrico arrastra los electrones del semiconductor tipo p hacia el tipo n, formándose los huecos correspondientes en el tipo n, al contrario que ocurría en el proceso de difusión, por lo que se compensan ambos movimientos (difusión y arrastre), alcanzando el equilibrio.

En equilibrio, los portadores minoritarios de ambos semiconductores (huecos en el tipo n y electrones en el tipo p) que consiguen atravesar la unión se recombinan formando enlaces electrón-hueco, creando una zona próxima a la unión llamada zona de carga de espacio (z.c.e.), libre de portadores y con cargas iónicas fijas ligadas a la red que dan lugar a un campo eléctrico interno, que forma una barrera de potencial que impide el paso de portadores mayoritarios de un semiconductor a otro, alcanzando de nuevo el equilibrio. Para romper este equilibrio y conseguir que circule una corriente eléctrica a través de la unión, hay que polarizarla de forma directa (figura 2.4) aplicando una diferencia de potencial entre sus extremos, de forma que el semiconductor tipo p adquiera una tensión positiva respecto al tipo n. De esta forma, se reduce el valor del campo eléctrico de la zona de la unión y la corriente de arrastre no puede compensar a la de difusión, dando lugar a un flujo neto de corriente.

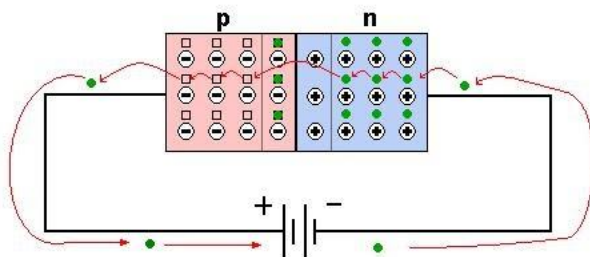


Figura 2.4. Polarización directa unión p-n (14)

Esta unión p-n es el fundamento del dispositivo electrónico llamado diodo, y funciona como tal en la oscuridad, pero, en presencia de iluminación, da lugar al efecto fotoeléctrico, que es el principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica. Cuando un electrón de valencia de un átomo del material semiconductor absorbe un fotón, su energía aumenta y, si su valor energético es superior al band gap del semiconductor, el electrón saltará a la banda de conducción donde podrá circular libremente. El campo eléctrico de la unión permite que estos electrones libres adquieran movimiento, generando una corriente de iluminación (I_L). Al mismo tiempo, la presencia de tensión en los terminales de la unión, provocada por la resistencia de la carga alimentada, reduce la barrera de potencial y favorece los procesos de recombinación, dando lugar a la corriente de diodo (I_D), como se puede ver en el siguiente circuito (figura 2.5).

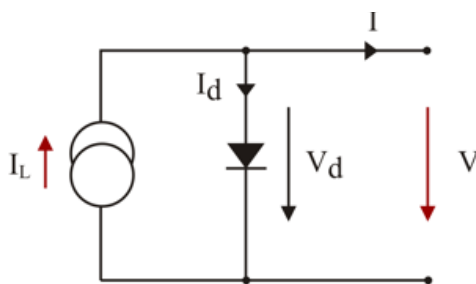


Figura 2.5. Corrientes de iluminación y de diodo en una célula solar (15)

En resumen, al iluminar la unión p-n, se generan dos tipos de corriente:

- Corriente de iluminación I_L : se produce debido a la incidencia de fotones sobre la unión y circula desde la región n a la región p.
- Corriente de diodo I_D : se produce debido a la recombinación de portadores favorecida por la tensión en el circuito externo y circula desde la región p a la región n.

La corriente resultante será la diferencia entre la corriente de iluminación y la corriente de diodo (ecuación 2.1).

$$I = I_L - I_D \quad (2.1)$$

Esta corriente resultante obtenida, podrá ser aprovechada por un circuito externo que utilizará la energía eléctrica generada por la célula solar para alimentar a una determinada carga. (13)

2.1.2. Tecnologías solares fotovoltaicas

Las principales tecnologías fotovoltaicas se pueden clasificar en tres grandes grupos: las tecnologías de silicio cristalino, las de lámina delgada y las tecnologías fotovoltaicas de concentración.

Tecnologías de silicio cristalino

Este tipo células solares fotovoltaicas de silicio cristalino se pueden dividir, a su vez, en dos grupos: las células de silicio monocristalino y las células de silicio policristalino (figura 2.6).

- Células de silicio monocristalino: se fabrican con silicio de alta pureza, ya que el material es procesado como un único cristal sin apenas defectos o impurezas. Debido a esto, este tipo de células presenta una buena eficiencia, de alrededor del 15%. Sin embargo, tiene la desventaja de tener unos costes de fabricación elevados.
- Células de silicio policristalino: se fabrican a partir de multitud de granos de silicio monocristalino. Presentan una menor pureza que el silicio monocristalino, por lo que su eficiencia es también menor, de alrededor del 12%. Por otro lado, su proceso de fabricación es más simple, por lo que son más baratas.

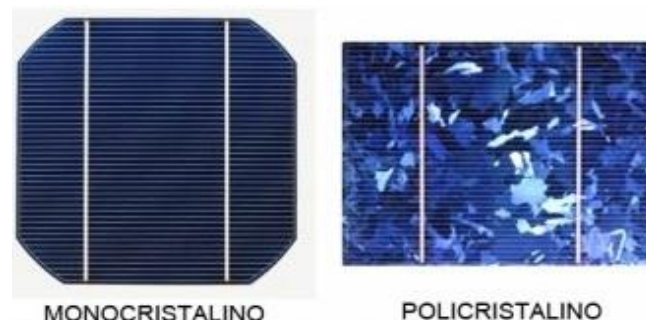


Figura 2.6. Células fotovoltaicas de silicio monocristalino y policristalino (16)

Tecnologías de lámina delgada

Las células de este tipo de tecnología se fabrican mediante la deposición de finas capas de material semiconductor sobre un amplio rango de sustratos, que pueden ser rígidos o flexibles, lo que les proporciona una gran flexibilidad a la hora de producir este tipo de materiales, como se puede apreciar en la siguiente imagen (figura 2.7). Por el contrario, este tipo de tecnología cuenta con la desventaja de tener una baja eficiencia, del orden del 6%. Dentro de este tipo de tecnología, las células más utilizadas son las de silicio amorfo, destacando también las de telururo de cadmio (CdTe) y las CIGS (cobre, indio, galio y selenio).



Figura 2.7. Célula fotovoltaica de lámina delgada (6)

Tecnología fotovoltaica de concentración

Esta tecnología es un campo de estudio reciente, que consiste en la concentración de la radiación solar en células fotovoltaicas mediante lentes o espejos. Esto permite una conversión directa radiación solar-electricidad, al igual que con la PV tradicional, pero permite aprovechar la mayor capacidad de generación de portadores de carga al concentrar flujos fotónicos más elevados. En este tipo de células, es muy importante tener una buena capacidad de disipación térmica, ya que deben soportar las elevadas temperaturas que conlleva la incidencia de radiación concentrada. De no ser así, esto podría ocasionar una reducción del rendimiento y la vida operativa de la célula. En la siguiente imagen (figura 2.8), se muestra un ejemplo de este tipo de tecnología.



Figura 2.8. Células fotovoltaicas de concentración (6)

Estas tecnologías descritas son las principales tecnologías solares fotovoltaicas disponibles hasta el momento, aunque existen numerosas investigaciones para el desarrollo de nuevas tecnologías fotovoltaicas que permitan aumentar su rendimiento o sus propiedades, como ejemplo citar las propias tecnologías fotovoltaicas de concentración o el uso de polímeros y células solares orgánicas. (17)

2.2. Energía solar de concentración

La tecnología solar de concentración permite generar energía eléctrica de forma indirecta a partir de la radiación solar. Para ello, en primer lugar, se concentra la radiación solar para transformarla en energía térmica y, posteriormente, se transforma en energía eléctrica mediante un ciclo de potencia.

2.2.1. Fundamentos

El proceso de conversión de la energía solar en energía eléctrica mediante tecnologías solares de concentración se puede dividir, principalmente en dos etapas: una primera etapa donde se concentra la radiación solar directa para transformarla en energía térmica mediante sistemas solares de concentración y, posteriormente, la etapa de potencia, que es la encargada de transformar la energía térmica obtenida en energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico.

Esta tecnología de concentración tiene la particularidad de que solo puede aprovechar una componente de la radiación solar: la radiación solar directa, que es la única que puede ser concentrada. Esto es debido a que, mientras que la componente directa de la radiación solar llega a la superficie terrestre con una trayectoria bien definida, la componente difusa llega sin una trayectoria definida, como resultado de la interacción de una parte de la radiación solar con las partículas y sustancias presentes en la atmósfera, haciendo que esta componente de la radiación solar incida en todas las direcciones y que también se refleje en todas las direcciones, por lo que no es posible concentrarla.

Conversión de la energía solar en energía térmica

- Concentración de la radiación solar: estos sistemas de concentración utilizan unos espejos que reflejan la radiación solar directa que llega a su superficie y la concentran en un determinado elemento receptor, donde se podrán alcanzar elevadas temperaturas.
- Transformación de la energía solar en energía térmica: el elemento receptor es el encargado de absorber la radiación solar concentrada y transmitirla hacia un fluido de transferencia de calor que circula por su interior, transformando esa radiación solar concentrada en energía térmica útil que, contenida en el fluido de transferencia de calor, podrá ser fácilmente transportada y almacenada para su uso posterior.

Conversión de la energía térmica en energía eléctrica

- Alimentación de la etapa de potencia: la energía térmica contenida en el fluido de transferencia de calor se utiliza para alimentar a un determinado bloque de potencia, el cual puede trabajar con un ciclo termodinámico Rankine o un ciclo termodinámico Brayton.
- Transformación de la energía térmica en energía mecánica: en el bloque de potencia, a partir del fluido de transferencia de calor introducido, se generará el vapor necesario para hacer girar una turbina de vapor, transformando en un primer momento la energía térmica en energía mecánica.
- Transformación de la energía mecánica en energía eléctrica: a partir de la energía mecánica obtenida mediante el movimiento de giro de la turbina de vapor, se utiliza un alternador para transformar la energía mecánica, consiguiendo la generación de energía eléctrica.

2.2.2. Tecnologías solares de concentración

Los sistemas solares de concentración se dividen, principalmente, en cuatro diferentes tipos de tecnologías: captadores cilindroparabólicos, concentradores lineales tipo Fresnel, sistemas de receptor central de torre y concentradores disco Stirling. Estos sistemas presentan diferentes características, como el grupo de concentración al que pertenecen (media o alta concentración), el tipo de receptor que utiliza (lineal o de foco puntual), el tipo de seguimiento solar a uno o dos ejes, el fluido de transferencia de calor que emplean o el ciclo termodinámico que utilizan para su etapa de potencia.

Captadores cilindroparabólicos

Los captadores solares cilindroparabólicos pertenecen al grupo de sistemas solares de media concentración. Están constituidos por unos concentradores solares en forma de parábola que reflejan los rayos solares hacia un foco lineal, concentrando la radiación solar en unos tubos receptores dispuestos en la zona focal de la parábola, como puede verse en la siguiente imagen (figura 2.9), tomada en las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería (PSA).



Figura 2.9. Captadores cilindroparabólicos en la PSA (18)

Los tubos receptores se encargan de absorber la radiación solar concentrada procedente de los espejos concentradores y transmitirla en forma de energía térmica hacia el fluido de transferencia de calor que circula por su interior. El fluido de transferencia de calor que se utiliza para este tipo de tecnología normalmente es aceite térmico, que permite alcanzar unas temperaturas de hasta unos 400°C, siendo los valores más usuales de temperatura de 295°C a la entrada del campo de colectores cilindroparabólicos y de 395°C a la salida.

Los captadores cilindroparabólicos utilizan un sistema de seguimiento solar a un eje, de tal forma que su eje de rotación suele quedar orientado en dirección norte-sur o este-oeste. La orientación norte-sur permite producir una mayor cantidad de energía a lo largo del año, produciendo la mayor parte de ella durante el verano, mientras que la orientación este-oeste produce una menor cantidad de energía a lo largo del año, pero permite generar una cantidad de energía similar tanto en invierno como en verano.

Para este tipo de tecnología no se utilizan sistemas de seguimiento solar a dos ejes, ya que, a pesar de que captarían una mayor cantidad de energía, son más costosos debido a su complejidad mecánica y a la mayor cantidad de pérdidas térmicas que presentan.

El bloque de potencia de este tipo de sistemas de captadores cilindroparabólicos trabaja con un ciclo termodinámico Rankine para su etapa de potencia.

Concentradores lineales tipo Fresnel

Los concentradores lineales tipo Fresnel pertenecen al grupo de sistemas solares de media concentración. Están constituidos por superficies reflectoras lineales, que poseen una forma rectangular y alargada, las cuales se encuentran situadas en un mismo plano, al contrario que sucedía con los captadores cilindroparabólicos, que estaban situados en forma de parábola.

Estos reflectores lineales poseen una curvatura muy pequeña, teniendo cada uno de ellos su propio eje de giro y sistema de seguimiento solar, de forma que giran de forma independiente unos de otros. Esto les permite, mediante diferentes inclinaciones en cada uno de los reflectores, reproducir la forma de parábolas con distintas distancias focales.

Estas superficies reflectoras lineales descritas anteriormente, se encuentran situadas en la parte inferior del sistema y, gracias a su curvatura, permiten reflejar los rayos solares que inciden sobre ellas hacia un foco lineal, situado en la parte superior del mismo. En este foco, se encuentran unos tubos receptores que se encargan de absorber la radiación solar concentrada procedente de los reflectores.

En la siguiente imagen (figura 2.10), puede verse un ejemplo de este tipo de sistemas de concentración con tecnología tipo Fresnel, perteneciente a la planta termosolar de Puerto Errado 2, en Murcia.



Figura 2.10. Concentradores lineales tipo Fresnel en la planta termosolar Puerto Errado 2, Murcia (19)

Los tubos receptores, al igual que sucedía con los captadores cilindroparabólicos, se encargan de absorber la radiación solar concentrada procedente de los reflectores y la transmiten hacia un fluido de transferencia de calor que circula por su interior en forma de energía térmica. El fluido de transferencia de calor utilizado para este tipo de tecnología normalmente es aceite térmico, permitiendo alcanzar unas temperaturas de hasta unos 400°C.

Estos sistemas de concentración tienen la particularidad de que el seguimiento solar lo realizan los reflectores lineales, mientras que el tubo receptor no se mueve junto con el captador como el cilindroparabólico, sino que se encuentra situado en un punto fijo.

El bloque de potencia de este tipo de sistemas de concentradores lineales tipo Fresnel trabaja con un ciclo termodinámico Rankine para su etapa de potencia.

Sistema de receptor central de torre

El sistema de receptor central de torre pertenece al grupo de sistemas de alta concentración. Está constituido por un campo de heliostatos, cada uno de ellos equipado con un sistema de seguimiento solar a dos ejes, ya que tienen que poder seguir al sol en todo momento. Estos heliostatos reflejan la radiación solar directa procedente del sol hacia un foco puntual situado en la parte superior de una torre, donde se encuentra el elemento receptor.

En la siguiente imagen (figura 2.11), puede verse un ejemplo de este tipo de sistemas de concentración de receptor central de torre con campo de heliostatos, situado en las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería.



Figura 2.11. Sistema receptor central de torre en la PSA (18)

El elemento receptor es el encargado de absorber toda la radiación solar concentrada procedente del campo de heliostatos y transmitirla, en forma de energía térmica, hacia el fluido de transferencia de calor que circula por el interior de la torre, que suele ser sales fundidas o aire, alcanzando este último temperaturas superiores a los 1000°C.

Principales tipos de receptores:

- Receptor tubular, que utilizan sales fundidas como fluido de transferencia de calor.
- Receptor volumétrico, que utiliza aire como fluido de transferencia de calor.

Ciclos termodinámicos utilizados para la etapa de potencia:

- Para el caso de sales fundidas como fluido de transferencia de calor, los valores más usuales de temperatura del sistema son de 290°C a la entrada de la torre y de 565°C a la salida, para alimentar a la etapa de potencia, utilizando el ciclo termodinámico Rankine.
- Para el caso del aire como fluido de transferencia de calor, se pueden alcanzar unas temperaturas de unos 750-1200°C para alimentar la etapa de potencia que, en este caso, podrían utilizar el ciclo termodinámico Rankine, pero normalmente se utiliza el ciclo Brayton, que es el utilizado para altas temperaturas, cuando están por encima de los 800°C.

Concentradores disco Stirling

Los sistemas de concentradores solares disco Stirling pertenecen al grupo de sistemas de alta concentración. Están constituidos por un disco parabólico con espejos reflectores que concentran la radiación solar en un receptor montado sobre el disco, situado en la zona focal de este, por lo que se consideran sistemas de concentración de foco puntual.

El receptor se encarga de absorber la radiación solar concentrada y transferirla en forma de energía térmica a un motor Stirling, que transforma el calor generado en energía mecánica y, posteriormente, un generador eléctrico convierte esta energía mecánica en energía eléctrica.

En la siguiente imagen (figura 2.12), puede verse un ejemplo de este tipo de sistemas disco Stirling, situado en las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería.



Figura 2.12. Concentrador disco Stirling Eurodish en la PSA (18)

Estos sistemas utilizan un seguimiento solar a dos ejes para seguir al sol en todo momento y utilizan como fluido de transferencia de calor aire para transferir la energía térmica concentrada al motor Stirling, pudiendo llegar a alcanzar temperaturas de hasta 1500°C. Este tipo de sistemas utilizan el ciclo termodinámico Stirling para su etapa de potencia.

Esta tecnología disco Stirling es la que tiene un mayor rendimiento, pero también presenta elevados costes de inversión y no tiene la capacidad de almacenamiento térmico del resto de tecnologías CSP al producir la electricidad de forma directa.

Para finalizar con esta parte de energía solar de concentración, cabe destacar que, a pesar de que estas tecnologías CSP son más costosas que las tecnologías PV, las primeras tienen una mejor eficiencia de conversión energética y cuentan con la importante ventaja de poder incorporar un sistema de almacenamiento fiable y contrastado a través de tanques térmicos de sales fundidas.

Respecto a las tecnologías solares de concentración descritas, la más desarrollada e implantada actualmente es la de captadores cilindroparábolicos, pero el hecho de que un mayor nivel de concentración permita alcanzar una mayor temperatura y, por lo tanto, una mayor eficiencia termodinámica del sistema hace prever que las tecnologías de alta concentración y, en concreto, los sistemas de receptor central de torre puedan, en un futuro, aumentar su desarrollo e implantación y, por lo tanto, su importancia dentro de este grupo de tecnologías. (17) (20)

2.3. Almacenamiento energético

El almacenamiento energético es un aspecto de vital importancia en los sistemas de producción energética mediante energía solar, principalmente debido a la intermitencia y variabilidad que presenta la radiación solar, así como la necesidad de mantener una estabilidad de producción energética cuando se produzca la ausencia de esta. Es decir, que el sistema de almacenamiento pueda responder ante posibles bajadas de los niveles de radiación solar debido a días nublados, por ejemplo, evitando una pérdida de producción que pudiera no llegar a satisfacer la demanda.

Los sistemas de almacenamiento energético para sistemas de producción mediante energía solar realizan el proceso de almacenamiento durante las horas de sol, aprovechando los excesos de producción energética de los sistemas de generación que tienen lugar cuando, en momentos de alto nivel de radiación solar, se cubre totalmente la demanda exigida y se consigue esa generación de energía extra, que se almacena para utilizarla cuando ya no haya radiación solar.

En la siguiente imagen (figura 2.13), se puede observar la representación gráfica de una curva de generación energética diaria mediante tecnologías solares respecto a una curva de demanda, con un sistema de almacenamiento que permite cambiar el exceso de generación energética producido en las horas centrales del día en presencia de radiación solar a los tramos horarios anterior y posterior en los que no hay radiación solar, consiguiendo satisfacer la demanda a lo largo de todo el día.

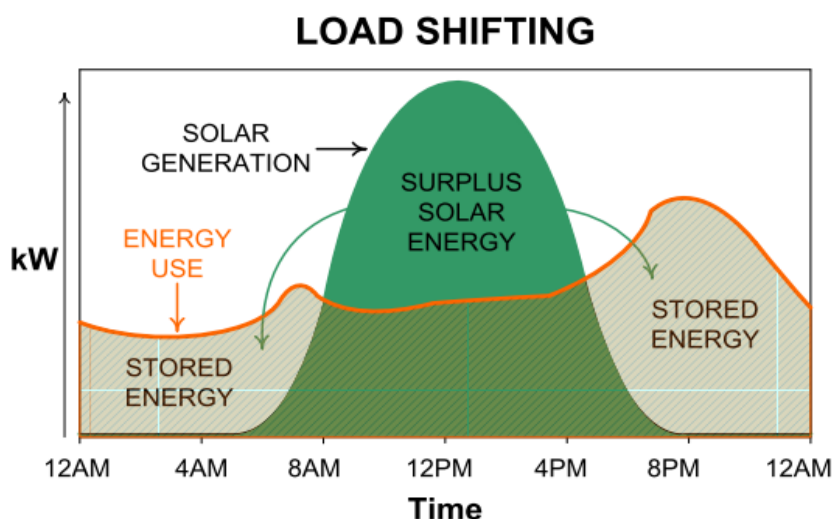


Figura 2.13. Representación gráfica de una curva de generación energética diaria mediante tecnologías solares respecto a una curva típica de demanda y efecto del almacenamiento sobre ambas (21)

De esta forma, se consigue que estos sistemas de almacenamiento para sistemas de generación energética mediante tecnologías solares permitan independizar la producción energética del recurso solar, pudiendo producir energía durante más tiempo que las propias horas disponibles al día de radiación solar.

La capacidad óptima de un sistema de almacenamiento energético para una planta de energía solar depende de diferentes factores, entre los que se encuentran la disponibilidad de radiación solar en el emplazamiento donde se encuentre dicha planta o el tipo de cargas que deberán ser alimentadas por esta.

Estos sistemas de almacenamiento energético de plantas de energía solar pueden llevar a cabo el proceso de almacenamiento, principalmente, de dos formas: mediante almacenamiento electroquímico en forma de baterías para los sistemas de generación fotovoltaica y mediante almacenamiento térmico a través de tanques de sales fundidas para los sistemas solares de concentración. (22)

2.3.1. Sistemas solares fotovoltaicos + Baterías

Las plantas de generación eléctrica mediante sistemas solares fotovoltaicos permiten almacenar la energía eléctrica producida mediante los paneles fotovoltaicos en bancos de baterías en forma de almacenamiento electroquímico. Estos bancos de baterías permiten almacenar la energía producida por la planta fotovoltaica cuando, durante las horas de sol que dicha planta está produciendo, el sistema fotovoltaico cubre totalmente la demanda de la carga eléctrica que se esté alimentando y se produce un exceso de generación eléctrica.

En la siguiente imagen (figura 2.14), puede verse un ejemplo de este tipo de sistemas de almacenamiento electroquímicos mediante bancos de baterías.



Figura 2.14. Sistema de almacenamiento mediante banco de baterías (23)

Las baterías se caracterizan por su capacidad nominal (q_{max}), que es el número máximo de amperios-hora (Ah) que pueden ser extraídos de la batería bajo determinadas condiciones de descarga. Cuando se necesita aumentar la capacidad de almacenamiento de un sistema, se deberán añadir más baterías mediante una conexión en paralelo.

Un parámetro importante de estos sistemas de almacenamiento es el estado de carga de las baterías (SOC), que se define como el cociente entre el estado actual de carga de una batería (q) y su capacidad nominal (q_{max}), como se puede apreciar en la siguiente ecuación:

$$SOC = \frac{q}{q_{max}} \quad (2.2)$$

De acuerdo con esta ecuación 2.2, el valor del estado de carga de una batería puede tomar valores entre 0 y 1 ($0 \leq SOC \leq 1$), siendo $SOC = 1$ cuando la batería está totalmente cargada y $SOC = 0$ cuando la batería está totalmente descargada.

Otro parámetro relacionado con las baterías es su régimen de carga/descarga, que se define como la corriente eléctrica que debe ser aplicada a la batería para restablecer o extraer su capacidad nominal, cuyo valor se expresa en horas. Por ejemplo, para una batería con una capacidad nominal $q_{max} = 500$ Ah a la que se le aplican/extraen 50 A, tendrá un régimen de carga/descarga de 10 horas, es decir, se necesitarán 10 horas para cargar/descargar la capacidad nominal de la batería.

Un importante requisito de estos bancos de baterías para los sistemas de almacenamiento de plantas fotovoltaicas es que dichas baterías sean capaces de aceptar repetidas cargas y descargas sin dañarse. Este proceso de cargas y descargas se denomina ciclado y está directamente relacionado con el tiempo de vida de la batería, el cual se define como el número de ciclos de carga/descarga que la batería puede soportar antes de perder el 20% de su capacidad nominal. (13) (17)

Respecto a la comparativa de estos tipos de sistemas de paneles fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento mediante baterías, cabe destacar la ventaja de que poseen una tecnología simple y modular, lo que permite una rápida puesta en marcha de plantas fotovoltaicas con estos sistemas de almacenamiento mediante baterías. Además, otra ventaja importante de estos sistemas de baterías es que tienen un tiempo de reacción más rápido para empezar a producir energía cuando esta es requerida.

Por el contrario, los sistemas de baterías tienen la desventaja de que tienen una vida útil más corta, con ciclos de carga/descarga limitados, por lo que necesitan ser reemplazados más frecuentemente. (24) (25)

2.3.2. Sistemas solares de concentración + Almacenamiento térmico

Los sistemas solares de concentración permiten almacenar la energía solar en forma de energía térmica a través de tanques de sales fundidas para ser usada posteriormente cuando ya no haya sol o para responder a cualquier pico de demanda energética a lo largo de todo el día. En la siguiente imagen (figura 2.15) se puede ver un ejemplo de estos sistemas de almacenamiento mediante tanques de sales fundidas, en este caso, para una planta de receptor central de torre con campo de heliostatos.

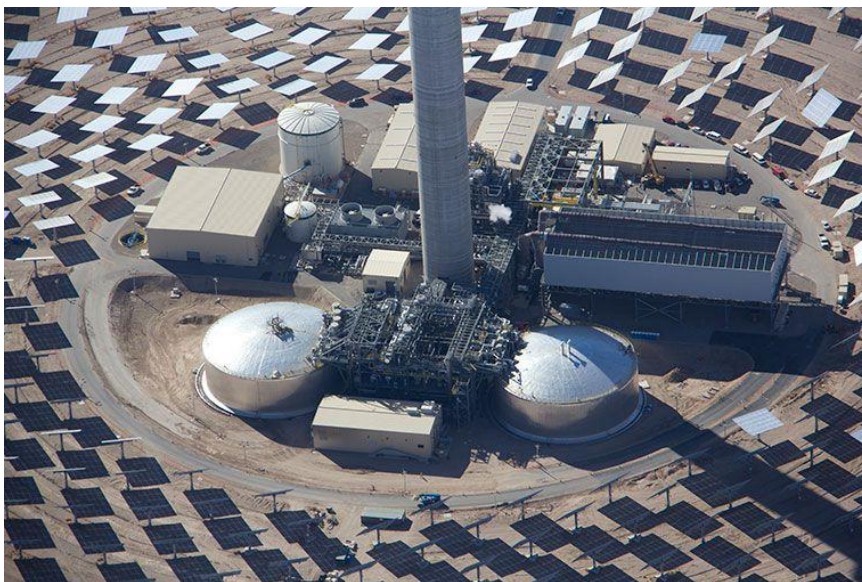


Figura 2.15. Sistema de almacenamiento de doble tanque mediante sales fundidas (26)

Este sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas se realiza sistema de doble tanque, los cuales se denominan tanque caliente y tanque frío. El tanque caliente es el que permanece a una mayor temperatura, teniendo en cuenta que ambos tanques deben permanecer a una temperatura superior a los 240°C, que es la temperatura a la que empiezan a solidificar las sales fundidas.

El tanque caliente es alimentado por el fluido de transferencia de calor, después de que este haya aumentado su energía térmica debido a la acción de la radiación solar concentrada por los concentradores del campo solar y, posteriormente, este tanque caliente alimenta el bloque de potencia. Por su parte, el tanque frío es alimentado por el bloque de potencia y alimenta al campo solar, con menores temperaturas del fluido de transferencia de calor.

El proceso detallado de carga y descarga de los dos tanques de almacenamiento es el siguiente:

- Proceso de carga: el fluido de transferencia de calor con la energía térmica ganada por la radiación solar concentrada en el campo solar puede alimentar, o bien al tanque caliente, o directamente al bloque de potencia. Este fluido de transferencia de calor suele llegar al tanque caliente a una temperatura de 395°C en el caso de una planta de captadores cilindroparabólicos y de 565°C en el caso de una planta de receptor central de torre con sales fundidas como fluido de transferencia de calor.

Al mismo tiempo, desde el tanque frío se alimenta al campo solar o al sistema de receptor central en caso de sistemas de torre, reponiendo el fluido de transferencia de calor a una temperatura lógicamente inferior a la de entrada en el tanque caliente, típicamente con unos valores de temperatura de 295°C en el caso de una planta de captadores cilindroparabólicos y de 290°C en el caso de una planta de receptor central de torre con sales fundidas como fluido de transferencia de calor.

- Proceso de descarga: el tanque caliente procede a descargarse, transfiriendo su energía térmica al fluido de transferencia de calor que se encarga de alimentar al bloque de potencia. Al mismo tiempo, desde el bloque de potencia se descarga el fluido de transferencia de calor, que estará a una temperatura inferior después de haber alimentado a esta etapa de potencia, pasando este fluido de transferencia de calor a alimentar al tanque frío.

En la siguiente imagen (figura 2.16), se representa el esquema para una planta de captadores cilindroparabólicos, donde se puede observar los procesos de carga y descarga del sistema de almacenamiento, representado con tuberías rojas el camino que sigue el fluido de transferencia de calor durante el proceso de carga y con tuberías azules el camino que sigue el fluido de transferencia de calor durante el proceso de descarga.

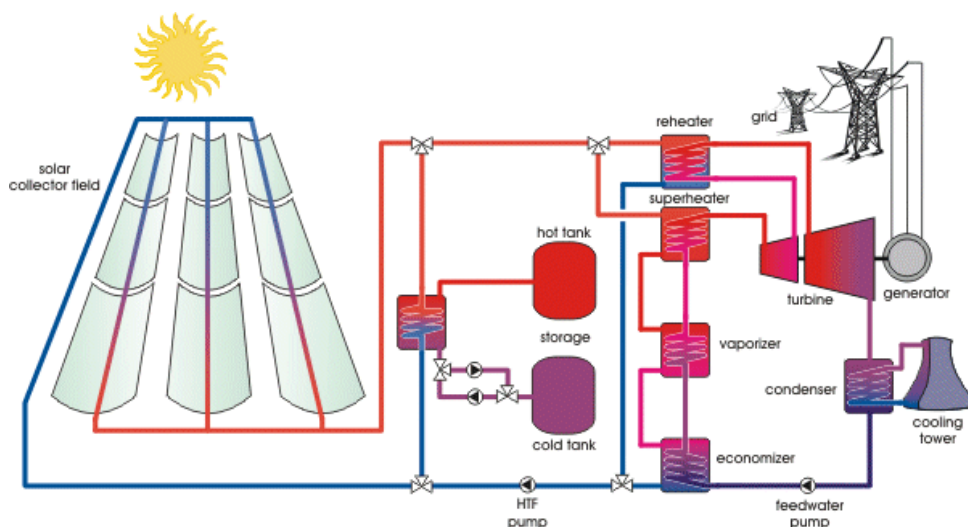


Figura 2.16. Esquema de una planta de captadores cilindroparabólicos, representando los procesos de carga (color rojo) y descarga (color azul) del sistema de almacenamiento de doble tanque (27)

El intercambiador de calor que se puede ver en la imagen anterior se encarga de transferir la energía térmica entre el fluido de transferencia de calor y el fluido de almacenamiento de los tanques, cuando estos son diferentes, como ocurre, por ejemplo, en una planta de captadores cilindroparabólicos, donde el fluido de transferencia de calor suele ser aceite térmico y el fluido de almacenamiento en los tanques sales fundidas. (20)

La gran ventaja que tienen estos sistemas de almacenamiento térmico para sistemas de generación energética mediante tecnologías solares de concentración es que permiten independizar la producción energética del recurso solar, evitando los efectos de posibles transitorios, permitiendo un mejor control de la planta y extendiendo el tiempo de producción de energía más allá de las propias horas disponibles al día de radiación solar. Esto permite entregar una potencia de salida constante, lo que favorece la producción energética en condiciones nominales, logrando un mejor mantenimiento de las turbinas y un aumento en el rendimiento del bloque de potencia y, además, gracias a esa estabilidad en la potencia de salida, le permite suministrar energía a la red eléctrica actuando como carga base.

Los sistemas de almacenamiento térmico son, generalmente, más baratos y duraderos que los sistemas de almacenamiento mediante baterías, pero tienen la limitación de no poder proporcionar una respuesta instantánea ante una posible necesidad de suministro energético, ya que las turbinas necesitan cierto tiempo para arrancar, aproximadamente sobre media hora. Por el contrario, las baterías tienen una capacidad de respuesta más rápida para empezar a producir energía cuando esta es requerida, por lo que, para sistemas que necesiten un tiempo de almacenamiento pequeño, puede ser más conveniente el uso de baterías. (24) (25)

Ambos sistemas de almacenamiento tienen sus ventajas e inconvenientes, mientras los sistemas de almacenamiento electroquímico mediante baterías presentan un tiempo de reacción más rápido, los sistemas de almacenamiento térmico mediante tanques de sales fundidas son más baratos y duraderos a largo plazo, por lo que, combinando los dos tipos de sistemas de almacenamiento, se podrían aprovechar las ventajas de ambos.

2.4. Plantas híbridas PV-CSP

2.4.1. Fundamentos

Las plantas híbridas PV-CSP son sistemas de generación energética que utilizan la energía solar como único combustible y consisten en la combinación de plantas de generación energética mediante tecnologías fotovoltaicas con plantas de generación energética mediante tecnologías solares de concentración. Esta unión permite que ambas plantas de generación energética actúen de forma complementaria entre ellas, aprovechando las ventajas que cada una de estas tecnologías tienen por separado, por lo que su estudio resulta de gran interés dentro del campo de la energía solar.

Existen múltiples tipos de hibridación entre las tecnologías solares fotovoltaica y de concentración, pudiendo combinar los diferentes tipos de tecnologías fotovoltaicas (de silicio monocristalino, policristalino, thin film, ...) con los diferentes tipos de tecnologías de concentración (colectores cilindroparabólicos, concentradores lineales tipo Fresnel, sistema de receptor central de torre, ...). Aparte de estas configuraciones de hibridación, también existe la posibilidad de evaluar la conveniencia o no de utilizar sistemas de seguimiento solar en los sistemas solares fotovoltaicos. En los sistemas de concentración no ocurre esto, ya que estos siempre deben tener seguimiento solar para su correcto funcionamiento.

Plantas FV

La tecnología solar fotovoltaica es una tecnología madura, que ha experimentado un gran desarrollo tecnológico de los materiales y los procesos de fabricación de las células fotovoltaicas para la conversión eléctrica de la energía solar. Esta tecnología posee una curva de aprendizaje con pendientes muy elevadas, debido al gran conocimiento adquirido sobre dicha tecnología en un periodo de tiempo relativamente corto. Otra importante ventaja que presenta esta tecnología fotovoltaica es su modularidad, lo que permite la puesta en marcha de plantas de generación de forma simplificada. Por todos estos motivos, se ha producido un importante abaratamiento de los costes de esta tecnología en los últimos años.

Estas plantas de generación fotovoltaica constan de diferentes dispositivos, algunos de ellos ya vistos en apartados anteriores, como los paneles fotovoltaicos y los sistemas de almacenamiento mediante baterías. Aparte de esto, como se puede ver en la siguiente imagen (figura 2.17), una planta fotovoltaica necesita otro tipo de dispositivos, como reguladores de carga o inversores.

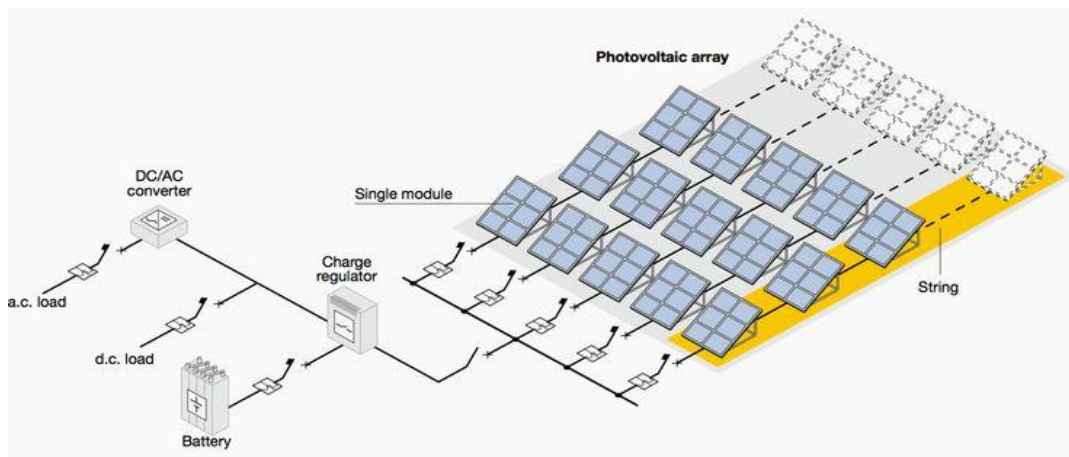


Figura 2.17. Esquema de una planta solar fotovoltaica (28)

Principales componentes de las plantas fotovoltaicas:

- Paneles fotovoltaicos: son los encargados de transformar la energía solar en energía eléctrica.
- Baterías: se encargan de almacenar la energía generada por los paneles fotovoltaicos.
- Reguladores de carga: son los encargados de adaptar los niveles de tensión continua que le llegan al banco de baterías, evitando sobrecargas y descargas excesivas del mismo
- Inversores: se encargan de transformar la corriente continua en corriente alterna para poder conectarla a la red eléctrica.

Aparte de las ventajas ya comentadas, la tecnología solar fotovoltaica presenta la ventaja de poder aprovechar toda la radiación solar incidente, al contrario que la tecnología solar de concentración, que solo puede aprovechar una parte de la radiación solar: la radiación solar directa. Este hecho supone un factor clave que se ha de tener en cuenta a la hora de la toma de decisiones sobre la idoneidad de un determinado emplazamiento para la construcción de plantas con tecnología de concentración, teniendo que descartar aquellos sitios que presenten una gran cantidad de polvo en suspensión o aerosoles en el ambiente, que no permitan disponer de la radiación solar directa necesaria para la correcta operación de este tipo de plantas.

Plantas CSP

La tecnología solar de concentración cuenta con la gran ventaja de poder utilizar sistemas de almacenamiento energético fiables y contrastados a través de tanques para el almacenamiento térmico mediante sales fundidas.

Este sistema de almacenamiento permite que este tipo de plantas puedan operar incluso cuando ya no haya radiación solar, haciendo uso del sistema de almacenamiento térmico para la generación nocturna, permitiendo el abastecimiento energético durante las 24 horas del día solamente utilizando la energía solar. Gracias a esto, se consigue mitigar los efectos que conlleva la variabilidad e intermitencia de la radiación solar, permitiendo hacer frente a contratos con garantías de suministro energético y facilitando la integración de la producción energética obtenida en la red eléctrica.

En la siguiente imagen (figura 2.18), se representa el esquema de una planta de generación eléctrica mediante sistemas de energía solar de concentración, en concreto, una planta de captadores cilindroparabólicos con sistema de almacenamiento de doble tanque mediante sales fundidas.

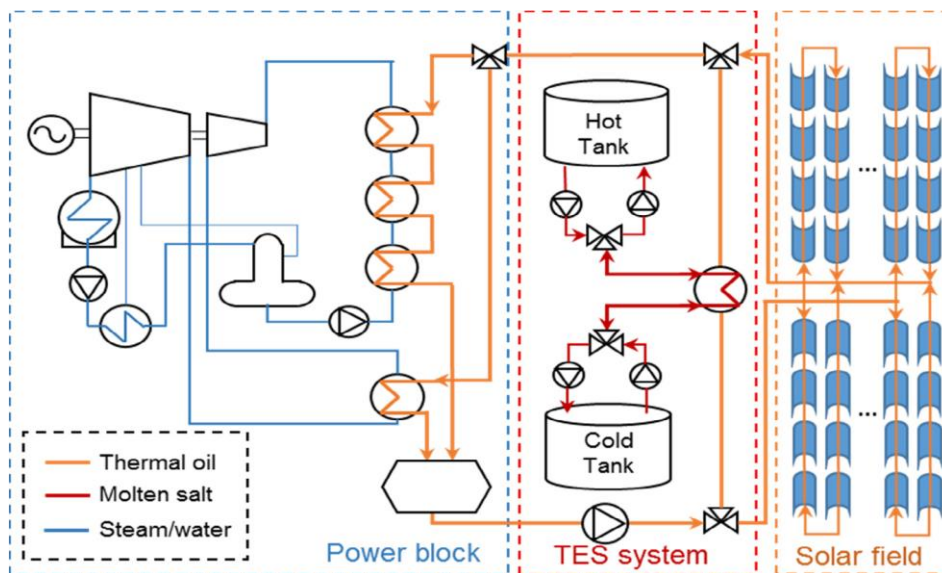


Figura 2.18. Esquema de una planta solar de concentración (29)

Principales componentes de las plantas solares de concentración:

- Campo solar: está formado por concentradores solares que se encargan de reflejar y concentrar la radiación solar, transformando la energía solar en energía térmica.
- Sistema de almacenamiento térmico: se encarga de almacenar la energía en forma de calor mediante sales fundidas con un sistema de doble tanque.
- Fluido de transferencia de calor: se encarga de transportar la energía térmica contenida en el fluido.
- Bloque de potencia: es el encargado de transformar la energía térmica contenida en el fluido de transferencia de calor en energía eléctrica. Para ello, en primer lugar, se genera el vapor encargado de hacer mover una turbina, transformando la energía térmica en energía mecánica y, finalmente, mediante un alternador, se transforma la energía mecánica generada en energía eléctrica, disponible para conectarla a la red eléctrica.

Plantas híbridas PV-CSP

Las plantas híbridas PV-CSP, como se ha comentado anteriormente, consisten en la unión de las tecnologías solares fotovoltaicas y de concentración, o lo que es lo mismo, la unión de una planta solar que utiliza tecnologías solares fotovoltaicas con otra planta que utiliza tecnologías solares de concentración, como se puede ver en el esquema de la planta híbrida PV-CSP de la siguiente imagen (figura 2.19).

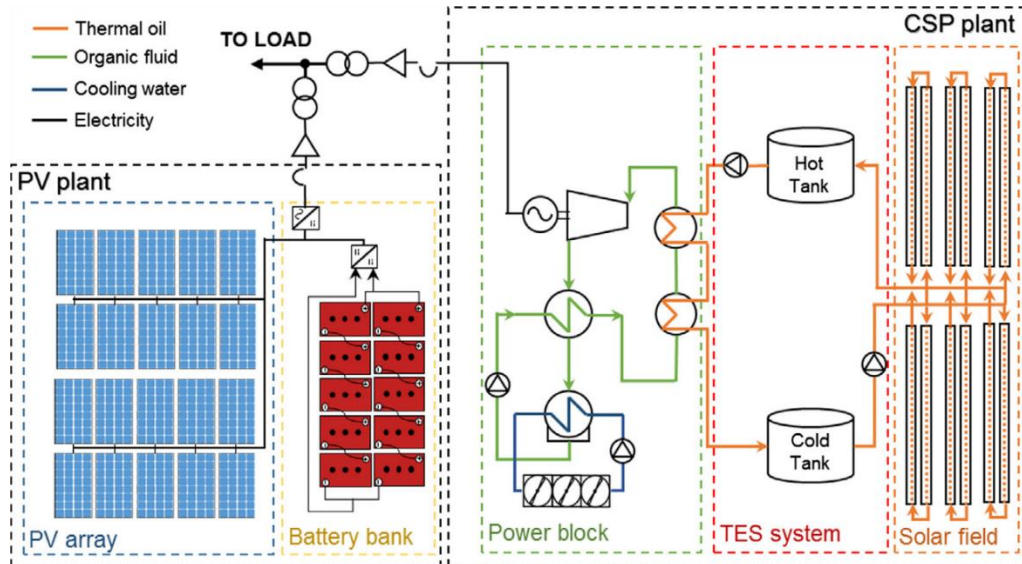


Figura 2.19. Esquema de una planta híbrida PV-CSP (7)

Aparte de las ventajas previamente descritas, la unión de estas dos tecnologías lleva asociadas otras ventajas relativas a los parámetros de mérito más importantes a la hora de analizar el rendimiento de este tipo de plantas, tales como un aumento del factor de capacidad de la planta (CF) y una reducción del coste nivelado de la energía (LCOE) producida.

- El factor de capacidad es el cociente entre la energía generada por la planta durante un periodo determinado y la energía que se podría haber generado durante ese mismo periodo si la planta hubiera trabajado a su potencia nominal.
- El LCOE es el cociente entre el valor presente del capital total y costes de operación de una determinada planta, entre el valor presente de la electricidad generada por dicha planta a lo largo de su vida útil. Este parámetro resulta de gran utilidad a la hora de comparar el coste de la energía entre diferentes tecnologías de generación.

La hibridación de las tecnologías fotovoltaica y de concentración permite conseguir una total gestionabilidad de la planta solar, priorizando la utilización de una tecnología más barata como la fotovoltaica durante las horas de sol, mientras que la planta de concentración almacena la energía producida durante esas horas de sol en su sistema de almacenamiento térmico, para poder utilizarla cuando ya no haya radiación solar, aumentando el factor de capacidad de la planta. Esto permite independizar la producción energética del recurso solar, extendiendo el tiempo de producción de energía y pudiendo solventar los efectos de cualquier posible transitorio, como la posibilidad de perturbaciones en forma de nubes que provoquen una reducción de los niveles de radiación solar, permitiendo mantener una producción energética constante a la salida, haciendo uso del sistema de almacenamiento.

Esta gestionabilidad permite entregar una potencia de salida constante y estable, lo que favorece la producción energética en condiciones nominales, pudiendo llegar a producir energía eléctrica de forma constante las 24 horas del día, lo que le permitiría suministrar energía a la red eléctrica actuando como carga base.

En la siguiente imagen (figura 2.20), se puede ver el efecto de la hibridación en una planta PV-CSP de 100 MW de potencia, donde la aportación PV permite que se almacene una gran cantidad de energía CSP durante las horas de sol, que se utiliza posteriormente suministrando una potencia de salida constante las 24 horas del día.

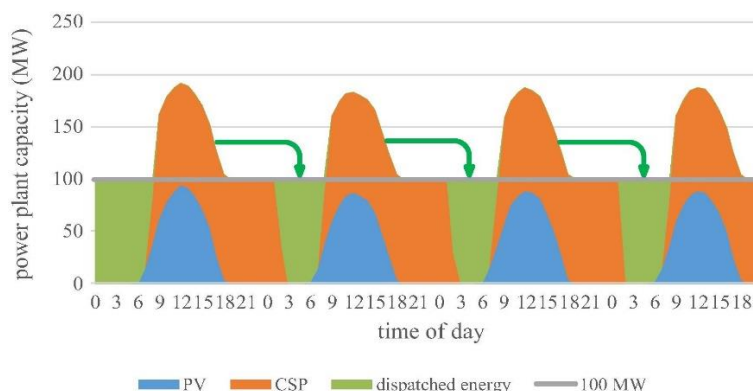


Figura 2.20. Curva de producción energética horaria de una planta híbrida PV-CSP (30)

Respecto al tema económico, la hibridación de las tecnologías fotovoltaica y de concentración permite la reducción del LCOE respecto a plantas de concentración por separado, ya que la inclusión de una tecnología más barata como la fotovoltaica permite reducir la inversión inicial necesaria para alcanzar una misma potencia nominal. Además de esto, el hecho de priorizar la utilización de la tecnología fotovoltaica, que presenta menores costes de producción, durante las horas de sol, también supone una reducción de costes respecto a una planta CSP.

A modo de resumen y, de forma esquemática, se presentan las ventajas de cada una de las tecnologías (PV y CSP) por separado y las ventajas de su hibridación:

- Tecnología fotovoltaica:
 - Tecnología madura con un gran desarrollo tecnológico.
 - Modularidad para la construcción y puesta en marcha de plantas de generación.
 - Abaratamiento de costes.
 - Aprovechamiento de toda la radiación solar incidente.
- Tecnología solar de concentración:
 - Sistemas de almacenamiento contrastados y fiables.
 - Generación energética estable e independiente de la intermitencia de la radiación solar.
 - Facilita la integración de la producción energética en la red eléctrica.
 - Posibilidad de hacer frente a contratos con garantías de suministro energético.
- Hibridación PV-CSP:
 - Aumento del factor de capacidad respecto a plantas PV.
 - Reducción del LCOE respecto a plantas CSP.

La hibridación de las tecnologías PV y CSP permite aprovechar todas estas ventajas, las propias de cada tecnología por separado y las derivadas de su unión.

2.4.2. Clasificación de los sistemas híbridos PV-CSP

En la literatura existen numerosas investigaciones sobre distintas configuraciones de hibridación de tecnologías fotovoltaicas y de concentración, pero principalmente se pueden dividir en dos tipos: tecnología híbrida PV-CSP compacta y no compacta, como se muestra en el siguiente esquema (figura 2.21).

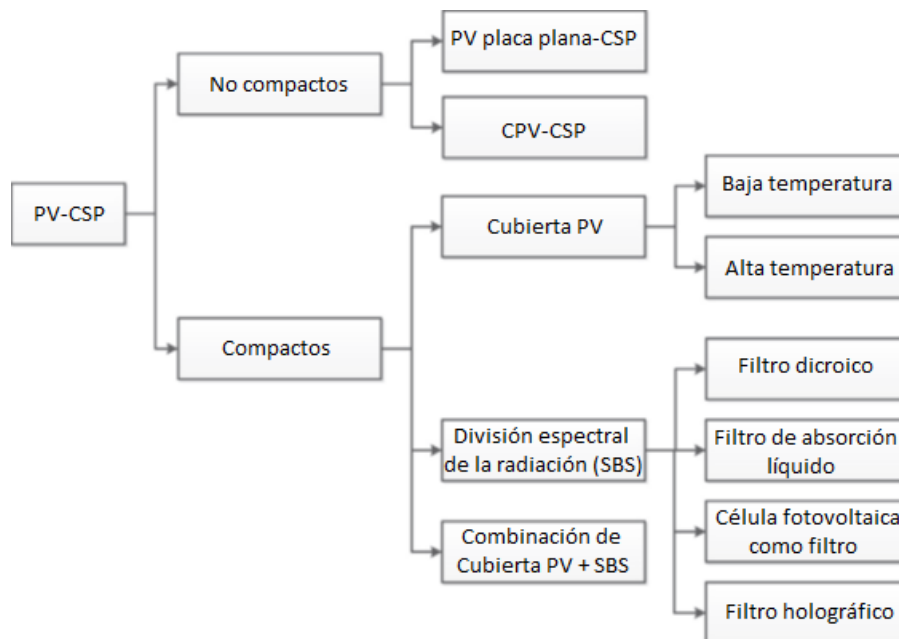


Figura 2.21. Clasificación de los sistemas híbridos PV-CSP (5)

Sistemas híbridos PV-CSP no compactos

Estos sistemas consisten en la hibridación de un sistema de energía solar fotovoltaica y un sistema de energía solar de concentración, que pueden funcionar de forma independiente, gestionando la utilización de una u otra tecnología en función de la conveniencia para conseguir maximizar el factor de capacidad o reducir el LCOE de la planta en su conjunto.

Estos sistemas híbridos PV-CSP compactos están siendo bastante estudiados en los últimos años debido a las ventajas que supone respecto a plantas fotovoltaicas y de concentración por separado, como ya se comentó anteriormente. Dentro de estos sistemas no compactos, la hibridación puede dividirse en dos grupos, en función de la tecnología fotovoltaica utilizada, pudiendo ser sistemas fotovoltaicos de placa plana (PV) o sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV).

- Sistemas híbridos PV – CSP.
- Sistemas híbridos CPV – CSP.

Cada uno de estos dos grupos puede combinar las tecnologías fotovoltaicas mencionadas (PV y CPV) con distintos tipos de tecnologías CSP, principalmente, captadores cilindroparabólicos, concentradores lineales tipo Fresnel, sistemas de receptor central de torre y concentradores disco Stirling. Aparte de esto, también se pueden dar otras consideraciones dentro del grupo de tecnologías PV de placa plana, como distintas combinaciones de materiales fotovoltaicos, distintos ángulos de inclinación de los paneles o incorporar o no un sistema de seguimiento solar.

Sistemas híbridos PV-CSP compactos

En este caso, la hibridación PV-CSP se realiza en un mismo sistema, en el cual la parte fotovoltaica aprovecha los fotones con energía suficiente para superar el ancho de banda del material semiconductor fotovoltaico, haciendo una conversión directa de la radiación solar en electricidad. Por otra parte, los fotones que no consiguen superar el ancho de banda son transmitidos y convertidos en calor en el sustrato de la célula, aprovechando esta energía térmica para la posterior generación eléctrica. Estos sistemas híbridos PV-CSP compactos se encuentran en las primeras fases de investigación y desarrollo de la tecnología. Dentro de este grupo de sistemas híbridos compactos, existen tres diferentes tecnologías: tecnología de cubierta fotovoltaica, división espectral de la radiación y la combinación de ambas.

• **Cubierta fotovoltaica**

Con esta tecnología, la célula solar se utiliza simultáneamente como convertidor fotovoltaico y como receptor térmico, recuperando el calor disipado en las células fotovoltaicas para generar energía mediante el sistema CSP, mejorando su eficiencia de generación con la combinación de ambas tecnologías. El principal problema que plantea esta tecnología es la limitación de la temperatura de operación de la célula fotovoltaica, alcanzando como máximo unos 80-120°C, lo que limita la eficiencia de generación del sistema CSP. Teniendo en cuenta este punto, las investigaciones teóricas en este campo, que se encuentran actualmente en proceso de desarrollo, se dividen en dos tipos: sistemas híbridos PV-CSP de cubierta fotovoltaica de baja temperatura y de alta temperatura.

- **Baja temperatura:** existen estudios teóricos basados en la utilización de tecnología CPV con recuperación del calor disipado mediante un sistema de potencia con ciclo termodinámico Rankine, con resultados de una mejora de la eficiencia de generación de entre el 6-16% respecto a sistemas de solo PV.
- **Alta temperatura:** las primeras investigaciones muestran que con esta opción se pueden llegar a alcanzar eficiencias de generación del 40%, con los paneles PV trabajando a una temperatura de entre 200-600°C.

• **División espectral de la radiación**

Esta técnica permite separar la radiación espectralmente, de forma que a la célula solar solo le llegue el rango espectral de la radiación solar que puede aprovechar, reduciendo la cantidad de radiación desperdiciada, reduciendo la temperatura de operación de la célula y aumentando la eficiencia de conversión. Esto supone que esta sea una técnica prometedora, que se encuentra en fase de investigación y de la que se pueden destacar cuatro tipos de filtros espectrales de radiación: el filtro dicróico, el filtro de absorción líquido, la célula fotovoltaica en sí misma como filtro de absorción sólido y el filtro holográfico.

- **Filtro dicróico:** se puede combinar con la tecnología CSP o la PV y suele presentar una alta eficiencia, bajo coste, fácil fabricación, baja degradabilidad y se integra bien con la tecnología híbrida PV-CSP.
 - Con CSP: el filtro se dispone entre el concentrador y el receptor, dividiendo espectralmente la radiación solar reflejada entre la que puede aprovechar el panel PV y la que puede aprovechar el receptor térmico.
 - Con PV: el filtro se coloca directamente en el panel, que divide la radiación antes de concentrarla, reflejando la parte que debe ser concentrada y absorbida por el receptor térmico.

- **Filtro de absorción líquido:** se basa en el principio de que ciertos líquidos cuando se les añade un colorante permiten la absorción de la radiación solar en un determinado rango espectral. Este tipo de filtros resulta de gran interés para los sistemas híbridos PV-CSP, ya que la energía solar absorbida puede ser fácilmente transportada o almacenada mediante fluidos en estado líquido. Sin embargo, estos filtros tienen la desventaja de que pueden degradarse rápidamente si se exponen a altas temperaturas y a la luz ultravioleta.
- **Célula fotovoltaica como filtro de absorción sólido:** como se ha explicado anteriormente, la célula fotovoltaica absorbe los fotones con energía igual o superior a la anchura de la banda prohibida (band gap) del material semiconductor fotovoltaico para su conversión en energía eléctrica, mientras que los fotones con energía inferior al band gap se transmiten, por lo que la propia célula fotovoltaica en sí misma puede ser utilizada como filtro de absorción sólido.
- **Filtro holográfico:** permite llevar a cabo la división espectral y la concentración de la radiación solar de forma simultánea, por lo que su estudio resulta de especial interés en estos sistemas híbridos PV-CSP, pero el concentrador holográfico tiene la desventaja de que necesita un sistema de seguimiento preciso y un concentrador adicional para evitar desajustes en el enfoque, lo que hace que su aplicación sea todavía limitada.
- **Combinación de cubierta fotovoltaica y división espectral de la radiación**

En este caso, la unión de ambas técnicas permite reducir los problemas que cada una de ellas tienen por separado. La técnica de cubierta fotovoltaica tiene su principal problema en la limitación de la temperatura de operación de la célula fotovoltaica y la técnica de la división espectral de la radiación, a pesar de que permite reducir la temperatura de operación de la célula e incrementar la eficiencia de conversión, aún se desperdicia una buena parte de la radiación recibida, afectando a la eficiencia del sistema. Mediante la unión de estas dos técnicas, se consigue una menor temperatura de la célula fotovoltaica y una mayor temperatura del fluido térmico, mejorando la eficiencia del sistema. (5) (31)

3. Trabajos de investigación sobre sistemas híbridos PV-CSP

En los últimos años, se han realizado diferentes estudios sobre la hibridación de las tecnologías solares fotovoltaica y las de concentración para diferentes configuraciones, con el objetivo de evaluar su viabilidad técnica y económica. A continuación, se describirán algunas de esas investigaciones y, posteriormente, se realizará un análisis de los resultados obtenidos en ellas.

3.1. Descripción de los trabajos de investigación

Diseño óptimo de una planta híbrida PV-CSP para conseguir la total gestionabilidad de plantas de energía solar [Petrollese and Cocco, 2016] (7)

Se pretende realizar el diseño óptimo de una planta híbrida PV-CSP utilizando concentradores lineales tipo Fresnel y considerando dos diferentes localizaciones: Ottana (Italia) y Ouarzazate (Marruecos), con el objetivo de conseguir minimizar los costes de producción energética, manteniendo una producción energética con una potencia de salida constante.

Composición de la planta híbrida PV-CSP:

- Sistema solar fotovoltaico con almacenamiento electroquímico mediante un banco de baterías.
- Sistema solar de concentración compuesto por concentradores lineales tipo Fresnel, usando aceite térmico como fluido de transferencia de calor, sistema de almacenamiento térmico de doble tanque y sistema de potencia con ciclo Rankine.

Parámetros que se evaluaron en el estudio:

- Diseño óptimo del campo solar y del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica y de la planta solar de concentración.
- Potencia nominal del ciclo de potencia del sistema de concentración.
- Influencia de las condiciones meteorológicas en las dos localizaciones de Italia y Marruecos.

Resultados:

- La planta híbrida objeto de estudio demostró ser la solución más económica cuando se requiere una potencia constante por periodos superiores a 16 horas diarias para ambas localizaciones, dando preferencia de producción a la planta fotovoltaica durante las horas de sol, mientras almacena la planta de concentración para entregar la energía durante la noche.
- Para periodos de demanda de potencia constante inferiores a 8 horas, la solución más económica es el sistema solar fotovoltaico acoplado con el banco de baterías, también para ambas localizaciones.
- Respecto a las localizaciones analizadas, en la planta híbrida situada en Ottana (Italia) se necesitó un mayor tamaño de campo solar tanto fotovoltaico como de concentración debido a la menor cantidad de radiación solar disponible en comparación con la planta situada en Ouarzazate (Marruecos), lo que supuso mayores costes de producción energética.

Sistemas híbridos CSP-PV con alto factor de capacidad [Green et al., 2015] (10)

El objetivo de este estudio es demostrar la capacidad que tienen los sistemas híbridos PV-CSP de operar con un elevado factor de capacidad. Para ello, se creó un modelo de sistema híbrido PV-CSP localizado en el desierto de Atacama (Chile), realizado con el programa SmartDispatch, propiedad de Solar Reserve. Este programa permite simular el rendimiento del sistema híbrido y optimizar la potencia de salida del sistema (P_{OUT}), estableciendo unos niveles de prioridad para distintos valores de potencia.

Composición de la planta híbrida PV-CSP:

- Planta CSP con tecnología de torre con una potencia nominal de 100 MWe, sistema de almacenamiento térmico de doble tanque con sales fundidas con capacidad de almacenamiento de 14 horas.
- Planta PV con una potencia nominal de 60 MW y con un ángulo de inclinación de los paneles solares de 45° .

Niveles de prioridad considerados en el estudio:

- Primer nivel de prioridad: $P_{OUT} = 50$ MW.
- Segundo nivel de prioridad: $P_{OUT} = 100$ MW.

Esto quiere decir que la primera prioridad del sistema será entregar una potencia de salida de 50 MW en todo momento y la segunda prioridad será entregar 100 MW cuando sea posible.

Parámetros que se evaluaron en el estudio:

- Producción energética del sistema híbrido PV-CSP.
- Factor de capacidad del sistema híbrido PV-CSP.
- Estabilidad de la potencia de salida del sistema con diferentes niveles de prioridad para distintos valores de potencia de salida.
- Ángulo de inclinación óptimo de los paneles fotovoltaicos para el sistema híbrido PV-CSP.

Resultados:

- Al implementar la estrategia de producción estableciendo diferentes niveles de prioridad para distintos valores de potencia de salida, se obtuvieron valores más elevados del factor de capacidad para el sistema híbrido PV-CSP que para el sistema CSP.
 - Para el sistema híbrido PV-CSP, cuando se requirió el nivel más alto de prioridad ($P_{OUT} = 50$ MW), este se consiguió el 98,5% del tiempo y cuando se requirió el segundo nivel de prioridad ($P_{OUT} = 100$ MW), se consiguió el 84,5% del tiempo.
 - Para el sistema de solo CSP, el primer nivel de prioridad se consiguió el 98% del tiempo y el segundo nivel el 65,1%, reduciéndose el tiempo de aplicación de la potencia y, por lo tanto, el factor de capacidad considerablemente.
- Se comprobó la efectividad de establecer un ángulo de inclinación elevado para sistemas híbridos PV-CSP con alto factor de capacidad, maximizando la generación eléctrica en invierno para minimizar las diferencias de producción estacionales.

Proyección del LCOE hasta 2050 para una planta híbrida PV-CSP en el desierto de Atacama, Chile [Parrado et al., 2016] (4)

El objetivo de este estudio es realizar una comparación del LCOE para tres tipos de plantas de generación eléctrica mediante energía solar: una planta fotovoltaica (PV), otra de energía solar de concentración (CSP) y una tercera planta híbrida PV-CSP con generación eléctrica las 24 horas del día, ubicadas en la Plataforma Solar de Atacama (PSDA). Para ello, se estableció una misma potencia total de 50 MW para las tres plantas y se consideraron dos diferentes escenarios para la proyección de costes hasta 2050: Blue Map y Roadmap, para las tecnologías utilizadas PV (2) y CSP (3), ambos escenarios desarrollados por la Agencia Internacional de la Energía (IEA).

Composición de las plantas objeto de estudio:

- Planta PV con una potencia nominal de 50 MWp con un ángulo de inclinación fijo para los paneles fotovoltaicos y sin almacenamiento.
- Planta CSP de captadores cilindroparabólicos con una potencia nominal de 50 MW y sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas con una capacidad de almacenamiento de 15 horas.
- Planta híbrida PV-CSP formada por:
 - Planta PV con una potencia nominal de 20 MWp con un ángulo de inclinación fijo para los paneles fotovoltaicos y sin almacenamiento.
 - Planta CSP de captadores cilindroparabólicos con una potencia nominal de 30 MW y sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas con una capacidad de almacenamiento de 15 horas.

En este estudio, se realizó una evaluación del coste nivelado de la energía (LCOE) para los tres tipos de plantas analizadas: PV, CSP y PV-CSP.

Los escenarios considerados en el estudio fueron: Blue Map y Roadmap, que son proyecciones sobre la penetración de mercado que se espera que tengan las tecnologías solares PV y CSP hasta el año 2050. El escenario Roadmap tiene unas elevadas expectativas sobre la masiva instalación de estas tecnologías solares en el futuro, mientras que el escenario Blue Map es más conservador en este aspecto.

Resultados:

- Para la planta PV, se obtuvo una proyección de reducción del LCOE entre los años 2014 y 2050, con unos valores que variaron entre 12,88 cUS\$/kWh y 8,43 cUS\$/kWh para el escenario Blue Map y entre 10,74 cUS\$/kWh y 7,79 cUS\$/kWh para el escenario Roadmap.
- Para la planta CSP, se obtuvo una proyección de reducción del LCOE entre los años 2014 y 2050, con unos valores que variaron entre 15,29 cUS\$/kWh y 9,02 cUS\$/kWh para el escenario Blue Map y entre 14,93 cUS\$/kWh y 7,57 cUS\$/kWh para el escenario Roadmap.
- Para la planta híbrida PV-CSP, se obtuvo una proyección de reducción del LCOE entre los años 2014 y 2050, con unos valores que variaron entre 14,69 cUS\$/kWh y 8,57 cUS\$/kWh para el escenario Blue Map y entre 13,88 cUS\$/kWh y 7,74 cUS\$/kWh para el escenario Roadmap.

En la siguiente tabla, se muestra un resumen de los datos obtenidos en el estudio del LCOE para las tres diferentes plantas PV, CSP y PV-CSP ubicadas en el desierto de Atacama, considerando los dos escenarios Blue Map y Roadmap.

LCOE (cUS\$/kWh)	Escenario Blue Map		Escenario Roadmap	
	2014	2050	2014	2050
Planta PV	12,88	8,43	10,74	7,79
Planta CSP	15,29	9,02	14,93	7,57
Planta PV-CSP	14,69	8,57	13,88	7,74

Tabla 3.1. Proyección valores LCOE para los tres tipos de planta y los dos escenarios considerados

A continuación, se puede ver una representación gráfica de la proyección de reducción del LCOE para los tres tipos de plantas en la Plataforma Solar de Atacama (Chile), considerando el escenario Blue Map (figura 3.1a) y el Roadmap (figura 3.1b).

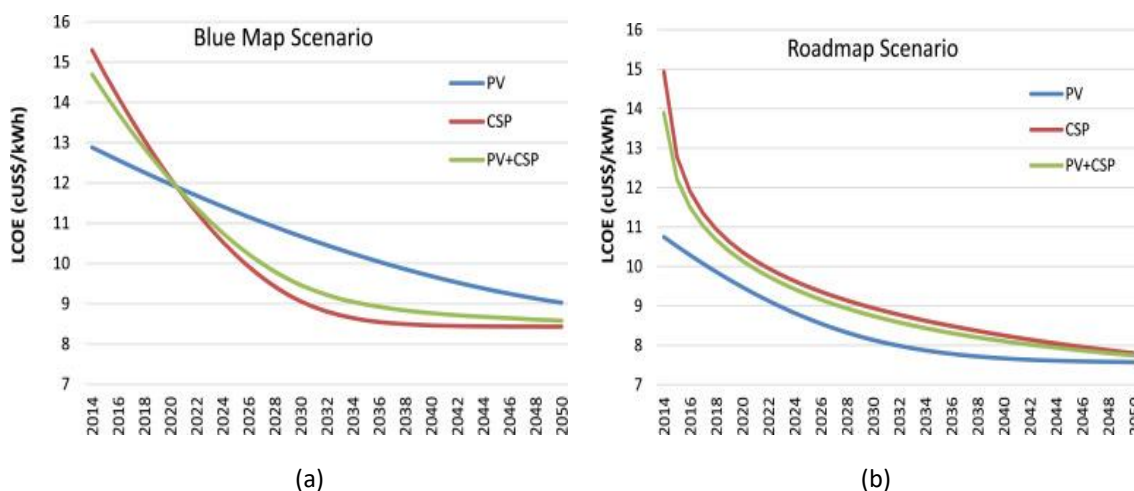


Figura 3.1. Proyección del LCOE entre los años 2014 y 2050 para los tres tipos de planta PV, CSP y PV-CSP considerando: (a) el escenario Blue Map y (b) el escenario Roadmap (4)

Como se puede observar en ambas gráficas, la progresión de reducción de los valores del LCOE esperada para el periodo considerado entre los años 2014 y 2050 es significativa para ambos escenarios (Blue Map y Roadmap) y para las tres plantas consideradas (PV, CSP y PV-CSP) en el emplazamiento de la Plataforma Solar de Atacama (Chile).

Comparando los tres tipos de planta estudiadas, se puede observar que la proyección estimada de valores del LCOE para 2050 es más o menos parecida en las tres plantas (8-9 cUS\$/kWh para el escenario Blue Map y 7-8 cUS\$/kWh para el escenario Roadmap), pero la planta híbrida PV-CSP cuenta con la gran ventaja de que permite la generación eléctrica las 24 horas del día consiguiendo factores de capacidad más elevados.

Un sistema híbrido CPV-CSP para mejorar la gestionabilidad de plantas de energía solar [Cocco et al., 2016] (32)

Se pretende demostrar la mejora que supone la hibridación de tecnologías solares de concentración (CSP) con tecnologías fotovoltaicas de concentración (CPV) en la gestionabilidad de plantas de energía solar, consiguiendo mitigar los efectos de la variabilidad e intermitencia propios de la energía solar. Para ello, se pretende evaluar la capacidad de estas tecnologías solares de concentración a pequeña escala para producir energía con curvas de potencia programables y controlables, considerando dos estrategias de control diferentes: una totalmente integrada (F-INT) y otra parcialmente integrada (P-INT), en un emplazamiento situado en Ottana (Italia).

Composición de la planta híbrida CPV-CSP:

- Planta fotovoltaica de concentración (CPV) con una potencia nominal de 400 kWp y sistema de almacenamiento electroquímico mediante un banco de baterías con una capacidad de 430 kWh.
- Planta solar de concentración de 600 kW, compuesta por concentradores lineales tipo Fresnel, usando aceite térmico como fluido de transferencia de calor, sistema de almacenamiento térmico de doble tanque con 4,9 horas de capacidad y sistema de potencia con ciclo termodinámico Rankine.

En la siguiente imagen (figura 3.2), se puede ver un esquema con la configuración de la planta híbrida CPV-CSP de Ottana Solar:

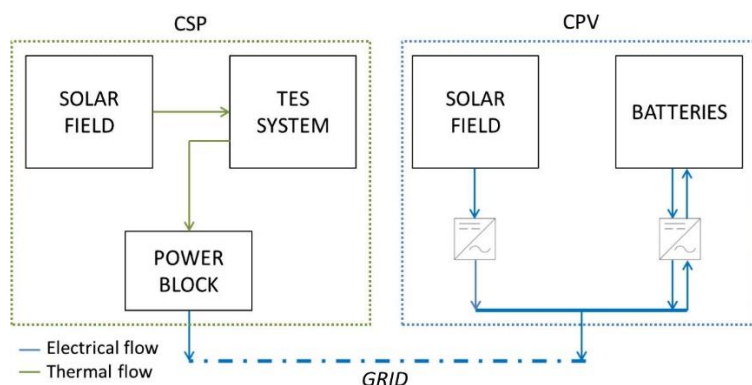


Figura 3.2. Esquema de configuración de la planta híbrida CPV-CSP de Ottana (32)

Parámetros que se evaluaron en el estudio:

- Potencia de salida del sistema híbrido CPV-CSP.
- Duración de la aplicación de la potencia de salida del sistema híbrido CPV-CSP.

Estrategias de control consideradas en el estudio:

- Estrategia de control totalmente integrada (F-INT): las plantas CPV y CSP operan de forma complementaria para mantener la potencia de salida fija, maximizando el tiempo de duración de la aplicación de dicha potencia.
- Estrategia de control parcialmente integrada (P-INT): las plantas CPV y CSP operan de forma independiente, manteniendo cada una de ellas un punto de entrega de potencia individual para conseguir la potencia de salida fija total del sistema. En este caso, el sistema de control maximizará el tiempo de duración de aplicación de la potencia individualmente a cada una de las plantas CPV y CSP.

Resultados:

- Comparando las dos estrategias para un día de verano y estableciendo una potencia fija de salida de 500 kW, con la estrategia F-INT se consiguió mantener la potencia de salida durante 19 horas, mientras que con la estrategia P-INT se mantuvo durante 13 horas, claramente limitada por la producción de la planta CPV, como se puede observar en la siguiente imagen (figura 3.3) de la curva de producción analizada en estas condiciones para las dos estrategias.

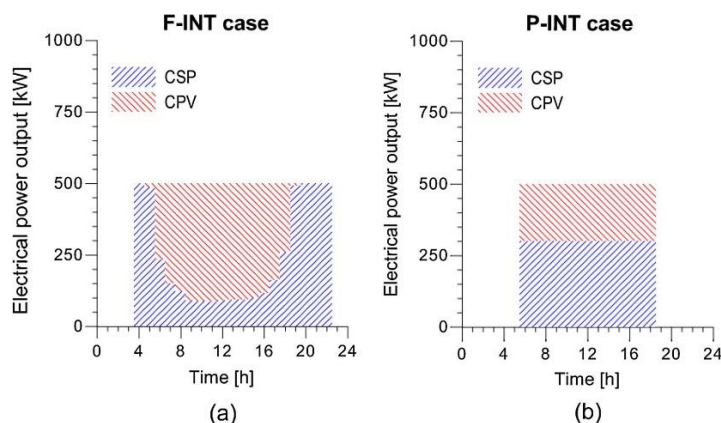


Figura 3.3. Curva de producción de energía para una potencia de salida $P_{OUT} = 500$ kW en un día de verano para: (a) estrategia F-INT y (b) estrategia P-INT (32)

- Realizando la misma comparación para un día de invierno, con la estrategia F-INT se consiguió mantener la potencia de salida durante 9 horas, mientras que con la estrategia P-INT se mantuvo durante 6 horas, como se puede ver en la siguiente imagen (figura 3.4).

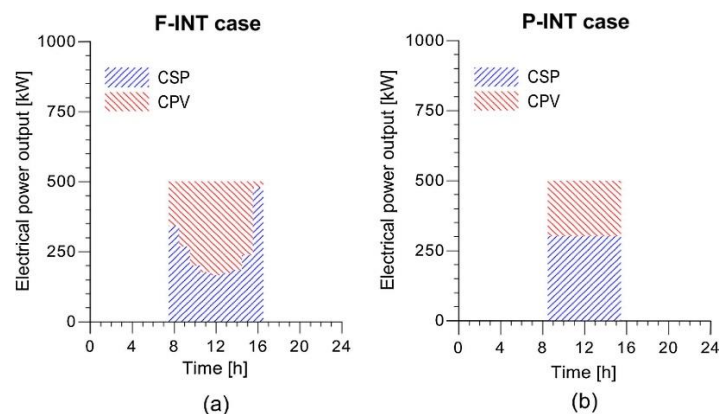


Figura 3.4. Curva de producción de energía para una potencia de salida $P_{OUT} = 500$ kW en un día de invierno para: (a) estrategia F-INT y (b) estrategia P-INT (32)

- En ambas gráficas de producción para verano e invierno se puede ver como con la estrategia F-INT las dos plantas CPV y CSP actúan de forma coordinada, maximizando el tiempo total de producción de la planta híbrida, mientras que con la estrategia P-INT cada planta intenta maximizar su producción por separado, viendo claramente limitada la producción total por la planta CPV.
- En definitiva, la estrategia F-INT consiguió mejores rendimientos en términos de producción anual de energía y mayor número de horas de aplicación de la potencia de salida constante.

Evaluando el rendimiento de plantas híbridas PV-CSP en el norte de Chile [Starke et al., 2016] (33)

Mediante este estudio, se pretende realizar una evaluación del rendimiento de plantas híbridas PV-CSP, considerando dos diferentes modelos de planta CSP: captadores cilindroparabólicos (PTC) y sistema de receptor central de torre (CRS), para un emplazamiento situado en el desierto de Atacama (Chile).

Composición de las plantas híbridas PV-CSP:

- Planta híbrida PV-PTC
 - Sistema solar fotovoltaico sin almacenamiento.
 - Sistema solar de concentración compuesto por captadores cilindroparabólicos, usando aceite térmico como fluido de transferencia de calor, sistema de almacenamiento térmico de doble tanque y sistema de potencia con ciclo Rankine.
- Planta híbrida PV-CRS
 - Sistema solar fotovoltaico sin almacenamiento.
 - Sistema solar de concentración compuesto por un sistema de receptor central de torre, usando sales fundidas como fluido de transferencia de calor, sistema de almacenamiento térmico de doble tanque y sistema de potencia con ciclo Rankine.

Parámetros que se evaluaron en el estudio:

- Diseño óptimo del campo solar de las plantas fotovoltaicas.
- Ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos.
- Diseño óptimo del campo solar, sistema de almacenamiento y bloque de potencia de las plantas solares de concentración.
- Diseño óptimo del sistema de almacenamiento y del bloque de potencia para las plantas solares de concentración en términos de LCOE, cuando se varía la capacidad nominal de la planta fotovoltaica.

Resultados:

- La hibridación PV-CSP supuso un incremento del factor de capacidad, incluso respecto de plantas de solo CSP, aumentando del 80,1 al 80,5% en el caso de los captadores cilindroparabólicos y del 85,9 al 88,7% en el caso del sistema de receptor central de torre.
- La hibridación permitió reducir el tamaño del campo solar CSP, manteniendo un alto factor de capacidad y consiguiendo una reducción del LCOE de entre el 4 y el 7% para el caso de captadores cilindroparabólicos y de entre el 1,5 y el 4% para el caso del sistema de receptor central de torre.
- Se observó que el ángulo de inclinación óptimo de los paneles fotovoltaicos para una planta híbrida PV-CSP es considerablemente mayor que para una planta de solo fotovoltaica. Esto es debido a que interesa incrementar la producción PV durante los meses de invierno, cuando la producción CSP es menor.
- Se demostró el alto potencial de las plantas híbridas PV-CSP en el desierto de Atacama, debido a los elevados niveles de radiación disponibles, que permiten conseguir, con este tipo de plantas, un coste competitivo de la electricidad respecto a otras fuentes de energía.

Análisis tecno-económico diario y anual de un sistema de almacenamiento PV-CSP para dos estrategias de producción [Zhai et al., 2017] (34)

El objetivo de este estudio es analizar el rendimiento térmico y económico de un sistema de almacenamiento térmico PV-CSP, aprovechando el bajo coste de generación de la planta PV y la alta capacidad y el bajo coste de la planta CSP, considerando dos estrategias de producción diferentes: una convencional y otra de producción constante.

Composición del sistema de almacenamiento térmico PV-CSP:

- Planta CSP formada por un sistema de receptor central de torre, usando sales fundidas como fluido de transferencia de calor, sistema de almacenamiento térmico de doble tanque y etapa de potencia con ciclo termodinámico Rankine.
- Planta PV conectada al sistema de almacenamiento térmico de la planta CSP mediante resistencias eléctricas, para transformar el excedente de energía eléctrica de esta planta en energía térmica

En la siguiente imagen (figura 3.5), se puede ver un esquema de este sistema de almacenamiento térmico con la planta PV conectada al sistema de almacenamiento térmico de la planta CSP.

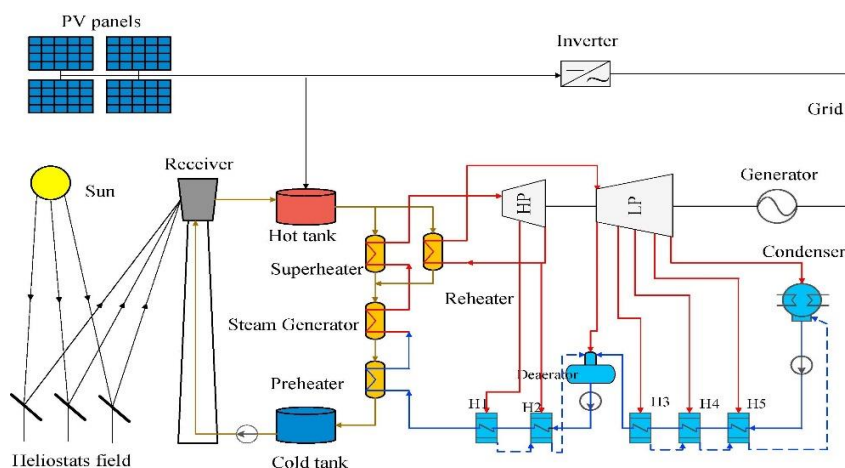


Figura 3.5. Esquema del sistema de almacenamiento PV-CSP (34)

Estrategias de producción consideradas en el estudio:

- Estrategia de producción convencional: las plantas PV y CSP operan de forma independiente, funcionando como la suma de ambas.
- Estrategia de producción constante: las plantas PV y CSP actúan de forma complementaria, sustituyendo en la planta PV el almacenamiento con baterías por almacenamiento térmico, conectando su salida al sistema de almacenamiento térmico de la planta CSP y priorizando la producción PV durante las horas de sol para aumentar la energía almacenada procedente de la planta CSP y poder seguir produciendo más tiempo cuando ya no haya radiación solar.

Parámetros que se evaluaron en el estudio:

- Producción, factor de capacidad (CF) y coste nivelado de la energía (LCOE) del sistema de almacenamiento térmico PV-CSP.
- Estabilidad de la potencia de salida del sistema de almacenamiento térmico PV-CSP.

Resultados:

- Para la estrategia de producción convencional, la producción anual del sistema de almacenamiento térmico PV-CSP se redujo ligeramente comparado con la suma de los sistemas PV y CSP por separado, mientras que el LCOE aumentó un 4,3% respecto a la planta de solo PV, pero se redujo un 22,6% respecto a la planta de solo CSP.
- Para la estrategia de producción constante, la producción anual del sistema de almacenamiento térmico PV-CSP aumentó un 6,52% y su CF aumentó un 4,85% respecto al sistema convencional PV-CSP, mientras que el LCOE se redujo un 19% también respecto al sistema convencional PV-CSP, mostrando la eficiencia económica del sistema propuesto para la estrategia de producción constante.
- Se comprobó que la curva de potencia de salida es más fluida y estable para la estrategia de producción constante que para la estrategia de producción convencional.

3.2. Análisis de los resultados de los estudios de investigación

En este apartado, se va a realizar un análisis de los trabajos de investigación descritos anteriormente, sintetizando los resultados más destacados y conclusiones que se han obtenido de cada uno de ellos.

Petrollese y Cocco (2016) realizaron un estudio sobre la optimización de una planta híbrida PV-CSP con concentradores lineales Fresnel y sistemas de almacenamiento con baterías y tanques de sales fundidas, con el objetivo de conseguir minimizar los costes de producción energética, en el cual se consiguió demostrar que la planta híbrida era la solución más económica cuando se requiere una potencia constante por periodos superiores a 16 horas diarias. (7)

Green et al. (2015) diseñaron un modelo de sistema híbrido PV-CSP usando tecnología de torre para producir energía las 24 horas del día en el desierto de Atacama (Chile). Para ello, se utilizó una estrategia de producción estableciendo diferentes niveles de prioridad para distintos valores de la potencia de salida, con la cual demostraron que se podían obtener unos valores del factor de capacidad más elevados para el sistema híbrido PV-CSP que para el sistema de solo CSP. (10)

En otro estudio basado también en el desierto de Atacama, Parrado et al. (2016) realizaron un estudio de investigación sobre la proyección del LCOE para plantas híbridas hasta el año 2050, considerando dicho emplazamiento. Se evaluaron tres tipos de plantas: PV, CSP e híbrida PV-CSP, todas ellas con una potencia total de 50 MW, resultando una proyección de costes que refleja una reducción significativa en el valor del LCOE en el año 2050 para los tres tipos de plantas, hasta llegar a valores de entre 7-9 cUS\$/kWh. (4)

Otro estudio considerando el emplazamiento del desierto de Atacama fue realizado por Starke et al. (2016), en el cual se realizó una evaluación del rendimiento de plantas híbridas PV-CSP, considerando dos tipos de planta CSP: captadores cilindroparabólicos y receptor central de torre. Como resultado, se demostró que, mediante la hibridación, se consiguió reducir el tamaño del campo solar CSP, manteniendo un alto factor de capacidad y consiguiendo una reducción del LCOE de entre el 4 y el 7% para el caso de captadores cilindroparabólicos y de entre el 1,5 y el 4% para el caso del sistema de receptor central de torre. (33)

Cocco et al. (2016) realizaron un estudio para evaluar la capacidad que tienen las plantas híbridas CPV-CSP de producir energía, utilizando tecnologías fotovoltaicas de concentración y concentradores lineales Fresnel. Para ello, se realizó una comparación de dos estrategias de control: una optimizando las dos tecnologías por separado y otra optimizando las dos tecnologías de forma integrada, consiguiendo demostrar que la estrategia integrada permitió extender bastante más el tiempo de aplicación de la potencia de salida que la no integrada, viéndose esta muy limitada por el tiempo de producción energética de la tecnología CPV. (32)

En la misma línea, Zhai et al. (2017) realizaron un estudio para evaluar el rendimiento de un sistema de almacenamiento térmico PV-CSP, con ambas plantas PV y CSP utilizaban el sistema de almacenamiento térmico de la planta de concentración, donde también se consideraron dos diferentes estrategias de producción: una convencional, operando las plantas PV y CSP de forma independiente, y otra de producción constante, integrando las dos tecnologías para optimizar la producción. Como resultado, se demostró que, también para este estudio, la estrategia de producción integrada presentó un mejor rendimiento que la convencional, con mayor producción, CF más elevado y menor LCOE, aparte de una curva de potencia de salida más estable. (34)

4. Proyectos de plantas híbridas PV-CSP en el mundo

En los últimos años, se han desarrollado varios proyectos de plantas híbridas con tecnologías fotovoltaica y de concentración en distintas partes del mundo para diferentes configuraciones, con el objetivo de evaluar su viabilidad técnica y económica. A continuación, se describirán algunas de esas investigaciones y, posteriormente, se realizará un análisis de los resultados obtenidos en ellas.

4.1. Descripción de los proyectos

Cerro Dominador, Chile (35)

El proyecto Cerro Dominador consiste en la construcción de una planta de energía solar híbrida PV-CSP con una potencia total de 210 MW, situada en la comuna de María Elena, región de Antofagasta, en el desierto de Atacama (Chile), uno de los lugares con mayores niveles de radiación solar del mundo.

Composición de la planta híbrida PV-CSP:

- Planta PV con una potencia nominal de 100 MW.
- Planta CSP con tecnología de torre con una potencia nominal de 110 MW, con sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas con capacidad de almacenamiento de 17,5 horas.

Este proyecto, en su origen, era conocido como Atacama I, propiedad de la compañía española Abengoa, que desarrolló el proyecto y, posteriormente, debido a su situación financiera, lo vendió a la compañía EIG Global Energy Partners. (36) (37)

La construcción del proyecto se inició en mayo de 2014, con la planta PV ya operativa desde febrero de 2018 y la planta CSP empezando su última etapa de construcción, como se puede ver en la imagen siguiente (figura 4.1), la cual se espera que pueda estar operativa a inicios de 2020. (38)

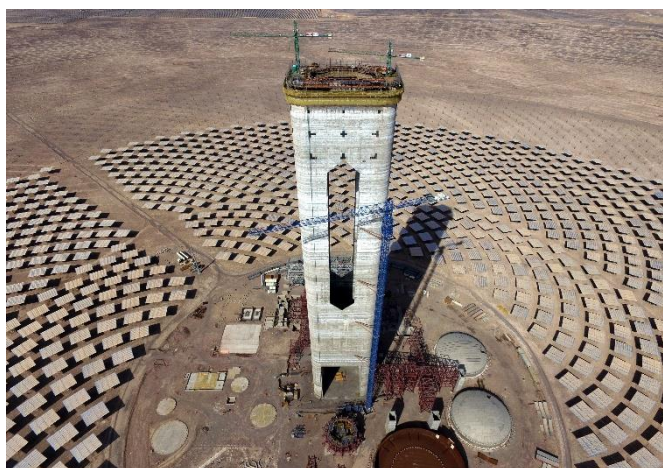


Figura 4.1. Planta CSP de torre del proyecto Cerro Dominador en construcción (39)

La combinación de las dos plantas PV-CSP, permitirá producir energía de carga base para el sistema eléctrico chileno de forma estable las 24 horas del día, con acuerdos de compra de energía firmados por 15 años. (40)

Redstone & Lesedi & Jasper, Sudáfrica (41)

El proyecto Redstone & Lesedi & Jasper consiste en la construcción de una planta de energía solar híbrida PV-CSP con una potencia nominal total de 271 MW, la cual se divide en la planta CSP Redstone con tecnología de torre y almacenamiento térmico mediante sales fundidas, y las plantas PV Lesedi y Jasper, situadas en Postmasburg, provincia de Northern Cape (Sudáfrica).

Composición de la planta híbrida PV-CSP:

- Dos plantas PV con una potencia nominal total de 171 MW.
 - Planta PV Lesedi con una potencia nominal de 75 MW.
 - Planta PV Jasper con una potencia nominal de 96 MW.
- Planta CSP con tecnología de torre con una potencia nominal de 100 MW, con sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas con capacidad de almacenamiento de 12 horas.

Este proyecto ha sido desarrollado por la compañía Solar Reserve, junto con su socio de inversión ACWA Power, en el marco del Programa de Adquisición de Energía Renovable de Productores Independientes de Energía (Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme, REIPPPP).

Las plantas PV Lesedi y Jasper finalizaron su construcción en mayo y octubre de 2014 respectivamente y ambas ya se encuentran totalmente operativas, mientras que la planta CSP Redstone se encuentra actualmente en construcción, y quedaría como se puede ver en su representación en la siguiente imagen (figura 4.2).



Figura 4.2. Plantas PV Lesedi y Jasper y representación planta CSP Redstone (42)

La combinación de las dos plantas PV-CSP, permitirá producir energía de carga base para el sistema eléctrico sudafricano de forma estable las 24 horas del día y, gracias a la capacidad de almacenamiento de la planta Redstone, se espera que entregue de forma fiable un suministro de electricidad a más de 200000 hogares sudafricanos durante los picos de demanda, incluso cuando ya no haya radiación solar.

El consorcio formado por Solar Reserve y ACWA Power firmaron en abril de 2018 acuerdos de compra de energía por 20 años con Eskom, el servicio público de electricidad sudafricano. (43)

Copiapó Solar, Chile (44)

El proyecto Copiapó Solar consistió en la construcción de una planta de energía solar híbrida PV-CSP con una potencia total de 410 MW, situada en el municipio de Copiapó, en la región de Atacama (Chile), uno de los lugares con mayores niveles de radiación solar del mundo.

Composición de la planta híbrida PV-CSP:

- Planta PV con una potencia nominal de 150 MW.
- Dos plantas CSP con tecnología de torre con una potencia nominal de 130 MW cada una, ambas con sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas con capacidad de almacenamiento de 14 horas.

Este proyecto, propiedad de la compañía estadounidense Solar Reserve, consiguió los permisos medioambientales necesarios para llevarlo a cabo en 2015 con su formato híbrido original y, posteriormente, consiguió un acuerdo de compra de energía, pero solo para la planta CSP, por 0,063 \$/kWh, el precio más bajo registrado hasta entonces para ese tipo de plantas. (45)

El hecho de pujar solo por la planta CSP supuso, en un principio, el abandono del proyecto de planta híbrida PV-CSP desarrollado inicialmente, en favor de uno de solo CSP (46), formado por las dos plantas de torre de 130 MW cada una y sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas con 13 horas de capacidad (44), que quedaría como se puede ver en su representación en la siguiente imagen (figura 4.3).



Figura 4.3. Representación de las dos plantas CSP de torre del proyecto Copiapó Solar (44)

Este cambio en el planteamiento del proyecto de tecnología híbrida PV-CSP a solo CSP fue debido, según palabras del propio director general de Solar Reserve, Kevin Smith, a que los precios de venta de la fotovoltaica en el mercado eléctrico chileno eran muy bajos porque había un exceso de oferta de energía durante el día, lo que hacía que, en este caso, no fuera rentable la hibridación.

Al mismo tiempo, también según palabras del propio Kevin Smith, se dejó abierta la posibilidad de, en un futuro, incluir la planta PV en el proyecto, siempre que tenga sentido económicamente hablando, esperando una hipotética mejora en el escenario económico para la fotovoltaica dentro del mercado eléctrico chileno. (46)

Ottana Solar, Italia (47)

El proyecto Ottana Solar consiste en la construcción de una instalación experimental de energía solar de concentración híbrida CPV-CSP a pequeña escala, con una potencia nominal total de 1 MW, situada en la localidad de Ottana, en la región de Cerdeña (Italia).

Composición de la planta híbrida CPV-CSP:

- Planta fotovoltaica de concentración con una potencia nominal de 400 kWp y sistema de almacenamiento electroquímico mediante un banco de baterías con una capacidad de 430 kWh.
- Planta solar de concentración de 600 kW, compuesta por concentradores lineales tipo Fresnel, usando aceite térmico como fluido de transferencia de calor, sistema de almacenamiento térmico de doble tanque con 4,9 horas (15 MW_{th}) de capacidad y bloque de potencia con ciclo termodinámico Rankine.

En la siguiente imagen (figura 4.4) se puede ver una representación de cómo se espera que queden estas instalaciones de concentración solar CPV-CSP y un esquema de su configuración.

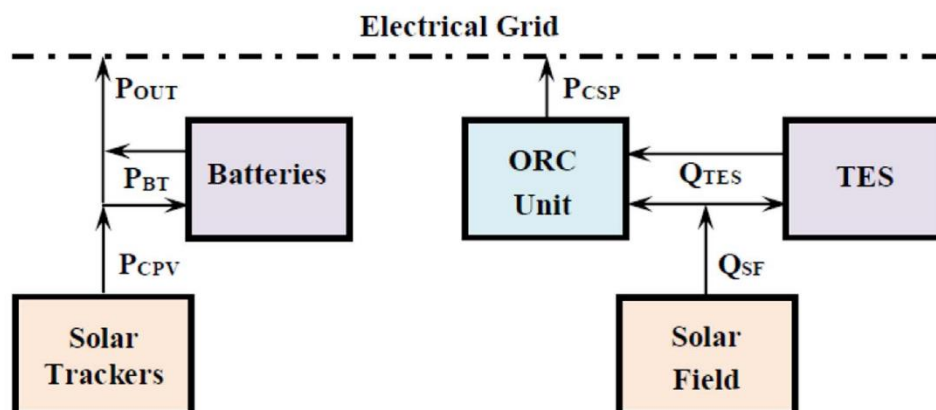


Figura 4.4. Representación de la planta experimental híbrida CPV-CSP en construcción perteneciente al proyecto Ottana Solar, con su esquema de configuración (5)

Este proyecto ha sido desarrollado con el apoyo científico del centro de investigación Sardegna Ricerche y por la Universidad de Cagliari, con el objetivo de demostrar la mejora que supone la hibridación de tecnologías solares de concentración (CSP) con tecnologías fotovoltaicas de concentración (CPV) en la gestionabilidad de plantas solares de generación energética, consiguiendo mitigar los efectos de la variabilidad e intermitencia propios de la energía solar.

La Florida – Los Limonetes, España (48)

El proyecto híbrido La Florida – Los Limonetes consiste en la construcción de una planta de energía solar híbrida PV-CSP con una potencia total de 100 MW, situada en la localidad de Alvarado, en la provincia de Badajoz (España).

Composición de la planta híbrida PV-CSP:

- Planta PV con una potencia nominal de 50 MW.
- Planta CSP con tecnología de captadores cilindroparabólicos con una potencia nominal de 50 MW, con sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas con capacidad de almacenamiento de 7,5 horas.

Este proyecto ha sido desarrollado por la compañía Renovables Samca que, en un primer momento construyó la central termosolar de captadores La Florida, ya en operación desde el año 2010 y que el pasado mes de julio 2018 empezó las obras de la planta fotovoltaica Los Limonetes. (49) (48)

En la siguiente imagen (figura 4.5), se puede observar la planta CCP La Florida.



Figura 4.5. Planta de captadores cilindroparabólicos La Florida en Alvarado, Badajoz (50)

Ashalim Solar Complex, Israel (51)

El proyecto Ashalim Solar Complex consiste en la construcción de una planta de energía solar híbrida PV-CSP con una potencia nominal total de 261 MW, situado en la comunidad de Ashalim, en el desierto Negev (Israel).

Composición de la planta híbrida PV-CSP:

- Planta PV con una potencia nominal de 30 MW.
- Dos plantas CSP con una potencia nominal total de 231 MW.
 - Planta CCP con una potencia nominal de 110 MW y almacenamiento térmico mediante sales fundidas con capacidad de 4,5 horas.
 - Planta con tecnología de torre con una potencia nominal de 121 MW sin almacenamiento.

La planta PV ya se encuentra construida y operativa desde diciembre de 2017, que se conectó a la red eléctrica y cuando esté totalmente construida se espera que pueda suministrar el 2% del consumo de Israel. (52)

Noor Midelt, Marruecos (53)

El proyecto Noor Midelt consiste en la construcción de una planta híbrida que se espera que tenga un total de 800 MW, dividido en dos fases de unos 400 MW cada una, situada en la localidad de Midelt (Marruecos).

Composición de la planta híbrida PV-CSP en su fase I (300-400 MW):

- Planta PV con potencia nominal de 150-210 MW
- Planta CSP con una potencia nominal de 150-190 MW, con sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas y capacidad de almacenamiento de al menos 5 horas. (54)

La tecnología usada para la planta CSP está siendo valorada todavía y se espera que la fase II sea similar a la fase I. El proyecto ha recibido recientemente financiación extra para la fase II del proyecto en junio de este año 2018 y se encuentra actualmente en fase de desarrollo. (55) (56)

Atacama II, Chile (57)

El proyecto Atacama II sigue el modelo del proyecto, en su origen, llamado Atacama I, actualmente Cerro Dominador, consistente en la construcción de una planta de energía solar híbrida PV-CSP con una potencia total de 210 MW, situada en la comuna de Sierra Gorda, región de Antofagasta, en el desierto de Atacama (Chile), uno de los lugares con mayores niveles de radiación solar del mundo.

Composición de la planta híbrida PV-CSP:

- Planta PV con una potencia nominal de 100 MW.
- Planta CSP con tecnología de torre con una potencia nominal de 110 MW, con sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas con capacidad de almacenamiento de 15 horas.

Este proyecto, propiedad también de la compañía española Abengoa, consiguió los permisos medioambientales necesarios para llevarlo a cabo en 2015 (58), pero debido a la situación financiera de la compañía, los trabajos de desarrollo del proyecto se vieron aparcados. Esta misma situación ocurrió con el proyecto de Atacama I, pero en este caso, Abengoa logró su venta y se pudo desbloquear la situación. (37)

Aurora Solar, Australia (59)

El proyecto Aurora Solar consistía inicialmente en la construcción de una planta CSP de 150 MW, a la cual se está estudiando añadir una planta PV de 70 MW para realizar la hibridación y está situada en la localidad de Port Augusta (Australia). (60)

Composición de la planta híbrida PV-CSP:

- Planta PV con potencia nominal de 70 MW
- Planta CSP con tecnología de torre con una potencia nominal de 150 MW, con sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas con capacidad de almacenamiento de al menos 8 horas.

4.2. Análisis comparativo de los diferentes proyectos descritos

A continuación, se va a realizar un análisis comparativo de los distintos proyectos de plantas híbridas PV-CSP que se están desarrollando a lo largo de todo el mundo, evaluando los emplazamientos escogidos, el tipo de tecnología fotovoltaica y de concentración, las potencias nominales de las distintas plantas PV y CSP, el tipo de sistema de almacenamiento térmico (Thermal Energy Storage, TES) o electroquímico (Battery Energy Storage System, BESS) y la capacidad de cada uno de ellos y el estado o fase de desarrollo en la que se encuentran.

Proyecto	Lugar	P _T (MW)	PV		BESS (MWh)	CSP		TES (h)	Fase
			Tipo	P (MW)		Tipo	P (MW)		
Cerro Dominador	Chile	210	PV	100	-	Torre	110	17,5	Construcción
Redstone	Sudáfrica	271	PV	171	-	Torre	100	12	Construcción
Copiapó Solar	Chile	410	PV	150	-	Torre	130	14	Suspendido
						Torre	130	14	
Ottana	Italia	1	CPV	0,4	0,43	Fresnel	0,6	4,9	Construcción
La Florida	España	100	PV	50	-	CCP	50	7,5	Construcción
Ashalim Solar	Israel	261	PV	30	-	CCP	110	4,5	Construcción
						Torre	121	-	
Noor Midelt	Marruecos	400	PV	210	-	Por decidir	190	5	Desarrollo
		400	PV	210			190	5	
Atacama II	Chile	210	PV	100	-	Torre	110	15	Desarrollo
Aurora Solar	Australia	220	PV	70	-	Torre	150	8	Desarrollo

Tabla 4.1. Características de los proyectos de plantas PV-CSP que se están desarrollando en el mundo

Los proyectos de plantas híbridas PV-CSP que se encuentran actualmente en desarrollo o en construcción se localizan en diferentes partes del mundo, pero destaca el emplazamiento de Chile, en el desierto de Atacama en concreto, que es el lugar con mayores niveles de radiación solar del planeta. Cabe mencionar que, a pesar de que el proyecto de Copiapó finalmente se convirtió en un proyecto de solo CSP, debido al bajo precio de subasta de la PV en la zona del norte de Chile, pero inicialmente fue concebido como un proyecto de planta híbrida PV-CSP.

Respecto a las tecnologías solares utilizadas, en la parte fotovoltaica casi todos los proyectos utilizan tecnología fotovoltaica de placa plana, excepto el de Ottana (Italia), que utiliza tecnología fotovoltaica de concentración, debido a que son unas instalaciones experimentales para la investigación de este tipo de tecnologías. En la parte de concentración, la mayoría utiliza tecnología de receptor central de torre, excepto la planta de La Florida (España), que utiliza captadores cilindroparabólicos, la planta de Ashalim (Israel), que combina tecnología de torre con captadores cilindroparabólicos y la planta de Ottana de nuevo, que utiliza concentradores lineales Fresnel para sus instalaciones experimentales.

Las potencia nominal total de los proyectos se encuentra sobre los 200 MW, excepto la de La Florida (España) de 100 MW, la de Copiapó (Chile), que supera los 400 MW y el proyecto Noor Midelt (Marruecos), que se está desarrollando y se espera que cada una de sus fases llegue a los 400 MW, aparte de la planta de Ottana que es de solo 1 MW, debido a que estas instalaciones experimentales investigación de este tipo de tecnologías a pequeña escala. Respecto a la potencia de la parte fotovoltaica, la mayoría se encuentran entre los 50-100 MW y respecto a la parte de concentración entre los 100-200 MW, excepto la planta de La Florida, que tiene solo 50 MW y la de Ottana, de 0,6 MW, esta última debido a que se utiliza para la experimentación a pequeña escala, como se comentó anteriormente.

Respecto al tipo de sistema de almacenamiento utilizado, casi todos utilizan únicamente almacenamiento térmico, excepto la planta experimental de Ottana, que tiene también almacenamiento con baterías. Las capacidades de almacenamiento térmico de las plantas son variadas, oscilando entre las 4,9 horas de la planta experimental de Ottana y las 17,5 de la planta de Cerro Dominador (Chile).

Por último, comentar sobre la fase de desarrollo o estado de ejecución de los proyectos, que la mayoría están en fase de construcción, lo que refleja una clara apuesta por la viabilidad de este tipo de plantas híbridas PV-CSP.

5. Evaluación tecno-económica de plantas híbridas PV-CSP

En este apartado se realizará una evaluación tecno-económica de diferentes opciones de hibridación de plantas de generación eléctrica mediante energía solar, con el objetivo de poder realizar un análisis comparativo de este tipo de plantas híbridas, considerando diferentes tipos de tecnologías a la hora de realizar la hibridación.

5.1. Metodología

Esta evaluación tecno-económica de plantas híbridas PV-CSP se realizará mediante simulaciones del rendimiento de este tipo de plantas con un software que permita realizar predicciones de producción energética, rendimiento y estimaciones económicas. Estas simulaciones se realizarán para diferentes combinaciones de tecnologías solares, así como diferentes combinaciones de potencias, con el objetivo de analizar el comportamiento del sistema híbrido.

El procedimiento para llevar a cabo este análisis comparativo será:

- 1) Elección de una combinación de tecnologías para una planta híbrida con tecnología fotovoltaica y de concentración (captadores cilindroparabólicos, concentradores lineales Fresnel, sistemas de receptor central de torre o concentradores disco Stirling) y elección de un emplazamiento cualquiera de ejemplo, que deberá ser el mismo para todas las simulaciones para trabajar con idénticos datos de radiación solar y poder realizar un análisis comparativo efectivo.
- 2) Comparación por tecnologías: para la combinación de tecnologías elegida anteriormente, se establecerá una potencia nominal total de la planta y se analizarán tres diferentes supuestos: una planta con tecnología solo fotovoltaica, otra con tecnología solo de concentración y una tercera planta híbrida con una combinación de ambas tecnologías. De esta forma, se podrán analizar las posibles ventajas que pueden las plantas híbridas PV-CSP respecto a las plantas fotovoltaicas o de concentración por separado.
- 3) Comparación por potencias: a partir de la planta híbrida analizada en el apartado anterior, se realizarán diferentes combinaciones de potencias para ver el efecto que tiene un aumento en la potencia de la parte fotovoltaica y el efecto que tiene un aumento en la parte de concentración sobre el comportamiento de la planta en su conjunto.
- 4) Comparación por tamaño del campo solar y capacidad del sistema de almacenamiento térmico de las plantas de concentración: a partir de una planta híbrida analizada en el apartado anterior, se realizarán diferentes variaciones en el tamaño del campo solar y en la capacidad del sistema de almacenamiento para ver el efecto que tienen esas variaciones en el conjunto del sistema.
- 5) Por último, a partir de los resultados obtenidos de las simulaciones de las distintas combinaciones de tecnología, potencia y tamaño del campo solar y del sistema de almacenamiento, se describirán las conclusiones a las que se ha llegado acerca de las diferentes ventajas e inconvenientes de las plantas híbridas PV-CSP respecto las plantas fotovoltaicas o de concentración por separado y sobre el efecto de las variaciones de potencias y tamaños del campo solar y de los sistemas de almacenamiento analizados.

El software utilizado para realizar las simulaciones de las plantas de tecnologías solares fotovoltaica y de concentración será SAM (System Advisor Model), desarrollado por NREL (National Renewable Energy Laboratory), que es una herramienta que permite realizar predicciones de producción y rendimiento energético y económico de instalaciones de energía renovable. (61)

Para realizar una correcta comparación entre las diferentes combinaciones de tecnologías y potencias, se deberá escoger una misma ubicación de ejemplo, que permita cargar en el software de SAM unas condiciones de radiación solar idénticas para que la comparativa entre ellas sea efectiva. En este caso se ha elegido la ubicación en Phoenix, Estados Unidos para comparar las tres opciones, variando los valores de potencia nominal de las plantas para las diferentes opciones, dejando el resto de los valores que vienen por defecto en los tres casos para que estén en igualdad de condiciones y poder realizar la comparación correctamente.

Introducción de datos al programa SAM:

- Potencia nominal de la planta.
 - Plantas fotovoltaicas: potencia eléctrica total resultante de todos los paneles fotovoltaicos de la planta.
 - Plantas de concentración: potencia eléctrica de salida del bloque de potencia, que será la potencia fija que tendrá que suministrar el sistema.
- Tamaño del campo solar, que se establecerá en SAM mediante la variación del valor del múltiplo solar del sistema.

El múltiplo solar (SM) es el cociente entre la potencia térmica producida por el campo solar, es decir, la potencia ganada por el fluido de transferencia de calor a la salida del receptor en el punto de diseño y la potencia térmica requerida por el bloque de potencia en condiciones nominales (ecuación 5.1). (62)

$$SM = \frac{\text{Potencia térmica de salida del receptor}}{\text{Potencia térmica de entrada al bloque de potencia}} = \frac{P_{th,r}}{P_{th,PB}} \quad (5.1)$$

$P_{th,r}$ = Potencia térmica de salida del receptor (MWh_{th})

$P_{th,PB}$ = Potencia térmica de entrada al bloque de potencia (MWh_{th}).

- Capacidad del sistema de almacenamiento térmico, establecida en horas.

Mediante el análisis realizado para las plantas de generación energética mediante energía solar para distintas combinaciones de tecnologías y potencias, se obtendrán para cada una de las plantas los resultados del factor de capacidad (CF) y el coste nivelado de la energía (LCOE), parámetros de mérito para la evaluación de este tipo de instalaciones.

- El factor de capacidad (CF) es el cociente entre la energía generada por la planta durante un periodo determinado y la energía que se podría haber generado durante ese mismo periodo si la planta hubiera trabajado a su potencia nominal, por lo que este parámetro permite evaluar la capacidad de una determinada planta para trabajar a su potencia nominal.
- El coste nivelado de la energía (LCOE) es el cociente entre el valor presente del capital total y costes de operación de una determinada planta, entre el valor presente de la electricidad generada por dicha planta a lo largo de su vida útil. Este parámetro permite comparar el coste de la energía entre diferentes tecnologías de generación.

Para el análisis de las plantas de tecnología solar fotovoltaica y de concentración por separado, se puede realizar la simulación y obtener estos valores de CF y LCOE directamente mediante el software SAM, pero para el análisis de la opción híbrida, se analizarán en SAM las dos plantas por separado y con los datos obtenidos se realizará una simulación de la unión de ambas tecnologías mediante una hoja de cálculo Excel para obtener los valores de CF y LCOE de la planta híbrida. Los datos necesarios obtenidos del software SAM de cada una de las partes PV y CSP por separado para la realización de la simulación de la planta híbrida en Excel son los siguientes:

- Producción energética anual.
- Coste total de la instalación.
- Costes de operación y mantenimiento (+ inflación anual).
- Inflación.
- Tasa de descuento.
- Tasa de degradación (pérdida rendimiento paneles).

Para el cálculo del factor de capacidad, hay que dividir la producción energética anual obtenida en la simulación entre la producción energética anual que se podría haber generado con la planta trabajando a su potencia nominal (ecuación 5.2):

$$CF = \frac{\text{Producción energética anual}}{\text{Producción energ.anual a la potencia nominal}} = \frac{Prod.PV+Prod.CSP}{P_N \times 365 \text{ días} \times 24h} \quad (5.2)$$

Para el cálculo del LCOE, hay que dividir los costes totales del proyecto, entre los cuales se incluyen los costes iniciales de instalación, tanto directos como indirectos, así como los costes anuales de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil del proyecto, todo ello dividido entre la producción energética generada a lo largo de la vida útil del proyecto (ecuación 5.3):

$$LCOE = \frac{\text{Costes del proyecto}}{\text{Producción energética del proyecto}} \quad (5.3)$$

Para realizar el cálculo correctamente, hay que considerar una serie temporal anual de estos costes y producción energética del proyecto a lo largo de toda su vida útil, además de tener en cuenta una serie de factores de corrección, expresados como porcentajes de los valores en bruto.

En primer lugar, se deberá realizar el cálculo de los valores de costes totales del proyecto, incluyendo, como se ha comentado anteriormente, los costes iniciales de instalación tanto directos como indirectos, sumado a los costes anuales de operación y mantenimiento, teniendo en cuenta el porcentaje estimado de inflación anual.

Posteriormente, se procederá a realizar el cálculo de los valores anuales de producción energética del proyecto, teniendo en cuenta que, para la parte de la planta de generación solar fotovoltaica, habrá que aplicarle un porcentaje estimado como tasa de degradación anual, debida a la pérdida de rendimiento que se producirá en los paneles fotovoltaicos.

Finalmente, habrá que aplicar la tasa de descuento anual a ambos valores de costes totales y de producción energética del proyecto. Esta tasa indica el valor actual del dinero de una fecha futura, de tal modo que cuanto más lejano sea el momento en el que se va a recibir el dinero, menor valor tendrá en el presente.

Aplicando todas estas consideraciones descritas, la ecuación para el cálculo del coste nivelado de la energía (LCOE) quedará de la siguiente forma (ecuación 5.4):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+k)^t}} \quad (5.4)$$

C_t = Coste anual del proyecto (\$).

E_t = Producción energética anual del proyecto (MWh/año).

t = Serie anual.

n = Duración de la vida útil del proyecto (años).

k = Tasa de descuento (%).

Se asumirán unos valores de duración de la vida útil del proyecto $n = 25$ años, tasa de descuento $k = 5,5\%$, una inflación del $2,5\%$ y una tasa de degradación por pérdida de rendimiento de los paneles PV del $0,5\%$ anual.

Implementando estas ecuaciones para el cálculo del factor de capacidad (CF) y del coste nivelado de la energía (LCOE), se obtendrán los valores de estos parámetros de mérito para el análisis de las plantas híbridas PV-CSP, pudiendo compararlos con los valores obtenidos mediante el software SAM para las plantas fotovoltaicas y de concentración por separado.

5.2. Simulaciones

La realización de estas simulaciones permitirá hacer una evaluación tecno-económica de diferentes combinaciones de plantas híbridas PV-CSP, permitiendo realizar predicciones de producción energética y estimaciones económicas y de rendimiento de la instalación. Para ello, se considerará la hibridación de las siguientes tecnologías fotovoltaicas (PV) y de concentración (CSP):

- Planta PV-CCP, utilizando tecnología fotovoltaica de placa plana (PV) con captadores cilindroparabólicos (CCP).
- Planta PV-Fresnel, utilizando tecnología fotovoltaica de placa plana con concentradores lineales tipo Fresnel.
- Planta PV-Torre, utilizando tecnología fotovoltaica de placa plana con un sistema de receptor central de torre con campo de heliostatos.
- Planta PV-DS, utilizando tecnología fotovoltaica de placa plana con concentradores disco Stirling (DS).

A continuación, se procederá a realizar un análisis tecno-económico comparativo del rendimiento de cada una de estas plantas híbridas de generación energética mediante tecnologías solares PV-CSP. Este estudio tecno-económico se realizará considerando las diferentes combinaciones de tecnologías descritas anteriormente, así como diferentes combinaciones de potencia nominal de las tecnologías PV y CSP por separado y como parte de cada una de las plantas híbridas PV-CSP descritas y se considerarán también diferentes combinaciones de tamaño del campo solar y de capacidad del sistema de almacenamiento para las plantas de energía solar de concentración, todo ello con el objetivo de analizar el comportamiento de cada una de las plantas por separado y unidas, evaluando las posibles ventajas e inconvenientes de esta hibridación PV-CSP.

5.2.1. Planta híbrida PV-CCP

Comparación por tecnologías

Para la comparación por tecnologías, se escogerá un valor fijo de potencia total de la planta (P_T) y se analizarán tres diferentes opciones: una planta PV de potencia P_T , una planta CCP de potencia P_T y una tercera planta híbrida PV-CCP con distintas combinaciones de potencia PV y CCP que sumen la potencia total P_T de la planta.

Se analizará el caso de una planta con potencia total $P_T = 120$ MW, asumiendo para todas las plantas CCP el mismo tamaño del campo solar y la misma capacidad de almacenamiento ($TES = 6h$), obteniendo los datos económicos y resultados de producción, CF y LCOE para cada planta por separado del software SAM y los resultados de CF y LCOE de las plantas híbridas mediante una hoja de cálculo Excel.

- Opción 1: planta fotovoltaica de 120 MW.
 - Producción energética anual = 209501,87 MWh
 - **$CF_{PV120} = 19,9\%$**
 - **$LCOE_{PV120} = 90,6$ \$/MWh**

- Opción 2: planta de captadores cilindroparabólicos de 120 MW.
 - Producción energética anual = 436657,22 MWh
 - **$CF_{CCP120} = 41,5\%$**
 - **$LCOE_{CCP120} = 153,4$ \$/MWh**

- Opción 3: planta híbrida con PV 20 MW + CCP 100 MW
 - Planta fotovoltaica de 20 MW
 - Producción energética (año 1): 34916976 kWh
 - Coste total instalación: 28370000 \$
 - Costes operación y mantenimiento: 15 \$/kW y año
15 \$ x 20000 kW = 300000 \$/año (más inflación)
 - Planta de captadores cilindroparabólicos de 100 MW
 - Producción energética (año 1): 365114784 kWh
 - Coste total instalación: 605985600 \$
 - Costes operación y mantenimiento:
 - Costes fijos: 66 \$/kW instalado y año
66 \$ x 100000 kW = 6600000 \$/año
 - Costes variables: 4 \$/MWh generado anual
4 \$ x 365114,784 MWh = 1460459,136 \$/año
 - Costes O&M (fijos + variables) = 8060459,136 \$/año (+ inflación)

Para hacer una simulación de la hibridación de las dos plantas, en primer lugar, se obtendrá el factor de capacidad de la hibridación de ambas, tomando el periodo de estudio de un año. Para ello, se aplica la ecuación 5.1 descrita anteriormente:

$$CF = \frac{\text{Producción energética anual}}{\text{Producción energ. anual a la potencia nominal}} = \frac{\text{Prod. PV} + \text{Prod. CCP}}{P_N \times 365 \text{ días} \times 24h}$$

$$CF_{PV+CCP} = \frac{34916976 + 365114784}{120000 \text{ kW} \times 365 \text{ días} \times 24 \text{ h}} = \frac{400031760 \text{ kWh/año}}{1051200000 \text{ kWh/año}} = 0,3805$$

$$CF_{PV20+CCP100} = 38,05\%$$

Para la obtención del LCOE de la planta híbrida, se procederá a realizar una pequeña simulación con la ayuda de una hoja de cálculo Excel, utilizando los datos de costes, producción energética y tasas obtenidos de la simulación en SAM para las plantas PV 20 MW y CCP 100 MW por separado, obteniendo el resultado:

$$\text{LCOE}_{\text{PV20+CCP100}} = 145,5 \text{ \$/MWh}$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos de producción energética anual y de los parámetros de mérito (CF, LCOE) de las tres opciones de plantas de generación energética con energía solar para la comparación por tecnologías:

Tipo de Planta	Producción anual (MWh)	CF	LCOE (\$/MWh)
Planta PV 120 MW	209501,87	19,9%	90,6
Planta CCP 120 MW	436657,22	41,5%	153,4
Planta híbrida PV 20 MW + CCP 100 MW	400031,76	38,05%	145,5

Tabla 5.1. Comparación por tecnologías para plantas híbridas PV-CCP

Conclusiones:

- La planta fotovoltaica de 120 MW es la que tiene el menor coste de la energía con un LCOE de 90,6 \$/MWh, debido a que la tecnología fotovoltaica es la más barata, pero, por otra parte, esta planta cuenta con la desventaja de que es la que presenta un valor del factor de capacidad más bajo (CF = 19,9%), debido a que su producción va ligada a la presencia de la radiación solar.
- La planta de captadores cilindroparabólicos de 120 MW es la que presenta un mayor coste de la energía con un LCOE de 153,4 \$/MWh, ya que es una tecnología más cara que la fotovoltaica, pero también es la planta que tiene un mayor factor de capacidad (CF = 41,5%), ya que el almacenamiento de esta planta permite un mayor número de horas de funcionamiento sin la presencia de la radiación solar, lo que supone una mayor cantidad de horas funcionando y, por consiguiente, una mayor producción energética.
- La planta híbrida PV 20 MW + CCP 100 MW es una solución intermedia entre ambas tecnologías por separado, permitiendo reducir el coste de la energía respecto a la planta de solo CCP de 153,4 \$/MWh a 145,5 \$/MWh, debido al ahorro económico que supone incluir una tecnología más barata como es la fotovoltaica. Por otra parte, también permite aumentar el factor de capacidad respecto a la planta fotovoltaica del 19,9% al 38,05%, debido a la capacidad de almacenamiento que aporta la planta CCP, lo que permite un mayor número de horas de funcionamiento sin la presencia de la radiación solar.

En las siguientes gráficas, obtenidas con el software SAM, se representa la radiación solar directa incidente en color amarillo [W/m^2] y la potencia de salida generada por la planta CCP en color azul [kW], para un día despejado (figura 5.1a) y para un día nublado (figura 5.1b), para ver el efecto del sistema de almacenamiento de la planta en ambos casos.

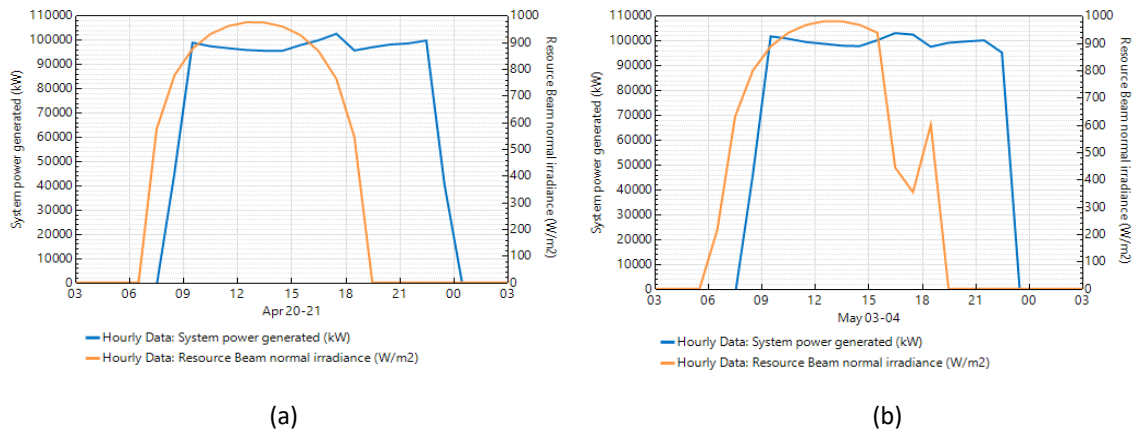


Figura 5.1. Producción energética horaria de la parte de CCP 100MW + TES 6h para: (a) un día despejado y (b) un día nublado

Se puede comprobar que, en ambos casos, para un día despejado (figura 5.1a) y para un día nublado (figura 5.1b), la capacidad de almacenamiento de la planta (TES = 6h) permite que esta pueda seguir generando energía hasta por la noche, cuando ya no se cuenta con la presencia de la radiación solar, como se comentó anteriormente en el último punto del apartado de conclusiones.

También se puede observar el efecto que provoca un día nublado sobre la potencia de salida del sistema y el efecto que tiene la capacidad del sistema de almacenamiento térmico ante tales perturbaciones (figura 5.1b). A partir de las 16:00 horas aparece una perturbación en forma de nubes, reflejada en una considerable disminución de la radiación solar directa disponible y, a pesar de ello, el sistema sigue generando energía, entregando la potencia de salida establecida de 100 MW gracias a que el sistema de almacenamiento aporta la energía que falta como consecuencia de la disminución de la radiación solar.

Comparando la gráfica de un día despejado (figura 5.1a) con la de un día nublado (figura 5.1b), se observa que en el día nublado la potencia de salida generada por el sistema empieza a disminuir antes, reduciendo el tiempo de generación en ausencia de radiación solar, debido a que el sistema de almacenamiento ha tenido que empezar a producir durante las horas de sol para compensar la falta de radiación solar provocada por las nubes.

Comparación por potencias

Para la comparación por potencias, se partirá del análisis realizado anteriormente de la planta híbrida PV 20 MW y CCP 100 MW, realizando diferentes simulaciones para ver cómo afecta un aumento de potencia en la parte fotovoltaica o en la parte de concentración al conjunto del sistema.

Se asumirá, al igual que en apartado anterior, el mismo tamaño del campo solar y la misma capacidad de almacenamiento (TES = 6h) para todas las plantas CCP, obteniendo los datos económicos y los resultados de producción energética, CF y LCOE para cada planta por separado del software SAM y los resultados de producción energética, CF y LCOE de las plantas híbridas mediante una simulación en una hoja de cálculo Excel.

• **Caso 1: aumento de la potencia de la parte fotovoltaica.**

En la planta híbrida analizada anteriormente: PV 20 MW + CCP 100 MW, se aumenta la potencia fotovoltaica de 20 MW a 100 MW, quedando una planta híbrida PV 100 MW + CCP 100 MW.

- Planta fotovoltaica de 100 MW
 - Producción energética (año 1): 174584880 kWh
 - Coste total instalación: 141850000 \$
 - Costes operación y mantenimiento: 15 \$/kW instalado y año
15 \$/kW x 100000 kW = 1500000 \$/año (más inflación)
- Planta de captadores cilindroparabólicos de 100 MW
 - Producción energética (año 1): 365114784 kWh
 - Coste total instalación: 605985600 \$
 - Costes operación y mantenimiento:
 - Costes fijos: 66 \$/kW instalado y año
66 \$/kW x 100000 kW = 6600000 \$/año
 - Costes variables: 4 \$/MWh generado anual
4 \$/MWh x 365114,784 MWh = 1460459,136 \$/año
 Costes O&M (fijos + variables) = 8060459,136 \$/año (+ inflación)

Se calcula el factor de capacidad de la hibridación de ambas plantas, tomando el periodo de un año, aplicando la ecuación 5.1 descrita anteriormente:

$$CF_{PV+CCP} = \frac{Prod. PV + Prod. CCP}{P_N \times 365 \text{ días} \times 24h} = \frac{174584880 + 365114784}{200000 \text{ kWh} \times 365 \text{ días} \times 24 h} = 0,308$$

$$CF_{PV100+CCP100} = 30,8\%$$

Se obtiene el LCOE de la planta híbrida mediante una simulación con una hoja de cálculo Excel, al igual que se hizo anteriormente, obteniendo el resultado:

$$LCOE_{PV100+CCP100} = 127,8 \text{ \$/MWh}$$

• **Caso 2: aumento de potencia en la parte de captadores cilindroparabólicos.**

En la planta híbrida analizada anteriormente: PV 20 MW + CCP 100 MW, se aumenta la potencia de los captadores cilindroparabólicos de 100 MW a 200 MW, quedando una planta híbrida PV 20 MW + CCP 200 MW.

- Planta fotovoltaica de 20 MW
 - Producción energética (año 1): 34916976 kWh
 - Coste total instalación: 28370000 \$
 - Costes operación y mantenimiento: 15 \$/kW instalado y año
15 \$/kW x 20000 kW = 300000 \$/año (más inflación)
- Planta de captadores cilindroparabólicos de 200 MW
 - Producción energética (año 1): 719322304 kWh
 - Coste total instalación: 1211048576 \$
 - Costes operación y mantenimiento:
 - Costes fijos: 66 \$/kW instalado y año
66 \$/kW x 200000 kW = 13200000 \$/año
 - Costes variables: 4 \$/MWh generado anual
4 \$/MWh x 719322,304 MWh = 2877289,216 \$/año
 Coste O&M Fijos + variables) = 16077289,216 \$/año (+ inflación)

Para hacer una simulación de la hibridación de las dos plantas, en primer lugar, se obtendrá el factor de capacidad de la hibridación de ambas, tomando el periodo de estudio de un año. Para ello, se aplica la ecuación 5.1 descrita anteriormente:

$$CF_{PV+CCP} = \frac{Prod. PV + Prod. CCP}{P_N \times 365 \text{ días} \times 24h} = \frac{34916976 + 719322304}{220000 \text{ kW} \times 365 \text{ días} \times 24 h} = 0,3914$$

$$CF_{PV20+CCP200} = 39,14\%$$

Para la obtención del LCOE de la planta híbrida, se realizará una simulación con una hoja de cálculo Excel, utilizando los datos de costes, producción energética y tasas, al igual que se hizo anteriormente, obtenidos de la simulación en SAM de las plantas PV 20 MW y CCP 200 MW por separado, obteniendo el resultado:

$$LCOE_{PV20+CCP200} = 150,6 \text{ \$/MWh}$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados de los sistemas analizados anteriormente para la comparación por potencias de plantas híbridas PV-CCP:

Tipo de Planta	Producción anual (MWh)	CF	LCOE (\$/MWh)
Planta híbrida PV 20 MW + CCP 100 MW	400031,76	38,05%	145,5
Planta híbrida PV 100 MW + CCP 100 MW	539699,66	30,8%	127,8
Planta híbrida PV 20 MW + CCP 200 MW	754239,28	39,14%	150,6

Tabla 5.2. Comparación por potencias de los sistemas analizados para plantas híbridas PV-CCP

Conclusiones:

- El aumento de la parte fotovoltaica de la planta híbrida de 20 MW a 100 MW supuso una reducción del LCOE de 145,5 \$/MWh a 127,8 \$/MWh, al tratarse de una tecnología más barata, pero también provocó una reducción del factor de capacidad del sistema del 38,05% al 30,8%, debido a que la energía fotovoltaica extra producida debe ser consumida cuando se produce, durante las horas de sol.
- El aumento de la parte de concentración de 100 MW a 200 MW supuso un aumento considerable de la producción anual, aumentando de 400031,76 MWh a 754239,28 MWh, mientras que el factor de capacidad solo aumentó en un 1%, del 38,05% al 39,14%. Esto es debido a que, aunque la potencia de salida aumente el doble de su capacidad, esta potencia estuvo siendo aplicada durante un tiempo similar en ambas plantas híbridas, de ahí el considerable aumento en la producción y el aumento tan pequeño en el factor de capacidad.

Para comprobar este punto, se van a comparar las gráficas de producción energética diaria para la planta híbrida PV 20 MW + CCP 100 MW +TES 6h (figura 5.2a) y para la planta híbrida PV 20 MW + CCP 200 MW + TES 6h (figura 5.2b), considerando el mismo día del año (20-21 de abril) en ambas para que la comparación pueda ser lo más ajustada posible, y poder ver el tiempo de aplicación de la potencia de salida de la planta CCP para ambas combinaciones de potencia de las plantas híbridas.

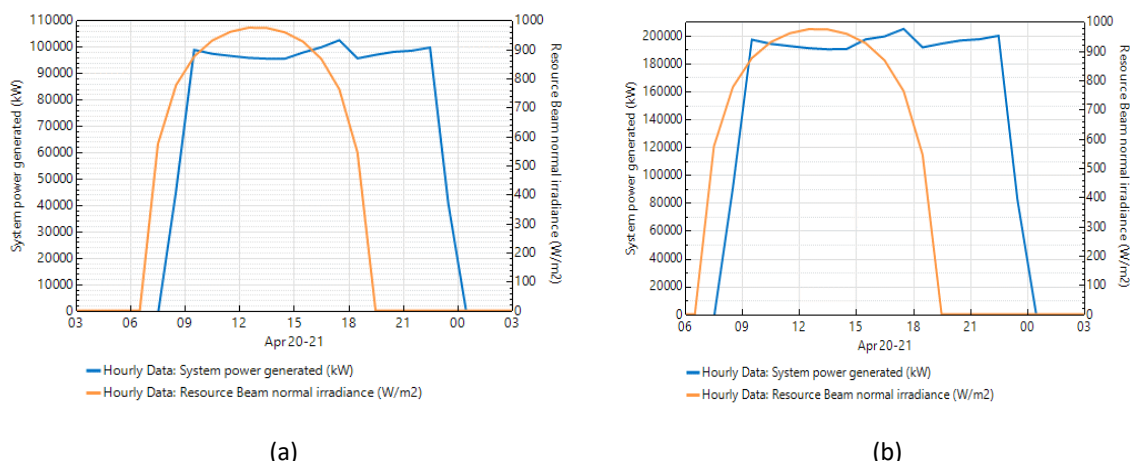


Figura 5.2. Producción energética horaria de la parte de CCP para una potencia de salida de: (a) 100MW + TES 6h y (b) 200 MW + TES 6h

Se observa que la potencia de salida constante de la planta aumenta de 100 MW a 200 MW, pero el tiempo de aplicación de esta es parecido para ambas plantas, lo que explica que aumente considerablemente la producción energética, pero el factor de capacidad sea similar para cada una de ellas.

Si se desea aumentar más el factor de capacidad, habrá que aumentar el tamaño del campo solar y la capacidad del sistema de almacenamiento de la planta CSP, de forma que se produzca mayor cantidad de energía para almacenar y, posteriormente, en ausencia de radiación solar, extender el número de horas diarias de producción.

Comparación por tamaño del campo solar y capacidad del sistema de almacenamiento térmico de la planta CSP

Para este apartado, se partirá del análisis realizado anteriormente de la planta híbrida PV 20 MW + CCP 200 MW, realizando diferentes simulaciones para ver cómo le afectan una serie de variaciones en la capacidad del sistema de almacenamiento térmico y el tamaño del campo solar de la planta CCP al conjunto del sistema.

Se asumirá una potencia fija PV de 20 MW y una potencia fija de salida de la planta CCP de 200 MW y se variará la capacidad de almacenamiento y el tamaño del campo solar mediante variaciones del múltiplo solar de la planta CCP, obteniendo los datos económicos y los resultados de producción energética, CF y LCOE para cada planta por separado del software SAM y los resultados de producción energética, CF y LCOE de las plantas híbridas mediante una simulación en una hoja de cálculo Excel.

- **Aumento de la capacidad de almacenamiento térmico de 6h a 12h.**

Planta híbrida PV 20 MW + CCP 200 MW (TES 12h, SM 2).

- Producción energética (año 1): 782208,49 MWh
- CF = 40,59%
- LCOE = 174 \$/MWh

- **Aumento del tamaño del campo solar de SM =2 a SM = 2,5.**

Planta híbrida PV 20 MW + CCP 200 MW (TES 12h, SM 2,5).

- Producción energética (año 1): 971407,73 MWh
- CF = 50,41%
- LCOE = 151,9 \$/MWh

- **Aumento del tamaño del campo solar de SM =2,5 a SM = 3.**
 Planta híbrida PV 20 MW + CCP 200 MW (TES 12h, SM 3).
 - Producción energética (año 1): 1070131,25 MWh
 - CF = 55,53%
 - LCOE = 148,2 \$/MWh

En la siguiente tabla se muestran los resultados de la planta híbrida de partida del apartado anterior y los sistemas analizados en este apartado para la comparación por tamaño del campo solar y capacidad del sistema de almacenamiento de plantas híbridas PV-CCP:

Tipo de Planta	Producción anual (MWh)	CF	LCOE (\$/MWh)
Planta híbrida PV 20 MW + CCP 200 MW (TES 6h, SM 2)	754239,28	39,14%	150,6
Planta híbrida PV 20 MW + CCP 200 MW (TES 12h, SM 2)	782205,49	40,59%	174
Planta híbrida PV 20 MW + CCP 200 MW (TES 12h, SM 2,5)	971407,73	50,41%	151,9
Planta híbrida PV 20 MW + CCP 200 MW (TES 12h, SM 3)	1070131,25	55,53%	148,2

Tabla 5.3. Comparación por tamaño del campo solar y capacidad del sistema de almacenamiento térmico de plantas híbridas PV-CCP

Conclusiones:

- El aumento de la capacidad de almacenamiento térmico de la planta híbrida anterior PV 20 MW + CCP 200 MW de 6 a 12 horas supuso un aumento de la producción energética anual de unos 30.000 MWh y un aumento del factor de capacidad de solo el 1%, mientras que el LCOE aumentó considerablemente de 150,6 \$/MWh a 174 \$/MWh. Esto es debido a que el sistema de almacenamiento está sobredimensionado para el tamaño del campo solar actual y no se aprovecha la capacidad disponible
- El aumento del tamaño del campo solar para esa misma capacidad de almacenamiento de 12h, reflejada en un aumento del múltiplo solar de 2 a 2,5 supuso un gran aumento de la producción de unos 200.000 MWh y un aumento del factor de capacidad del 10%, con una gran reducción del LCOE de 174 \$/MWh a 151,9 \$/MWh, lo que confirma que con la mayor producción del campo solar se aprovecha mejor el sistema de almacenamiento, evitando el sobredimensionado de la planta anterior.
- Un nuevo aumento del tamaño del campo solar, reflejado en un aumento del múltiplo solar de 2,5 a 3 supuso un aumento de producción de unos 35.000 MWh, bastante menos apreciable que en el caso anterior y un aumento del factor de capacidad del 5%, con una reducción del LCOE de 151,9 \$/MWh a 148,2 MWh.

5.2.2. Planta híbrida PV-Fresnel

Comparación por tecnologías

Para la comparación por tecnologías, se escogerá un valor fijo de potencia total de la planta (P_T) y se analizarán tres diferentes opciones: una planta PV de potencia P_T , una planta tipo Fresnel de potencia P_T y una tercera planta híbrida PV-Fresnel con distintas combinaciones de potencia PV y Fresnel para conseguir la potencia total P_T de la planta.

Se analizará el caso de una planta con potencia total $P_T = 120$ MW, asumiendo para todas las plantas tipo Fresnel el mismo tamaño del campo solar y la misma capacidad de almacenamiento ($TES = 6h$), obteniendo los datos económicos y resultados de producción, CF y LCOE para cada planta por separado del software SAM y los resultados de CF y LCOE de las plantas híbridas mediante una hoja de cálculo Excel.

- Opción 1: planta fotovoltaica de 120 MW.
 - Producción energética anual = 209501,87 MWh
 - **$CF_{PV120} = 19,9\%$**
 - **$LCOE_{PV120} = 90,6$ \$/MWh**

- Opción 2: planta de concentradores lineales tipo Fresnel de 120 MW.
 - Producción energética anual = 417361,70 MWh
 - **$CF_{CCP120} = 39,7\%$**
 - **$LCOE_{CCP120} = 150,1$ \$/MWh**

- Opción 3: planta híbrida con PV 20 MW + Fresnel 100 MW
 - Planta fotovoltaica de 20 MW
 - Producción energética (año 1): 34916976 kWh
 - Coste total instalación: 28370000 \$
 - Costes operación y mantenimiento: 15 \$/kW y año
15 \$ x 20000 kW = 300000 \$/año (más inflación)
 - Planta de concentradores lineales tipo Fresnel de 100 MW
 - Producción energética (año 1): 348621952 kWh
 - Coste total instalación: 568854016 \$
 - Costes operación y mantenimiento:
 - Costes fijos: 66 \$/kW instalado y año
66 \$ x 100000 kW = 6600000 \$/año
 - Costes variables: 4 \$/MWh generado anual
4 \$ x 348621,952 MWh = 1394487,808 \$/año
 - Costes O&M (fijos + variables) = 7994487,808 \$/año (+ inflación)

Para hacer una simulación de la hibridación de las dos plantas, en primer lugar, habrá que obtener el factor de capacidad de la hibridación de ambas, tomando el periodo de estudio de un año. Para ello, se aplica la ecuación 5.1 descrita anteriormente:

$$CF_{PV+Fresnel} = \frac{Prod.PV + P.Fresnel}{P_N \times 365 \text{ días} \times 24h} = \frac{34916976 + 348621952}{120000kW \times 365 \text{ días} \times 24h} = 0,3649$$

$$CF_{PV20+Fresnel100} = 36,49\%$$

Para la obtención del LCOE de la planta híbrida, se realizará una simulación con una hoja de cálculo Excel, utilizando los datos de costes, producción energética y tasas, al igual que se hizo anteriormente para este tipo de cálculo. Todos estos datos han sido obtenidos de la simulación realizada en el software SAM para las plantas PV de 20 MW y la de concentradores lineales Fresnel de 100 MW por separado. Implementando estos datos en la hoja de cálculo Excel, se obtiene el siguiente resultado:

$$LCOE_{PV20+Fresnel100} = 144,3 \$/MWh$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos de producción energética anual y de los parámetros de mérito (CF, LCOE) de las tres opciones de plantas de generación energética con energía solar para el apartado de comparación por tecnologías:

Tipo de Planta	Producción anual (MWh)	CF	LCOE (\$/MWh)
Planta PV 120 MW	209501,87	19,9%	90,6
Planta Fresnel 120 MW	417361,70	39,7%	150,1
Planta híbrida PV 20 MW + Fresnel 100 MW	383538,93	36,49%	144,3

Tabla 5.4. Comparación por tecnologías de plantas híbridas PV-Fresnel

Conclusiones:

- La planta fotovoltaica de 120 MW es la que tiene el menor coste de la energía con un LCOE de 90,6 \$/MWh, debido a que la tecnología fotovoltaica es la más barata, pero, por otra parte, esta planta cuenta con la desventaja de que es la que presenta un valor del factor de capacidad más bajo (CF = 19,9%), debido a que su producción va ligada a la presencia de la radiación solar.
- La planta de concentradores lineales tipo Fresnel de 120 MW es la que presenta un mayor coste de la energía con un LCOE de 150,1 \$/MWh, ya que es una tecnología más cara que la fotovoltaica, pero también es la planta que tiene un mayor factor de capacidad (CF = 39,7%), ya que el almacenamiento de esta planta permite un mayor número de horas de funcionamiento sin la presencia de la radiación solar, lo que supone una mayor cantidad de horas funcionando.
- La planta híbrida de fotovoltaica (20 MW) y concentradores lineales tipo Fresnel (100 MW) es una solución intermedia entre ambas tecnologías por separado, permitiendo reducir el coste de la energía respecto a la planta de solo concentradores tipo Fresnel de 150,1 \$/MWh a 144,3 \$/MWh, debido al ahorro económico que supone incluir una tecnología más barata como es la fotovoltaica. Por otra parte, también permite aumentar el factor de capacidad respecto a la planta fotovoltaica del 19,9% al 36,49%, debido a la capacidad de almacenamiento que aporta la planta de concentradores lineales tipo Fresnel, lo que permite un mayor número de horas de funcionamiento sin la presencia de la radiación solar.

En las siguientes gráficas, obtenidas con el software SAM, se representa la radiación solar directa incidente en color amarillo [W/m²] y la potencia de salida generada por la planta Fresnel en color azul [kW], para un día despejado (figura 5.3a) y para un día nublado (figura 5.3b), para ver el efecto del sistema de almacenamiento de la planta en ambos casos.

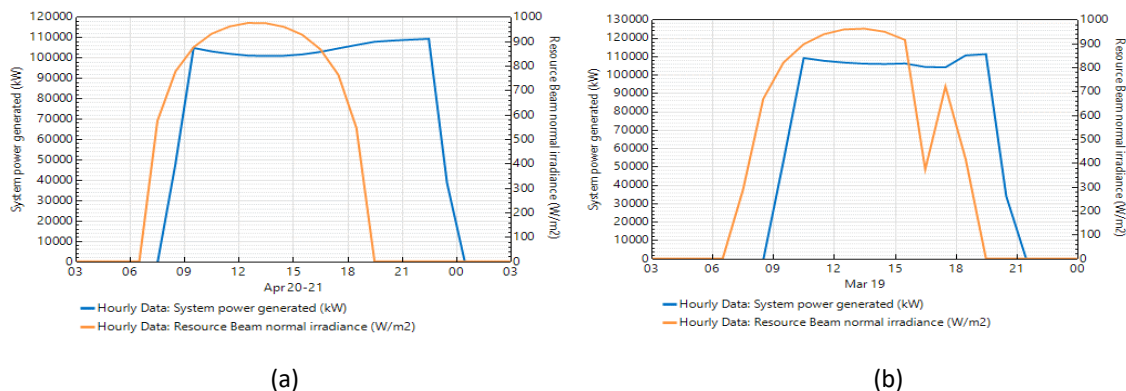


Figura 5.3. Producción energética horaria de la parte de Fresnel 100MW + TES 6h para: (a) un día despejado y (b) un día nublado

Se puede comprobar que, en ambos casos, para un día despejado (figura 5.3a) y para un día nublado (figura 5.3b), la capacidad de almacenamiento de la planta (TES = 6h) permite que esta pueda seguir generando energía hasta por la noche, cuando ya no se cuenta con la presencia de la radiación solar, como se comentó anteriormente.

También se puede observar el efecto que provoca un día nublado sobre la potencia de salida del sistema y el efecto que tiene la capacidad del sistema de almacenamiento térmico ante tales perturbaciones (figura 5.3b). A partir de las 16:00 horas aparece una perturbación en forma de nubes, reflejada en una considerable disminución de la radiación solar directa disponible y, a pesar de ello, el sistema sigue generando energía a la potencia de salida establecida de 100 MW gracias a que el sistema de almacenamiento aporta la energía que falta por la disminución de la radiación solar.

Comparando la gráfica de un día despejado (figura 5.3a) con la de un día nublado (figura 5.3b), se observa que en el día nublado la potencia de salida generada por el sistema empieza a disminuir antes, reduciendo el tiempo de generación en ausencia de radiación solar, debido a que el sistema de almacenamiento ha tenido que empezar a producir durante las horas de sol para compensar la falta de radiación solar provocada por las nubes.

Comparación por potencias

Para la comparación por potencias, se partirá del análisis realizado anteriormente de la planta híbrida PV 20 MW y Fresnel 100 MW, realizando diferentes simulaciones para ver cómo afecta un aumento de potencia en la parte fotovoltaica o en la parte de concentración al conjunto del sistema.

Se asumirá, al igual que en apartado anterior, el mismo tamaño del campo solar y la misma capacidad de almacenamiento (TES = 6h) para todas las plantas tipo Fresnel, obteniendo los datos económicos y los resultados de producción energética, CF y LCOE para cada planta por separado del software SAM y los resultados de producción energética, CF y LCOE de las plantas híbridas mediante una simulación en una hoja de cálculo Excel.

• **Caso 1: aumento de la potencia de la parte fotovoltaica.**

En la planta híbrida analizada anteriormente: PV 20 MW + Fresnel 100 MW, se aumenta la potencia fotovoltaica de 20 MW a 100 MW, quedando una planta híbrida PV 100 MW + Fresnel 100 MW.

- Planta fotovoltaica de 100 MW
 - Producción energética (año 1): 174584880 kWh
 - Coste total instalación: 141850000 \$
 - Costes operación y mantenimiento: 15 \$/kW instalado y año
15 \$/kW x 100000 kW = 1500000 \$/año (más inflación)
 - Planta de concentradores lineales tipo Fresnel de 100 MW
 - Producción energética (año 1): 348621952 kWh
 - Coste total instalación: 568854016 \$
 - Costes operación y mantenimiento:
 - Costes fijos: 66 \$/kW instalado y año
66 \$/kW x 100000 kW = 6600000 \$/año
 - Costes variables: 4 \$/MWh generado anual
4 \$/MWh x 348621,952 MWh = 1394487,808 \$/año
- Costes O&M (fijos + variables) = 7994487,808 \$/año (+ inflación)

Se calcula el factor de capacidad de la hibridación de ambas plantas, tomando el periodo de un año, aplicando la ecuación 5.1 descrita anteriormente:

$$CF_{PV+Fresnel} = \frac{Prod. PV + Prod. CSP}{P_N \times 365 \text{ días} \times 24h} = \frac{174584880 + 348621952}{200000 \text{ kWh} \times 365 \text{ días} \times 24h} = 0,2986$$

$$CF_{PV100+Fresnel100} = 29,86\%$$

Se obtiene el LCOE de la planta híbrida mediante una simulación con una hoja de cálculo Excel, al igual que se hizo anteriormente, obteniendo el resultado:

$$LCOE_{PV100+Fresnel100} = 126,4 \text{ $/MWh}$$

• **Caso 2: aumento de potencia en la parte de concentradores tipo Fresnel.**

En la planta híbrida analizada anteriormente: PV 20 MW + Fresnel 100 MW, se aumenta la potencia de los concentradores tipo Fresnel de 100 MW a 200 MW, quedando una planta híbrida PV 20 MW + Fresnel 200 MW.

- Planta fotovoltaica de 20 MW
 - Producción energética (año 1): 34916976 kWh
 - Coste total instalación: 28370000 \$
 - Costes operación y mantenimiento: 15 \$/kW instalado y año
15 \$/kW x 20000 kW = 300000 \$/año (más inflación)
 - Planta de concentradores lineales tipo Fresnel de 200 MW
 - Producción energética (año 1): 687531456 kWh
 - Coste total instalación: 1137703424 \$
 - Costes operación y mantenimiento:
 - Costes fijos: 66 \$/kW instalado y año
66 \$/kW x 200000 kW = 13200000 \$/año
 - Costes variables: 4 \$/MWh generado anual
4 \$/MWh x 687531,456 MWh = 2750125,824 \$/año
- Costes O&M (fijos + variables) = 15950125,824 \$/año (+ inflación)

Para hacer una simulación de la hibridación de las dos plantas, en primer lugar, se obtendrá el factor de capacidad de la hibridación de ambas, tomando el periodo de estudio de un año. Para ello, se aplica la ecuación 5.1 descrita anteriormente:

$$CF_{PV+Fresnel} = \frac{Prod. PV + Prod. CSP}{P_N \times 365 \text{ días} \times 24h} = \frac{34916976 + 687531456}{220000kW \times 365 \text{ días} \times 24h} = 0,3749$$

$$CF_{PV20+Fresnel200} = 37,49\%$$

Para la obtención del LCOE de la planta híbrida, se realizará una simulación con una hoja de cálculo Excel, utilizando los datos de costes, producción energética y tasas, al igual que se hizo anteriormente, obtenidos de la simulación en SAM de las plantas PV 20 MW y Fresnel 200 MW por separado, obteniendo el resultado:

$$LCOE_{PV20+Fresnel200} = 149,4 \text{ \$/MWh}$$

En la siguiente tabla se muestran los sistemas analizados anteriormente para la comparación por potencias de plantas híbridas PV-Fresnel:

Tipo de Planta	Producción anual (MWh)	CF	LCOE (\$/MWh)
Planta híbrida PV 20 MW + Fresnel 100 MW	383538,93	36,49%	144,3
Planta híbrida PV 100 MW + Fresnel 100 MW	523206,83	29,86%	126,4
Planta híbrida PV 20 MW + Fresnel 200 MW	722448,43	37,49%	149,4

Tabla 5.5. Comparación por potencias de los sistemas analizados para plantas híbridas PV-Fresnel

Conclusiones:

- El aumento de la parte fotovoltaica de la planta híbrida de 20 MW a 100 MW supuso una reducción del LCOE de 144,3 \$/MWh a 126,4 \$/MWh, al tratarse de una tecnología más barata, pero también provocó una reducción del factor de capacidad del sistema del 36,49% al 29,86%, debido a que la energía fotovoltaica extra producida debe ser consumida cuando se produce, durante las horas de sol.
- El aumento de la parte de concentración de 100 MW a 200 MW supuso un aumento considerable de la producción anual, aumentando de 383538,928 MWh a 722448,432 MWh, mientras que el factor de capacidad solo aumentó en un 1%, del 36,49% al 37,49%. Esto es debido a que, aunque la potencia aumente el doble de su capacidad, esta potencia de salida estuvo siendo aplicada durante un tiempo similar en ambas plantas híbridas, de ahí el aumento tan pequeño en el factor de capacidad.

Para comprobar este punto, se van a comparar las gráficas de producción energética diaria para la planta híbrida PV 20 MW + Fresnel 100 MW +TES 6h (figura 5.4a) y para la planta híbrida PV 20 MW + Fresnel 200 MW + TES 6h (figura 5.4b), considerando el mismo día del año (20-21 de abril) en ambas para que la comparación pueda ser lo más ajustada posible, y poder ver el tiempo de aplicación de la potencia de salida de la planta Fresnel para ambas combinaciones de potencia de las plantas híbridas.

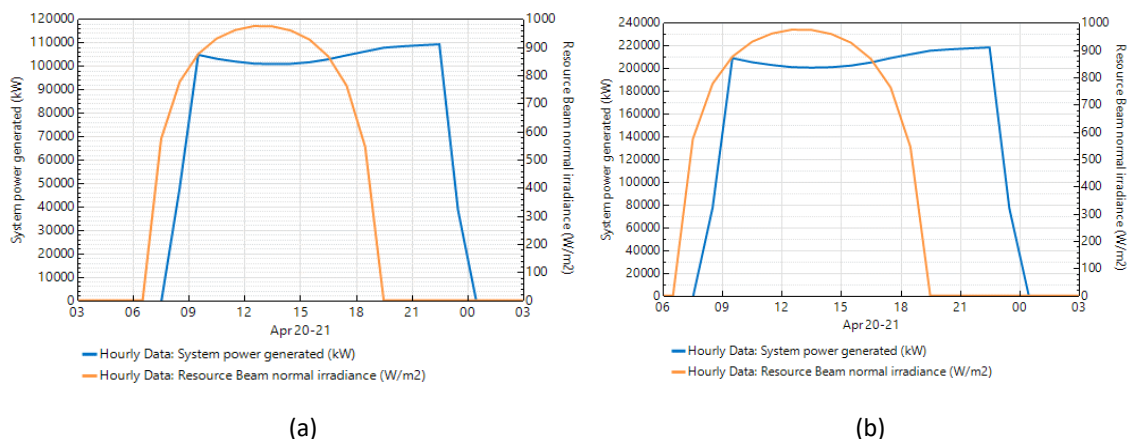


Figura 5.4. Producción energética horaria de la parte de Fresnel para una potencia de salida de:
 (a) 100MW + TES 6h y (b) 200 MW + TES 6h

Se observa que la potencia de salida de la planta aumenta de 100 MW a 200 MW, pero el tiempo de aplicación de esta es parecido para ambas plantas, lo que explica que aumente considerablemente la producción energética, pero el factor de capacidad sea similar para cada una de ellas.

Al igual que en el caso anterior de CCP, para aumentar más el factor de capacidad, habrá que aumentar el tamaño del campo solar y la capacidad del sistema de almacenamiento de la planta CSP, de forma que se produzca mayor cantidad de energía para almacenar y, posteriormente, en ausencia de radiación solar, extender el número de horas diarias de producción.

Comparación por tamaño del campo solar y capacidad del sistema de almacenamiento térmico de la planta CSP

Para este apartado, se partirá del análisis realizado anteriormente de la planta híbrida PV 20 MW y Fresnel 200 MW, realizando diferentes simulaciones para ver cómo le afectan una serie de variaciones en la capacidad del sistema de almacenamiento térmico y el tamaño del campo solar de la planta Fresnel al conjunto del sistema.

Se asumirá una potencia fija PV de 20 MW y una potencia fija de salida de la planta Fresnel de 200 MW y se variará la capacidad de almacenamiento y el tamaño del campo solar mediante variaciones del múltiplo solar de la planta Fresnel, obteniendo los datos económicos y los resultados de producción energética, CF y LCOE para cada planta por separado del software SAM y los resultados de producción energética, CF y LCOE de las plantas híbridas mediante simulación en una hoja de cálculo Excel.

- **Aumento de la capacidad de almacenamiento térmico de 6h a 12h.**

Planta híbrida PV 20 MW + Fresnel 200 MW (TES 12h, SM 2,3).

- Producción energética (año 1): 733224,37 MWh
- CF = 38,05%
- LCOE = 160,7 \$/MWh

- **Aumento del tamaño del campo solar de SM =2,3 a SM = 2,7.**

Planta híbrida PV 20 MW + Fresnel 200 MW (TES 12h, SM 2,7).

- Producción energética (año 1): 855619,44 MWh
- CF = 44,4%
- LCOE = 147,7 \$/MWh

- **Aumento del tamaño del campo solar de SM =2,7 a SM = 3.**
 Planta híbrida PV 20 MW + Fresnel 200 MW (TES 12h, SM 3).
 - Producción energética (año 1): 946045,87 MWh
 - CF = 49,09%
 - LCOE = 140,3 \$/MWh

En la siguiente tabla se muestran los resultados de la planta híbrida de partida del apartado anterior y los sistemas analizados en este apartado para la comparación por tamaño del campo solar y capacidad del sistema de almacenamiento de plantas híbridas PV-Fresnel:

Tipo de Planta	Producción anual (MWh)	CF	LCOE (\$/MWh)
Planta híbrida PV 20 MW + Fresnel 200 MW (TES 6h, SM 2,3)	722448,43	37,49%	149,4
Planta híbrida PV 20 MW + Fresnel 200 MW (TES 12h, SM 2,3)	733224,37	38,05%	160,7
Planta híbrida PV 20 MW + Fresnel 200 MW (TES 12h, SM 2,7)	855619,44	44,4%	147,7
Planta híbrida PV 20 MW + Fresnel 200 MW (TES 12h, SM 3)	946045,87	49,09%	140,3

Tabla 5.6. Comparación por tamaño del campo solar y capacidad del sistema de almacenamiento térmico de plantas híbridas PV-Fresnel

Conclusiones:

- El aumento de la capacidad de almacenamiento térmico de la planta híbrida anterior PV 20 MW + Fresnel 200 MW de 6 a 12 horas supuso un aumento de la producción energética anual de unos 10.000 MWh y un aumento del factor de capacidad inferior al 1%, mientras que el LCOE aumentó considerablemente de 149,4 \$/MWh a 160,7 \$/MWh. Esto es debido a que el sistema de almacenamiento está sobredimensionado para el tamaño del campo solar actual y no se aprovecha la capacidad disponible.
- El aumento del tamaño del campo solar para esa misma capacidad de almacenamiento de 12h, reflejada en un aumento del múltiplo solar de 2,3 a 2,7 supuso un gran aumento de la producción de unos 120.000 MWh y un aumento del factor de capacidad de un 6% aproximadamente, con una importante reducción del LCOE de 160,7 \$/MWh a 147,7 \$/MWh, lo que confirma que con la mayor producción del campo solar se aprovecha mejor el sistema de almacenamiento, evitando el sobredimensionado de la planta anterior.
- Un nuevo aumento del tamaño del campo solar, reflejado en un aumento del múltiplo solar de 2,7 a 3 supuso un aumento de producción de unos 90.000 MWh, algo menor que en el caso anterior, así como un aumento del factor de capacidad de aproximadamente el 5%, mientras el LCOE de la planta híbrida se redujo de 147,7 \$/MWh a 140,3 MWh.

5.2.3. Planta híbrida PV-Torre

Comparación por tecnologías

Para la comparación por tecnologías, se escogerá un valor fijo de potencia total de la planta (P_T) y se analizarán tres diferentes opciones: una planta PV de potencia P_T , una planta de receptor central de torre de potencia P_T y una tercera planta híbrida PV-Torre con distintas combinaciones de potencia PV y torre para conseguir la potencia total P_T de la planta.

Se analizará el caso de una planta con potencia total $P_T = 120$ MW, asumiendo para todas las plantas CSP el mismo tamaño del campo solar y la misma capacidad de almacenamiento (TES = 6h), obteniendo los datos económicos y resultados de producción, CF y LCOE para cada planta por separado del software SAM y los resultados de CF y LCOE de las plantas híbridas mediante una hoja de cálculo Excel.

- Opción 1: planta fotovoltaica de 120 MW.
 - Producción energética anual = 209501,87 MWh
 - **CF_{PV120} = 19,9%**
 - **LCOE_{PV120} = 90,6 \$/MWh**

- Opción 2: planta de receptor central de torre de 120 MW.
 - Producción energética anual = 551518,02 MWh
 - **CF_{CCP120} = 52,5%**
 - **LCOE_{CCP120} = 118,2 \$/MWh**

- Opción 3: planta híbrida PV 20 MW + Torre 100 MW.
 - Planta fotovoltaica de 20 MW
 - Producción energética (año 1): 34916976 kWh
 - Coste total instalación: 28370000 \$
 - Costes operación y mantenimiento: 15 \$/kW instalado y año
15 \$/kW x 20000 kW = 300000 \$/año (más inflación)

 - Planta de receptor central de torre de 100 MW
 - Producción energética (año 1): 499056480 kWh
 - Coste total instalación: 661973696 \$
 - Costes operación y mantenimiento:
 - Costes fijos: 66 \$/kW instalado y año
66 \$/kW x 100000 kW = 6600000 \$/año
 - Costes variables: 3,5 \$/MWh generado anual
3,5 \$/MWh x 499056,480 MWh = 1746697,68 \$/año

Para hacer una simulación de la hibridación de las dos plantas, en primer lugar, habrá que obtener el factor de capacidad de la hibridación de ambas, tomando el periodo de estudio de un año. Para ello, se aplica la ecuación 5.1 descrita anteriormente:

$$CF_{PV+Torre} = \frac{Prod. PV + Prod. Torre}{P_N \times 365 \text{ días} \times 24 h} = \frac{34916976 + 499056480}{120000 kW \times 365 \text{ días} \times 24 h} = 0,50796$$

$$CF_{PV20+Torre100} = 50,8\%$$

Para la obtención del LCOE de la planta híbrida, se realizará una simulación con una hoja de cálculo Excel, utilizando los datos de costes, producción energética y tasas, al igual que se hizo anteriormente para este tipo de cálculo. Todos estos datos han sido obtenidos de la simulación realizada en el software SAM para las plantas PV de 20 MW y la de receptor central de torre de 100 MW por separado. Implementando estos datos en la hoja de cálculo Excel, se obtiene el resultado:

$$LCOE_{PV20+Torre100} = 117,4 \text{ \$/MWh}$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos de producción energética anual y de los parámetros de mérito (CF, LCOE) de las tres opciones de plantas de generación energética con energía solar para el apartado de comparación por tecnologías:

Tipo de Planta	Producción anual (MWh)	CF	LCOE (\\$/MWh)
Planta PV 120 MW	209501,87	19,9%	90,6
Planta Torre 120 MW	551518,02	52,5%	118,2
Planta híbrida PV 20 MW + Torre 100 MW	533973,46	50,8%	117,4

Tabla 5.7. Comparación por tecnologías de plantas híbridas PV-Torre

Conclusiones:

- La planta fotovoltaica de 120 MW, al igual que en las simulaciones anteriores, es la que tiene el menor coste de la energía con un LCOE de 90,6 \\$/MWh, debido a que la tecnología fotovoltaica es la más barata, pero, por otra parte, esta planta cuenta con la desventaja de que es la que presenta un valor del factor de capacidad más bajo (CF = 19,9%), debido a que su producción va ligada a la presencia de la radiación solar.
- La planta de receptor central de torre de 120 MW es la que presenta un mayor coste de la energía con un LCOE de 118,2 \\$/MWh, ya que es una tecnología más cara que la fotovoltaica, pero también es la planta que tiene un mayor factor de capacidad (CF = 52,5%), ya que el almacenamiento de esta planta permite un mayor número de horas de funcionamiento sin la presencia de la radiación solar, lo que supone una mayor cantidad de horas funcionando.
- La planta híbrida de fotovoltaica (20 MW) y receptor central de torre (100 MW) es una solución intermedia entre ambas tecnologías por separado, permitiendo reducir el coste de la energía respecto a la planta de solo receptor central de torre de 118,2 \\$/MWh a 117,4 \\$/MWh, debido al ahorro económico que supone incluir una tecnología más barata como es la fotovoltaica. Por otra parte, también permite aumentar el factor de capacidad respecto a la planta fotovoltaica del 19,9% al 50,8%, debido a la capacidad de almacenamiento que aporta la planta de receptor central de torre, lo que permite un mayor número de horas de funcionamiento sin la presencia de la radiación solar.

En las siguientes gráficas, obtenidas con el software SAM, se representa la radiación solar directa incidente en color amarillo [W/m²] y la potencia de salida generada por la planta de torre en color azul [kW], para un día despejado (figura 5.5a) y para un día nublado (figura 5.5b), para ver el efecto del sistema de almacenamiento de la planta en ambos casos.

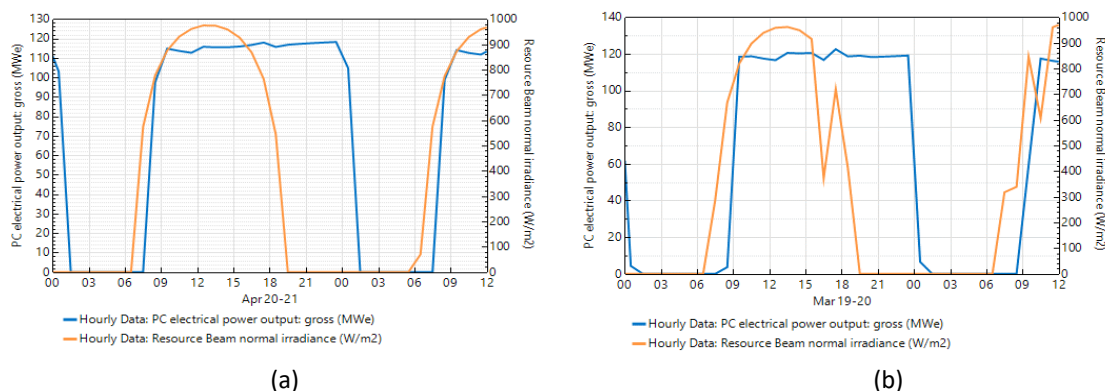


Figura 5.5. Producción energética horaria de la parte de torre 100MW + TES 6h para: (a) un día despejado y (b) un día nublado

Se puede comprobar que, en ambos casos, para un día despejado (figura 5.5a) y para un día nublado (figura 5.5b), la capacidad de almacenamiento de la planta (TES = 6h) permite que esta pueda seguir generando energía hasta por la noche, cuando ya no se cuenta con la presencia de la radiación solar, como se comentó anteriormente.

También se puede observar el efecto que provoca un día nublado sobre la potencia de salida del sistema y el efecto que tiene la capacidad del sistema de almacenamiento térmico ante tales perturbaciones (figura 5.5b). A partir de las 15:00 horas aparece una perturbación en forma de nubes, reflejada en una considerable disminución de la radiación solar directa disponible y, a pesar de ello, el sistema sigue generando energía a la potencia de salida establecida de 100 MW gracias a que el sistema de almacenamiento aporta la energía que falta por la disminución de la radiación solar.

Comparando la gráfica de un día despejado (figura 5.5a) con la de un día nublado (figura 5.5b), se observa que en el día nublado la potencia de salida generada por el sistema empieza a disminuir antes y de forma más pronunciada, reduciendo el tiempo de generación en ausencia de radiación solar, debido a que el sistema de almacenamiento ha tenido que empezar a producir durante las horas de sol para compensar la falta de radiación solar provocada por las nubes.

Comparación por potencias

Para la comparación por potencias, se partirá del análisis realizado anteriormente de la planta híbrida PV 20 MW y receptor central tipo torre de 100 MW, realizando diferentes simulaciones para ver cómo afecta un aumento de potencia en la parte fotovoltaica o en la parte de concentración al conjunto del sistema.

Se asumirá, al igual que en apartado anterior, el mismo tamaño del campo solar y la misma capacidad de almacenamiento (TES = 6h) para todas las plantas tipo torre, obteniendo los datos económicos y los resultados de producción energética, CF y LCOE para cada planta por separado del software SAM y los resultados de producción energética, CF y LCOE de las plantas híbridas mediante una simulación en una hoja de cálculo Excel.

• **Caso 1: aumento de la potencia de la parte fotovoltaica.**

En la planta híbrida analizada anteriormente: PV 20 MW + Torre 100 MW, se aumenta la potencia PV de 20 MW a 100 MW, quedando una planta híbrida con potencias PV 100 MW + Torre 100 MW.

- Planta fotovoltaica de 100 MW
 - Producción energética (año 1): 174584880 kWh
 - Coste total instalación: 141850000 \$
 - Costes operación y mantenimiento: 15 \$/kW instalado y año
15 \$/kW x 100000 kW = 1500000 \$/año (más inflación)
- Planta de receptor central de torre de 100 MW
 - Producción energética (año 1): 499056480 kWh
 - Coste total instalación: 661973696 \$
 - Costes operación y mantenimiento:
 - Costes fijos: 66 \$/kW instalado y año
66 \$/kW x 100000 kW = 6600000 \$/año
 - Costes variables: 3,5 \$/MWh generado anual
3,5 \$/MWh x 499056,480 MWh = 1746697,68 \$/año
 Costes O&M (fijos + variables) = 8346697,68 \$/año (más inflación)

Se calcula el factor de capacidad de la hibridación de ambas plantas, tomando el periodo de un año, aplicando la ecuación 5.1 descrita anteriormente:

$$CF_{PV+Torre} = \frac{Prod. PV + Prod. Torre}{P_N \times 365 \text{ días} \times 24h} = \frac{174584880 + 499056480}{200000 \text{ kWh} \times 365 \text{ días} \times 24h} = 0,3845$$

$$CF_{PV100+Torre100} = 38,45\%$$

Se obtiene el LCOE de la planta híbrida mediante una simulación con una hoja de cálculo Excel, al igual que se hizo anteriormente, obteniendo el resultado:

$$LCOE_{PV100+Torre100} = 108,9 \text{ $/MWh}$$

• **Caso 2: aumento de potencia en la parte de receptor central de torre.**

En la planta híbrida analizada anteriormente: PV 20 MW + Torre 100 MW, se aumenta la potencia del receptor central de torre de 100 MW a 200 MW, quedando la planta híbrida PV 20 MW + Torre 200 MW.

- Planta fotovoltaica de 20 MW
 - Producción energética (año 1): 34916976 kWh
 - Coste total instalación: 28370000 \$
 - Costes operación y mantenimiento: 15 \$/kW instalado y año
15 \$/kW x 20000 kW = 300000 \$/año (más inflación)
- Planta de receptor central de torre de 200 MW
 - Producción energética (año 1): 489453536 kWh
 - Coste total instalación: 910892672 \$
 - Costes operación y mantenimiento:
 - Costes fijos: 66 \$/kW instalado y año
66 \$/kW x 200000 kW = 13200000 \$/año
 - Costes variables: 3,5 \$/MWh generado anual
3,5 \$/MWh x 489453,536 MWh = 1713087,376 \$/año
 Costes O&M (fijos + variables) = 14913087,376 \$/año (más inflación)

Se calcula el factor de capacidad de la hibridación de ambas plantas, tomando el periodo de un año, aplicando la ecuación 5.1 descrita anteriormente:

$$CF_{PV+Torre} = \frac{Prod.PV + Prod.Torre}{P_N \times 365días \times 24h} = \frac{34916976 + 489453536}{220000kW \times 365días \times 24h} = 0,2721$$

$$CF_{PV20+Torre200} = 27,21\%$$

Se obtiene el LCOE de la planta híbrida mediante una simulación con una hoja de cálculo Excel, al igual que se hizo anteriormente, obteniendo el resultado:

$$LCOE_{PV20+Torre200} = 171,1 \$/MWh$$

En la siguiente tabla se muestran los sistemas analizados anteriormente para la comparación por potencias de plantas híbridas PV-Torre:

Tipo de Planta	Producción anual (MWh)	CF	LCOE (\$/MWh)
Planta híbrida PV 20 MW + Torre 100 MW	533973,46	50,8%	117,4
Planta híbrida PV 100 MW + Torre 100 MW	673641,36	38,45%	108,9
Planta híbrida PV 20 MW + Torre 200 MW	524370,51	27,21%	171,1

Tabla 5.8. Comparación por potencias de los sistemas analizados para plantas híbridas PV-Torre

Conclusiones:

- El aumento de la parte fotovoltaica de la planta híbrida de 20 MW a 100 MW supuso una reducción del LCOE de 117,4 \$/MWh a 108,9 \$/MWh, al tratarse de una tecnología más barata, pero también provocó una reducción del factor de capacidad del sistema del 50,8% al 38,45%, debido a que la energía fotovoltaica extra producida debe ser consumida cuando se produce, durante las horas de sol.
- El aumento de la parte de receptor central de torre de 100 MW a 200 MW supuso una disminución del factor de capacidad de casi la mitad de su valor (del 50,8% al 27,21%), e incluso una ligera reducción de la producción energética anual. Esto es debido a que, a pesar del aumento de la potencia de salida de la planta, esta es aplicada durante mucho menos tiempo. Para conseguir evitar esas pérdidas de producción y rendimiento de la planta con esa potencia constante de 200 MW a la salida, haría falta aumentar el tamaño del campo solar para generar más energía térmica y aprovechar mejor la capacidad del sistema de almacenamiento térmico, logrando extender el tiempo de aplicación de esa potencia de salida, consiguiendo aumentar la producción energética y optimizando el rendimiento de la planta.

Para comprobar este punto, se van a comparar las gráficas de producción energética diaria para la planta híbrida PV 20 MW + Torre 100 MW + TES 6h (figura 5.6a) y para la planta híbrida PV 20 MW + Torre 200 MW + TES 6h (figura 5.6b), considerando el mismo día del año (20-21 de abril) para que la comparación pueda ser lo más ajustada posible, y así poder ver el tiempo de aplicación de la potencia de salida de la planta de receptor central de torre para ambas combinaciones de potencia de las plantas híbridas.

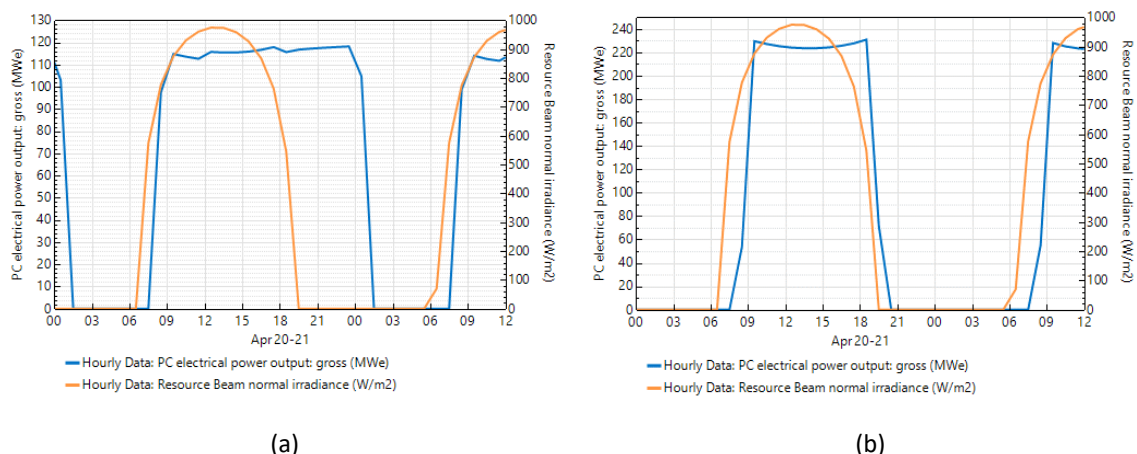


Figura 5.6. Producción energética horaria de la planta de torre para una potencia de salida de:
 (a) 100MW + TES 6h y (b) 200 MW + TES 6h

Se observa que la potencia de salida de la planta aumenta de 100 MW a 200 MW, pero el tiempo de aplicación de esta es mucho menor, lo que explica la importante reducción del factor de capacidad de la planta híbrida de la que forma parte.

Comparación por tamaño del campo solar y capacidad del sistema de almacenamiento térmico de la planta CSP

Para este apartado, se partirá del análisis realizado anteriormente de la planta híbrida PV 20 MW y Torre 200 MW, realizando diferentes simulaciones para ver cómo le afectan una serie de variaciones en la capacidad del sistema de almacenamiento térmico y el tamaño del campo solar de la planta de torre al conjunto del sistema.

Se asumirá una potencia fija PV de 20 MW y una potencia fija de salida de la planta de torre de 200 MW y se variará la capacidad de almacenamiento y el tamaño del campo solar mediante variaciones del múltiplo solar de la planta de torre, obteniendo los datos económicos y los resultados de producción energética, CF y LCOE para cada planta por separado del software SAM y los resultados de producción energética, CF y LCOE de las plantas híbridas mediante simulación en una hoja de cálculo Excel.

- **Aumento de la capacidad de almacenamiento térmico de 6h a 12h.**
 Planta híbrida PV 20 MW + Torre 200 MW (TES 12h, SM 2,4).
 - Producción energética (año 1): 522742,26 MWh
 - CF = 27,12%
 - LCOE = 185,5 \$/MWh

- **Aumento del tamaño del campo solar de SM =2,4 a SM = 2,7.**
 Planta híbrida PV 20 MW + Torre 200 MW (TES 12h, SM 2,7).
 - Producción energética (año 1): 1287081,07 MWh
 - CF = 66,79%
 - LCOE = 105,2 \$/MWh

- **Aumento del tamaño del campo solar de SM =2,7 a SM = 3.**
 Planta híbrida PV 20 MW + Torre 200 MW (TES 12h, SM 3).
 - Producción energética (año 1): 1342668,78 MWh
 - CF = 69,67%
 - LCOE = 106,6 \$/MWh

En la siguiente tabla se muestran los resultados de la planta híbrida de partida del apartado anterior y los sistemas analizados en este apartado para la comparación por tamaño del campo solar y capacidad del sistema de almacenamiento de plantas híbridas PV-Torre:

Tipo de Planta	Producción anual (MWh)	CF	LCOE (\$/MWh)
Planta híbrida PV 20 MW + Torre 200 MW (TES 6h, SM 2,4)	524370,51	27,21%	171,1
Planta híbrida PV 20 MW + Torre 200 MW (TES 12h, SM 2,4)	522742,26	27,12%	185,5
Planta híbrida PV 20 MW + Torre 200 MW (TES 12h, SM 2,7)	1287081,07	66,79%	105,2
Planta híbrida PV 20 MW + Torre 200 MW (TES 12h, SM 3)	1342668,78	69,67%	106,6

Tabla 5.9. Comparación por tamaño del campo solar y capacidad del sistema de almacenamiento térmico de plantas híbridas PV-Torre

Conclusiones:

- El aumento de la capacidad de almacenamiento térmico de la planta híbrida anterior PV 20 MW + Torre 200 MW de 6 a 12 horas supuso una ligera reducción de la producción energética anual, de unos 2.000 MWh, así como del factor de capacidad del 0,1%. Esto refleja claramente que el tamaño del campo solar no es capaz de alimentar la gran capacidad del sistema de almacenamiento térmico de la planta, quedando esta infrautilizada. Al mismo tiempo, el LCOE aumentó considerablemente de 171,1 \$/MWh a 185,5 \$/MWh, debido a ese desaprovechamiento del sistema de almacenamiento térmico ya comentado previamente.
- El aumento del tamaño del campo solar para esa misma capacidad de almacenamiento de 12h, reflejada en un aumento del múltiplo solar de 2,4 a 2,7 confirmó lo que se comentaba en el punto anterior, ya que supuso un gran aumento de la producción de unos 700.000 MWh, así como una importantísima mejora del factor de capacidad de un 40% aproximadamente y también una importante reducción del LCOE de 185,5 \$/MWh a 105,2 \$/MWh, lo que confirma que con la mayor producción del campo solar se aprovecha mejor el sistema de almacenamiento, evitando el sobredimensionamiento experimentado en la planta anterior.
- Un nuevo aumento del tamaño del campo solar, reflejado en un aumento del múltiplo solar de 2,7 a 3 supuso un aumento de producción de unos 6.000 MWh, considerablemente menor que en el caso anterior, así como un aumento del factor de capacidad de aproximadamente el 3%, mientras que el LCOE de la planta híbrida experimentó un ligero aumento de 105,2 \$/MWh a 106,6 MWh.

5.2.4. Planta híbrida PV-Disco Stirling

Comparación por tecnologías

Para la comparación por tecnologías, se escogerá un valor fijo de potencia total de la planta (P_T) y se analizarán tres diferentes opciones: una planta PV de potencia P_T , una planta disco Stirling de torre de potencia P_T y una tercera planta híbrida PV-DS con distintas combinaciones de potencia PV y torre para conseguir la potencia total P_T de la planta.

Se analizará el caso de una planta con potencia total $P_T = 120$ MW, asumiendo para todas las plantas CSP el mismo tamaño del campo solar, en este caso sin almacenamiento térmico, ya que esta tecnología disco Stirling produce la electricidad de forma directa. Los datos económicos y resultados de producción, CF y LCOE para cada planta por separado se obtendrán mediante el software SAM y los resultados de CF y LCOE de las plantas híbridas mediante una hoja de cálculo Excel.

- Opción 1: planta fotovoltaica de 120 MW.
 - Producción energética anual = 209501,87 MWh
 - **CF_{PV120} = 19,9%**
 - **LCOE_{PV120} = 90,6 \$/MWh**

- Opción 2: planta disco Stirling de 120 MW.
 - Producción energética anual = 259007,17 MWh
 - **CF_{CCP120} = 24,6%**
 - **LCOE_{CCP120} = 145,8 \$/MWh**

- Opción 3: planta híbrida PV 20 MW + DS 100 MW.
 - Planta fotovoltaica de 20 MW
 - Producción energética (año 1): 34916976 kWh
 - Coste total instalación: 28370000 \$
 - Costes operación y mantenimiento: 15 \$/kW instalado y año
15 \$/kW x 20000 kW = 300000 \$/año (más inflación)
 - Planta disco Stirling de 100 MW
 - Producción energética (año 1): 215885712 kWh
 - Coste total instalación: 292400448 \$
 - Costes operación y mantenimiento:
 - Costes fijos: 75 \$/kW instalado y año
75 \$/kW x 100000 kW = 7500000 \$/año
 - Costes variables: 4 \$/MWh generado anual
4 \$/MWh x 215885,712 MWh = 863542,848 \$/año

Se calcula el factor de capacidad de la hibridación de ambas plantas, tomando el periodo de un año, aplicando la ecuación 5.1 descrita anteriormente:

$$CF_{PV+DS} = \frac{Prod. PV + Prod. DS}{P_N \times 365 \text{ días} \times 24 \text{ h}} = \frac{34916976 + 215885712}{120000 \text{ kW} \times 365 \text{ días} \times 24 \text{ h}} = 0,23859$$

$$CF_{PV20+DS100} = 23,86\%$$

Se obtiene el LCOE de la planta híbrida mediante una simulación con una hoja de cálculo Excel, al igual que se hizo anteriormente, obteniendo el resultado:

$$LCOE_{PV20+DS100} = 140,4 \text{ \$/MWh}$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos de producción energética anual y de los parámetros de mérito (CF, LCOE) de las tres opciones de plantas de generación energética con energía solar para el apartado de comparación por tecnologías:

Tipo de Planta	Producción anual (MWh)	CF	LCOE (\\$/MWh)
Planta PV 120 MW	209501,87	19,9%	90,6
Planta DS 120 MW	259007,17	24,6%	145,8
Planta híbrida PV 20 MW + DS 100 MW	250802,69	23,86%	140,4

Tabla 5.10. Comparación por tecnologías de plantas híbridas PV-DS

Conclusiones:

- La planta fotovoltaica de 120 MW, al igual que en las simulaciones anteriores, es la que tiene el menor coste de la energía con un LCOE de 90,6 \\$/MWh, debido a que la tecnología fotovoltaica es la más barata, pero, por otra parte, esta planta cuenta con la desventaja de que es la que presenta un valor del factor de capacidad más bajo (CF = 19,9%), debido a que su producción va ligada a la presencia de la radiación solar.
- La planta disco Stirling de 120 MW es la que tiene un mayor factor de capacidad (CF = 24,6%) ya que, a pesar de no tener almacenamiento térmico, esta tecnología tiene un alto rendimiento de conversión energética, pero es la que presenta un mayor coste de la energía con un LCOE de 145,8 \\$/MWh, ya que es una tecnología más cara que la fotovoltaica y requiere elevados costos de inversión.
- La planta híbrida PV 20 MW + DS 100 MW es una solución intermedia entre ambas tecnologías por separado, permitiendo reducir el coste de la energía respecto a la planta de solo disco Stirling de 145,8 \\$/MWh a 140,4 \\$/MWh, debido al ahorro económico que supone incluir una tecnología más barata como es la fotovoltaica. Por otra parte, también permite aumentar el factor de capacidad respecto a la planta fotovoltaica del 19,9% al 23,86%, debido a su mayor rendimiento de conversión energética.

A continuación, se realizará una representación gráfica de la producción energética horaria de las tecnologías PV (figura 5.7a) y disco Stirling (figura 5.7b) mediante el software SAM. En este caso, ambas tecnologías no tienen sistema de almacenamiento térmico, por lo que se podrá comprobar la mayor eficiencia de conversión de la tecnología disco Stirling, reflejada en una mayor producción energética, considerando el mismo día (20 de abril) y la misma potencia nominal de 100 MW para una correcta comparación. Se representa la radiación solar directa incidente en color amarillo [W/m²] y la potencia de salida generada por la planta disco Stirling en color azul [kW].

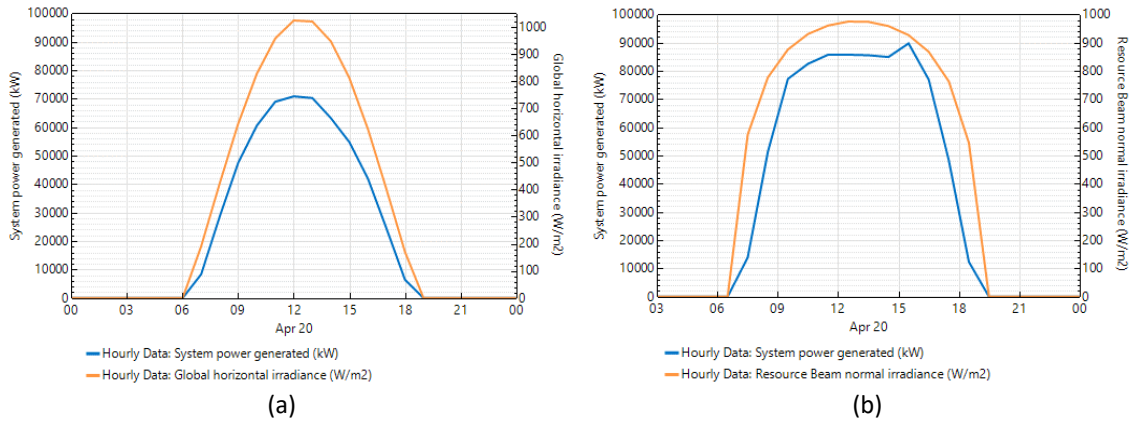


Figura 5.7. Producción energética horaria de la planta de 100 MW con tecnología: (a) PV y (b) disco Stirling

Se puede comprobar como la planta con tecnología disco Stirling tiene una mayor producción, a pesar de que la tecnología fotovoltaica permite aprovechar toda la radiación solar disponible.

Se escoge el mismo tipo de gráfica de producción para un día nublado con tecnología PV (figura 5.8a) y disco Stirling (figura 5.8b), con el objetivo de poder ver el efecto que provoca la disminución de la radiación solar sobre la potencia generada por el sistema PV y el efecto que tienen las nubes sobre la radiación global para la planta PV y sobre la radiación directa para la planta disco Stirling.

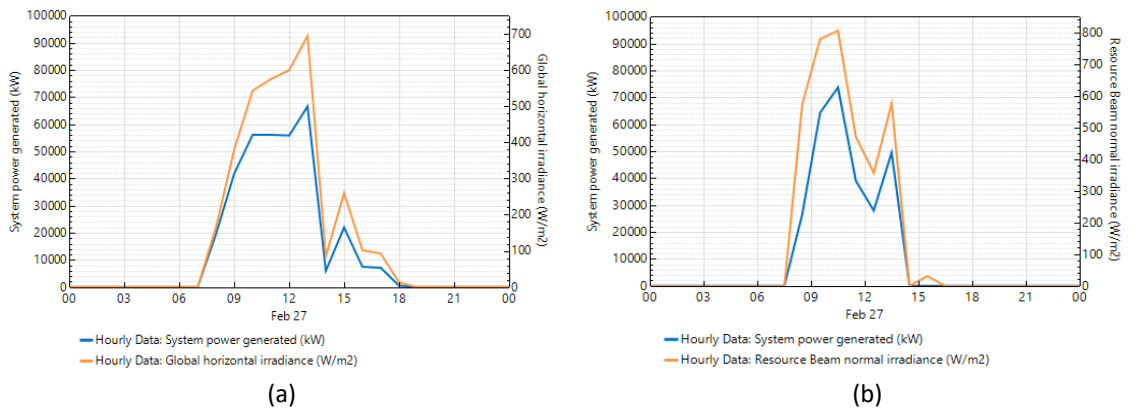


Figura 5.8. Producción energética horaria de la planta de 100 MW en un día nublado con tecnología: (a) PV y (b) disco Stirling

En este caso de un día nublado, se puede observar que en ambas plantas (PV y disco Stirling) la producción va ligada a la presencia de la radiación solar, siendo esta vez mayor en el caso de la planta PV. Esto es debido a que, a pesar de la mayor eficiencia de conversión energética que tiene la tecnología disco Stirling, en presencia de nubes, la radiación directa que puede aprovechar dicha tecnología es mucho menor que en un día despejado, mientras que la planta PV puede aprovechar toda la radiación global (directa y difusa), en la cual habrá aumentado de forma considerable la proporción de radiación difusa, aprovechable por la planta PV, pero no por la de concentración.

Comparación por potencias

Para la comparación por potencias, se partirá del análisis realizado anteriormente de la planta híbrida PV 20 MW + DS 100 MW, realizando diferentes simulaciones para ver cómo afecta un aumento de potencia en la parte fotovoltaica o en la parte de concentración al conjunto del sistema.

Se asumirá, al igual que en apartado anterior, el mismo tamaño del campo solar para todas las plantas disco Stirling, obteniendo los datos económicos y los resultados de producción energética, CF y LCOE para cada planta por separado del software SAM y los resultados de producción energética, CF y LCOE de las plantas híbridas mediante una simulación en una hoja de cálculo Excel.

• **Caso 1: aumento de la potencia de la parte fotovoltaica.**

En la planta híbrida analizada anteriormente: PV 20 MW + DS 100 MW, se aumenta la potencia PV de 20 MW a 100 MW, quedando una planta híbrida con potencias PV 100 MW + DS 100 MW.

- Planta fotovoltaica de 100 MW
 - Producción energética (año 1): 174584880 kWh
 - Coste total instalación: 141850000 \$
 - Costes operación y mantenimiento (15 \$/kW): 1500000 \$/año
- Planta disco Stirling de 100 MW
 - Producción energética (año 1): 215885712 kWh
 - Coste total instalación: 292400448 \$
 - Costes operación y mantenimiento:
 - Costes fijos: 75 \$/kW x 100000 kW = 7500000 \$/año
 - Costes variables: 4 \$/MWh x 215885,71 MWh = 863542,85 \$/año
 - Costes O&M (fijos + variables) = 8363542,848 \$/año (+ inflación)

Se calcula el factor de capacidad de la hibridación de ambas plantas, tomando el periodo de un año, aplicando la ecuación 5.1 descrita anteriormente:

$$CF_{PV+DS} = \frac{Prod. PV + Prod. DS}{P_N \times 365 \text{ días} \times 24h} = \frac{174584880 + 215885712}{200000 \text{ kWh} \times 365 \text{ días} \times 24h} = 0,22287$$

$$CF_{PV100+DS100} = 22,29\%$$

Se obtiene el LCOE de la planta híbrida mediante una simulación con una hoja de cálculo Excel, al igual que se hizo anteriormente, obteniendo el resultado:

$$LCOE_{PV100+DS100} = 117,6 \text{ $/MWh}$$

• **Caso 2: aumento de potencia en la parte de disco Stirling.**

En la planta híbrida analizada anteriormente: PV 20 MW + DS 100 MW, se aumenta la potencia del disco Stirling de 100 MW a 200 MW, quedando la planta híbrida PV 20 MW + DS 200 MW.

- Planta fotovoltaica de 20 MW
 - Producción energética (año 1): 34916976 kWh
 - Coste total instalación: 28370000 \$
 - Costes operación y mantenimiento: 300000 \$/año (más inflación)
- Planta disco Stirling de 200 MW
 - Producción energética (año 1): 431493184 kWh
 - Coste total instalación: 584800896 \$
 - Costes operación y mantenimiento:
 - Costes fijos: 75 \$/kW x 200000 kW = 15000000 \$/año
 - Costes variables: 4 \$/MWh x 431493,184 MWh = 1725972,74 \$/año
 - Costes O&M (fijos + variables) = 16725972,74 \$/año (más inflación)

Para hacer una simulación de la hibridación de las dos plantas, en primer lugar, se obtendrá el factor de capacidad de la hibridación de ambas, tomando el periodo de estudio de un año. Para ello, se aplica la ecuación 5.1 descrita anteriormente:

$$CF_{PV+DS} = \frac{Prod.PV + Prod.DS}{P_N \times 365días \times 24h} = \frac{34916976 + 431493184}{220000kW \times 365días \times 24h} = 0,242$$

$$CF_{PV20+DS200} = 24,2\%$$

Se obtiene el LCOE de la planta híbrida mediante una simulación con una hoja de cálculo Excel, al igual que se hizo anteriormente, obteniendo el resultado:

$$LCOE_{PV20+DS200} = 145,1 \$/MWh$$

En la siguiente tabla se muestran todos los sistemas analizados anteriormente para la comparación por potencias de plantas híbridas PV-DS:

Tipo de Planta	Producción anual (MWh)	CF	LCOE (\$/MWh)
Planta híbrida PV 20 MW + DS 100 MW	250802,69	23,86%	140,4
Planta híbrida PV 100 MW + DS 100 MW	390470,59	22,29%	117,6
Planta híbrida PV 20 MW + DS 200 MW	466410,16	24,2%	145,1

Tabla 5.11. Comparación por potencias de los sistemas analizados para la planta híbrida PV-DS

Conclusiones:

- El aumento de la parte fotovoltaica de 20 MW a 100 MW respecto a la planta híbrida anterior permite reducir el LCOE de 140,4 \$/MWh a 117,6 \$/MWh debido a que es una tecnología más barata, pero también provoca una reducción del factor de capacidad del sistema del 23,86% al 22,29% debido al menor rendimiento de conversión energética de la parte PV.
- El aumento de la parte de disco Stirling de 100 MW a 200 MW supuso un aumento considerable de la producción anual, de 250802,69 MWh a 466410, 16 MWh, mientras que el factor de capacidad solo aumentó un 1% (del 23,86% al 24,2%). Esto es debido a que ha aumentado la potencia constante de salida de la planta, pero el tiempo que esta es aplicada es el mismo, ya que no dispone de sistema de almacenamiento para extender el tiempo de aplicación de dicha potencia. Por otra parte, este aumento de potencia de disco Stirling supuso un aumento del LCOE de 140,4 \$/MWh a 145,1 \$/MWh debido al elevado coste de inversión que requiere esta tecnología.

Para este tipo de plantas híbridas analizadas, con tecnologías fotovoltaicas y disco Stirling, la parte de comparación por tamaño del campo solar y capacidad del sistema de almacenamiento térmico no se puede realizar, ya que la parte de concentración correspondiente a la tecnología de disco Stirling realiza la conversión eléctrica directamente, sin capacidad de almacenamiento térmico.

6. Análisis de resultados

En el capítulo anterior, se realizó una evaluación tecno-económica de distintos tipos de plantas solares fotovoltaicas (PV) y de concentración (CSP), así como diferentes configuraciones de plantas híbridas PV-CSP, mediante simulaciones con predicciones de producción y rendimiento energético y estimaciones económicas sobre los costes de la energía producida.

En este capítulo, se realizará un análisis de los resultados obtenidos en todas esas simulaciones, comparando los resultados obtenidos para los cuatro tipos de plantas híbridas analizadas: PV-CCP, PV-Fresnel, PV-Torre y PV-DS.

En primer lugar, para analizar el efecto que supone la hibridación de plantas PV-CSP, se estableció una potencia nominal fija de la planta en su conjunto para tres tipos de planta: una planta de solo PV, otra de solo CSP y una híbrida de ambas, combinando las potencias PV y CSP para alcanzar la potencia fija establecida. Considerando los cuatro tipos de plantas híbridas analizados, resultó que la planta híbrida PV-Torre es la que tenía una mayor producción energética anual, un mayor valor del factor de capacidad y un menor LCOE.

Respecto a la comparación de las plantas híbridas PV-CSP con las plantas PV y CSP por separado, se pudo comprobar que, para los cuatro tipos de plantas PV-CSP analizadas, en todas ellas la hibridación supuso un aumento del factor de capacidad respecto a una planta de solo PV y una reducción del LCOE respecto a una planta de solo CSP. El mayor aumento del factor de capacidad de una planta híbrida respecto de una de solo PV se produjo en la planta híbrida PV-Torre, que fue la planta que logró mantener la potencia fija de salida durante más tiempo. Por otra parte, la mayor reducción del LCOE de una planta híbrida respecto de una planta de solo CSP se produjo en la planta PV-CCP.

A continuación, se analizó el efecto que supone un aumento de la parte PV en el conjunto de la planta híbrida, resultando que para todos los tipos de plantas PV-CSP analizadas, este aumento supuso una reducción del LCOE, al ser la fotovoltaica una tecnología más barata que cualquiera de las tecnologías CSP analizadas, pero también supuso una reducción del factor de capacidad, debido a que la proporción de la parte CSP en el total de la planta híbrida se redujo, con la consiguiente reducción de la capacidad del sistema de almacenamiento térmico, que es la que permite extender el número de horas de producción en ausencia de radiación solar y, por lo tanto, aumentar el factor de capacidad.

Con este aumento de la parte PV, la mayor reducción del LCOE se produjo en la planta PV-DS, debido a que la tecnología disco Stirling es una tecnología muy costosa y al aumentar la potencia fotovoltaica, se redujo la proporción de la parte de disco Stirling en el total de la planta, aumentando la parte PV que es una tecnología más barata. Considerando ese mismo aumento de la parte PV, la mayor reducción del factor de capacidad se produjo en la planta PV-Torre, debido a que la tecnología de torre es la que tiene un mayor factor de capacidad y al aumentar la capacidad PV, se redujo la proporción de tecnología de torre en el total de la planta, provocando una mayor reducción del factor de capacidad del total del sistema. Por otra parte, la menor reducción del factor de capacidad se produjo con la tecnología disco Stirling, ya que es la única tecnología de concentración analizada que no tiene sistema de almacenamiento térmico y la reducción de su proporción en el total de la planta no tuvo tanto efecto sobre el factor de capacidad del total de la planta.

A continuación, se analizó el efecto que supone un aumento de la parte CSP en el conjunto del sistema, resultando que para todos los tipos de plantas PV-CSP analizados, este aumento supuso un ligero aumento del factor de capacidad, e incluso se produjo una reducción en su valor para la planta híbrida PV-Torre. Esto es debido a que, aunque aumentó la potencia de salida de la planta, esta fue aplicada durante un tiempo similar para las plantas híbridas de PV con CCP, Fresnel y DS, y durante mucho menos tiempo para la planta PV-Torre. Por otra parte, el aumento de la parte CSP también supuso un aumento del LCOE, ya que las tecnologías de concentración analizadas son más costosas que la tecnología PV.

El mayor aumento del LCOE se produjo en la planta PV-Torre debido a que, el aumento del valor de la potencia de salida para el mismo tamaño del campo solar supuso una reducción del tiempo de aplicación de esa potencia de salida, por lo que una gran parte de la energía térmica producida por el campo solar se utilizaba para suministrar la potencia de salida extra, dejando sin utilizar la mayor parte del sistema de almacenamiento. Para corregir esto, haría falta aumentar el tamaño del campo solar para aprovechar mejor la capacidad del sistema de almacenamiento térmico y así poder extender el tiempo de aplicación de esa potencia, consiguiendo aumentar la producción energética y el factor de capacidad, optimizando el rendimiento de la planta.

A continuación, se analizó el efecto que supone un aumento de la capacidad del sistema de almacenamiento en el conjunto del sistema, considerando todas las plantas híbridas anteriores, excepto la de tecnología disco Stirling, ya que esta no tiene sistema de almacenamiento térmico. El resultado fue que, para los 3 tipos de plantas híbridas, el aumento de la capacidad de almacenamiento térmico supuso un aumento del LCOE y también un aumento, aunque mínimo, del factor de capacidad para las plantas PV-CCP y PV-Fresnel y una reducción de su valor para la planta PV-Torre. Esto es debido al sobredimensionamiento del sistema de almacenamiento, sobre todo en la planta PV-Torre, que ya estaba infrautilizado en el análisis anterior que había una menor capacidad de almacenamiento. Por otra parte, el aumento de la capacidad de almacenamiento térmico también supuso un aumento del LCOE, debido también al sobredimensionamiento del almacenamiento ya comentado. Para corregir esto, haría falta aumentar el tamaño del campo solar para aprovechar mejor la capacidad del sistema de almacenamiento térmico y así poder extender el tiempo de aplicación de la potencia de salida, consiguiendo aumentar la producción energética y el factor de capacidad, optimizando el rendimiento de la planta.

Por último, se analizó el efecto que supone un aumento del tamaño del campo solar en el conjunto del sistema a partir de las tres plantas híbridas anteriores, resultando que este aumento supuso una mejora del factor de capacidad y una reducción del LCOE de la planta. Esto es debido a que la mayor cantidad de energía térmica producida por el campo solar permitió, aparte de mantener la potencia de salida, aprovechar el sistema de almacenamiento que antes estaba infrautilizado, con la consiguiente extensión del número de horas de aplicación de la potencia de salida del sistema, generando un aumento de la producción. Tanto el mayor aumento del factor de capacidad como la mayor reducción del LCOE se produjo en la planta PV-Torre, debido a que esta era la planta híbrida que tenía un mayor sobredimensionado del sistema de almacenamiento y al aumentar el tamaño del campo solar ha mejorado muy significativamente.

7. Conclusiones

En los últimos años, se ha producido un importante aumento de la demanda energética mundial y se prevé que esta siga aumentando en el futuro. En este escenario, las energías renovables cobrarán cada vez más importancia, ya que se estima que el coste de generación de este tipo de energías siga reduciéndose, hasta llegar a ser competitivas con el resto de las fuentes de energía sin necesidad de subvenciones. Aparte de esto, las energías renovables cuentan con el valor añadido de que son unas fuentes de energía limpias e inagotables, lo que las convierte en excelentes soluciones para reducir el impacto ambiental que supone la generación energética.

Dentro de estas energías renovables, la energía solar se espera que tenga un papel fundamental, contando con dos tipos de energía que se complementan a la perfección: la energía solar fotovoltaica y la energía solar de concentración. Por una parte, la tecnología fotovoltaica es más barata, ya que cuenta con una curva de aprendizaje con pendientes muy altas debido al gran desarrollo actual de sus procesos de fabricación y de los materiales de las células, unido a su inmediatez para la puesta en marcha de plantas de generación debido a la modularidad y simplicidad de estas. Por otra parte, la tecnología de concentración aporta sistemas de almacenamiento fiables y contrastados a través de tanques térmicos, que permiten garantizar la operación nocturna de la planta, así como hacer frente a contratos con garantías de suministro.

El presente trabajo consiste en la realización de un estudio sobre la combinación de estas dos tecnologías solares, analizando el estado actual de la técnica en el que se encuentran y lo que supone su unión mediante plantas híbridas PV-CSP, de tal forma que se consigan aprovechar las ventajas de cada una de ellas. En este estudio se presentan también las investigaciones y los proyectos de construcción de este tipo de plantas híbridas PV-CSP que se están desarrollando por todo el mundo en los últimos años, lo cual es una buena prueba de la importancia que está cobrando este campo dentro de la energía solar. Por último, se presenta una estimación tecno-económica a partir de cálculos propios para una planta híbrida PV-CSP utilizando el software SAM para realizar predicciones de producción y de rendimiento energético y económico.

Analizando las tecnologías solares fotovoltaica y de concentración que forman parte de las plantas híbridas PV-CSP, cabe destacar que la fotovoltaica es una tecnología más madura, que presenta un mayor desarrollo tecnológico y, junto a su modularidad para la construcción y puesta en marcha de plantas de generación, permite un abaratamiento de los costes; por otra parte, la tecnología de concentración, con un sistema de almacenamiento térmico fiable y contrastado, permite una generación energética estable e independiente de la intermitencia de la radiación solar, lo que facilita su integración en la red eléctrica.

Respecto a los sistemas de almacenamiento, la unión de la tecnología fotovoltaica con baterías presenta mayor simplicidad y modularidad que los sistemas de almacenamiento térmico acoplados a la tecnología de concentración, aparte de tener un tiempo de respuesta más rápido para empezar a producir energía cuando esta es requerida, pero, por el contrario, las baterías tienen una vida útil más corta, por lo que necesitan ser reemplazadas más frecuentemente. Por otra parte, los sistemas de almacenamiento térmico cuentan con la gran ventaja de que permiten independizar la producción energética del recurso solar, evitando el efecto de posibles transitorios, permitiendo un mejor control de la planta y extendiendo el tiempo de producción. Esto permite entregar una potencia de salida constante, lo que favorece la producción en condiciones nominales, logrando un mejor mantenimiento de las turbinas y un mejor rendimiento del bloque de potencia.

Pasando al estudio de plantas híbridas PV-CSP, para conseguir una evaluación de su rendimiento, se consideran los parámetros de mérito del factor de capacidad, que permite analizar la capacidad que tiene la planta para trabajar a su potencia nominal y el LCOE, que permite comparar el coste de la energía entre diferentes tecnologías de generación. Esta hibridación permite conseguir una total gestionabilidad de la planta solar, priorizando la utilización de una tecnología más barata como la fotovoltaica durante las horas de sol, mientras que la planta de concentración almacena la energía producida durante esas horas en su sistema de almacenamiento térmico, para poder utilizarla cuando ya no haya radiación solar, aumentando el factor de capacidad de la planta, pudiendo llegar a producir energía eléctrica de forma constante las 24 horas del día, lo que le permitiría suministrar energía a la red actuando como carga base.

Para analizar el rendimiento energético y económico de estas plantas híbridas a partir de cálculos propios, se utilizó el software SAM y hojas de cálculo Excel para analizar cuatro diferentes combinaciones de plantas híbridas: PV-CSP, PV-Fresnel, PV-Torre y PV-Disco Stirling; y, a partir de los cálculos obtenidos, se pudo comprobar que:

- La hibridación PV-CSP supone un aumento del factor de capacidad respecto a una planta de tecnología fotovoltaica y una reducción del LCOE respecto de una planta de tecnología de concentración.
- El aumento de la parte fotovoltaica de una planta híbrida supone una reducción del LCOE, al ser la fotovoltaica una tecnología más barata que las tecnologías de concentración, pero también una reducción del factor de capacidad, debido a la menor proporción de tecnología de concentración en el total de la planta, con la consiguiente reducción de la capacidad de almacenamiento térmico.
- El aumento de la parte de concentración supone un aumento del factor de capacidad, debido a la gestionabilidad de este tipo de plantas, pero también un aumento del LCOE, al ser las tecnologías de concentración más costosas que la fotovoltaica.
- Ante la presencia de una perturbación en forma de nubes, el sistema de almacenamiento térmico permite responder a estas utilizando la energía térmica contenida en su interior para seguir generando energía eléctrica, manteniendo una potencia de salida estable, eso sí, llevando asociada una disminución de la producción diaria prevista inicialmente.
- El aumento de la capacidad de almacenamiento supone un incremento de la producción y del factor de capacidad de la planta, siempre que el tamaño del campo solar sea el adecuado para generar la suficiente energía térmica que permita aprovechar esa capacidad de almacenamiento extra. De lo contrario, el sistema de almacenamiento quedaría sobredimensionado, dejándose de producir la energía esperada y, como consecuencia, se produciría un aumento del LCOE.
- En definitiva, con un tamaño del campo solar y una capacidad del sistema de almacenamiento térmico ajustados, la planta híbrida PV-CSP podría generar energía eléctrica de forma continua, manteniendo una potencia de salida estable que permita su acoplamiento a la red eléctrica, generando energía a potencia constante las 24 horas del día actuando como carga base.

Bibliografía

1. **International Energy Agency.** *World Energy Outlook*. Paris : OECD/IEA, 2016.
2. —. *Technology Roadmap - Solar photovoltaic energy*. Paris : OECD/IEA, 2010.
3. —. *Technology Roadmap - Concentrating Solar Power*. Paris : OECD/IEA, 2010.
4. *2050 LCOE (Levelized Cost of Energy) projection for a hybrid PV (photovoltaic)-CSP (concentrated solar power) plant in the Atacama Desert, Chile.* **Parrado, C., y otros.** 2016, *Energy*, Vol. 94, págs. 422-430.
5. *A review on the development of photovoltaic/concentrated solar power (PV-CSP) hybrid systems.* **Ju, King, y otros.** 2017, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 161, págs. 305-327.
6. **National Renewable Energy Laboratory.** NREL Image Gallery. [En línea] [Citado el: 05 de mayo de 2018.] <https://images.nrel.gov/bp/#/>.
7. *Optimal design of a hybrid CSP-PV plant for achieving the full dispatchability of solar energy power plants.* **Petrollese, Mario y Cocco, Daniele.** 2016, *Solar Energy*, Vol. 137, págs. 477-489.
8. **Escobar, Rodrigo.** *Plantas Híbridas CSP+TES+PV+BES*. Fraunhofer Chile. 2018.
9. **Solar Reserve.** Utility Industry. *Hybrid CSP + PV Solutions*. [En línea] [Citado el: 08 de mayo de 2018.] <https://www.solarreserve.com/en/solutions/utility-industry>.
10. *High capacity factor CSP-PV hybrid systems.* **Green, A., y otros.** 2015, *Energy Procedia*, Vol. 69, págs. 2049-2059.
11. **Department of Energy & Climate Change.** *Electricity Generation Costs 2013*. [En línea] [Citado el: 12 de mayo de 2018.] <https://www.gov.uk/government/publications/decc-electricity-generation-costs-2013>.
12. **The Túzaro.** *Física de Semiconductores*. [En línea] [Citado el: 03 de junio de 2018.] <https://thetuzaro.wordpress.com/tag/fisica-de-semiconductores>.
13. **Lamigueiro, Óscar Perpiñán.** *Energía Solar Fotovoltaica*. 2012.
14. *Electrónica Fácil*. [En línea] [Citado el: 05 de junio de 2018.] <http://electronica-es-facil.blogspot.com/p/polarizacion-directa-del-diodo.html>.
15. **PV Resources.** [En línea] [Citado el: 05 de junio de 2018.] <http://www.pvresources.com/en/solarcells/solarcells.php>.
16. *Energía Solar*. [En línea] [Citado el: 06 de junio de 2018.] <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/modulo-fotovoltaico/celula-fotovoltaica/tipos>.
17. **Kalogirou, Soteris.** *Solar energy engineering: processes and systems*. s.l. : Elsevier, 2009. ISBN 978-0-12-374501-9.
18. **Plataforma Solar de Almería.** [En línea] [Citado el: 06 de junio de 2018.] <http://www.psa.es/es/multimedia/fotos.php>.
19. **Stela World.** *Linear Fresnel Reflectors*. [En línea] [Citado el: 06 de junio de 2018.] <http://www.stelaworld.org/linear-fresnel-reflectors/>.
20. **Romero-Álvarez, Manuel y Zarza, Eduardo.** *Concentrating Solar Thermal Power*. [ed.] Frank Kreith y Yogi Goswami. *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*. s.l. : CRC Press, 2007.

21. New Power Smart. *Load shifting*. [En línea] [Citado el: 10 de junio de 2018.] <http://www.new.power-smart.com.au/wp-content/uploads/2016/01/Load-shifting-with-solar-and-battery.png>.
22. Duffie, John A. y Beckman, William A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. s.l. : John Wiley & Sons, Inc., 2013. ISBN: 978-0-470-87366-3.
23. Power Technology Center. *Battery Banks*. [En línea] [Citado el: 10 de junio de 2018.] <http://www.powertechcenter.net/products-list/batteries-battery-banks/>.
24. Bansal, Vikas. *Selecting Suitable Storage PV + BESS*. s.l. : Sterling & Wilson, 2018.
25. Berraho, Driss. *Selecting Suitable Storage CSP & PV + BESS*. s.l. : ACWA Power, 2018.
26. Solar Reserve. *Molten Salt Energy Storage*. [En línea] [Citado el: 13 de junio de 2018.] <https://www.solarreserve.com/en/technology/molten-salt-energy-storage>.
27. Solar Thermal Power Plants. [En línea] [Citado el: 13 de junio de 2018.] http://www.volker-quaschnig.de/articles/fundamentals2/index_e.php.
28. Electrical Engineering Portal. [En línea] [Citado el: 17 de junio de 2018.] <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/electrical-engineering/dc-circuit-breakers>.
29. *Comparison of three different approaches for the optimization of the CSP*. Petrollese, Mario, y otros. 2017, Solar Energy, Vol. 150, págs. 463-476.
30. *Combination of PV and central receiver CSP plants for base load power generation in South Africa*. Pan, Christoph Adrian y Dinter, Frank. 2017, Solar Energy, Vol. 146, págs. 379-388.
31. *Recent Advances in the PV-CSP Hybrid Solar Power Technology*. Ju, Xing, y otros. Abu Dhabi : AIP Conference Proceedings, 2017. SolarPACES 2016. Vol. 1850.
32. *A hybrid CSP-CPV system for improving the dispatchability of solar power plants*. Cocco, Daniele, Migliari, Luca y Petrollese, Mario. 2016, Energy Conversion and Management, Vol. 114, págs. 312-323.
33. *Assessing the performance of hybrid CSP + PV plants in northern Chile*. Starke, Allan R., y otros. 2016, Solar Energy, Vol. 138, págs. 88-97.
34. *The daily and annual technical-economic analysis of the thermal storage PVCSP system in two dispatch strategies*. Zhai, Rongrong, y otros. 2017, Energy Conversion and Management, Vol. 154, págs. 56-67.
35. Cerro Dominador. [En línea] [Citado el: 20 de junio de 2018.] <https://cerrodominador.com/>.
36. Abengoa. Atacama 1, el mayor proyecto termosolar de Sudamérica. [En línea] 2014. [Citado el: 20 de junio de 2018.] http://www.abengoasolar.com/web/es/plantas_solares/plantas_propias/chile/index.html#seccion_1.
37. Cerro Dominador. *EIG Global Energy Partners toma control de proyecto solar de Abengoa en Atacama*. [En línea] 07 de diciembre de 2016. [Citado el: 20 de junio de 2018.] <https://cerrodominador.com/noticias/>.
38. Cerro Dominador. *Cerro Dominador: primer proyecto termosolar de Latinoamérica inicia su última fase de construcción*. [En línea] 02 de agosto de 2018. [Citado el: 05 de agosto de 2018.] <https://cerrodominador.com/noticias/>.

39. Abengoa. Torre Cerro Dominador. [En línea] 11 de julio de 2018. [Citado el: 20 de julio de 2018.] http://www.abengoa.com/export/sites/abengoa_corp/resources/images/20180711-Torre-Cerro-Dominador-HD.JPG.
40. Abengoa se adjudica el suministro de 950 GWh/año en Chile durante 15 años. [En línea] 18 de diciembre de 2014. [Citado el: 20 de junio de 2018.] http://www.abengoa.com/web/es/noticias_y_publicaciones/noticias/historico/2014/12_diciembre/.
41. Solar Reserve. *Redstone & Lesedi & Jasper*. [En línea] [Citado el: 22 de junio de 2018.] <https://www.solarreserve.com/en/global-projects/csp/redstone>.
42. ACWA Power. *Redstone Project*. [En línea] [Citado el: 22 de junio de 2018.] <http://www.acwapower.com/en/projects/assets/projects/redstone-csp-ipp/>.
43. Alternative Energy Africa. *SolarReserve and Eskom Sign PPA for Redstone*. [En línea] 12 de abril de 2018. [Citado el: 22 de junio de 2018.] https://www.ae-africa.com/read_article.php?NID=9071.
44. Solar Reserve. *Copiapó Solar*. [En línea] [Citado el: 25 de junio de 2018.] <https://www.solarreserve.com/en/global-projects/csp/copiapo>.
45. Clean Technica. *Cheap baseload solar at Copiapó gets ok in Chile*. [En línea] 25 de agosto de 2015. [Citado el: 25 de junio de 2018.] <https://cleantechnica.com/2015/08/25/cheap-baseload-solar-copiapo-gets-ok-chile-exclusive-info/>.
46. Clean Technica. *Solar Reserve bids 24-hour solar at 6,3 cents in Chile*. [En línea] 13 de marzo de 2017. [Citado el: 25 de junio de 2018.] <https://cleantechnica.com/2017/03/13/solarreserve-bids-24-hour-solar-6-3-cents-chile/>.
47. *A pilot power plant based on concentrating solar and energy storage technologies for improving electricity dispatch*. Camerada, Marco, y otros. 2015, Energy Procedia, Vol. 81, págs. 165-172.
48. Agencias ABC. *La Sociedad Monegros Solar invertirá 25 millones en Planta Solar de Alvarado*. [En línea] 24 de julio de 2018. [Citado el: 19 de agosto de 2018.] <http://agencias.abc.es/agencias/noticia.asp?noticia=2877779>.
49. NREL Concentrating Solar Power Projects. *La Florida*. [En línea] 20 de marzo de 2017. [Citado el: 19 de agosto de 2018.] https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=27.
50. Sener Renewables, Power, Oil & Gas. *Planta termosolar CCP Samca, La Florida y La Dehesa*. [En línea] [Citado el: 19 de agosto de 2018.] <http://www.poweroilandgas.sener.es/proyectos/planta-termosolar-ccp-samca-la-florida-y-la-dehesa>.
51. Eilat Eilat Renewable Energy. *Ashalim Power Negev Energy*. [En línea] [Citado el: 21 de agosto de 2018.] <http://www.eilateilot.org/wp-content/uploads/2017/01/Ashalim-Project-Negev-Energy.pdf>.
52. Solar Power Management. *Belectric Opens New PV Plant In Israeli Desert*. [En línea] 31 de enero de 2018. [Citado el: 21 de agosto de 2018.] https://solarpowermanagement.net/article/103331/BELECTRIC_Opens_New_PV_Plant_In_Israeli_Desert.
53. MASEN. *Noor Midelt Project*. [En línea] [Citado el: 21 de agosto de 2018.] <http://www.masen.ma/en/projet/2/noor-midelt-37/>.
54. pv magazine. *Morocco secures \$25 million loan for a NOOR hybrid solar project*. [En línea] 04 de julio de 2017. [Citado el: 21 de agosto de 2018.] <https://www.pv-magazine.com/2017/07/04/morocco-secures-25-million-loan-for-a-noor-hybrid-solar-project/>.
55. Solar Paces. *Morocco Predicts Price Drop at Midelt CSP-PV Hybrid*. [En línea] 18 de mayo de 2018. [Citado el: 21 de agosto de 2018.] <https://www.solarpaces.org/morocco-predicts-price-drop-at-midelt-csp-pv-hybrid/>.

56. Helios CSP. *World Bank approves US\$125 million financing for second Moroccan PV and Concentrated Solar Power complex NOOR Midelt*. [En línea] 19 de junio de 2018. [Citado el: 21 de agosto de 2018.] <http://helioscsp.com/world-bank-approves-us125-million-financing-for-second-moroccan-pv-and-concentrated-solar-power-complex-noor-midelt/>.
57. Abengoa Solar. *Áreas de actividad*. [En línea] [Citado el: 21 de agosto de 2018.] <http://www.abengoa.cl/web/es/areas-de-actividad/energia-solar/abengoa-solar/>.
58. Abengoa obtiene la aprobación ambiental para Atacama 2, su segundo complejo solar de 210 MW en Chile. [En línea] 27 de mayo de 2015. [Citado el: 21 de agosto de 2018.] http://www.abengoa.com/web/es/noticias_y_publicaciones/noticias/historico/2015/05_mayo/.
59. NREL Concentrating Solar Power Projects. *Aurora Solar Energy Project*. [En línea] [Citado el: 21 de agosto de 2018.] https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=9316.
60. Solar Paces. *SolarReserve Seeks Permit to Add 70MW PV to Aurora CSP*. [En línea] 10 de mayo de 2018. [Citado el: 21 de agosto de 2018.] <https://www.solarpaces.org/14-solarreserve-seeks-permit-to-add-70mw-pv-to-aurora-csp/>.
61. NREL, National Renewable Energy Laboratory. SAM (System Advisor Model). [En línea] [Citado el: 10 de julio de 2018.] <https://sam.nrel.gov/>.
62. *Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors*. Montes, M.J., y otros. 2009, Solar Energy, Vol. 83, págs. 2165-2176.