

Proyecto Fin de Carrera

Ingeniería Industrial

Dimensionado de una central híbrida termosolar-fotovoltaica con sistema de almacenamiento térmico

Autor: Elia Moreno Luque

Tutor: Manuel Silva Pérez

Departamento de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2015



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería Industrial

Dimensionado de una central híbrida termosolar-fotovoltaica con sistema de almacenamiento térmico

Autor:

Elia Moreno Luque

Tutor:

Manuel Silva Pérez

Profesor Contratado Doctor

Departamento de Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingenieros

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2015

*A mi familia y compañeros de carrera, por ofrecerme su apoyo
en tantos duros momentos.*

Índice

1. Introducción	13
1.1 Centrales solares híbridas	13
2. Objetivos	15
2.1 Objetivo y alcance	15
3. Antecedentes	16
3.1 La industria minera como punto de partida	16
3.2 Justificación de la hibridación	16
3.3 Clasificación sistemas termosolares de concentración	17
3.3.1 El disco Stirling	17
3.3.2 Sistemas de receptor central o de torre	18
3.3.3 Concentradores lineales tipo Fresnel	19
3.3.4 Concentradores de Canal Parabólico	20
3.4 El Captador cilindroparabólico	21
3.4.1 Elementos que componen un CCP	22
3.4.2 El captador cilindro parabólico	23
3.4.3 El tubo receptor	24
3.4.4 Sistema de seguimiento solar	25
3.4.5 La estructura soporte	26
3.4.6 Cimentación	27
3.5 Pérdidas en un captador CP	27
3.5.1 Pérdidas geométricas	28
3.5.2 Pérdidas ópticas	29
3.5.3 Pérdidas térmicas	30
3.6 Rendimiento de un CCP	31
3.7 Centrales solares de tecnología cilindroparabólica	33
3.7.1 El campo solar	34
3.7.2 Fluido Caloportador	35
3.7.3 Sistema de Almacenamiento	36
3.7.4 Bloque de potencia	38

3.7.5	Sistemas Auxiliares (BOP)	42
3.8	Instalaciones fotovoltaicas	44
3.8.1	Introducción a la energía fotovoltaica.....	44
3.8.2	El efecto fotovoltaico.....	45
3.8.3	El panel fotovoltaico	46
3.8.4	Factores de eficiencia de una célula FV.....	47
3.8.5	Instalaciones solares fotovoltaicas.....	48
4.	Descripción y uso de SAM	54
4.1	Introducción a SAM.....	54
4.2	Estructura del Modelo en SAM.....	55
4.3	Modelos Termosolares en SAM.....	55
4.3.1	Modelo Físico de Captadores Cilindroparabólicos.....	56
4.3.2	Modelo Empírico de Captadores Cilindroparabólicos.....	56
4.4	Modelos Fotovoltaicos en SAM	56
4.4.1	Fotovoltaico Detallado	57
4.4.2	Modelo PVWatts.....	57
4.5	Modelos financieros	57
4.5.1	Proyectos Residenciales y Comerciales.....	58
4.5.2	Proyectos PPA.....	58
4.6	Descripción Modos de Simulación.....	59
4.6.1	Simulaciones múltiples	59
4.7	Metodología en SAM	60
4.7.1	Resultados	62
5.	Metodología del Dimensionado.....	64
5.1	Introducción.....	64
5.2	Definición de la Central.....	64
5.3	Dimensionado Campo Termosolar	65
5.3.1	Emplazamiento y recurso solar	66
5.3.2	Costes del Sistema.....	66
5.3.3	Múltiplo Solar	67
5.3.4	Tipo de Captador y Receptor.....	68

5.3.5	Ciclo de Potencia	70
5.3.6	Almacenamiento térmico	72
5.3.7	Parámetros financieros	80
5.3.8	Estudio paramétrico para la definición del Campo Solar y del Almacenamiento Térmico	81
5.4	Dimensionado Campo Fotovoltaico.....	87
5.4.1	Emplazamiento y recurso solar	88
5.4.2	Diseño del Sistema	88
5.4.3	Estudio paramétrico para la definición del Campo Fotovoltaico	89
5.5	Hibridación Termosolar-Fotovoltaica	94
5.6	Cálculo Central Termosolar Equivalente	97
5.6.1	Estudio paramétrico Central Termosolar Equivalente	98
6.	Resumen y Conclusiones.....	102
7.	Bibliografía	104

Índice de Figuras

Figura 1. Disco Stirling	18
Figura 2. Sistema de Receptor Central	19
Figura 3. Concentradores Lineales Tipo Fresnel.....	20
Figura 4. Tecnología Cilindroparábólica	21
Figura 5. Principio funcionamiento captador cilindro parabólico.....	22
Figura 6. Componentes de un CCP	23
Figura 7. Esquema de un tubo receptor	25
Figura 8. Sistemas de seguimiento solar de un solo eje.....	26
Figura 9. Captadores en posición de abatimiento.....	27
Figura 10. Pérdidas por sombras	28
Figura 11. Ángulo de incidencia en un CCP. Corte longitudinal	28
Ilustración 12. Pérdidas ópticas en captador y receptor.....	29
Figura 13. Pérdidas Térmicas CCP	31
Figura 14. Central termosolar Captador Cilindroparábólico	34
Figura 15. Sistema de Almacenamiento Central Captadores Cilindroparábólicos	37
Figura 16. Ciclo Rankine con Recalentamiento y Extracciones de vapor	39
Figura 17. Condensador ciclo Rankine	40
Figura 18. Panel fotovoltaico.....	47
Figura 19. Esquema sistema solar fotovoltaico autónomo y conectado a red	49
Ilustración 20. Ejemplo Unifilar de Instalación Fotovoltaica conectada a red.....	49
Ilustración 21. Ejemplo de pantalla principal de SAM.....	60
Figura 22. Creación de Nuevo Proyecto en SAM: Elección de Modelo de Performance y Modelo Financiero.....	61
Figura 23. Tabla Resumen de Resultados tras simulación	62
Ilustración 24. Datos de radiación y emplazamiento de Sevilla.....	66
Ilustración 25. Parámetros de entrada correspondientes al modelo de captador EuroThrough ET150	69
Ilustración 26. Configuración Lazo de Captadores	70
Ilustración 27. Parámetros de entrada correspondientes al modelo de tubo receptor Schott PTR70 2008.....	70
Ilustración 28. Parámetros Entrada de Capacidad de Planta	71
Ilustración 29. . Valores de los parámetros correspondientes al Punto de Diseño del Bloque de Potencia.....	71
Ilustración 30. Valores de las variables de entrada referentes al Control de la Planta y al Sistema de Refrigeración.....	72
Ilustración 31. Valores para las variables del Almacenamiento Térmico	73
Ilustración 32. Definición Periodos del año según perfil de demanda	75

Ilustración 33. Definición Multiplicadores del PPA, periodos TOD	77
Ilustración 34. Horarios de funcionamiento del almacenamiento térmico de los días entre semana y los fines de semana.	79
Ilustración 35. Multiplicadores del PPA para cada uno de los seis periodos	79
Ilustración 36. Configuración del despacho de energía del almacenamiento térmico .	80
Ilustración 37. Configuración Caso Óptimo Termosolar	82
Ilustración 38. Resultados del óptimo termosolar	83
Ilustración 39. Energía mensual generada por la central termosolar	84
Ilustración 42. Gráfico de fracciones de energía generada e ingresos de cada periodo TOD sobre el total anual.....	87
Ilustración 43. Desglose de pérdidas en módulos fotovoltaicos.....	88
Ilustración 45. Resultados Caso Óptimo PV	91
Ilustración 48. Gráfico de fracciones de energía generada e ingresos de cada periodo TOD sobre el total anual.....	94

1. Introducción

1.1 Centrales solares híbridas

Es un hecho que la hibridación, entendida como la combinación de dos tecnologías de generación eléctrica de distinta naturaleza, aporta grandes ventajas de operación, rendimiento y costes a la instalación solar. La hibridación, en este caso, de energía termosolar con energía fotovoltaica es un concepto muy reciente del cual aún no se tiene mucha información, pero que está siendo actualmente estudiado; como es el caso del presente proyecto.

La hibridación, en términos genéricos, permite una mejor adaptación de la generación de energía a la demanda de electricidad, lo cual mejora la estabilidad de la producción durante los transitorios tan frecuentes en centrales de energía renovable, tal y como es el caso. Además, permite una mayor gestionabilidad, un mayor rendimiento del ciclo de generación completo así como una mayor competitividad en cuanto a precio.

El estado del arte de las centrales solares híbridas ha consistido, hasta el momento, en la combinación de la energía generada por una central térmica convencional, de biomasa o de combustible fósil así como de ciclo combinado, con la generada por una central solar.

La idea de hibridar una central termosolar con energía solar fotovoltaica se basa en la posibilidad de la generación eléctrica para cubrir la demanda correspondiente a las horas pico de un día típico, mediante el único uso del recurso solar. A pesar de que actualmente existen baterías para el almacenamiento de la energía generada por campos fotovoltaicos, éstas resultan poco habituales dadas sus limitaciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red como es la que se presenta en este proyecto. De este modo, la idea de la hibridación se basaría en que la instalación fotovoltaica, no dotada en este caso de sistema de acumulación, generaría energía útil durante las horas de luz solar; mientras que la instalación termosolar, al sí disponer de tal sistema, produciría electricidad durante las horas del día en las que no hay luz solar, además de servir como respaldo (back-up) para el sistema fotovoltaico, pues éste podría sufrir transitorios como los que se generan cuando existe nubosidad.

Es preciso ahora razonar por qué se opta por hibridar, de forma innovadora, con energía solar fotovoltaica y no con otras fuentes también renovables como podría ser la energía eólica. Aunque a simple vista podría resultar que ambos tipos de energía, tanto solar como eólica, presentan los mismos problemas en cuanto a gestionabilidad puesto que su principal problema es la intermitencia del recurso, cabe diferenciar que

la energía eólica es, con creces, la más difícil de gestionar pues es la que más dependencia tiene de las condiciones meteorológicas y por tanto, la más difícil de integrar en el sistema eléctrico.

Todo ello es consecuencia tanto de la falta de disponibilidad (en su mayor parte), como de la **baja predictibilidad** que tiene el recurso eólico. Así pues, es evidente que a la hora de encontrar el emplazamiento adecuado para la central solar, el requisito principal es la disponibilidad de recurso solar en el lugar, por lo que es ahí donde la fotovoltaica vence frente a cualquier otro recurso energético para la hibridación con energía termosolar.

Por otra parte, mientras que la energía solar está totalmente determinada para cada instante de tiempo en función de la latitud geográfica a nivel extraterrestre y, aunque el índice de claridad asociado a cada localización concreta así como la nubosidad introducen cierta aleatoriedad en su predicción, ésta es mucho menor que la asociada al régimen de vientos.

Asimismo, aunque las energías eólica y fotovoltaica sean las únicas renovables realmente competitivas en el mercado actual, las tendencias apuntan a que el coste de la energía fotovoltaica irá en decremento en el futuro próximo.

Con todo esto, cabría pensar que la tecnología fotovoltaica se presenta como más adecuada que la eólica a la hora de pensar en hibridación con termosolar.

Por otra parte, si comparásemos ahora la energía fotovoltaica con otra no convencional como puede ser la biomasa, cabría decir que aunque ésta no presenta problemas de intermitencia del recurso como es el caso de la solar, sí que supone un inconveniente la producción del recurso, pues es estacional, y por tanto se necesita de un sistema de almacenamiento y transporte, así como de acondicionamiento para su utilización.

En los siguientes capítulos se verá el trasfondo económico-social que tiene esta particular forma de hibridación y la metodología general seguida para su dimensionado así como los correspondientes resultados del presente análisis.

2. Objetivos

2.1 Objetivo y alcance

El objeto del presente proyecto consiste en dimensionar una planta híbrida termosolar (CSP) y fotovoltaica (PV) de modo que se optimice, desde el punto de vista técnico y económico, la generación conjunta de energía a un precio competitivo. La potencia nominal de la planta estará limitada a 75MW, de los cuales 2/3 se corresponderán a la termosolar y el tercio restante a la PV.

La planta termosolar será de tecnología cilindroparabólica (CCP), y poseerá además un sistema de almacenamiento térmico, con capacidad para 7.5 horas de funcionamiento a potencia nominal.

La central fotovoltaica será de paneles fijos y tecnología cristalina de silicio monocristalino.

El único recurso que consumirá el sistema será energía solar, lo cual supone que la central será 100% renovable.

3. Antecedentes

El presente capítulo trata de dar una visión general de los principios sobre los que se asienta esta hibridación termosolar y fotovoltaica, comenzando por su fundamento motivado por la industria minera de Chile y siguiendo por la justificación desde el punto de vista técnico-económico de dicha hibridación.

3.1 La industria minera como punto de partida

La combinación de una central termosolar con una central fotovoltaica (en adelante hibridación termosolar-fotovoltaica) nace de la necesidad de ciertas compañías mineras chilenas de obtener energía las 24 horas del día a precios razonablemente económicos. Estas compañías han estado haciendo frente a la presión de los precios de la energía a lo largo de estos últimos años. Muchas regiones mineras de Chile están ya exhaustas de materia prima y por tanto, el material se hace cada vez más difícil de extraer. Por este motivo, se requiere mayor energía para los procesos de reducción y purificación que vienen tras la extracción del mineral. Además, estas industrias mineras suelen estar aisladas de red, lo cual dificulta aún más su acceso a la energía, aumentando así el coste de dicha energía [1].

La cantidad de energía por unidad de mineral extraído va en aumento, pues éste es más difícil de extraer, y así lo hacen también los precios de la electricidad y del gasoil; mientras que los precios de las energías renovables, sobre todo solar y eólica, han sufrido una fuerte caída en los últimos años.

Este fuerte aumento en la demanda de energía de la industria minera, así como la idealidad del recurso solar en las ubicaciones geográficas destinadas a esta actividad, han hecho que las compañías mineras hayan puesto su punto de mira en el mundo de la energía renovable, y en concreto en la energía solar. Existe una demanda creciente de información por ambos lados, tanto desde el consumidor (industria minera) como del productor de energía.

3.2 Justificación de la hibridación

Las centrales fotovoltaicas han experimentado una fuerte reducción de costes durante los últimos años, lo que hace que sean muy competitivas desde el punto de vista económico. Sin embargo, la generación fotovoltaica está condicionada por la

disponibilidad del recurso solar, ya que los sistemas de almacenamiento actualmente disponibles (baterías) son aún excesivamente costosos.

Por el contrario, la tecnología termosolar sí proporciona una fuente de electricidad gestionable, gracias a la posibilidad de emplear sistemas de almacenamiento de energía térmica eficientes y económicos y a su capacidad de hibridación con combustibles de diversa naturaleza. Sin embargo, sus elevados costes penalizan su ritmo de implantación.

La combinación de las tecnologías termosolar de concentración y fotovoltaica permite disponer de instalaciones gestionables en las que la única energía primaria es la energía solar a un coste más competitivo.

Además, esta combinación permite una adaptación de la instalación a los requerimientos exactos del cliente, optimizados para cumplir la carga demandada y el perfil de operación. Esto implica una gran disponibilidad y seguridad del suministro.

En el caso del sector minero en Chile, la filosofía de operación consistiría en hacer que la parte termosolar constituyera una central de base que permitiera, operando prácticamente las 24 horas del día los 7 días de la semana, con un factor de capacidad alrededor del 90%. La parte fotovoltaica, por su lado, reduciría significativamente el coste de la electricidad durante las horas de luz, permitiendo obtener costes de generación competitivos con otras alternativas de generación aisladas de la red, como pueden ser generadores Diesel. [1]

3.3 Clasificación sistemas termosolares de concentración

3.3.1 El disco Stirling

El sistema de disco Stirling se compone de un concentrador solar de alta reflectividad, un receptor solar de cavidad y un motor Stirling o una microturbina, que se acopla a un alternador.

El funcionamiento consiste en el calentamiento de un fluido localizado en el receptor hasta una temperatura en torno a los 750°C [2]. Esta energía térmica es utilizada para la generación de energía mecánica por el motor o la microturbina que posteriormente se convertirá en energía eléctrica en el alternador. Para su óptimo funcionamiento, el sistema debe estar provisto de los mecanismos necesarios para poder realizar un seguimiento de la posición del sol en dos ejes.



Figura 1. Disco Stirling

3.3.2 Sistemas de receptor central o de torre

Los sistemas de torre están formados por un campo de helióstatos o espejos móviles que se orientan según la posición del sol. Reflejan y concentran la radiación solar sobre un receptor que se sitúa en la parte superior de una torre, permitiendo alcanzar elevadas relaciones de concentración y, por tanto, altas temperaturas de una manera eficiente. En las centrales actuales la energía se transmite a un fluido de trabajo con el objeto de generar vapor que se expande en una turbina acoplada a un generador para la producción de electricidad.

El funcionamiento de la tecnología de torre se basa en tres elementos característicos: los helióstatos, el receptor y la torre:

- Los **helióstatos** tienen la función de captar la radiación solar y dirigirla hacia al receptor. Están compuestos por una superficie reflectante, una estructura que le sirve de soporte y mecanismos que permiten orientarlo para ir siguiendo el movimiento del sol. Las superficies reflectantes más empleadas actualmente son de espejos de vidrio.
- El **receptor** transforma la radiación solar concentrada en un aumento de energía térmica de un fluido de trabajo, que puede ser agua, sales fundidas, etc. Este fluido se encarga de transmitir el calor al bloque de potencia para obtener vapor a alta temperatura y producir electricidad mediante el movimiento de una turbina.
- La **torre** sirve de soporte al receptor. Debe situarse a cierta altura sobre el nivel de los helióstatos con el fin de conseguir un rendimiento óptico alto.



Figura 2. Sistema de Receptor Central

3.3.3 Concentradores lineales tipo Fresnel

Estas plantas se componen principalmente de espejos lineales orientables que concentran los rayos reflejados sobre tubos absorbedores situados en la parte superior. Los reflectores lineales se disponen en dirección Norte-Sur haciendo un seguimiento completo en un solo eje a lo largo del día.

Una gran ventaja de este tipo de sistemas es su gran nivel de compactación, ya que se pueden disponer los módulos contiguos de manera que se minimicen las sombras y bloqueos entre unos y otros. Las estructuras soporte de los espejos, al estar ancladas al suelo, son muy estables. También son muy sencillos y económicos los sistemas de orientación de los espejos.

Sin embargo, en estos sistemas la relación de concentración es bastante inferior a la alcanzable en otros sistemas. La temperatura máxima del fluido de trabajo está por debajo de los 300°C [2], con un rendimiento de conversión en electricidad en torno al 10%. Por ello, y teniendo en cuenta, la menor concentración y la diferencia de temperatura de trabajo, esta tecnología sólo será competitiva si sus costes de inversión son notablemente inferiores a los de las centrales de canales parabólicos.



Figura 3. Concentradores Lineales Tipo Fresnel

3.3.4 Concentradores de Canal Parabólico

La tecnología cilindro-parabólica es una tecnología limpia, madura y con un extenso historial que demuestra estar preparada para la instalación a gran escala. Esta tecnología lleva siendo instalada a nivel comercial desde los años 80 con un excepcional comportamiento. Desde entonces, ha experimentado importantes mejoras a nivel de costes y rendimientos. La tecnología cilindro-parabólica es la tecnología de concentración más desarrollada y la analizaremos con detalle en el presente proyecto por ser la tecnología empleada en el estudio.

La tecnología cilindro-parabólica basa su funcionamiento en el seguimiento solar y en la concentración de los rayos solares en unos tubos receptores de alta eficiencia térmica, que se localizan en la línea focal de los cilindros. En estos tubos, un fluido transmisor de calor, tal como aceite sintético, es calentado hasta aproximadamente 400°C [2] y bombeado a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado. El calor presente en este vapor, se convierte en energía mecánica en una turbina de vapor convencional y posteriormente en energía eléctrica por medio de un generador.



Figura 4. Tecnología Cilindroparabólica

3.4 El Captador cilindroparabólico

Un captador cilindro parabólico (CCP) está formado por una superficie reflectante cilindro-parabólica, cuyo foco es lineal y hace el seguimiento solar en un eje. Este reflector refleja la radiación solar directa del sol, concentrándola en un receptor tubular localizado en el foco de la parábola, por el que circula el fluido caloportador. Debido a la forma parabólica del receptor, la concentración en el foco está en el rango de 30 a 100 veces la intensidad normal. Esta radiación solar concentrada calienta el fluido que circula por el interior del tubo receptor, de manera que la radiación sea transformada en energía térmica en forma de calor sensible del fluido que está recorriendo el receptor. La concentración óptica hace que tan solo la radiación solar directa sea aprovechable por el captador, exigiendo además un seguimiento continuo al Sol por parte del captador a lo largo del día conforme describe su trayectoria.

Normalmente, el seguimiento se realiza en un eje con orientación este/oeste o norte/sur. Los CCP operan con rendimientos aceptables hasta temperaturas de 450°C [2] aproximadamente, aunque se están desarrollando captadores con mayor relación de concentración que permitirán operar de manera eficiente a temperaturas superiores.

El dimensionado del tubo receptor se realiza de manera que su superficie sea muy inferior a la de la superficie del captador, de manera que se disminuyan las pérdidas térmicas, pues al ser el foco lineal donde se produce la concentración óptica de la

radiación, las temperaturas que en él se alcanzan son muy elevadas, de manera que si la superficie fuese comparable a la del captador, las pérdidas térmicas serían mucho mayores que la energía absorbida por el fluido caloportador, resultando en un balance negativo de energía absorbida.

Los CCP, dependiendo del sistema utilizado, pueden tener una baja caída de presión al circular el fluido de trabajo por el tubo absorbedor. Además las pérdidas térmicas durante la noche son pequeñas, al tener el tubo absorbente poca cantidad de fluido y un diseño especial.

La figura muestra un esquema de un CCP que ilustra su modo de funcionamiento.

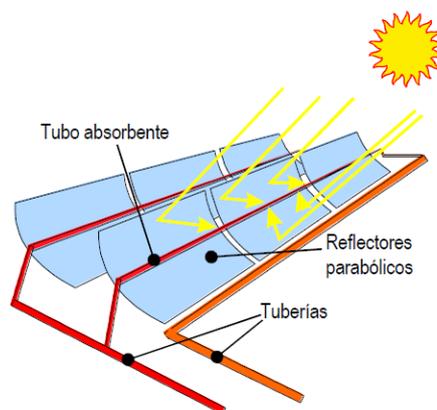


Figura 5. Principio funcionamiento captador cilindro parabólico

En los campos de CCP, varios captadores se unen en serie para formar filas o lazos que, a su vez, se conectan en paralelo hasta conseguir la potencia térmica deseada.

3.4.1 Elementos que componen un CCP

Un captador cilindro parabólico está compuesto por las siguientes partes como se puede observar en la Figura 6 y que serán detallados a continuación:

- El reflector cilindro parabólico
- El tubo absorbente o receptor
- El fluido de transferencia de calor o fluido de trabajo
- El sistema de seguimiento del sol
- La cimentación
- La estructura metálica
- La transmisión
- Conexión entre captadores

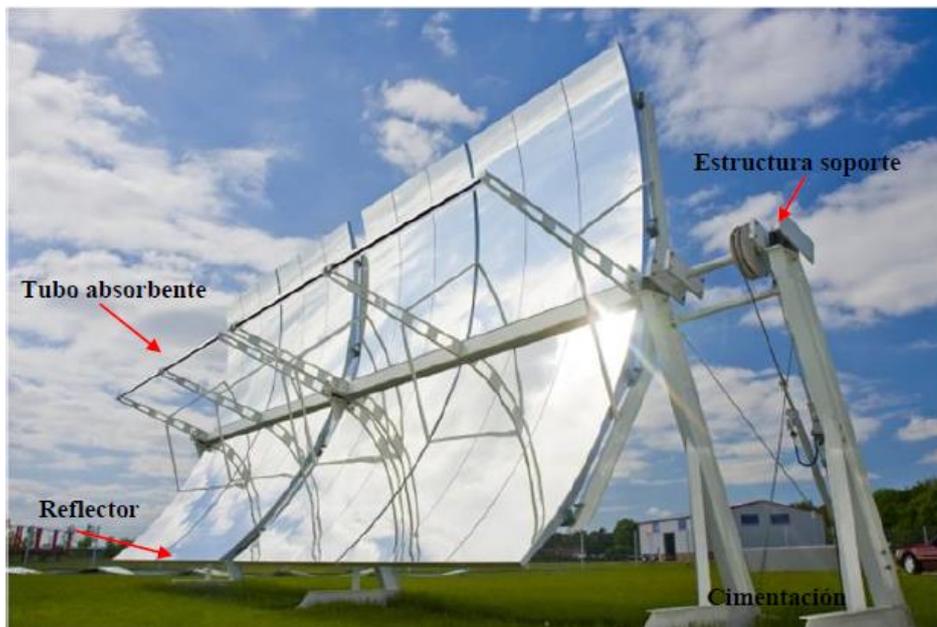


Figura 6. Componentes de un CCP

3.4.2 El captador cilindro parabólico

Para concentrar la energía solar se utilizan unos espejos que reflejan la energía en el tubo receptor. Así se consigue tener toda la radiación distribuida en un punto concreto. En el caso de los captadores cilíndrico-parabólicos este punto se transforma en una línea que recorre todo el captador a lo largo de su línea focal, como se comentó anteriormente. Estas superficies reflectantes se consiguen mediante películas de plata o aluminio que se depositan sobre un soporte que les da la rigidez necesaria. Los soportes más empleados son chapas metálicas, plástico y cristal.

El uso de chapas metálicas constituye un bajo coste debido a que únicamente se precisa de un pulido de la chapa que hace la doble función de soporte y reflector. El metal más usado suele ser el aluminio, aunque la exposición continuada a las condiciones ambientales hace que este tipo de soporte no sea muy adecuado debido a su baja durabilidad.

La utilización de materiales plásticos como soporte requiere la deposición de una fina película de plata o aluminio sobre una de sus caras. De este modo, el reflector queda compuesto por una lámina de plástico que puede adherirse a cualquier estructura soporte. El inconveniente que este material presenta sigue siendo su exposición al ambiente, resultando arañado y erosionado por todas las partículas presentes en el

aire, sin olvidar la degradación que ocurre debido a elevadas temperaturas, la humedad y la radiación ultravioleta.

Teniendo esto en mente, el empleo de vidrio como soporte es la opción actualmente elegida por la gran mayoría de las centrales. En este caso, se deposita sobre el vidrio una fina película de plata protegida por una película de cobre y otra de pintura. Si se emplea vidrio grueso (espesor > 3 mm) como soporte, antes de depositar la película de plata, el vidrio es curvado en caliente, en hornos especiales, para que adopte la forma parabólica que debe tener, de modo que los espejos pueden ir colocados directamente sobre la estructura metálica del captador. Cuando el espesor del vidrio es pequeño (< 1.5 mm) los espejos pueden pegarse directamente sobre un soporte metálico, de fibra de vidrio o de otro material, que es el que asegura la adecuada curvatura del concentrador). [3]

3.4.3 El tubo receptor

El tubo receptor es el componente del campo solar encargado de transmitir al fluido de trabajo toda la energía solar concentrada en el captador para su posterior conversión en energía eléctrica. Se trata de uno de los componentes más importantes del captador, puesto que su rendimiento global está muy ligado a sus características.

La posición de este elemento dentro del conjunto es la línea focal del canal parabólico que forma el captador. Su sujeción se realiza por medio de unos soportes equidistantes a lo largo de toda la longitud del captador.

El receptor se compone de un tubo metálico y una cubierta de vidrio concéntrica al anterior. El fluido calorífico circula por dentro del tubo metálico, mientras que en el espacio delimitado entre los dos componentes se hace el vacío para evitar la oxidación del recubrimiento del tubo metálico que se ve favorecida por las altas temperaturas alcanzadas y para disminuir las pérdidas. Este tubo metálico está recubierto por un material selectivo con elevado coeficiente de absorción y baja emisividad. De este modo se aprovecha mejor la energía procedente del sol.

La envoltura de vidrio se utiliza por una doble razón: proteger el tubo metálico de las condiciones meteorológicas adversas y reducir las pérdidas de calor por convección en todo el conjunto. Debido a que supone una barrera entre la radiación y tubo metálico, esta barrera debe ser lo más permeable posible a la radiación. Por ello, se utiliza vidrios con recubrimientos específicos anti-reflectantes que mantienen una transmisividad muy elevada.

El tubo de vidrio se suelda a un extremo de un fuelle metálico que es el encargado de absorber las variaciones de longitud sufridas por los diferentes tubos que componen el

receptor. El otro extremo se suelda al tubo metálico. Estas dilataciones son consecuencia de los cambios de temperatura a los que está sometido el receptor.

El vacío se asegura con la utilización de unos elementos llamados getters situados sobre el tubo metálico. Los getters son sólidos en forma de lámina o alambre que absorben los gases libres que puedan aparecer en la cavidad, ya sea por adsorción, absorción u oclusión. La Figura 7 muestra un esquema de este elemento.

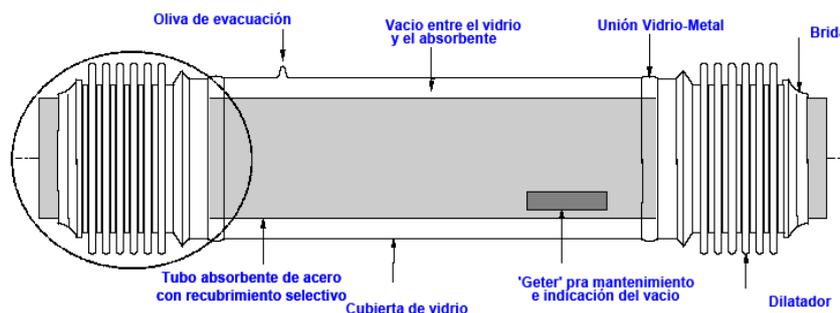


Figura 7. Esquema de un tubo receptor

Una parte importante de los fallos de estos tubos tiene lugar en la soldadura vidrio-metal y en los fuelles metálicos de los extremos encargados de absorber las dilataciones térmicas del tubo de acero y de la cubierta de vidrio. El coste asociado a la reposición y mantenimiento de estos fallos puede ser significativo.

Los principales fabricantes de tubos receptores son Siemens AG y Schott Solar. Estas empresas fabrican los tubos que actualmente se están utilizando en las centrales solares en operación. Se trata de tubos diseñados para emplear aceite térmico como fluido de trabajo. Sin embargo, como consecuencia de la aparición de sales fundidas como elemento de trabajo en los captadores, también ha aparecido un nuevo modelo de tubo receptor desarrollado por Archimede Solar Energy capaz de soportar las mayores temperaturas que se obtienen con el empleo de sales fundidas, teniendo una mayor resistencia a la corrosión derivada del uso de este fluido.

3.4.4 Sistema de seguimiento solar

A lo largo del día, la posición del Sol varía. Para poder hacer uso de la radiación de la manera más eficiente posible, es preciso disponer de un sistema que mantenga el captador enfocado hacia el Sol durante las horas de luz solar. Este sistema hará girar al captador a lo largo de uno o varios ejes para conseguir este propósito.

La mayoría de las centrales utilizan sistemas de un solo eje frente a los sistemas de dos ejes, puesto que los de un eje son más sencillos, baratos y robustos. Esta robustez hace que los esfuerzos que pueden soportar los captadores sean mayores. También se tienen menos deformaciones mejorando así el rendimiento óptico.

El eje de movimiento se sitúa a lo largo de toda la longitud del captador. El movimiento se realiza por medio de motores hidráulicos. El uso de este tipo de motores se debe al elevado par de giro que se necesita para poder mover estas grandes estructuras. El sistema de accionamiento cuenta con un grupo de presión, pistones de accionamiento y electroválvulas. Su posición en el captador es el pilón central. En el caso de captadores pequeños, se pueden emplear motores eléctricos, ya que no se necesitan grandes potencias.

La orientación del eje de rotación influye de manera significativa en la cantidad de energía absorbida. Las orientaciones más empleadas son Norte-Sur y Este-Oeste, y su elección depende la latitud del emplazamiento elegido para la construcción de la central. Para lugares situados entre las latitudes de 30° y 45° , se emplean sistemas de seguimiento Este-Oeste. En esta configuración el eje del captador se sitúa a lo largo de la línea Norte-Sur, realizando su movimiento de Este a Oeste [2].

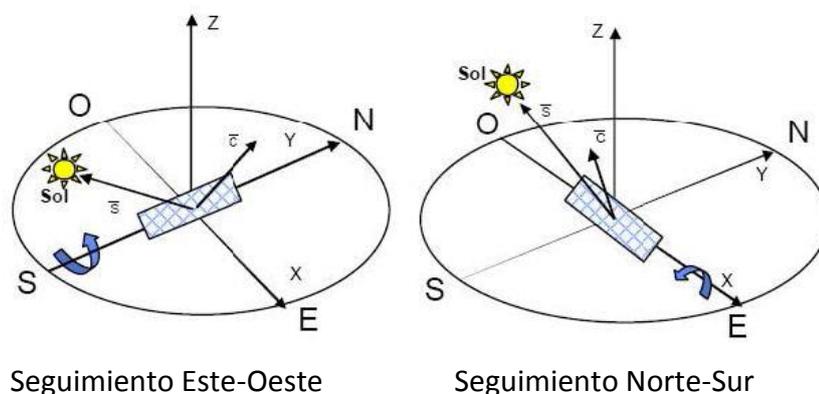


Figura 8. Sistemas de seguimiento solar de un solo eje

El control de estos movimientos se realiza por medio de un sistema de control electrónico en bucle abierto o en bucle cerrado. Los captadores están dotados de unos sensores que evalúan la posición del Sol y comparándola con la posición del captador, realizan el giro necesario para un correcto enfoque. Las comprobaciones se llevan a cabo a través de un controlador central que recibe los datos procedentes de los sensores por medio de conexiones físicas o inalámbricas.

3.4.5 La estructura soporte

La estructura soporte del captador ha de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, a la vez que actuar como unión con la cimentación del captador. Todas las estructuras utilizadas hasta el momento son metálicas, aunque actualmente se investiga con diferentes materiales como son la fibra de vidrio y materiales plásticos para su uso en la construcción de la parábola propiamente dicha. En lo que se refiere a los apoyos o pilares son metálicos también, pero cabe la posibilidad de montarlos con hormigón conjuntamente a la cimentación, aplicando el método de pilotaje.

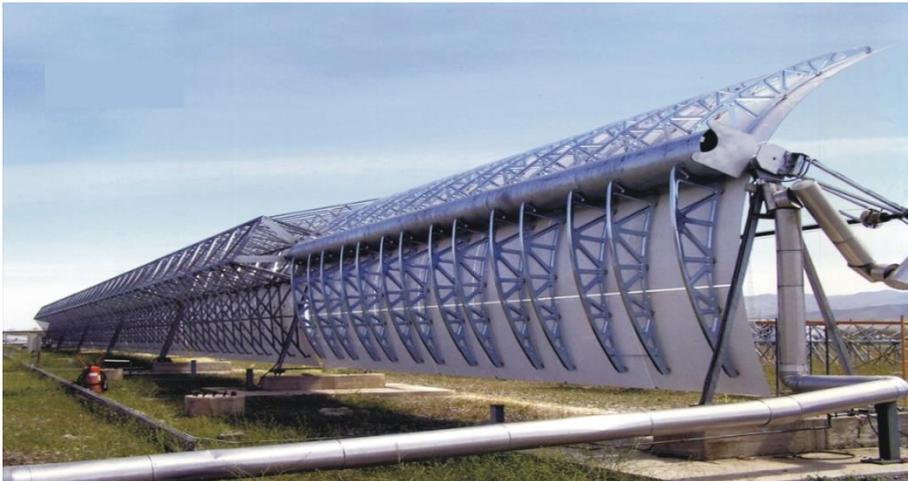


Figura 9. Captadores en posición de abatimiento

3.4.6 Cimentación

La cimentación soporta los captadores y los fija al suelo de forma que el conjunto estructural soporte las cargas para las que fue diseñado. La cimentación dependerá de factores tales como la dimensión de los captadores, su peso, las cargas de viento a las que se verán sometidos, y el tipo de firme en el cual se instalarán. El material utilizado habitualmente es hormigón armado estándar.

3.5 Pérdidas en un captador CP

Existen diversos factores por los cuales se producen las pérdidas de energía en los captadores cilindroparabólicos.

Estos factores provocan pérdidas que pueden ser clasificadas en tres tipos: geométricas, ópticas y térmicas

3.5.1 Pérdidas geométricas

Las pérdidas geométricas son aquellas que provocan una pérdida del área efectiva de captación de los captadores. Pueden ser, a su vez, clasificadas según dos tipologías: pérdidas por sombras y pérdidas por final de captador.

- Pérdidas por sombras:* Son aquellas provocadas por la posición relativa de los captadores entre sí, pues existen posiciones en las que las sombras de unos pueden ser proyectadas parcialmente sobre la superficie de captación de otros, resultando evidentemente en pérdidas. La figura 10 muestra estos efectos.

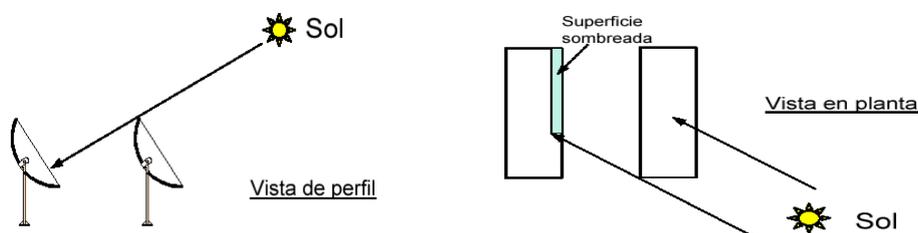


Figura 10. Pérdidas por sombras

- Pérdidas por final de captador:* se dan de manera inherente debido a la existencia de un ángulo de incidencia de la radiación solar sobre la superficie del captador. Así pues, al depender este ángulo de incidencia de la hora del día y del día del año, existirán instantes de tiempo en los cuales, el ángulo de incidencia sea tal que el rayo reflejado en secciones próximas al final del captador no intercepte la superficie del tubo receptor, convirtiéndose este rayo en pérdidas geométricas. En la figura 11 podemos observar gráficamente este tipo de pérdidas.

L = longitud del concentrador parabólico

φ = ángulo de incidencia

F = distancia focal

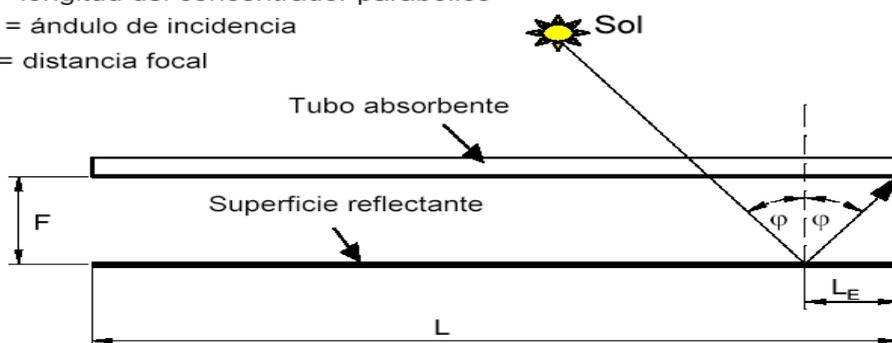


Figura 11. Ángulo de incidencia en un CCP. Corte longitudinal

La existencia de un ángulo de incidencia no solo reduce la superficie efectiva de captación que tiene el captador, sino que también afecta a los valores de la reflectividad, absorptividad y transmisividad, ya que estos parámetros presentan un valor máximo cuando el ángulo de incidencia es 0° [2]. El efecto del ángulo de incidencia en el rendimiento del captador se cuantifica a través de un parámetro que se denomina modificador por ángulo de incidencia, K , explicado más adelante.

3.5.2 Pérdidas ópticas

Las *pérdidas ópticas* son debidas a la existencia de imperfecciones en la superficie reflectora del captador y a la absorptancia no ideal de la superficie del tubo absorbedor. Esto provoca que sólo parte de la radiación solar directa que incide sobre el captador sea captada en el tubo receptor y por tanto, pueda contribuir al incremento de temperatura del fluido térmico que circula por el interior de éste; constituyendo así parte de las pérdidas.

En la siguiente figura se observan los cuatro parámetros en que se agrupan normalmente las pérdidas ópticas de un CCP, que son: reflectividad, factor de interceptación, transmisividad y absorptividad.

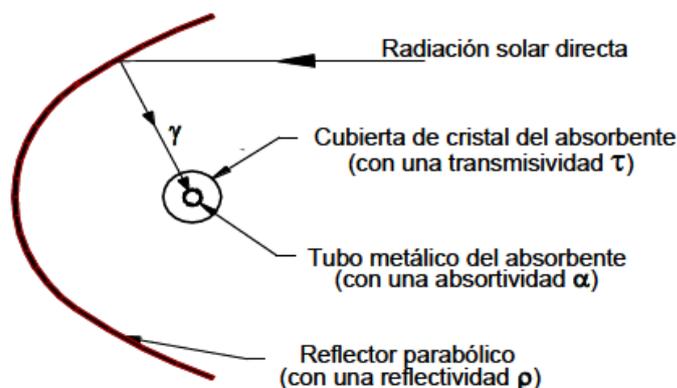


Ilustración 12. Pérdidas ópticas en captador y receptor

Estos cuatro parámetros se definen a continuación:

- *Reflectividad especular* de la superficie del concentrador parabólico, ρ . Las superficies reflexivas de los captadores no son perfectas, debido a esto solo parte de la radiación incidente se refleja de manera especular. Los valores más usuales de la reflectividad están por encima del 90%. Sin embargo, los valores

de reflectividad disminuyen progresivamente conforme aumenta la suciedad en la superficie. Un ejemplo de ello son los captadores de la Plataforma Solar de Almería (PSA), los cuales presentan una reflectividad en torno al 92% cuando están limpios [4]. Estos valores disminuyen debido a la suciedad progresiva de los espejos.

- *Factor de interceptación, γ* . Una parte de la radiación solar reflejada por los espejos no llega a la cubierta de cristal del tubo absorbedor por diversas causas, como imperfecciones microscópicas o macroscópicas de los espejos, o errores de posicionamiento del captador, o incluso el bloqueo que pueden suponer los soportes del tubo absorbente. Las imperfecciones de los espejos y los posibles errores de seguimiento solar provocan que algunos rayos no intercepten al tubo absorbente durante su trayectoria después de ser reflejados. Estas pérdidas se cuantifican con el llamado factor de interceptación. Un valor típico de este parámetro óptico es superior al 95%.
- *Transmisividad de la cubierta de vidrio, τ* . El tubo absorbedor metálico se encuentra dentro de una cubierta de vidrio para reducir las pérdidas térmicas y proteger a la superficie selectiva. Una parte de la radiación solar reflejada por los espejos y que alcanza la cubierta de vidrio del tubo absorbedor no es capaz de atravesarlo. La razón entre la radiación que pasa a través de la cubierta de vidrio y la radiación total incidente sobre ella da la transmisividad de dicha cubierta de vidrio. Los últimos tubos receptores que se comercializan, como puede ser el modelo SCHOTT PTR70, tienen valores de transmisividad superiores al 96.5% [11]
- *Absortividad de la superficie selectiva, α* . Este parámetro cuantifica la cantidad de radiación incidente sobre la superficie selectiva que puede ser absorbida. Los valores normales para la absortividad están en el rango 90 – 96%.

Al producto de los cuatro parámetros descritos anteriormente (reflectividad, absortividad, transmisividad y factor de interceptación) cuando el ángulo de incidencia es nulo, se le denomina Rendimiento Óptico Pico del CCP:

$$\eta_{opt\ pico} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha$$

3.5.3 Pérdidas térmicas

Las pérdidas térmicas se localizan en varios puntos dentro de un CCP. Por un lado, están las pérdidas térmicas del tubo receptor y, por otro, las pérdidas térmicas que se producen a lo largo de las tuberías por las cuales circula el fluido caloportador hasta su

llegada al bloque de potencia o bien a los tanques de almacenamiento térmico. Son las segundas más importantes en magnitud, tras las pérdidas ópticas.

Las pérdidas térmicas asociadas al tubo absorbente están formadas por pérdidas de calor por conducción a través de los soportes de los tubos absorbentes, pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo absorbente hacia la cubierta de vidrio, y pérdidas por convección y radiación desde el tubo de vidrio al ambiente (ver Ilustración 13). En aquellos tubos absorbentes en los que entre el tubo metálico y el de vidrio se ha hecho el vacío, las pérdidas térmicas por conducción y convección desde el tubo metálico hacia la cubierta de vidrio son nulas, y por tanto, sólo existirán pérdidas por radiación entre el tubo metálico y la cubierta de vidrio.

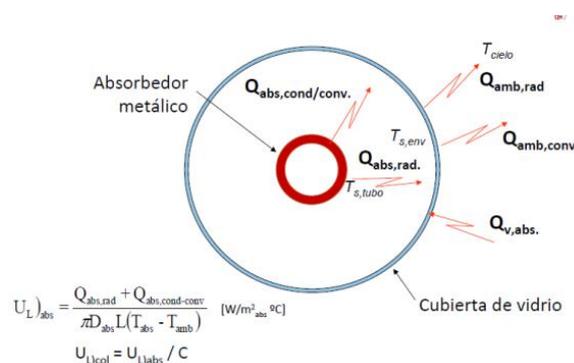


Figura 13. Pérdidas Térmicas CCP

En la práctica, para modelar las pérdidas térmicas (Q_L) se hace uso de un coeficiente global de transferencia, denotado por U_L . (Ver expresión para U_L en la Ilustración 13).

El valor de éste es un dato facilitado por el fabricante del captador y se determina experimentalmente sometiendo al captador a diferentes ensayos de pérdidas térmicas en el rango de temperaturas para el cual el captador ha sido diseñado.

3.6 Rendimiento de un CCP

Tal y como acabamos de ver, el rendimiento del captador cilindroparabólico dependerá de las pérdidas geométricas, ópticas y térmicas. Así pues, se definen los correspondientes rendimientos tal y como se muestra a continuación:

- Rendimiento óptico pico: es el rendimiento óptico particularizado para un ángulo de incidencia de 0° . Su valor viene dado por la expresión anteriormente citada.

- Rendimiento térmico: tiene en cuenta todas las pérdidas térmicas que se producen en el captador.
- Rendimiento global: tiene en cuenta las pérdidas geométricas, ópticas y térmicas.

Además de estos rendimientos, se define el *modificador por ángulo de incidencia*, K . Este parámetro incorpora los efectos por pérdidas por final de captador (pérdidas inherentes), el incremento de absorción y reflexión en la cubierta de vidrio debido al ángulo de incidencia no nulo y la modificación de las propiedades de absorptividad y emisividad de la superficie absorbedora (tubo receptor).

El modificador por ángulo de incidencia, K , depende directamente del ángulo de incidencia, siendo $K=1$ para $\varphi = 0^\circ$, y $K=0$ para $\varphi = 90^\circ$.

Dicho esto, se define el *rendimiento óptico* como aquel que tiene en cuenta las pérdidas ópticas para ángulos de incidencia distintos de 0° , así como factores de ensuciamiento y sombras.

Por otra parte, es preciso definir los siguientes conceptos en términos de potencia y energía. La potencia solar incidente sobre un captador cilindroparabólico puede definirse bajo dos criterios distintos, bien teniendo en cuenta el ángulo de incidencia de la radiación solar o bien, no teniendo éste en cuenta. Así pues, ambas potencias quedan expresadas según:

$$P_{sol} = A_c \cdot I$$

$$P_{sol} = A_c \cdot I \cdot \cos \varphi$$

Donde,

P_{sol} es la potencia solar incidente sobre el captador (W),

A_c es el área de apertura de la superficie reflexiva del captador (m^2),

I es la radiación solar directa o irradiancia (W/m^2),

φ es el ángulo de incidencia.

Por otra parte, la potencia térmica útil suministrada por el captador viene dada, en términos del incremento entálpico que experimenta el fluido de trabajo en el captador, por:

$$P_{\text{útil}} = q_m \cdot (h_{out} - h_{in})$$

Donde,

$P_{\text{útil}}$ es la potencia térmica útil suministrada por el captador (W),

q_m es el caudal másico del fluido de trabajo (kg/s),

h_{in} es la entalpía del fluido de trabajo a la entrada al captador (J/kg),

h_{out} es la entalpía del fluido de trabajo a la salida del captador (J/kg).

El rendimiento global de captación viene dado como el cociente entre la potencia térmica útil suministrada al fluido y la potencia solar incidente sobre el captador:

$$\eta_{\text{captación}} = \frac{P_{\text{útil}}}{P_{\text{sol}}}$$

El rendimiento óptico pico $\eta_{\text{opt},0}$ no depende de la radiación solar ni de la temperatura de trabajo del fluido, pero sí del grado de ensuciamiento del captador, ya que ello afecta a la reflectividad de los espejos y a la transmisividad de la cubierta de vidrio del tubo absorbente. Esta dependencia obliga a que cuando da este valor, el fabricante tiene que especificar el grado de limpieza para el cual es válido. El grado de limpieza se refiere a la reflectividad de los espejos y a la transmisividad del tubo de vidrio. [3]

3.7 Centrales solares de tecnología cilindroparabólica

Tras estudiar en detalle cómo se comporta el elemento más simple de este tipo de centrales, el captador cilindroparabólico, estudiaremos ahora cada uno de los subsistemas en los que se divide una central termosolar. En la Figura 14 podemos ver un esquema típico de una central termosolar de tecnología cilindroparabólica y con sistema de almacenamiento térmico.

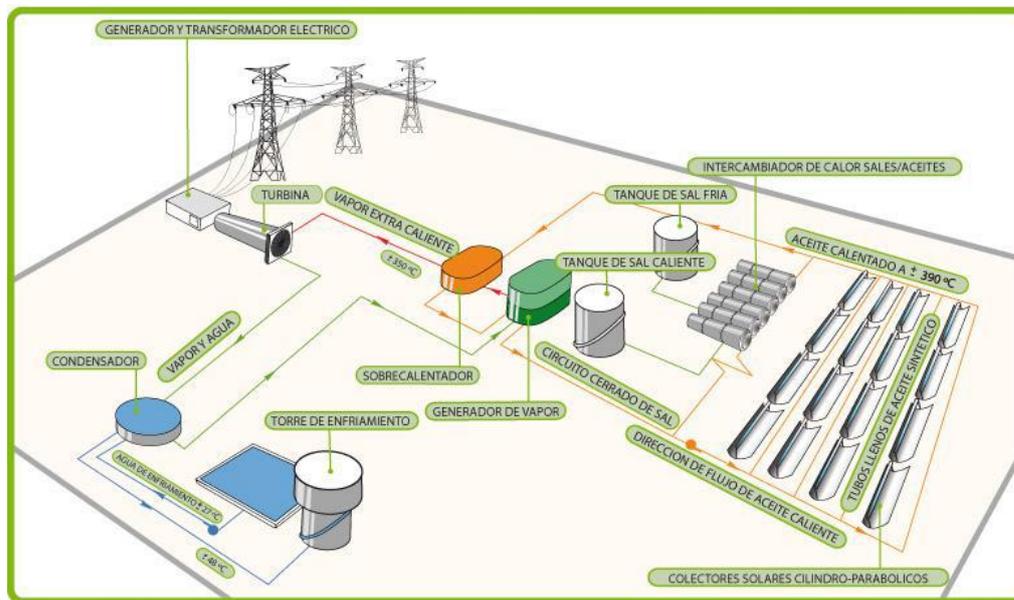


Figura 14. Central termosolar Captador Cilindroparabólico

En lo que sigue se explicará cada uno de los sistemas que componen las centrales termosolares de este tipo.

3.7.1 El campo solar

Las plantas de canal parabólico son inherentemente modulares y escalables. La modularidad es el aspecto determinante para conseguir un gran volumen de producción de potencia a un coste relativamente bajo. La “capacidad” de este tipo de plantas para simplemente añadir más filas de captadores para aumentar la potencia producida hace de este tipo de centrales solares una de las principales elecciones de las compañías eléctricas.

Las pruebas de validación y verificación de los captadores se realizan a nivel modular, mitigando así el riesgo a la hora de poner en servicio el sistema completo. Así pues, los requisitos de diseño de un captador cilindroparabólico pueden ser verificados a nivel individual de módulo. Una vez verificado el rendimiento de un módulo, el comportamiento de un campo solar entero puede ser predicho con exactitud. La unidad básica de modularidad es el denominado SCA (“*Solar Collector Assembly*”) el cual está compuesto por una serie de captadores en configuración serie-paralelo que comparten la misma estructura soporte, el mismo sistema de seguimiento así como el mismo tubo receptor.

El esquema básico de una planta de captadores cilindro-parabólicos consiste en conectar 4, 6 u 8 conjuntos de captadores solares (SCAs) en serie para formar un "lazo" y a su vez, varios lazos se combinan en paralelo hasta formar el campo solar. Mediante bombas, el fluido caloportador es transportado hacia y desde un generador de vapor para accionar una turbina de vapor, y producir electricidad. Típicamente, la salida de una central térmica solar cilindro-parabólica se incrementa mediante la adición de más lazos en paralelo.

3.7.2 Fluido Caloportador

Por el interior del tubo receptor circula el fluido de transferencia de calor. El tipo de fluido que se utiliza en los CCP depende de la temperatura máxima de operación. Si las temperaturas que se desean son moderadas ($<200^{\circ}\text{C}$), se puede utilizar agua desmineralizada, o una mezcla con Etileno-Glicol, como fluido de trabajo. En cambio, se utilizan aceites térmicos sintéticos en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ($200^{\circ}\text{C} < T < 450^{\circ}\text{C}$) [2]. La explicación de este hecho estriba en que, para temperaturas altas, las tuberías estarían sometidas a elevadas presiones si el fluido de trabajo es agua, porque para evitar que se evapore el agua es necesario mantenerla en todo momento a una presión superior a la de saturación correspondiente a la temperatura máxima que alcance el agua en los captadores solares. Esto significa que si queremos tener agua caliente a 315°C a la salida de los captadores, la presión en el circuito tendrá que ser superior a 100 bar. En cambio, puesto que la presión de vapor del aceite para altas temperaturas es mucho menor que la del agua, podemos calentar aceite a 315°C sin tener que mantener el circuito presurizado a más de 10 ó 15 bar. La posibilidad de trabajar a menores presiones hace idóneo el uso de materiales más económicos para las tuberías a la par que simplifica la instalación y sus medidas de seguridad.

El aceite térmico es la opción más utilizada dentro de los captadores cilindroparabólicos. Sus características lo hacen muy apropiado para este uso. Su principal problema es la degradación que sufre cuando se ve sometido a altas temperaturas. Dentro de los aceites utilizados, el que se utiliza con mayor asiduidad es el Therminol VP-1. Este aceite sintético puede trabajar hasta temperaturas de 400°C . Para valores mayores de temperatura de salida de los captadores, se hace necesario el uso de sales fundidas. El punto de congelación del Therminol VP-1 se sitúa en los $12,7^{\circ}\text{C}$ por lo que, es necesario mantener en todo momento al aceite por encima de este valor. [2]

El empleo de sales fundidas como fluido de trabajo tiene ciertas ventajas sobre el aceite térmico. Es posible obtener una temperatura de salida de los captadores mayor,

en torno a los 450°C-550°C. Así, se puede incrementar la temperatura de operación del ciclo de vapor, obteniendo mayores rendimientos. Las sales son más baratas que los aceites. Tienen bajos niveles de corrosión sobre las tuberías y otros elementos del sistema, son térmicamente estables a las temperaturas requeridas y tienen bajas presiones de vapor. También se reducen las dimensiones de los tanques de almacenamiento para una capacidad dada. Sin embargo, el punto de congelación de las sales (220°C aproximadamente) dificulta su empleo. [2]

3.7.3 Sistema de Almacenamiento

El sistema de almacenamiento térmico permite generar energía eléctrica una vez se haya puesto el sol o en períodos transitorios en los que la radiación solar no sea suficiente como para generarla, debido a los efectos de nubes por ejemplo.

De este modo, la energía solar excedente del campo de captadores, se destina al sistema de almacenamiento térmico a través del fluido caloportador (HTF); energía térmica que podrá ser aprovechada posteriormente convirtiéndose en energía útil.

Los sistemas de almacenamiento térmico actuales varían en un rango de horas de almacenamiento entre 4 y 15 según la potencia y el diseño de la central. Normalmente (dependiendo de las características del mercado en que opera), el almacenamiento térmico hace más rentable la central termosolar, a la vez que supone una inversión mayor.

Los beneficios de instalar un sistema de almacenamiento térmico en una central termoeléctrica son múltiples; entre los objetivos que persigue dicho sistema se encuentran:

- Hacer más sencilla la operación de la planta
Al poder solventar los transitorios de radiación mediante los tanques de almacenamiento térmico, se estabiliza la operación de la planta. De esta manera, se dota a la planta de **gestionabilidad**.
La gestionabilidad de la planta es lo que hace que la producción de la planta se adapte a la demanda en todo instante de tiempo. De esta manera, se garantiza que se satisfagan las órdenes del Operador del Sistema a la par que se garantiza una operación segura sin necesidad de interrumpir la producción, lo cual podría provocar deterioros en los equipos de generación como la turbina de vapor, la cual se ve desfavorecida ante los continuos arranques y paradas.
- Aumento de la producción anual neta
Para que la producción eléctrica neta sea mayor a lo largo del año, se sobredimensiona el campo solar de manera que el sobrante, respecto a la

nitrate. La característica que determina la elección de un fluido u otro es principalmente el coste del aprovisionamiento de este fluido. Si bien la capacidad calorífica también es fundamental a la hora de la elección, el coste es el determinante. Mientras que la capacidad calorífica de los aceites térmicos suele ser pequeña (del orden de $1900 \text{ kJ/m}^3\text{K}$), lo cual hace que las dimensiones de los tanques sean mayores; la capacidad calorífica de las sales de nitrato suele ser bastante mayor (del orden de $2800 \text{ kJ/m}^3\text{K}$). [12]

Este tipo de sales están compuestas generalmente por un 60% de Nitrato de Sodio y un 40% de Nitrato de Potasio. A su vez, presentan un punto de congelación entorno a los 220°C , por lo que es necesario mantener los tanques siempre a una temperatura superior. Para lograr esto, se instalan calentadores de seguridad que mantienen las sales en estado líquido en periodos donde la radiación es muy baja o nula. El funcionamiento se describe a continuación: el calor transportado por el HTF será direccionado bien al generador de vapor o bien al tanque de almacenamiento caliente, priorizando, según la estrategia de operación, su envío a uno u a otro. De este modo, en el momento en que el campo solar esté en operación y siempre y cuando el aceite recoja más calor que el requerido por el generador para su potencia nominal, el calor excedente será enviado a través del aceite a los intercambiadores aceite-sal, donde se calentarán las sales fundidas para su posterior almacenamiento. Para impulsar las sales desde el tanque frío al caliente se emplean unas bombas de tipo vertical que están sumergidas en el tanque. El caudal de sales bombeado dependerá del caudal de aceite entrante en el intercambiador, por lo que las bombas serán accionadas por motores con variación de velocidad. El tiempo que puede trabajar el ciclo de potencia sin radiación solar vendrá determinado por el volumen de sales acumuladas en los tanques.

3.7.4 Bloque de potencia

El bloque de potencia de una planta termosolar suele ser un ciclo básico de Rankine. El ciclo Rankine consiste en un ciclo de generación de potencia mediante la expansión de vapor de agua a través de un generador de vapor.

La potencia obtenida del ciclo está muy condicionada por la temperatura máxima a la que es capaz de llegar el vapor de agua. Como se ha mencionado antes, el aceite térmico no llegará a pasar de los 400°C , por lo que la temperatura máxima del vapor estará muy limitada, llegando a alcanzar valores máximos de 390°C aproximadamente.

Es por este motivo por el cual se implementan mejoras en el ciclo tales como el recalentamiento del vapor de agua y una serie de extracciones en la turbina. El recalentamiento consiste en, una vez expandido el vapor y en su fase saturada, se

recalienta de forma que se pueda seguir expandiendo. Por su parte, las extracciones de la turbina colaboran a aumentar el rendimiento global de la planta.

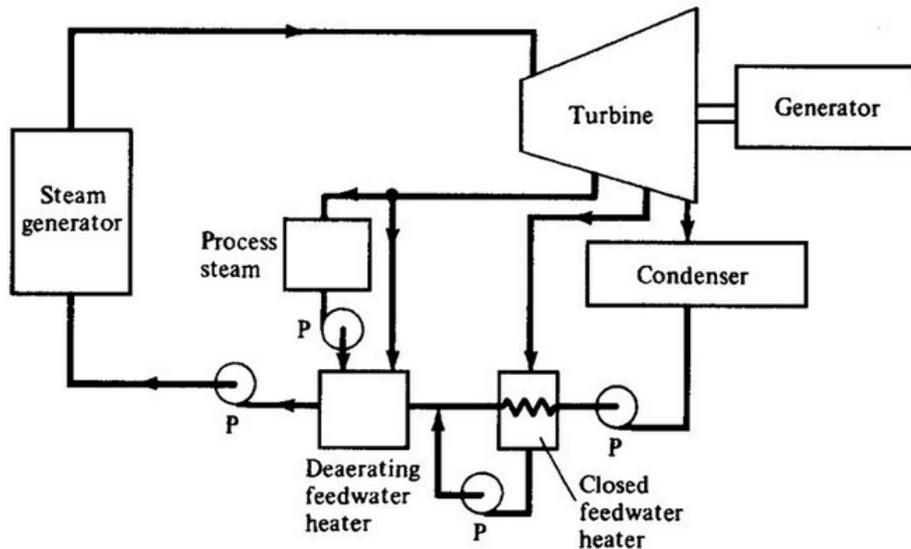


Figura 16. Ciclo Rankine con Recalentamiento y Extracciones de vapor

A continuación se describen los subsistemas que componen el bloque de potencia.

3.7.4.1 Generador de vapor

El generador de vapor es el componente donde la energía térmica suministrada por el sistema solar es cedida a un circuito agua/vapor. De este modo se produce el vapor necesario para alimentar a la turbina. Por lo tanto, el generador de vapor es la pasarela entre el sistema solar (campo de captadores y sistema de almacenamiento) y el ciclo de vapor.

Dependiendo del tipo de vapor (sobrecalentado o no), el esquema del generador de vapor será uno u otro. Normalmente, el generador está formado por cuatro cuerpos:

- *Pre calentador o economizador*, donde el agua se precalienta hasta una temperatura próxima a la de evaporación.
- *Evaporador*, recorrido por el flujo bifásico.
- *Sobrecalentador*, donde el vapor se calienta a la temperatura máxima del ciclo, superior a la de saturación para la presión de trabajo.
- *Recalentador*, lugar donde se recalienta el vapor entre el cuerpo de alta y el de media presión de la turbina, para aumentar la temperatura media de aportación y por ello mejorar el rendimiento del ciclo.

3.7.4.2 Turbina de vapor

La turbina de vapor es el dispositivo del ciclo de conversión de potencia encargado de generar la energía mecánica necesaria para su posterior conversión en energía eléctrica en el generador. Así, la energía térmica que contiene el vapor se trasvasa al eje de la turbina en forma de energía mecánica mediante la expansión del vapor a su paso por la turbina gracias a la cascada de álabes de ésta.

Los componentes más representativos de la turbina de vapor son los siguientes:

- *Rotor*: es la parte móvil de la turbina.
- *Estator*: concéntrica al rotor, es fija y sirve de armazón y sustentación de la turbina.
- *Álabes*: paletas donde tiene lugar la expansión del vapor. Van unidos al rotor o al estator. Los álabes de estator son fijos y sirven para dirigir el vapor y que así empuje a los álabes del rotor, produciendo el movimiento de éste.
- *Cojinetes*: soportan los esfuerzos y el peso del eje de la turbina.
- *Sistemas de estanqueidad*: evitan que el vapor de la turbina escape.
- *Diafragmas*: son los discos que van dispuestos en el interior de la carcasa perpendicularmente al eje y que llevan en su periferia los álabes fijos.

3.7.4.3 Condensador

La mezcla de líquido y vapor resultante de la descarga del último escalonamiento de la turbina (turbina de baja presión), se realiza directamente al condensador. En este dispositivo se extrae el calor de vaporización de la mezcla y se obtiene agua líquida.

Para la condensación del vapor se utiliza un intercambiador agua/agua de tubos y carcasa. Por el exterior de los tubos circula el agua del circuito de vapor, mientras que por el interior lo hace el agua de refrigeración. En la Figura 17 se puede observar un esquema del intercambiador de calor. El agua de refrigeración proviene de la piscina de la torre de refrigeración. En este caso se trata de una torre de refrigeración húmeda de la que más adelante se explicará su funcionamiento.

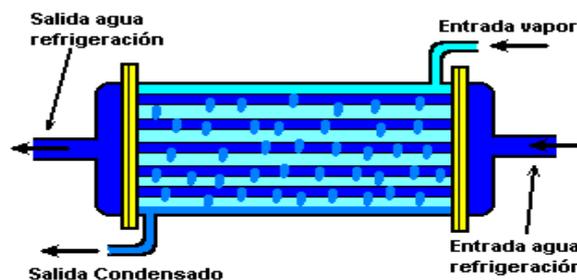


Figura 17. Condensador ciclo Rankine

El condensado obtenido se retiene en la parte baja del condensador desde donde es aspirado por la bomba de condensado impulsándolo hacia los precalentadores y el desaireador.

3.7.4.4 Torre de refrigeración

Las torres de refrigeración nutren del agua necesaria al condensador para evacuar el calor de la corriente proveniente de la turbina de vapor. Se trata de torres de refrigeración húmedas de tiro mecánico inducido con flujo en contracorriente.

El agua derivada del condensador entra a la torre de refrigeración por su parte superior y se deja caer sobre un empaquetamiento de relleno que renueva la superficie del agua que se está enfriando. En su caída, el agua se encuentra con una corriente de aire frío que es impulsado por un ventilador situado en la parte alta de la torre. En este cruce de flujos, una parte del agua es evaporada, otra es arrastrada por el viento y otra cae al fondo de la torre desde donde es enviada de nuevo hacia el condensador. Puesto que mucha del agua del circuito se pierde en la torre por condensación con el aire, hará falta añadir agua al ciclo constantemente.

3.7.4.5 Precalentadores

Los precalentadores son intercambiadores de carcasa y tubo utilizados para aumentar la temperatura del agua de alimentación del generador. Se usan dos tipos distintos de intercambiadores, los de alta presión y los de baja presión.

Los precalentadores de baja presión recogen las extracciones realizadas en la turbina de baja presión y precalientan el agua procedente del condensador a expensas de la energía que todavía guardan las extracciones al no realizarse completamente la expansión. El caudal procedente de las extracciones circula por la carcasa, donde es expandido una vez ha intercambiado su energía y normalmente redirigido hacia el siguiente precalentador. Esta operación se hace sucesivamente hasta llegar al condensador.

Por su parte, los intercambiadores de alta presión realizan idéntica función sólo que con el agua procedente del desaireador; se colocan pues, aguas debajo de éste.

3.7.4.6 Desaireador

El desaireador o desgasificador es un intercambiador abierto en el que confluyen el condensado de la etapa de baja presión y las extracciones de la turbina de alta presión, haciendo las veces de tanque de agua de alimentación. Su misión es evitar que se cree una elevada concentración de oxígeno y otros gases contenidos en las aguas naturales. Normalmente se requiere que la concentración de oxígeno en el agua sea inferior a 7 ppb (partes por billón). Estos gases pueden ser agentes nocivos que provocan

fenómenos de corrosión en el acero y metales presentes en los diferentes elementos que componen el bloque de potencia.

3.7.4.7 Bombas del circuito

La misión de las bombas es propulsar el agua condensada a través de todo el circuito. Se colocan a la salida del condensador y a la salida del desgasificador. Las bombas a la salida del condensador elevarán la presión del fluido hasta la presión en la que se encuentra el desgasificador. Una vez el fluido sale del desgasificador vuelve a pasar por unas bombas que aumentarán su presión hasta la máxima del circuito.

3.7.5 Sistemas Auxiliares (BOP)

Al igual que cualquier otra central termoeléctrica, las centrales termosolares requieren de una serie de servicios auxiliares. El conjunto de estos servicios se denominan habitualmente BOP (Balance of Plant) o Utilities.

3.7.5.1 Sistema de refrigeración principal

El rendimiento eléctrico del ciclo agua-vapor de una central termosolar suele estar entre el 35% y el 40%. Teniendo en cuenta que las pérdidas por conducción-conducción de tuberías y equipos suponen aproximadamente un 5% y que las pérdidas en el generador suponen un 2%, una central termosolar-como cualquier central térmica- no puede aprovechar de ningún modo un alto porcentaje de la energía solar que capta. La cantidad de energía no aprovechable estará entre el 53% y el 58%, lo que para una central termosolar de 50MW de potencia eléctrica supone evacuar a la atmósfera entre 65 y 75MWh de energía cada hora. [5]

Así pues, para evacuar esta energía captada es preciso disponer de un sistema de refrigeración principal. Existen tres sistemas básicos de este tipo de refrigeración:

- Circuito abierto
- Circuito semi-abierto con torre de refrigeración.
- Circuito cerrado, con aerocondensador.

3.7.5.2 Sistema de Refrigeración de Equipos

Una parte de los equipos de la central deben ser refrigerados con un circuito especial ya que no admiten agua de refrigeración tan cargada de sales disueltas o sólidos en suspensión como puede contener el agua del circuito principal. Algunos de estos equipos son las bombas de HTF, bombas de alimentación, bombas de condensado, generador, compresores, etc. entre otros.

Así, el calor excedente generado por estos equipos es evacuado al circuito principal mediante un agua desmineralizada para no dañar estos equipos. A través de

intercambiadores de placas, el calor es evacuado al circuito principal de agua de refrigeración.

3.7.5.3 Planta de Tratamiento de Agua

El agua que se necesita en una central termosolar tiene tres calidades diferentes, que se almacenan en tanques diferenciados: agua filtrada, agua osmotizada y agua desmineralizada.

La mayor parte de las plantas tienen los tres procesos mencionados a continuación en su plan de calidad de agua:

- **Tratamientos previos:** consistentes en una filtración para eliminar sólidos así como procesos de ablandamiento. Esta agua servirá de alimentación a la torre de refrigeración, para el sistema contra-incendios y para alimentar el segundo proceso que se detalla a continuación.
- **Ósmosis inversa:** retirará la mayor parte de minerales del agua. Este proceso puede ser simple o doble, según la carga mineral del agua en cuestión.
- **Afino:** para conseguir los valores de conductividad requeridos por el ciclo vapor-agua.

3.7.5.4 Planta de tratamiento de efluentes

Una central termosolar genera una serie de vertidos líquidos que deben ser recogidos en una balsa para su homogeneización, análisis y tratamiento, antes de ser vertidos a un cauce público.

Los vertidos típicos de una planta de estas características son:

- Aguas de purga de la torre de refrigeración
- Aguas de rechazo de ósmosis inversa.
- Aguas de purga del ciclo agua-vapor.
- Aguas aceitosas con riesgo de haber entrado en contacto con aceites.
- Aguas pluviales

3.7.5.5 Estación de gas (ERM)

En caso de que exista sistema auxiliar de generación de energía (caldera auxiliar), el gas natural que suministrado a ella ha de tener unas condiciones óptimas de presión y temperatura, así como de una composición conocida de antemano. Para ello, existe una Estación de Regulación y Medida (ERM) o también conocida como estación de gas, la cual se encarga de acondicionar el gas natural suministrado.

3.7.5.6 Sistema de aire comprimido

Existen ciertas válvulas y actuadores neumáticos que necesitan aire comprimido en unas determinadas condiciones para su activación. Así pues, la planta de aire

comprimido suministra fundamentalmente aire a presión y con un punto de rocío muy bajo como alimentación de estos equipos.

3.7.5.7 Sistema contra incendios

Al igual que cualquier construcción de estas características, la instalación debe estar dotada de un sistema de protección contra incendios. La misión de este sistema es prevenir y extinguir las posibles causas de fuego que se puedan dar de la forma más rápida posible.

La protección contra incendios se vale de sistemas de detección, sistemas de extinción, sistemas de almacenamiento de agua y sistemas de control y señalización.

Los sistemas de detección son los encargados de avisar de cualquier anomalía que se produzca en la planta y que pueda acabar en riesgo de incendio mediante señales de alarma. Estos sistemas utilizan detectores de humo/fuego, medidores de temperatura y detectores de fugas para el caso de gases peligrosos.

En los casos en que no se pueda prevenir el comienzo del incendio se utilizan los sistemas de extinción para paliar los efectos de dicha situación. Estos sistemas de extinción se sitúan en las zonas de oficinas, campo solar, exterior de edificios, salas de equipos, bloque de potencia y centros de transformación.

En caso de incendio, debe existir un almacenamiento de agua que pueda ser utilizada para llevar a cabo tareas de extinción. Esta agua es impulsada por dos bombas en paralelo, alimentadas desde fuentes diferentes para asegurar que en caso de fallo en la línea eléctrica de una, la otra pueda prestar el servicio adecuado. El emplazamiento de estas bombas tiene que estar protegido contra el fuego para que, en caso de requerir sus servicios, no se vean impedidos por dicha causa.

Finalmente, el sistema de control y señalización centraliza todas las señales relativas al sistema de protección contra incendios. La señalización ayuda al personal de la planta a advertir el peligro, así como interactuar con diferentes elementos que ellos mismos puedan emplear para dar la señal de alarma.

3.8 Instalaciones fotovoltaicas

A continuación, se realizará una descripción conceptual del campo fotovoltaico.

3.8.1 Introducción a la energía fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina.

Este tipo de energía se usa para alimentar innumerables aplicaciones y aparatos autónomos, para abastecer refugios o viviendas aisladas de la red eléctrica y para producir electricidad a gran escala a través de redes de distribución. Debido a la creciente demanda de energías renovables, la fabricación de células solares e instalaciones fotovoltaicas ha avanzado considerablemente en los últimos años.

3.8.2 El efecto fotovoltaico

La palabra fotovoltaico procede de “photo” que significa luz, y “voltaico” que significa electricidad, y significa electricidad producida a través de la luz. El efecto fotovoltaico se basa en la capacidad de algunos semiconductores, como el silicio, de generar directamente energía eléctrica cuando se exponen a la radiación solar.

La conversión de la radiación solar en energía eléctrica tiene lugar en la célula fotovoltaica, que es el elemento base del proceso de transformación de la radiación solar en energía eléctrica.

La luz está formada por fotones, partículas que transportan energía. Cuando un fotón con suficiente energía golpea la célula, es absorbido por los materiales semiconductores y libera un electrón. El electrón, una vez libre, deja detrás de sí una carga positiva llamada hueco.

Así pues, cuanto mayor sea la cantidad de fotones que golpean la célula, tanto mayor será la cantidad de parejas electrón-hueco formadas por efecto fotovoltaico y por tanto, más elevada la corriente eléctrica generada.

La célula fotovoltaica

Una célula fotoeléctrica, también llamada célula fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía lumínica (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico, generando energía solar fotovoltaica. Compuesto de un material que presenta efecto fotoeléctrico: absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

La eficiencia de conversión media obtenida por las células disponibles comercialmente (producidas a partir de silicio monocristalino) está alrededor del 14%, pero según la

tecnología utilizada varía desde el 6% de las células de silicio amorfo hasta el 14-22% de las células de silicio monocristalino [6]. También existen las células multicapa, normalmente de arseniuro de galio, que alcanzan eficiencias del 30%. En laboratorio se ha superado el 43% con nuevos paneles experimentales.

La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, período a partir del cual la potencia entregada disminuye por debajo de un valor considerable.

Al grupo de células fotoeléctricas para energía solar se le conoce como panel fotovoltaico. Los paneles fotovoltaicos consisten en una red de células solares conectadas como circuito en serie para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado (usualmente se utilizan 12V ó 24V) a la vez que se conectan varias redes como circuito paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo.

3.8.3 El panel fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos o captadores solares fotovoltaicos (llamados a veces paneles solares, aunque esta denominación abarca otros dispositivos) están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas *condiciones estandarizadas*: condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar en condiciones estándar de medida (E_{STC}): 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Incidencia normal
- Temperatura de célula: 25 °C

Las placas fotovoltaicas se dividen en:

- Cristalinas
 - Monocristalinas: se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los cuatro lados cortos, si se observa se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada).
 - Policristalinas: cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.
- Amorfas: cuando el silicio no se ha cristalizado.



Figura 18. Panel fotovoltaico

3.8.4 Factores de eficiencia de una célula FV

3.8.4.1 Punto de máxima potencia

Una placa o célula solar puede operar en un amplio rango de voltajes e intensidades de corriente. Esto puede lograrse variando la resistencia de la carga, en el circuito eléctrico, por una parte, y por la otra variando la impedancia de la célula desde el valor cero (valor de cortocircuito) a valores muy altos (circuito abierto). Así, se puede determinar el punto de potencia máxima teórica, es decir, el punto que maximiza V frente a I , o lo que es lo mismo, la carga para la cual la célula puede entregar la máxima potencia eléctrica para un determinado nivel de radiación.

El punto de potencia máxima de un dispositivo fotovoltaico varía con la radiación incidente. Para sistemas bastante grandes se puede justificar un incremento en el precio con la inclusión de dispositivos que midan la potencia instantánea por medida continua del voltaje y la intensidad de corriente (y de ahí la potencia transferida), y usar esta información para ajustar, de manera dinámica, y en tiempo real, la carga para que se transfiera siempre la máxima potencia posible a pesar de las variaciones de luz que se produzcan durante el día.

3.8.4.2 Eficiencia en la conversión de energía

La eficiencia de una célula solar (η , "eta"), es el porcentaje de potencia convertida en energía eléctrica de la luz solar total absorbida por un panel, cuando una célula solar

está conectada a un circuito eléctrico. Este término se calcula usando la relación del punto de potencia máxima, P_m , dividido entre la luz que llega a la celda, irradiancia (E en W/m^2), bajo condiciones estándar (STC, *Standard Tests Conditions*) y el área superficial de la célula solar (A_c en m^2).

$$\eta = \frac{P_m}{A_c \cdot E}$$

La STC especifica una temperatura de 25 °C y una irradiancia de 1000 W/m^2 con una masa de aire espectral de 1,5 (AM 1,5). Esto corresponde a la irradiación y espectro de la luz solar incidente en un día claro sobre una superficie solar inclinada con respecto al sol con un ángulo de 41,81° sobre la horizontal.

3.8.4.3 Factor de llenado

Otro término para definir la eficacia de una célula solar es el factor de llenado o Fill Factor (FF), que se define como la relación entre el máximo punto de potencia dividido entre el voltaje en circuito abierto (V_{oc}) y la corriente en cortocircuito I_{sc} :

$$FF = \frac{P_m}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$$

3.8.4.4 TONC

Temperatura de Operación Nominal de la Célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20°C, la velocidad del viento de 1 m/s y la incidencia es normal.

3.8.5 Instalaciones solares fotovoltaicas

Según el tipo de instalación, de forma muy general, se puede distinguir entre instalaciones fotovoltaicas conectadas a red e instalaciones fotovoltaicas aisladas de red. Las conectadas a red están formadas por un generador fotovoltaico y un sistema de acondicionamiento de potencia, encargado de transformar la energía en forma de corriente continua a corriente alterna, con las características de la red de distribución. El sistema de acondicionamiento de potencia es el inversor, que debe cumplir todos

los requisitos de seguridad y garantía para que su funcionamiento no provoque alteraciones en la red ni disminuya su seguridad, contando para ello con las funciones de protección correspondientes.

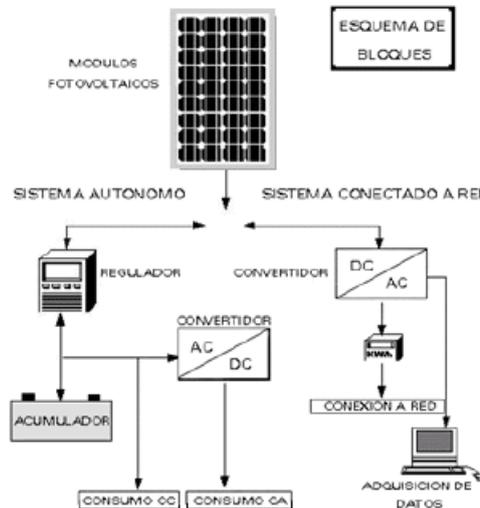


Figura 19. Esquema sistema solar fotovoltaico autónomo y conectado a red

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas pueden contar o no con sistemas de acumulación o baterías. Los sistemas sin acumulación habitualmente son bombeos directos. Las baterías en un 90% corresponden a las estacionarias del tipo Plomo-Ácido, que con un mantenimiento adecuado se adaptan perfectamente a los sistemas de generación. Se puede hacer uso de esta energía como tal o después transformarla a corriente alterna mediante un inversor.

Al ser las conectadas a red el objeto del presente proyecto, se estudiarán éstas al detalle en lo que sigue.

3.8.5.1 Instalaciones conectadas a red

Una instalación fotovoltaica conectada a red tiene como esquema unifilar, por lo general, uno del siguiente tipo:

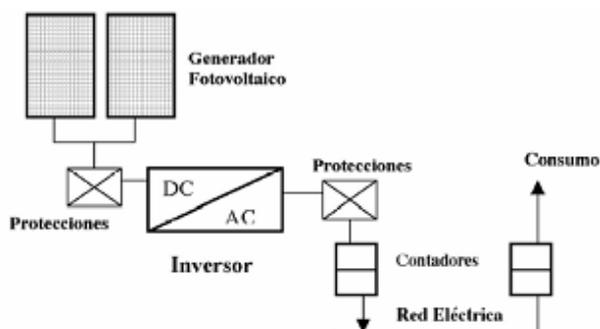


Ilustración 20. Ejemplo Unifilar de Instalación Fotovoltaica conectada a red

A continuación se describen de manera individual los elementos que componen una instalación fotovoltaica conectada a red.

Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico transforma la energía solar en energía eléctrica. Está constituido por paneles solares y éstos a su vez están formados por varias células iguales conectadas eléctricamente entre sí, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministradas por el panel se incrementan hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego uniendo en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado. Además, el panel cuenta con otros elementos aparte de las células solares, que hacen posible la adecuada protección del conjunto frente a los agentes externos; asegurando una rigidez suficiente, posibilitando la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitiendo la conexión eléctrica.

Inversor

Como acabamos de ver, los paneles solares fotovoltaicos generan potencia a partir de la radiación solar que captan, esta potencia eléctrica no es alterna sino continua, con unos valores de tensión y corriente continua que dependen de la disposición de los paneles. A la hora de entregar la energía eléctrica a la red, es necesario tratarla para que cumpla las características establecidas para inyectarla a dicha red tales como que debe ser senoidal, con una frecuencia de 50Hz y unos valores de tensión determinados para no crear perturbaciones en la red de suministro.

El inversor es el equipo electrónico que permite inyectar en la red eléctrica comercial la energía producida por el generador fotovoltaico. Su función principal es convertir la corriente continua procedente de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen un elevado coste y no pueden permitirse fallos e imprudencias en la explotación de éstas instalaciones, por este motivo los inversores deben tener un alto rendimiento y fiabilidad. El rendimiento de los inversores oscila entre el 90% y el 97% [6]. Dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que siempre se procurará que el inversor trabaje con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia de entrada al inversor procedente de los paneles fotovoltaicos varía, el rendimiento disminuye.

Para evitar que el rendimiento disminuya con la variación de la potencia de entrada procedente de los paneles solares, los inversores deben estar equipados con dispositivos electrónicos que permitan realizar un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles, permitiendo obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

Uno de los parámetros importantes que definen un inversor es el rango de tensiones al cual puede funcionar con mayor rendimiento. Esto es importante, ya que la tensión que suministran los paneles del generador fotovoltaico para entregar la máxima potencia no siempre es la misma, sino que varía con la temperatura y si esta tensión aumenta o disminuye conforme disminuye o aumenta la temperatura podemos llegar a tener tensiones a la entrada del inversor superiores o inferiores a la tensión normal de funcionamiento del inversor.

En cuanto a la fiabilidad que debe aportar, un inversor debe estar equipado con protecciones que aseguren tanto el buen funcionamiento de la instalación como la seguridad de la misma.

Algunas de las protecciones que incorporan los inversores son:

- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos; sirven para detectar posibles fallos producidos en los terminales de entrada o salida del inversor.
- Protección contra calentamiento excesivo; si la temperatura del inversor sobrepasa un determinado valor umbral, el equipo deberá pararse y mantenerse desconectado hasta alcanzar una temperatura inferior.
- Protección de funcionamiento modo isla; para desconectar el inversor en caso de que los valores de tensión y frecuencia de red estén por fuera de unos valores umbral para un funcionamiento adecuado al estar funcionando sin apoyo de la red.
- Protección de aislamiento; sirve para detectar posibles fallos de aislamiento en el inversor.
- Protección contra inversión de polaridad; para proteger el inversor contra posibles cambios en la polaridad desde los paneles fotovoltaicos.

Equipo de medida

El equipo de medida o contador es el encargado de controlar numéricamente la energía generada y volcada a la red para que con los datos obtenidos se puedan facturar a la compañía correspondiente a los precios acordados.

Estructura de soporte de placas

El bastidor es el encargado de sujetar el panel solar, y muchas veces será necesario un kit de montaje para instalarlo adecuadamente. En el caso de que no se suministrara en kit el instalador lo realizará de acuerdo a la normativa existente, además de tener en cuenta la fuerza del viento entre otras cosas. La estructura deberá soportar como mínimo una velocidad del viento de 150 Km/h. Esta estructura es la que fijará la inclinación de los paneles solares.

Hay varios tipos de estructuras: desde un simple poste que soporta 4 paneles solares, hasta grandes estructuras de vigas aptas para aguantar varias decenas de ellos.

Para anclar estos paneles se utiliza hormigón y tornillos de rosca (acero inoxidable), siendo tanto la estructura como los soportes de acero inoxidable, hierro galvanizado o aluminio anodinado, de un espesor de chapa 1mm y han de dejar una altura mínima entre el suelo y el panel de 30cm, y en la montaña o lugares donde llueve mucho, algo mayor, para evitar que sean alcanzados o enterrados por la nieve o el agua. No obstante es recomendable consultar el reglamento electrotécnico de baja tensión (M.B.T.)

Caja general de protección

La caja general de protección es la encargada de salvaguardar toda la instalación eléctrica de un posible cortocircuito o punta de intensidad que afectaría a todos los componentes conectados a la red. Esta caja general de protección podrá llevar tanto protecciones térmicas como fusibles.

Puesta a tierra

La puesta a tierra de la instalación es muy importante ya que delimita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos. Las tomas a tierra se establecen principalmente a fin de limitar la tensión que puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

Cableado de interconexión

Es el encargado de conectar los distintos paneles solares con las cajas de interconexión y con otra instrumentación.

Este cableado de paneles se realizará con materiales de alta calidad para que se asegure la durabilidad y la fiabilidad del sistema a la intemperie. El cableado evidentemente tendrá que cumplir con el reglamento técnico de baja tensión. Las conexiones, cables, equipos y demás elementos tendrán que tener el grado de protección IP.535, concepto que se define en la norma UNE 20-234.

Los cables utilizados tendrán una última capa de protección con un material resistente a la intemperie y la humedad, de tal forma que no le afecten internamente los agentes atmosféricos.

Entre las conexiones eléctricas entre paneles usaremos siempre terminales. Los terminales de los paneles pueden ser bornas en la parte de detrás del panel o estar situados en una caja de terminales a la caja espalda del mismo. En el primer caso se

tendrán capuchones de goma para la protección de los terminales contra los agentes atmosféricos. La caja de terminales es una buena solución en el caso de que cumpla con el grado de protección IP.535.

En instalaciones donde se monten paneles en serie y la tensión sea igual o mayor a 24V se instalarán diodos de derivación.

4. Descripción y uso de SAM

4.1 Introducción a SAM

El programa de simulación SAM, cuyas siglas en inglés significan System Advisor Model, es un software creado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de los Estados Unidos.

Se trata de un programa cuyo objetivo es modelar y simular instalaciones de energía renovable para obtener resultados basados en rendimientos y parámetros financieros. De forma general, este programa está pensado para usuarios con perfiles tecnológicos entre los que se encuentran investigadores, jefes e ingenieros de proyectos, desarrolladores de tecnologías y analistas financieros.

Basándose en costes de instalación y operación, así como parámetros de diseño que se introducen como *inputs* del sistema, SAM lleva a cabo predicciones de rendimientos y estimaciones de costos para instalaciones de energía conectadas a la red.

SAM es un modelo de generación eléctrica y asume que el sistema de energía renovable entrega la potencia generada bien a la red eléctrica o bien a un edificio o instalación conectada a red para satisfacer la demanda eléctrica. No modela sistemas térmicos para satisfacer una demanda térmica de un proceso. SAM tampoco modela sistemas aislados de la red o sistemas con baterías de almacenamiento.

La creación de un proyecto en SAM supone la elección tanto de un modelo de rendimientos como de un modelo financiero que represente el proyecto. SAM automáticamente introduce variables de entrada con un set de valores por defecto según la elección de un modelo u otro. Tras crear el fichero, el usuario modifica las variables de entrada para caracterizar el modelo según la localización del proyecto, el tipo de equipos que requiere el sistema, el coste de instalación y operación del sistema y suposiciones financieras y de incentivos. Es responsabilidad del usuario tener un punto de vista crítico, pues es el que debe revisar y modificar las variables de entrada de modo que sean las apropiadas para cada análisis. Una vez se haya verificado que las variables de entrada son las correctas, se realizan las distintas simulaciones y finalmente se examinan los resultados. Un análisis típico resulta un proceso iterativo en el que el usuario realiza las simulaciones, examina los resultados y realiza este procedimiento tantas veces hasta que entienda los resultados y éstos sean coherentes con la realidad del mercado energético actual.

4.2 Estructura del Modelo en SAM

SAM consiste en una interfaz de usuario, un motor de cálculo y una interfaz de programación. La interfaz de usuario es lo que, en la práctica, ve el usuario. Esta interfaz provee el acceso a las variables de entrada y a los controles de simulación así como permite visualizar tablas y gráficos de resultados.

La interfaz de usuario realiza tres funciones básicas:

- Facilita acceso a todas las variables de entrada del proyecto, las cuales están organizadas según su tipología en las distintas pestañas de entradas. Estas variables de entrada describen las características físicas del sistema, así como las suposiciones de costos y financieras del proyecto. SAM, de antemano, da un valor por defecto a estas variables de entrada para facilitar el comienzo del análisis.
- Permite controlar cómo SAM ejecuta las simulaciones. De este modo, el usuario puede ejecutar una simulación básica o bien, simulaciones avanzadas para estudios de optimización y análisis.
- Facilita el acceso a las variables de salida mediante gráficos y tablas en la pestaña de Resultados; además, te permite exportar estos resultados a otras aplicaciones como Excel u otro software.

Finalmente, se hace preciso mencionar que SAM es una plataforma que emplea modelos de sistemas de energías renovables basados en TRNSYS (TRansient SYstem Simulation) [7]; programa para la simulación de sistemas en transitorio de carácter modular. Esta naturaleza modular es lo que dota a TRNSYS de una enorme flexibilidad, permitiendo añadir al programa nuevos modelos matemáticos que no estaban en la librería original de TRNSYS.

A continuación se resumen las características y capacidades de SAM en cuanto a los modelos que tiene implementados y los cuales usaremos; esto es, describiremos el modelo de Planta de Captadores Cilindroparabólicos y el modelo de parque fotovoltaico. Además, se describirán en el apartado 4.6 de este capítulo brevemente los modos de simulación que permite, los cuales, algunos de ellos, serán empleados en el presente proyecto a la hora de implementar la metodología.

Para la realización de este proyecto se ha utilizado SAM 2015.1.30, por lo que todas las consideraciones aplicarán a esta versión.

4.3 Modelos Termosolares en SAM

Los modelos de energía solar de concentración y en particular los modelos de sistemas cilindroparabólicos, son modelos de plantas termosolares conectadas a red que emplean la energía solar para generar vapor y activar la generación eléctrica de la planta. A continuación sólo se describirán los correspondientes a las plantas cilindroparabólicas, por ser las consideradas en el presente proyecto.

4.3.1 Modelo Físico de Captadores Cilindroparabólicos

El modelo físico de captadores cilindroparabólicos implementado en SAM, calcula la electricidad entregada a la red por medio de un campo de captadores cilindroparabólicos que suministra energía térmica a un bloque de potencia para la generación de electricidad, con un sistema opcional de almacenamiento térmico. Este modelo físico caracteriza muchos de los componentes del sistema mediante el empleo de los principios de transmisión de calor y de termodinámica, en vez de mediante relaciones empíricas tal y como ocurre en el modelo empírico implementado en este mismo software. Así, mientras que el modelo físico es más flexible y de aplicación más general que el empírico, lo cual es algo ventajoso; también tiene el inconveniente de que añade más incertidumbre a las predicciones de rendimiento que SAM realiza en casos en los que las centrales de estudio se ajusten bien al modelo empírico. Esto se da, por ejemplo, en las centrales SEGS (*Solar Energy Generating Systems*), localizadas en California. Estas centrales se ajustarían muy bien al modelo empírico, dado que este modelo usa una serie de curvas de ajuste derivadas de análisis de regresión de datos obtenidos de estas centrales. Por tanto, sería en casos como este, donde el modelo físico crearía una mayor incertidumbre en la precisión de resultados.

4.3.2 Modelo Empírico de Captadores Cilindroparabólicos

El modelo empírico de captadores cilindroparabólicos modela el mismo sistema de captadores que el modelo físico, pero, como se ha mencionado antes, hace uso de una serie de ecuaciones de ajuste que se derivan del análisis de regresión de los datos medidos en los proyectos de SEGS en el sudoeste de Estados Unidos. De este modo, el usuario se limita en su diseño a sistemas que se modelan a través de componentes para los cuales existen datos previamente medidos empíricamente.

4.4 Modelos Fotovoltaicos en SAM

Estos sistemas son los formados por conjunto de paneles fotovoltaicos y un inversor conectados a la red. Este despliegue de paneles puede estar compuesto paneles

planos o bien por una serie de módulos de concentración fotovoltaica (CPV) con seguimiento en uno o dos ejes o bien sin ningún tipo de seguimiento.

4.4.1 Fotovoltaico Detallado

El modelo Fotovoltaico Detallado calcula la energía entregada a la red por un sistema fotovoltaico, mediante el uso de modelos separados para el módulo y para el inversor. Este modelo requiere como *input* las especificaciones para el módulo y para el inversor así como información acerca del número de módulos e inversores del sistema.

De este modo, el usuario puede bien introducir sus propias especificaciones o requerimientos para el módulo y el inversor o bien elegir un modelo dentro de los posibles que se incluyen en la biblioteca de SAM. El modelo detallado modela el efecto de la temperatura sobre el rendimiento del módulo y tiene varias opciones para el cálculo de pérdidas por sombras. El modelo también permite el cálculo del número de módulos e inversores del sistema.

Este modelo se emplea en el caso en que se conozca de antemano los requerimientos de los equipos que se integrarán en el sistema.

4.4.2 Modelo PVWatts

El modelo PVWatts es una implementación de la popular aplicación online de NREL de la calculadora fotovoltaica. Éste modela un sistema conectado a red empleando una serie de entradas básicas del sistema para fijar la capacidad nominal del sistema, la orientación de los paneles y el tipo de montaje así como las pérdidas del sistema. PVWatts realiza suposiciones internamente acerca de las características del módulo e inversor para tres tipos de ellos. Esta implementación incluye también opciones para el modelado de las pérdidas por sombras.

Este modelo se emplea en estudios preliminares del proyecto, antes de estar en posesión de la información acerca de los equipos, o bien en otros análisis que requieran una estimación razonada de la generación eléctrica de sistemas fotovoltaicos.

4.5 Modelos financieros

Los modelos financieros implementados en SAM calculan los flujos de caja generados durante un periodo de análisis que el usuario establece. El flujo de caja recopila el valor de la electricidad generada por el sistema y los incentivos, así como el costo de instalación, operación y mantenimiento, impuestos y deuda.

Los modelos financieros pueden ser clasificados según dos grandes grupos de proyectos:

- Proyectos residenciales y comerciales que compran y venden la electricidad a precios al por menor y reemplazan la compra de electricidad de la red.
- Proyectos PPA (Power Purchase Agreement) que venden la electricidad al por mayor para satisfacer la tasa interna de retorno.

4.5.1 Proyectos Residenciales y Comerciales

En SAM, los proyectos de plantas residenciales y comerciales compran y venden la energía a precio al por menor. Puede que este tipo de proyectos deban ser financiados bien mediante un préstamo o bien mediante el pago en metálico (lo cual implicaría un 0% de deuda). De este modo, para poder cubrir estos costos de inversión, venden la electricidad a precios fijados por la empresa encargada del suministro de la electricidad. SAM calcula los parámetros de este tipo de proyectos basándose en que es una entidad única la que desarrolla, posee y opera la planta en cuestión.

Lo más usual es que SAM calcule el LCOE (Coste Actualizado Promedio de la Energía), el cual representa el coste actualizado de instalación y operación del sistema, incluyendo coste de deuda e impuestos, y teniendo en cuenta los incentivos en caso de que existan. El modelo también calcula el VAN (Valor Actual Neto) tras impuestos, así como el periodo de amortización del sistema.

Normalmente, los sistemas residenciales y comerciales suelen ser plantas de menos de 500kW [8]. Aunque SAM no haga restricción de tamaño, es preciso tenerlo presente.

4.5.2 Proyectos PPA

Los proyectos comúnmente conocidos con las siglas de PPA, son aquellos proyectos a gran escala (escala de utility) en los que la electricidad se vende a un precio negociado a través de un acuerdo de compra de energía (el denominado "Power Purchase

Agreement”) para cumplir con los requerimientos impuestos por la tasa interna de retorno del propio proyecto.

SAM tiene dos opciones para el análisis, bien fijando la IRR se determina el precio de venta de energía, o bien, fijando el precio de venta de la electricidad se calcula la tasa interna de retorno. Se propone como opcional una tasa anual de escalamiento para precios que varían anualmente, así como un factor denominado TOD (“Time of Delivery Factor”) que actúa como multiplicador del precio de venta de energía según el período de tiempo en el que nos encontremos (periodos tarifarios).

Proyectos de Propietario Único

En el modelo “Single Owner” que ofrece SAM, una única entidad es la propietaria del proyecto y se asume que tiene suficiente responsabilidad fiscal para emplear los beneficios fiscales.

En el presente proyecto nos limitaremos al caso de “Propietario Único”.

4.6 Descripción Modos de Simulación

Una simulación en SAM es una serie de cálculos llevados a cabo por los modelos energético y financiero para calcular resultados. El modelo de performance realiza una serie de estas simulaciones para cada intervalo de tiempo del archivo de datos meteorológicos (biblioteca) calculando los balances energéticos en los distintos componentes o subsistemas de la central, y el modelo financiero lleva a cabo otra serie de cálculos para cada año del período de análisis que el usuario fija.

4.6.1 Simulaciones múltiples

Algunos escenarios de análisis requieren más de una simulación. Por ejemplo, un análisis paramétrico requiere ejecutar una serie de simulaciones para un rango de valores de las variables de entrada y salida del problema.

Así pues, SAM ofrece tres modos de simulaciones múltiples:

- Una simulación **paramétrica** permite al usuario asignar múltiples valores a una o más variables de entrada y generar gráficos en los que se muestren la dependencia de los resultados con estas variables.

- Un análisis **estocástico** es similar a un análisis paramétrico, sólo que en este caso, SAM automáticamente genera una serie de valores para las variables de entrada dentro de un rango de distribución probabilística que el usuario fija.
- Análisis **P50/P90**. Un valor P90 es un valor que se espera sea alcanzado o superado el 90 % de las veces; análogo es un valor P50. SAM puede generar valores P50 y P90 para la producción de energía anual de un sistema y otras métricas mediante la ejecución de simulaciones por hora durante un periodo de varios años.

Se puede emplear SAM para optimizar el valor de una o más variables de entrada previa definición de una función objetivo, usando uno de los modos de simulación anteriores.

El usuario también puede diseñar sus propios modelos que requieren simulaciones múltiples escribiendo un “script” o guion en SAM, o bien, mediante el uso del software de desarrollo del que dispone SAM, se puede “llamar” al SSC (SAM Simulation Core) fuera de SAM para desarrollar estos modelos customizados.

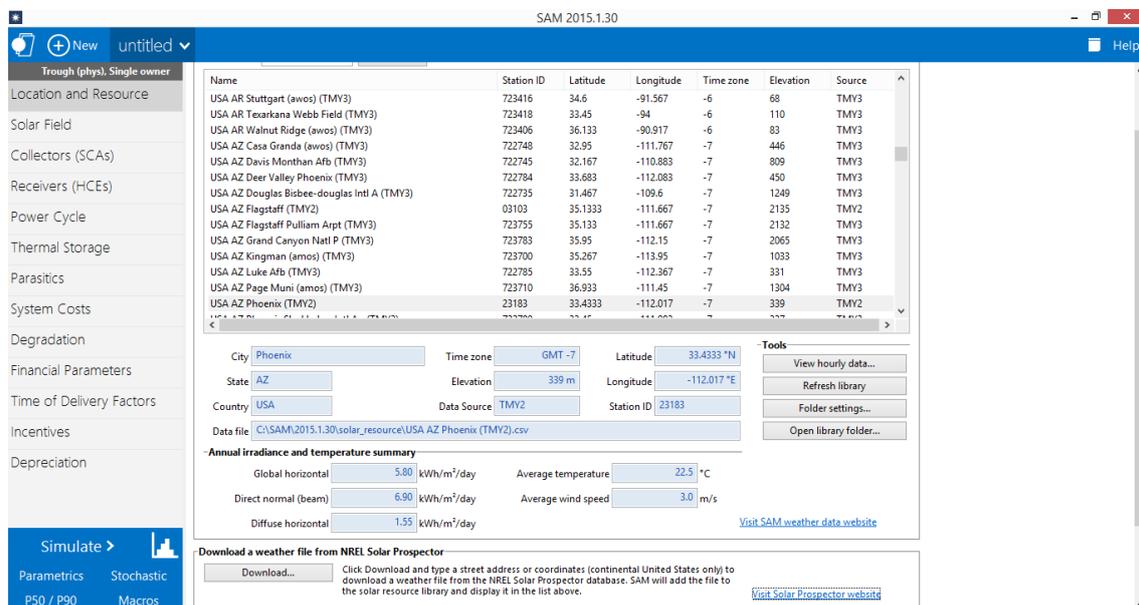


Ilustración 21. Ejemplo de pantalla principal de SAM

4.7 Metodología en SAM

En este apartado se muestran los pasos básicos que es preciso implementar en SAM a la hora de simular un modelo.

En primer lugar es necesario “Crear un proyecto”. En este primer paso ya es preciso elegir el modelo de planta que deseamos simular. Así, este proyecto de nueva creación estará definido por un modelo de “performance” entre los que se incluyen los modelos de centrales cilindroparabólicas, centrales de receptor central, plantas fotovoltaicas, etc.; y por otra parte, se generará de un modelo “financiero”, el cual es opcional (existe la opción de no asignar ningún modelo financiero al proyecto) entre los que se encuentran los anteriormente citados (residenciales y comerciales, de propietario único...)

En las imágenes de abajo podemos ver las capturas de pantalla correspondientes a estos pasos.

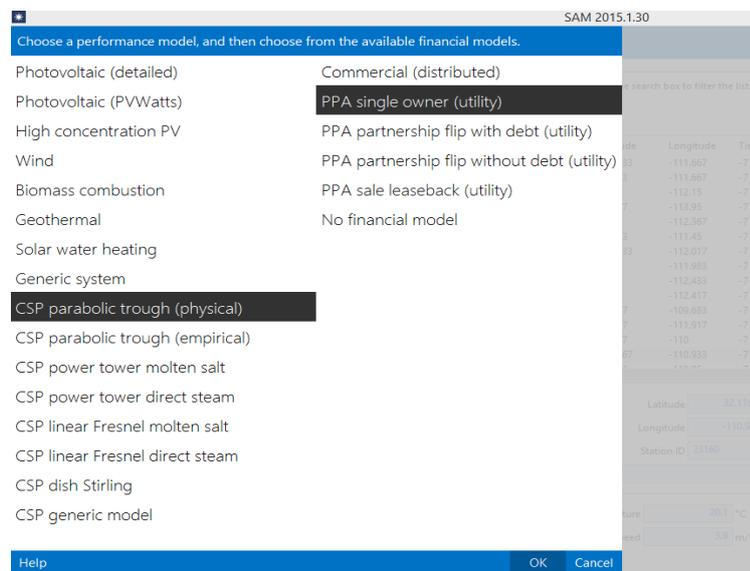


Figura 22. Creación de Nuevo Proyecto en SAM: Elección de Modelo de Performance y Modelo Financiero.

Cuando el usuario elige un modelo financiero y hace click en OK, SAM genera un nuevo archivo y se fijan todas las variables de entrada en sus valores por defecto.

Tras crear el archivo del proyecto es necesario revisar todas las variables de entrada en las distintas pestañas de SAM para verificar que los valores sean correctos según nuestros requisitos.

Una vez introducidas nuestras variables de entrada, podemos ejecutar la simulación de nuestro proyecto.

Tras haber completado las simulaciones en SAM, el programa muestra en pantalla una tabla resumen de los resultados, en términos de “performance” o energéticos y financieros, tal y como muestra la Figura 23.

Metric	Value
Annual energy	37,211,888 kWh
Capacity factor	21.2%
First year kWhAC/kWDC	1,861
Performance ratio	0.82
PPA price (Year 1)	10.28 €/kWh
PPA price escalation	1.00 %
Levelized revenue (nominal)	11.20 €/kWh
Levelized cost (nominal)	10.48 €/kWh
Net present value	\$2,728,050
Internal rate of return (IRR)	11.00 %
Year IRR is achieved	20 year
IRR at end of analysis period	12.76 %
Initial cost	\$41,172,380
Initial cost less cash incentives	\$41,172,380
Equity	\$19,471,956
Debt	\$21,700,422
Debt fraction	52.71 %

Performance metrics

Financial metrics

Figura 23. Tabla Resumen de Resultados tras simulación

También es posible ver por pantalla gráficos y tablas más detallados en la página de Resultados.

4.7.1 Resultados

Tras ejecutar una simulación, SAM muestra los resultados de ambos modelos, tanto el performance como el financiero. El usuario puede exportar estos datos desde cualquier gráfico o tabla generada por SAM a Excel o a ficheros de texto.

Resultados del Modelo de Performance

El resumen de resultados que se muestra tras las simulaciones contiene los parámetros y gráficos clave que resumen el modelo en términos de rendimiento, tales como la energía total generada, el factor de capacidad, etc.

Las pérdidas energéticas se muestran en un diagrama de pérdidas. La pestaña de gráficos permite crear gráficos de variables con valores horarios, mensuales, anuales y valores simples.

Resultados del Modelo Financiero

El modelo financiero toma como entrada la salida del Modelo Performance, es decir, toma el valor de la suma de los 8760 valores horarios de la generación eléctrica en kWh, representando esta suma la energía anual de salida del sistema en kWh. El modelo financiero calcula luego el flujo de caja del proyecto basado en el valor de las variables de entrada que el usuario ha especificado previamente en las pestañas de SAM correspondientes (Costes del Sistema y Parámetros Financieros).

SAM muestra los resultados del modelo financiero en el siguiente orden:

- El resumen de resultados muestra la tabla paramétrica con los parámetros financieros clave como son el LCOE, el precio PPA, la tasa interna de retorno (IRR), y el periodo de amortización, así como muestra la gráfica de flujo de caja tras impuestos.
- La pestaña “Cash Flow” muestra todos los flujos de caja del proyecto en sí.
- La pestaña “Data” permite al usuario construir tablas personalizadas de datos de costos y flujos de caja junto con otros parámetros del proyecto.
- Por último, hacer mención a la pestaña “Time series data”, la cual incluye datos de venta de energía y precios variables con el tiempo.

5. Metodología del Dimensionado

5.1 Introducción

En este capítulo se desarrollará la metodología seguida en el presente proyecto para el objeto descrito en el capítulo 2; esto es, el dimensionado de una central híbrida termosolar-fotovoltaica de 75 MW de capacidad total instalada.

Todo este dimensionado se realizará mediante el uso del software ya descrito en el capítulo 4, SAM (System Advisor Model) a la vez que con las correspondientes exportaciones de datos a Excel.

En primer lugar, se dimensionará la parte termosolar de la planta, la de tecnología cilindroparabólica, de 50 MW de capacidad y de manera que se consiga desplazar la producción de energía hacia el momento en que se produzca el pico de la tarde, el cual se intentará cubrir con el sistema de almacenamiento térmico del que dispone la planta.

En segundo lugar, se dimensionará la parte de tecnología fotovoltaica. Para esta parte, se ha decidido que tendrá la mitad de capacidad que la termosolar, esto es, 25 MW.

Por último, se ponderarán los resultados obtenidos de estas dos centrales para obtener los de la central híbrida. A su vez, ésta última será comparada con una central termosolar equivalente, la cual será determinada para que tenga la misma producción anual de energía.

5.2 Definición de la Central

En este apartado se resumen las características y condicionantes de partida del proyecto., tales como potencia nominal del conjunto, potencia nominal de la termosolar y la fotovoltaica por separado, emplazamiento, condiciones de diseño, tecnología, etc.

De este modo, se enumeran a continuación dichos parámetros de partida:

- Potencia nominal de la central híbrida: 75 MW.
- Potencia nominal de la termosolar: 50 MW

- Potencia nominal de la central fotovoltaica: 25 MW.
- Emplazamiento de ambas centrales: Sevilla, España. Latitud: 37,41° N.
- Tecnología termosolar: CCP (Captadores Cilindro-parabólicos) con seguimiento Este-Oeste y tanques de almacenamiento térmico en sales con capacidad de 7.5 horas.
- Tecnología fotovoltaica: Paneles de tecnología de silicio cristalino fijos (sin seguimiento solar).
- Condiciones de operación: la central en su conjunto se diseñará de tal forma que por un lado, la prioridad de la termosolar sea el almacenamiento térmico durante las horas de sol pico para su posterior empleo para cubrir el pico de la noche; y por otro, la fotovoltaica aprovechará al 100% la radiación solar directa incidente para la generación de energía eléctrica.

5.3 Dimensionado Campo Termosolar

El propósito de la central será la generación y venta de energía eléctrica operando en el mercado nacional mediante el uso único de esta central de energía 100% renovable.

A continuación se analizarán los distintos pasos llevados a cabo para ello en el presente proyecto, los cuales han sido dispuestos en el orden en que SAM presenta sus diferentes apartados a la hora de configurar un modelo de central.

Como se ha visto previamente en el Capítulo 4, para modelar un sistema cilindroparabólico hay que elegir previamente bien el modelo físico o bien el modelo empírico. El modelo físico, como ya sabemos, es apropiado para la mayoría de los sistemas, mientras que el modelo empírico solo es aplicable a sistemas con diseños similares a los de los proyectos SEGS (Solar Energy Generating Systems) llevados a cabo en el Desierto de Mojave, localizados al sudoeste de los Estados Unidos y que carecen de sistema de almacenamiento [9].

Por tanto, para nuestro caso, tomaremos el **modelo físico** para el dimensionado de la planta cilindroparabólica.

Es preciso hacer una aclaración respecto a las variables de entrada que se usarán en este estudio en cuestión. Dado que el estudio llevado a cabo en este proyecto se basa en una primera aproximación al dimensionado de este tipo de centrales híbridas, con

el objeto de optimizar la generación de energía, muchos de los parámetros de entrada de la central serán los que SAM ofrece por defecto; esto es, sólo se introducirán o calcularán aquellos parámetros de entrada que afecten de manera directa a los outputs que determinen la rentabilidad del proyecto. A medida que se vayan estudiando los distintos apartados que SAM ofrece para la introducción de variables de entrada, se irá haciendo mención a si se emplean los valores por defecto que el modelo tiene o bien, ha sido preciso modificarlos con otros valores determinados.

5.3.1 Emplazamiento y recurso solar

En primer lugar, es preciso elegir el emplazamiento de la central. En nuestro caso, la central estará ubicada en la localidad de Sevilla, España. Los datos de radiación empleados serán los correspondientes al Año Meteorológico Típico (TMY) de Sevilla basado en los datos medidos en la estación meteorológica ubicada en la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla, perteneciente al GTER (Grupo de Investigación de Termodinámica y Energías Renovables) de la US, durante el período 2000 - 2013.

SAM muestra la siguiente información resumida sobre el recurso solar en Sevilla conforme al TMY de Sevilla:

City	Sevilla	Time zone	GMT 1	Latitude	37.41 °N
State	ESP	Elevation	15 m	Longitude	-6.01 °E
Country	Spain	Data Source	GTER	Station ID	ETSI
Data file	C:\Users\Elia\Downloads\Spain ESP Sevilla (TMY3).csv				
Annual irradiance and temperature summary					
Global horizontal	4.99 kWh/m ² /day	Average temperature	19.2 °C		
Direct normal (beam)	5.67 kWh/m ² /day	Average wind speed	1.7 m/s		
Diffuse horizontal	1.58 kWh/m ² /day				

Ilustración 24. Datos de radiación y emplazamiento de Sevilla

Además, SAM dispone de un fichero Excel con datos de radiación del TMY para cada hora del año, es decir, datos de radiación directa y horizontal, temperatura ambiente y otras variables meteorológicas para las 8760 horas de las que se compone el año.

5.3.2 Costes del Sistema

SAM emplea las variables ubicadas en la pestaña de Costes del Sistema Cilindroparabólico para calcular los costes de inversión y los costes anuales de operación, los cuales son reportados en el flujo de caja del proyecto y usados para calcular los demás parámetros de costes que aparecen en la tabla de resultados.

Los valores por defecto de estas variables de costes en SAM representan la mejor estimación llevada a cabo por el NREL. Estos valores están basados en estudios de costos realizados por el NREL, estudios de la literatura publicada así como conversaciones entre expertos en la materia.

En este proyecto, dado que los costes del sistema no intervienen en los parámetros asociados a rendimientos, éstos se pueden dar por válidos y tomarlos como valores de entrada los valores de estas variables que SAM les asocia por defecto.

5.3.3 Múltiplo Solar

El dimensionado del campo solar de una central cilindroparabólica implica determinar el área de apertura óptima del campo solar para un determinado emplazamiento. En general, aumentar el área del campo solar implica el aumento de la generación eléctrica. Sin embargo, en periodos de alta radiación solar, un campo muy extenso o muy sobredimensionado produciría más energía térmica de la que el bloque de potencia o el sistema de almacenamiento podría aceptar. Además, una vez que la dimensión del campo solar sobrepasa cierto punto, los costos de instalación y operación son mayores que el beneficio que se obtiene de una generación mayor de energía.

De este modo, un área solar óptima debería:

- Maximizar el periodo de tiempo durante el cual el campo es capaz de generar la suficiente energía térmica como para que el bloque de potencia esté funcionando a su capacidad nominal.
- Minimizar los costos de instalación y operación.
- Hacer uso del sistema de almacenamiento térmico de una forma eficiente y económica.

El problema de elegir un área solar óptima supone analizar el compromiso entre un campo solar mayor que optimice la generación eléctrica y el beneficio, y un campo solar más pequeño que minimice los costes de la instalación y la operación.

Para optimizar el tamaño del campo solar, el parámetro del LCOE resulta muy útil, pues incluye la cantidad de energía generada por el sistema, los costes de instalación del proyecto y el coste de operación y mantenimiento de todo el sistema a lo largo de toda su vida útil. Así pues, optimizar el campo solar supone encontrar el área de apertura del campo solar que resulta en el mínimo valor del LCOE. Para sistemas con almacenamiento térmico, como es el caso de este proyecto, la optimización implica también encontrar la combinación entre campo solar y capacidad de almacenamiento que resulte en el mínimo valor para el LCOE.

Existen dos opciones en SAM para especificar el área de apertura del campo solar.

- Opción 1. El usuario especifica un múltiplo solar y SAM calcula el área de apertura del campo solar para cumplir con la capacidad nominal del bloque de potencia (Potencia nominal).
- Opción 2. El usuario especifica el área de apertura independientemente de la potencia nominal de la central.

A la hora de decidir cuál de los dos análisis es el que interesa más al usuario, éste debe centrar su atención en los parámetros que son conocidos o inputs del sistema. En el caso de que el análisis suponga un campo solar cuyo área está determinada, la opción 2 de las antes mencionadas es la que resultaría adecuada. Sin embargo, en el caso de que el análisis consista en optimizar el área solar para una determinada ubicación o bien suponga la elección de una óptima combinación entre la apertura del campo solar y la capacidad de almacenamiento térmico, entonces es la opción 1 de las que SAM ofrece la que el usuario debe emplear para dimensionar el campo.

El caso del presente proyecto, el múltiplo solar será uno de los factores clave que afecten de forma directa al dimensionado de la central cilindroparabólica. Su valor se determinará más adelante por medio de un estudio paramétrico que buscará la dimensión óptima que garantice la mayor rentabilidad del proyecto.

5.3.4 Tipo de Captador y Receptor

SAM dispone de una librería con diversos modelos para estos dos sistemas. En el caso de los **captadores**, existen 7 modelos disponibles en la correspondiente librería. Estos modelos son los siguientes:

- EuroTrough ET150
- Luz LS-2
- Luz LS-3
- Solargenix SGX-1
- AlbiasaTrough AT150

- Siemens SunField 6
- SkyFuel SkyTrough

Por defecto, SAM ofrece para el caso del modelo físico de planta cilindroparabólica, el captador modelo **EuroTrough ET150**. Por ser el modelo de captador un factor no relevante a la hora de optimizar la generación (podemos asumir que la influencia sobre ésta es despreciable frente a otros parámetros de entrada), se decide tomar este modelo en el diseño de la parte termosolar. Así, los parámetros por defecto asociados a este modelo de captador cilindroparabólico son los que se muestran a continuación.

Collector Library

Search for: Name

Name	Reflective ...	Aperture w...	Length of ...	Number of...	Average su...
EuroTrough ET150	817.5	5.75	150	12	2.11
Luz LS-2	235	5	49	6	1.8
Luz LS-3	545	5.75	100	12	2.11
Solargenix SGX-1	470.3	5	100	12	1.8

Collector types in loop configuration: Cold - 1 - 1 - 1 - 1 - Hot

Collector Type 1

Collector name from library: EuroTrough ET150

Collector Geometry

Reflective aperture area	<input type="text" value="817.5"/> m ²	Number of modules per assembly	<input type="text" value="12"/>
Aperture width, total structure	<input type="text" value="5.75"/> m	Average surface-to-focus path length	<input type="text" value="1.8"/> m
Length of collector assembly	<input type="text" value="150"/> m	Piping distance between assemblies	<input type="text" value="1"/> m

Optical Parameters

Incidence angle modifier coef. F0	<input type="text" value="1"/>	Geometry effects	<input type="text" value="0.98"/>
Incidence angle modifier coef. F1	<input type="text" value="0.0506"/>	Mirror reflectance	<input type="text" value="0.935"/>
Incidence angle modifier coef. F2	<input type="text" value="-0.1763"/>	Dirt on mirror	<input type="text" value="0.95"/>
Tracking error	<input type="text" value="0.99"/>	General optical error	<input type="text" value="0.99"/>

Optical Calculations

Length of single module	<input type="text" value="12.5"/> m	End loss at summer solstice	<input type="text" value="0.999751"/>
IAM at summer solstice	<input type="text" value="1.00192"/>	Optical efficiency at design	<input type="text" value="0.853162"/>

Ilustración 25. Parámetros de entrada correspondientes al modelo de captador EuroThrough ET150

Además, se elige tomar la configuración de cuatro captadores en serie por cada lazo, similar al caso de la central de Andasol. Los cuatro captadores que forman cada lazo serán de la misma tipología y características.

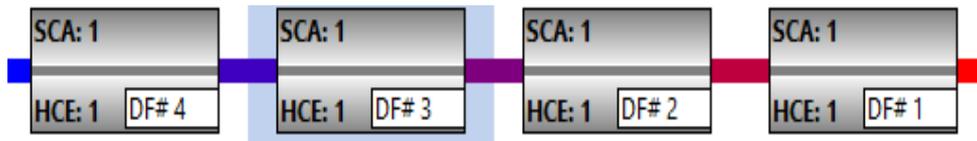


Ilustración 26. Configuración Lazo de Captadores

Análogamente, se toma como modelo de **tubo receptor** el que por defecto ofrece SAM, el cual es **Schott PTR70 2008**.

En la tabla que se muestra a continuación aparecen los parámetros característicos de este modelo de tubo receptor.

Receiver Type 1

Receiver name from library:

Receiver Geometry

Absorber tube inner diameter	<input type="text" value="0.066"/> m	Absorber flow plug diameter	<input type="text" value="0"/> m
Absorber tube outer diameter	<input type="text" value="0.07"/> m	Internal surface roughness	<input type="text" value="4.5e-005"/>
Glass envelope inner diameter	<input type="text" value="0.115"/> m	Absorber flow pattern	<input type="text" value="Tube flow"/>
Glass envelope outer diameter	<input type="text" value="0.12"/> m	Absorber material type	<input type="text" value="304L"/>

Parameters and Variations

	Variation 1	Variation 2	Variation 3	Variation 4*
Variant weighting fraction*	<input type="text" value="0.985"/>	<input type="text" value="0.01"/>	<input type="text" value="0.005"/>	<input type="text" value="0"/>
Absorber Parameters:				
Absorber absorptance	<input type="text" value="0.96"/>	<input type="text" value="0.96"/>	<input type="text" value="0.8"/>	<input type="text" value="0"/>
Absorber emittance	<input type="text" value="Table..."/>	<input type="text" value="Table..."/>	<input type="text" value="Table..."/>	<input type="text" value="Table..."/>
Envelope Parameters:				
Envelope absorptance	<input type="text" value="0.02"/>	<input type="text" value="0.02"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Envelope emittance	<input type="text" value="0.86"/>	<input type="text" value="0.86"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>
Envelope transmittance	<input type="text" value="0.963"/>	<input type="text" value="0.963"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input checked="" type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass
Gas Parameters:				
Annulus gas type	<input type="text" value="Hydrogen"/>	<input type="text" value="Air"/>	<input type="text" value="Air"/>	<input type="text" value="Hydrogen"/>
Annulus pressure (torr)	<input type="text" value="0.0001"/>	<input type="text" value="750"/>	<input type="text" value="750"/>	<input type="text" value="0"/>
Heat Loss at Design:				
Estimated avg. heat loss (W/m)	<input type="text" value="150"/>	<input type="text" value="1100"/>	<input type="text" value="1500"/>	<input type="text" value="0"/>
Optical Effects:				
Bellows shadowing	<input type="text" value="0.96"/>	<input type="text" value="0.96"/>	<input type="text" value="0.96"/>	<input type="text" value="0.963"/>
Dirt on receiver	<input type="text" value="0.98"/>	<input type="text" value="0.98"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0.98"/>

Ilustración 27. Parámetros de entrada correspondientes al modelo de tubo receptor Schott PTR70 2008

5.3.5 Ciclo de Potencia

En este apartado de SAM se establecerá la capacidad de la planta cilindroparabólica, su disponibilidad y punto de funcionamiento, así como los parámetros de control y el sistema de refrigeración. Será sólo del alcance del presente estudio el establecer la potencia nominal de la planta, así como la eficiencia global de la planta.

Así pues, se establecen los siguientes valores de estos parámetros:

- Potencia bruta nominal: 55MWe
- Factor estimado de conversión de potencia bruta-neta : 0.9 (consumos propios)

Con estos datos, se obtiene un valor estimado de Potencia Neta de 50 MWe, que es justo el valor objetivo de producción de este proyecto.

Plant Capacity

Design gross output	<input type="text" value="55"/>	MWe
Estimated gross to net conversion factor	<input type="text" value="0.9"/>	
Estimated net output at design (nameplate)	<input type="text" value="50"/>	MWe

Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power

Ilustración 28. Parámetros Entrada de Capacidad de Planta

El resto de parámetros referentes al bloque de potencia se fijarán con los valores que por defecto SAM les asigna. A continuación se muestran los valores para estas variables de entrada.

Power Block Design Point

Rated cycle conversion efficiency	<input type="text" value="0.3774"/>	
Design inlet temperature	<input type="text" value="391"/>	°C
Design outlet temperature	<input type="text" value="293"/>	°C
Boiler operating pressure	<input type="text" value="100"/>	bar
Steam cycle blowdown fraction	<input type="text" value="0.02"/>	
Fossil backup boiler LHV efficiency	<input type="text" value="0.9"/>	
Aux heater outlet set temp	<input type="text" value="391"/>	°C
Fossil dispatch mode	<input type="text" value="Minimum backup level"/>	

Ilustración 29. . Valores de los parámetros correspondientes al Punto de Diseño del Bloque de Potencia

En este caso, no se considerará suministro adicional de energía procedente de una fuente de respaldo como podría ser el gas natural, sino que sólo se generará energía mediante el recurso solar.

El modo de refrigeración de la central será mediante condensadores de tipo evaporativo.

Plant Control	
Low resource standby period	2 hrs
Fraction of thermal power needed for standby	0.2
Power block startup time	0.5 hr
Fraction of thermal power needed for startup	0.2
Minimum required startup temp	250 °C
Max turbine over design operation	1.05
Min turbine operation	0.25
Turbine inlet pressure control	Fixed pressure

Cooling System		Hybrid Dispatch
Condenser type	Evaporative	
Ambient temp at design	20 °C	Period 1: 0
Ref. Condenser Water dT	10 °C	Period 2: 0
Approach temperature	5 °C	Period 3: 0
ITD at design point	16 °C	Period 4: 0
Condenser pressure ratio	1.0028	Period 5: 0
Min condenser pressure	1.25 inHg	Period 6: 0
Cooling system part load levels	2	Period 7: 0
		Period 8: 0
		Period 9: 0

Hybrid dispatch control parameters refer to the dispatch periods defined on the thermal storage page.

Ilustración 30. Valores de las variables de entrada referentes al Control de la Planta y al Sistema de Refrigeración

5.3.6 Almacenamiento térmico

El almacenamiento térmico es un punto crítico en este estudio. Dada la capacidad nominal neta para la que se dimensiona la central, 50MW, una capacidad de almacenamiento térmico de entre 6 y 8 horas es la capacidad de la mayor parte de las centrales termosolares de CCP en España [5].

Así pues, basándonos en plantas termosolares como Andasol, la primera planta comercial de tiro parabólico de Europa y de 50MW también, se decide establecer una **capacidad de almacenamiento térmico de 7.5 horas**, lo cual se traduce en una

capacidad térmica de 1093MWht, dados un par de tanques en paralelo de una altura de 14m cada uno y 38.5m de diámetro aproximadamente.

El almacenamiento se realizará mediante sales fundidas, de tipo Hitec Solar Salt.

Storage System	
Full load hours of TES	7.5 hr
Storage volume	16270 m ³
TES Thermal capacity	1093 MWht
Parallel tank pairs	1
Tank height	14 m
Tank fluid min height	1 m
Tank diameter	38.4667 m
Min fluid volume	1162.14 m ³
Tank loss coeff	0.4 W/m ² -K
Estimated heat loss	0.367595 MWht
Cold tank heater set point	250 °C
Hot tank heater set point	365 °C
Tank heater capacity	25 MWht
Tank heater efficiency	0.98
Hot side HX approach temp	5 °C
Cold side HX approach temp	7 °C
Heat exchanger derate	0.877551
Initial TES fluid temp	300 °C
Storage HTF fluid	Hitec Solar Salt
User-defined HTF fluid	Edit...
Storage HTF min operating temp	238 °C
Storage HTF max operating temp	593 °C
Fluid Temperature	342 °C
TES fluid density	1872.49 kg/m ³
TES specific heat	1.50182 kJ/kg-K

Ilustración 31. Valores para las variables del Almacenamiento Térmico

Para terminar de definir el sistema del almacenamiento térmico, es preciso definir el despacho de la energía térmica almacenada. Para ello, se definen los periodos de tiempo a lo largo del año en los que se libera energía térmica del almacenamiento para ser enviada al bloque de potencia y generar energía útil. De este modo, para cada hora de la simulación (8760 horas en total por año), SAM tiene en cuenta la cantidad de energía en el almacenamiento al comienzo de la hora en cuestión y decide si operar o no el ciclo de potencia en esa hora. Para cada periodo de despacho, hay dos objetivos de despacho para comenzar o seguir operando el ciclo de potencia: uno para las horas de luz solar (fracción de despacho del almacenamiento con luz solar) y otro para periodos en los que no hay luz solar (Fracción de despacho del almacenamiento sin luz solar). De este modo, el objetivo de despacho para cada periodo es el producto de esta fracción de despacho (con o sin luz solar) y la capacidad térmica del almacenamiento, definida por el valor de la variable de entrada del almacenamiento.

Por tanto, existen dos modos de despacho del almacenamiento térmico:

- Durante los periodos de luz solar en los que la energía del campo solar no es suficiente para satisfacer la demanda, el sistema despacha energía del almacenamiento sólo cuando la energía en él es mayor o igual que el objetivo de despacho.

- Durante los periodos en los que no hay luz solar, el ciclo de potencia no funcionará a menos que la energía almacenada sea mayor o igual que el objetivo de despacho.

La fracción de salida de la turbina para cada periodo de despacho determina la potencia de salida requerida para las horas que caen dentro del periodo de despacho en cuestión. Así, una fracción de salida de turbina de 1 es equivalente a una energía demandada igual a la potencia bruta de diseño de la central, en este caso, 55 MWe.

El principio de funcionamiento del almacenamiento en SAM es como se describe a continuación: para horas en las que la energía del campo solar es insuficiente para satisfacer la demanda, el ciclo de potencia funciona con energía térmica procedente tanto del campo solar como del almacenamiento. Para horas en las que la energía térmica del campo solar excede los requerimientos de salida, el bloque de potencia funciona a la capacidad demandada y cualquier exceso de energía se redirige al almacenamiento. En caso de que el almacenamiento esté ya al máximo de su capacidad, los captadores del campo solar se desenfocan parcialmente para reducir las pérdidas.

En nuestro caso, dado que la estrategia de operación consiste en priorizar el almacenamiento de energía térmica durante las horas de sol para poder generar en horas nocturnas, se configurará el almacenamiento para tal propósito. Esto se traduce en la definición de dos periodos de operación para cada día del año, según exista radiación solar o no.

Definición Periodos de Despacho de Energía

Los horarios de despacho de días entre semana y fines de semana determinan cuándo cada uno de los 6 periodos disponibles entra en operación a lo largo del año.

Para la definición de estos periodos se lleva a cabo un estudio de los perfiles de demanda eléctrica en España.

Definición y análisis del perfil de demanda eléctrico en España

Para ello, primero se establece el periodo de análisis, que en el caso de este proyecto, será entre Noviembre de 2013 y Octubre de 2014. A continuación, se hace uso de los Boletines Mensuales publicados por Red Eléctrica Española (REE) de los meses del periodo indicado y se toma el día de máxima demanda de energía de cada mes. Una vez conocido este día del mes, se hace uso de la aplicación que REE posee de Demanda de Energía en Tiempo Real y accediendo al histórico, se accede al perfil de demanda del día en cuestión. [10]

Conocido este perfil de demanda, se estudian los picos de demanda y los valles del día en cuestión, así como la hora UTC +0 a la que se producen. Con esto, se agrupan los meses del año en tres periodos, según la similitud de los perfiles de demanda (hora a la que se producen los picos).

Así, pues, se definen los siguientes grupos de meses o periodos de perfiles de demanda similares, tal y como se muestra a continuación.

MES	DIA MAYOR DEMANDA	HORA PICO (LOCAL)	HORA UTC +0
nov-13	28-nov-13	19:50:00	18:50:00
dic-13	11-dic-13	19:50:00	18:50:00
ene-14	21-ene-14	19:50:00	18:50:00
feb-14	11-feb-14	19:50:00	18:50:00
mar-14	04-mar-14	20:20:00	19:20:00
abr-14	02-abr-14	21:20:00	19:20:00
may-14	13-may-14	13:20:00	11:20:00
jun-14	13-jun-14	13:20:00	11:20:00
jul-14	17-jul-14	13:20:00	11:20:00
ago-14	27-ago-14	13:50:00	11:50:00
sep-14	02-sep-14	13:30:00	11:30:00
oct-14	02-oct-14	20:50:00	18:50:00

Ilustración 32. Definición Periodos del año según perfil de demanda

Como se observa, los tres periodos definidos se corresponden con los distintos colores en los que se han agrupado los meses, esto es, amarillo, azul y rosa. Así pues, tenemos:

- Periodo A: meses de noviembre, diciembre, enero, febrero y octubre.
- Periodo B: meses de marzo y abril
- Periodo C: meses de mayo a septiembre incluido.

A continuación, se realiza un estudio de la evolución del mercado de la energía eléctrica en España en el periodo de noviembre 2013 a octubre 2014, mediante el estudio de los Informes Mensuales de OMIE, empresa perteneciente al grupo del Operador del Mercado Ibérico, para obtener los precios horarios finales de venta de la electricidad para el día de máxima demanda.

En estos Informes Mensuales, se toma el precio medio final del día del estudio en cuestión, así como la oscilación de este: precio horario máximo y mínimo.

El objetivo de este estudio es determinar el multiplicador del precio de venta de la energía correspondiente para cada periodo, el cual será implementado en SAM. Es preciso mencionar que este factor es denominado *Time of Delivery Factor (TOD)* en SAM. Los multiplicadores se obtienen de las siguientes expresiones:

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

Siendo,

- P_{medio} = Precio Medio Final de venta de la electricidad (€/MWh)
- P_{max} = Precio Máximo Final de venta de la electricidad (€/MWh)
- P_{min} = Precio Mínimo Final de venta de la electricidad (€/MWh)

Es preciso mencionar que se ha hecho la **suposición** de que el mayor precio de venta de la electricidad (P_{max}) coincide con el pico del día o momento del día de mayor demanda energética del país.

Así pues, se obtienen los siguientes multiplicadores para cada mes del estudio:

MES	Día mayor demanda	Precio Medio (€/MWh)	Precio Max (€/MWh)	Precio Min (€/MWh)	TOD max	TOD min
oct-14	02-oct-14	73.45	88.6	47.54	1.21	0.65
nov-13	28-nov-13	72.38	96.05	45.91	1.33	0.63
dic-13	11-dic-13	84.6	111.23	35.8	1.31	0.42
ene-14	21-ene-14	64.64	82.03	37.65	1.27	0.58
feb-14	11-feb-14	38.51	100.29	7.68	2.60	0.20
mar-14	04-mar-14	15.17	26.88	8.75	1.77	0.58
abr-14	02-abr-14	48.77	81.76	22.02	1.68	0.45
may-14	13-may-14	49.11	56.88	37.62	1.16	0.77
jun-14	13-jun-14	66.93	77.15	51.48	1.15	0.77

MES	Día mayor demanda	Precio Medio (€/MWh)	Precio Max (€/MWh)	Precio Min (€/MWh)	TOD max	TOD min
jul-14	17-jul-14	67.04	76.71	46.46	1.14	0.69
ago-14	27-ago-14	64.15	74.78	48.59	1.17	0.76
sep-14	02-sep-14	70.37	82.56	53.26	1.17	0.76

Ilustración 33. Definición Multiplicadores del PPA, periodos TOD

A continuación, se calculan los multiplicadores TOD medios de los periodos A, B y C obtenidos mediante sencillas medias aritméticas. Estos multiplicadores medios son:

MES	TODmax	TOD min	TODmax medio	TOD min medio
oct-14	1.21	0.65	1.54	0.61
nov-13	1.33	0.63		
dic-13	1.31	0.42		
ene-14	1.27	0.58		
feb-14	2.60	0.20	1.72	0.51
mar-14	1.77	0.58		
abr-14	1.68	0.45	1.16	0.75
may-14	1.16	0.77		
jun-14	1.15	0.77		
jul-14	1.14	0.69		
ago-14	1.17	0.76		
sep-14	1.17	0.76		

Con esto, queda definido el sistema de almacenamiento térmico y su estrategia de despacho, puesto que tenemos las horas de almacenamiento que el sistema requiere y su horario de funcionamiento.

Ahora bien, como SAM distingue entre las horas del día en que no hay radiación y las horas del día en las que sí, es preciso dividir de nuevo los tres periodos anteriormente definidos, A, B y C, en seis según haya radiación o no, puesto que SAM ofrece la oportunidad de asignar a las 24h del día, los 12 meses del año, uno de los seis periodos de funcionamiento disponibles.

Así pues, los tres periodos anteriores (A, B y C) se dividirán a su vez cada uno en dos, quedando por tanto 6 periodos totales.

Dada la suposición realizada de que el mayor precio de venta de energía coincide con el momento de mayor demanda, se asignarán los TOD_{máx} a las horas del día correspondientes al pico de demanda, y los TOD_{min} a las horas del día correspondientes a los valles. El periodo A quedará dividido en los periodos 1 y 2; el periodo 1 se corresponde con las horas de los días de los meses de A en las que no hay radiación y el periodo 2 se corresponderá con las horas del día de los meses de A en los que sí existe radiación solar. Análogamente con B y C.

Es preciso mencionar la correspondencia entre los periodos del 1 al 6 y si se corresponde con periodo pico o valle, tal y como se realiza a continuación:

- Periodos 1 y 2. El periodo 1 se corresponde con las horas **sin luz solar** de los meses entre noviembre y febrero incluidos. En este periodo se produce el pico, correspondiéndose así con el multiplicador TOD_{max}. Por tanto, el periodo 2, correspondiente a las horas **con luz solar** de dichos meses, se correspondería con el multiplicador TOD_{min}.
- Periodos 3 y 4. El periodo 3 se corresponde con las horas **sin luz solar** de los meses de marzo y abril. En este periodo se produce el pico, correspondiéndose así con el multiplicador TOD_{max}. Por tanto, el periodo 4, correspondiente a las horas **con luz solar** de dichos meses, se correspondería con el multiplicador TOD_{min}.
- Periodos 5 y 6. El periodo 5 se corresponde con las horas **sin luz solar** de los meses entre mayo y octubre incluidos. En este periodo no se produce el pico del día, correspondiéndose así con el multiplicador TOD_{min}. Por tanto, el periodo 6, correspondiente a las horas **con luz solar** de dichos meses, se correspondería con el multiplicador TOD_{max}.

Por tanto, las 8760 horas del año quedarían agrupadas según los perfiles de demanda y las horas de luz solar tal y como se indica a continuación:

Weekday Schedule																								
	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Mar	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3
Apr	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3
May	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
Jun	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
Jul	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
Aug	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
Sep	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
Oct	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1

Weekend Schedule																								
	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Mar	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3
Apr	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3
May	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
Jun	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
Jul	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
Aug	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
Sep	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
Oct	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1

Ilustración 34. Horarios de funcionamiento del almacenamiento térmico de los días entre semana y los fines de semana.

Los multiplicadores TOD por tanto quedarían:

PPA price multiplier	
Period 1:	1.54
Period 2:	0.61
Period 3:	1.72
Period 4:	0.51
Period 5:	0.75
Period 6:	1.16

Ilustración 35. Multiplicadores del PPA para cada uno de los seis periodos

Y la configuración del despacho de energía sería la siguiente:

	Storage dispatch		Turb. out.	Fossil fill
	w/ solar	w/o solar	fraction	fraction
Period 1:	0	0	1	0
Period 2:	0	0	0.25	0
Period 3:	0	0	1	0
Period 4:	0	0	0.75	0
Period 5:	0	0	1	0
Period 6:	0	0	0.25	0
Period 7:	0	0	1	0
Period 8:	0	0	1	0
Period 9:	0	0	1	0

Ilustración 36. Configuración del despacho de energía del almacenamiento térmico

Realmente, la configuración óptima del despacho de energía del almacenamiento será determinada a través de un estudio paramétrico, en el que la fracción de salida de la turbina para los periodos pares, periodos en los que hay radiación solar y por tanto, periodos críticos, será una de las variables de entrada. Más adelante, se describirá en detalle este estudio paramétrico.

5.3.7 Parámetros financieros

SAM ofrece dos posibilidades a la hora de definir el modo de la solución financiera a aplicar, el primero consiste en fijar la TIR (Tasa Interna de Retorno) y un año objetivo para conseguir dicha TIR; y el segundo, en establecer un PPA determinado.

Dado que el PPA es un coste de venta que se establece entre el productor y el consumidor de la energía generada y es un parámetro desconocido en el presente estudio, se empleará la opción de fijar la TIR.

La TIR es la tasa de actualización del capital que anula el VAN, es decir, nos indica la máxima tasa de descuento que puede tener un proyecto para que sea rentable. Un proyecto con una TIR superior a un límite prefijado por el inversor, que debe exceder al coste de capital de la empresa, es digno de consideración; tal límite indica la

capacidad de asunción de riesgos. La TIR es adecuada para la comparación de proyectos de dimensiones variadas.

Así pues, se fija una TIR del 10% con un periodo de 20 años para conseguir dicha rentabilidad de la central y un escalamiento del PPA del 1%.

5.3.8 Estudio paramétrico para la definición del Campo Solar y del Almacenamiento Térmico

Como se acaba de mencionar, la configuración óptima del campo solar y del almacenamiento térmico, se determinará mediante un estudio paramétrico en el cual las variables de entrada, y por tanto, variables a definir, serán el múltiplo solar y las fracciones de salida de la turbina de los periodos pares del TOD.

Como parámetro de salida, analizaremos el LCOE (Coste Actualizado Medio de la Energía) y la energía total generada al año. El LCOE es un parámetro determinante a la hora del dimensionado del campo solar y del almacenamiento térmico, puesto que es el parámetro que tiene en cuenta tanto la energía anual generada por el sistema, como los costes de la instalación y de O&M.

Además, en este proyecto, se tomará el punto de vista del promotor de la central solar (frecuentemente un consorcio que agrupa a inversores, empresas de ingeniería y construcción (*epccistas*), tecnólogos, etc.) que se presenta a un concurso o licitación pública y cuya oferta será más competitiva cuanto menor sea el coste de su energía generada.

Así pues, será el LCOE (cent\$/kWh) el parámetro que queramos minimizar; de ahí que el criterio elegido al llevar a cabo el paramétrico, sea tomar como configuración óptima la de mínimo valor del LCOE.

Así pues, se lleva a cabo este estudio paramétrico en el que tenemos los siguientes valores para las variables consideradas inputs:

Inputs:

- Múltiplo Solar: entre 1.4 y 2.5 a intervalos de 0.1
- *Turbine Output Fraction TOD 2: 0.25; 0.5; 0.75*
- *Turbine Output Fraction TOD 4: 0.25; 0.5; 0.75*
- *Turbine Output Fraction TOD 6: 0.25; 0.5; 0.75*

Y como *Output* tendremos:

- *LCOE (Coste Actualizado Promedio de la Energía, cent\$/kWh)*

Dado este estudio paramétrico, se dan 324 combinaciones posibles de las variables de entrada y por tanto, SAM llevará a cabo 324 iteraciones.

A continuación, se procede a analizar los resultados y determinar el caso óptimo, el cual se corresponde con el de mínimo valor del LCOE.

Dicho caso óptimo se da para la siguiente configuración del almacenamiento y del campo solar.

ÓPTIMO TERMOSOLAR

Turbine Output Fraction Period 2	Turbine Output Fraction Period 4	Turbine Output Fraction Period 6	Solar multiple	LCOE (nominal) (cents/kWh)
0.25	0.75	0.75	2.2	25.3489

Ilustración 37. Configuración Caso Óptimo Termosolar

Como podemos ver, el caso óptimo, aquél para cuya configuración se obtiene el mínimo valor del LCOE, se obtiene para los valores de entrada anteriormente mostrados.

Una vez llevado a cabo este paramétrico, el cual tenía como objetivo determinar el caso óptimo del campo solar y las fracciones de salida de la turbina de los periodos pares, se procede a la simulación en SAM de esta configuración para confirmar que el caso óptimo es efectivamente factible.

Así, como resumen de resultados se obtiene:

Metric	Value
Annual energy	138,090,864 kWh
Capacity factor	31.8%
Gross-to-net conversion	92.2 %
PPA price (Year 1)	24.63 €/kWh
PPA price escalation	1.00 %
Levelized PPA price (nominal)	25.79 €/kWh
Levelized cost (nominal)	25.35 €/kWh
Net present value	\$5,169,383
Internal rate of return (IRR)	10.00 %
Year IRR is achieved	20 year
IRR at end of analysis period	11.83 %
Initial cost	\$422,812,800
Initial cost less cash incentives	\$422,812,800
Equity	\$212,715,056
Debt	\$210,097,728
Debt fraction	49.69 %

Ilustración 38. Resultados del óptimo termosolar

Como se observa, se obtiene una producción total anual de unos **138 GWh**. Sin embargo, esta producción es inferior a la que daría una central idéntica que operase de forma 'convencional', es decir, maximizando la generación de energía eléctrica y no limitándola para priorizar el almacenamiento, pero es la más adecuada para la estructura de tarifas definida.

En la siguiente ilustración (número 39) se observa la energía mensual generada del primer año de operación de la central.

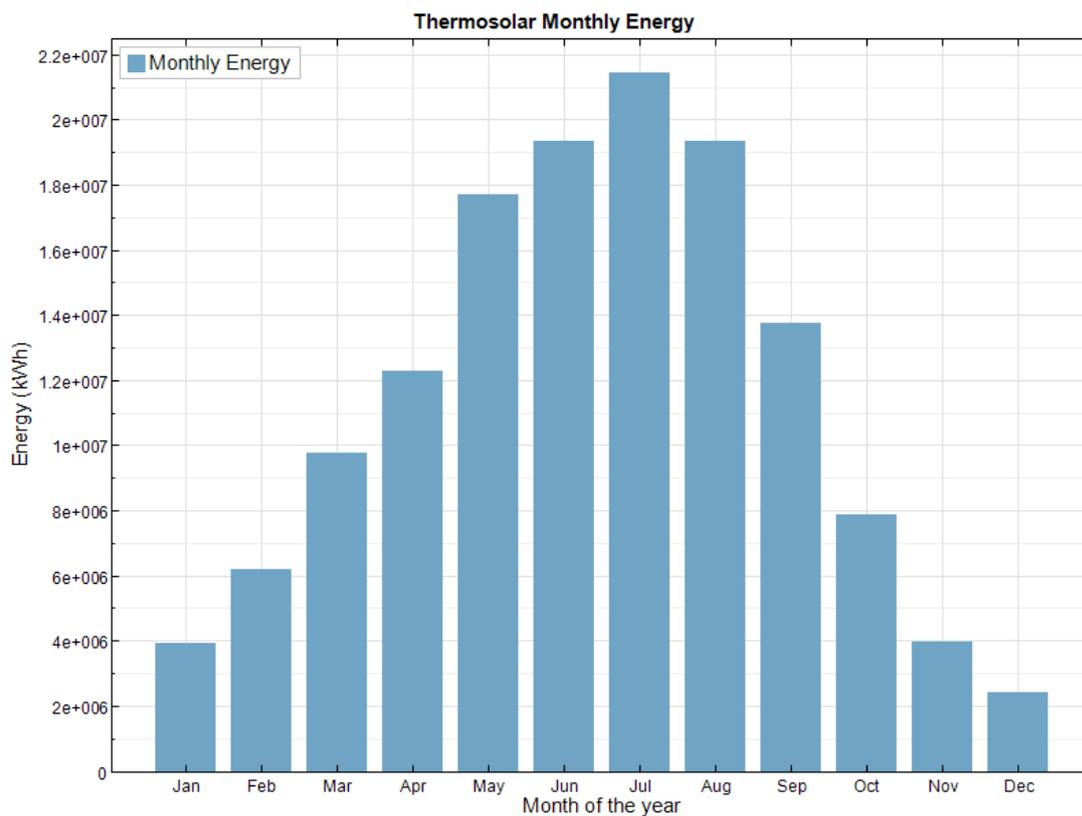


Ilustración 39. Energía mensual generada por la central termosolar

En la dicha gráfica podemos ver que el mes en que la energía generada es mayor es el mes de julio, seguido de los meses de junio y agosto, algo coherente dado que son los meses de mayor radiación solar incidente en el campo de captadores.

Además, tal y como se observa a continuación en la ilustración 40, al limitar la potencia de salida de la turbina en los periodos en los que hay radiación solar, se consigue también desplazar en el tiempo la curva de producción para cubrir el pico de demanda de las horas en las que el recurso solar es prácticamente nulo (pico de la tarde-noche). Podemos observar en la ilustración 41 cómo la potencia nominal de la planta, 50 MW es prácticamente alcanzada a última hora de la tarde, en el periodo horario comprendido aproximadamente entre las 20.00h y las 00.00h.

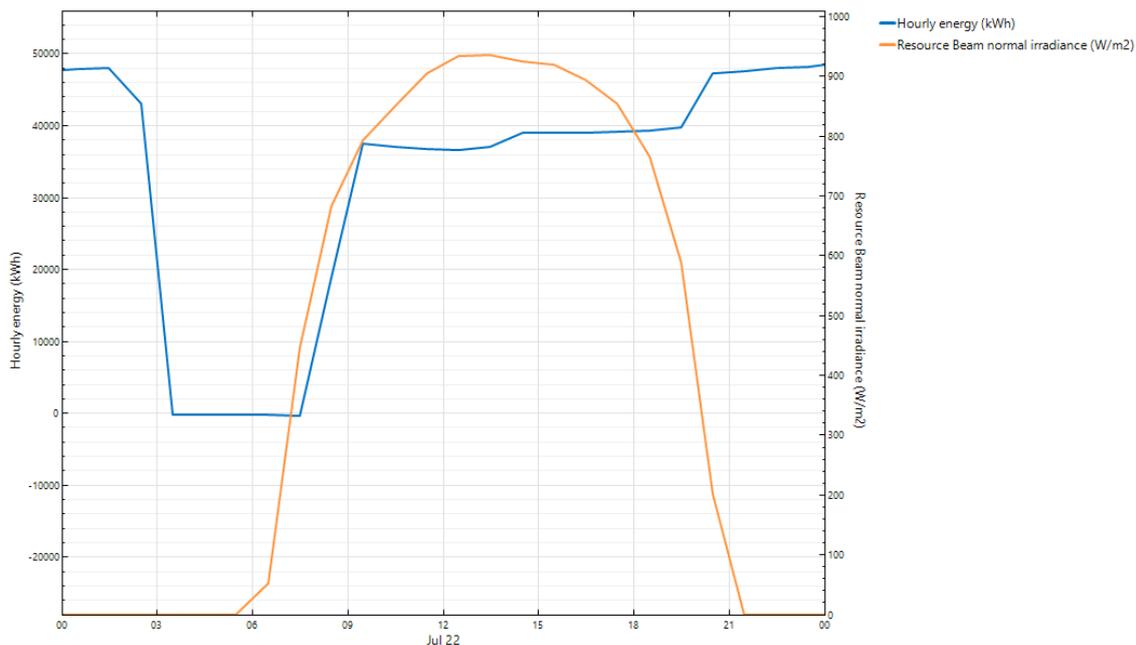


Ilustración 40. Curvas de energía y radiación solar directa para el día 22 de julio

Así mismo, de cara al estudio económico conjunto de ambas tipologías de la central, termosolar y fotovoltaica, será preciso estudiar los ingresos económicos de ambas por separado para posteriormente su puesta en común.

De este modo, para el caso que acabamos de ejecutar, la central cilindroparabólica, se obtienen unos ingresos para cada periodo TOD definido, puesto que, como es evidente, el precio de la energía en cada uno de los seis periodos TOD definidos será distinto en función del multiplicador del PPA introducido.

Por tanto, dado que SAM proporciona la energía generada en cada periodo de TOD y el PPA correspondiente de cada periodo, se procede al cálculo de los ingresos anuales de venta de la energía para el primer año de operación, los cuales será calculado como sigue:

$$Beneficio_{TOD}(\$) = Energía\ generada_{TOD} (kWh) \times PPA_{TOD} \left(\frac{\$}{kWh} \right)$$

Así pues, se obtienen los siguientes resultados de ingresos de venta de la energía para cada periodo TOD así como los anuales, calculados como la suma de estos ingresos:

CCP	First year energy from the system in TOD period (kWh)	First year energy price for TOD period (cents/kWh)	First Year revenue from the system TOD Period (\$)
TOD 1	1.20E+07	37.93	4,557,195.26 €
TOD 2	4.50E+06	15.02	676,272.32 €
TOD 3	1.04E+07	42.36	4,415,539.19 €
TOD 4	1.17E+07	12.56	1,463,696.56 €
TOD 5	3.58E+07	28.57	10,232,702.42 €
TOD 6	6.37E+07	18.47	11,763,256.89 €
Total first year revenue from system (\$)			33,108,662.63 €

Ilustración 41. Resultados de generación de energía y precio de la energía termosolar primer año

Además, se pueden calcular las fracciones de energía e ingresos generados en cada uno de los periodos TOD arriba definidos, sobre el total anual. Estas fracciones quedan reflejadas en el siguiente gráfico.

TOD Period	Energy Fraction	Revenue fraction
TOD 1	8.7%	13.8%
TOD 2	3.3%	2.0%
TOD 3	7.5%	13.3%
TOD 4	8.4%	4.4%
TOD 5	25.9%	30.9%
TOD 6	46.1%	35.5%

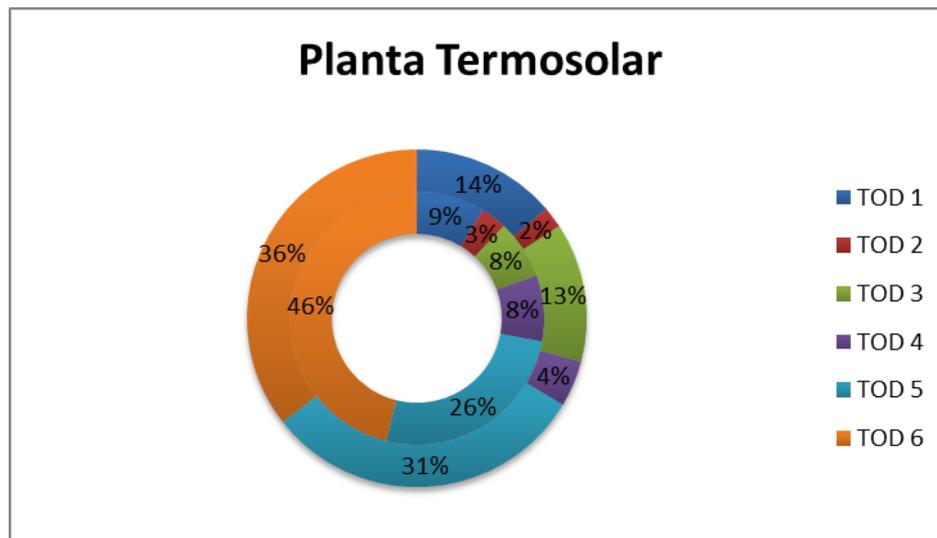


Ilustración 40. Gráfico de fracciones de energía generada e ingresos de cada periodo TOD sobre el total anual

En la ilustración 42, se han representado estas fracciones de energía e ingresos, correspondiéndose respectivamente con el rosco externo e interno.

En esta ilustración se observa la no correspondencia de porcentajes de ambos parámetros, produciéndose con mayor intensidad en aquellos periodos tarifarios donde se tienen los mayores multiplicadores del PPA. Esto se observa fácilmente en los periodos TOD 1 y TOD 3, donde los multiplicadores son del 54% y del 72%, respectivamente, superiores al precio medio de venta (PPA). De este modo, se estaría penalizando la generación eléctrica a cambio de conseguir una mayor fracción de ingresos, a la par que se estaría desplazando la producción hacia estos periodos tarifarios, lo cual era el objeto de este dimensionado.

5.4 Dimensionado Campo Fotovoltaico

Tal y como hemos visto en el capítulo 4, existen dos modelos de sistemas fotovoltaicos en SAM: el *detallado*, y el *PVWatts*.

Dado que en el presente proyecto se suponen conocidas las capacidades máximas de ambas centrales, termosolar y fotovoltaica, no conviene entrar en el detalle del diseño de la ingeniería, como puede ser la definición de los módulos fotovoltaicos, los inversores o la definición de las pérdidas por sombras y otros factores.

Así, emplearemos el modelo de PVWatts dado que sólo nos interesa dimensionar el campo de módulos fotovoltaicos para que se optimice, de forma análoga al caso termosolar, el coste la generación de energía.

5.4.1 Emplazamiento y recurso solar

Dado que el campo fotovoltaico se instalará en la misma ubicación que el campo de captadores cilindroparábolicos, el emplazamiento y por tanto, el recurso solar que se implementarán serán los mismos que para la parte termosolar (Ver Ilustración 23)

5.4.2 Diseño del Sistema

Tal y como se ha reiterado en numerosas ocasiones en párrafos anteriores, se introducirán como variables de entrada aquellas referentes sólo a la capacidad de la central en cuestión. En este caso, dado que hemos establecido una capacidad de 25 MW (AC) para el campo fotovoltaico, y puesto que SAM sólo admite como variables de entrada la capacidad en corriente continua (DC) y el ratio DC/AC, se realizará un paramétrico para la definición de estos dos parámetros, así como del ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Además, se mantendrán los valores por defecto de las variables de sombras y los correspondientes a módulos fijos (sin seguimiento solar) que serán los que empleemos aquí. Los valores por defecto de estas variables son los que siguen:

Loss Category	Value (%)
Soiling	2
Shading	3
Snow	0
Mismatch	2
Wiring	2
Connections	0.5
Light-induced degradation	1.5
Nameplate	1
Age	0
Availability	3
User-specified total system losses	15
Total system losses	14.08

Ilustración 41. Desglose de pérdidas en módulos fotovoltaicos

Como se observa, un total de un 14.08% de la energía generada por el sistema es considerado como pérdidas.

Análogamente al caso de la termosolar, se definirán periodos los tarifarios acordes al perfil de demanda energético en España. En concreto, se emplearán los mismos periodos TOD y los correspondientes multiplicadores del PPA que se han usado en el dimensionado termosolar.

De manera similar, se decide establecer una **Tasa de Retorno Interno del 10%** a 20 años, con un 1% de escalamiento de PPA.

5.4.3 Estudio paramétrico para la definición del Campo Fotovoltaico

Tal y como se ha mencionado en el apartado anterior, el campo fotovoltaico se dimensionará según los parámetros críticos, los cuales, en este proyecto, se corresponden con el ángulo de inclinación (*Tilt angle*) y el ratio DC/AC del inversor.

Tal y como es sabido, el ángulo de inclinación del panel fotovoltaico y su orientación son cruciales a la hora de medir el rendimiento solar del panel, puesto que éste vendrá determinado directamente por la irradiancia captada por dicho panel, según la fórmula vista en el Capítulo 3:

$$\mu = \frac{P_m}{E \times Ac}$$

Según esto, dependiendo de la inclinación del panel fotovoltaico y de su orientación, variará la radiación directa captada por este panel y, por tanto, su rendimiento; influyendo éstos de forma directa en el coste de la energía (LCOE).

Como norma general, se suele tomar orientación Sur o Norte según los módulos fotovoltaicos se encuentren en el Hemisferio Norte o Sur respectivamente. En nuestro caso, dado el emplazamiento, Sevilla, se tomará como Sur la orientación de todos los paneles fotovoltaicos. Esto se traduce en SAM en un **ángulo Azimut de 180°**.

Por todo esto, se realiza un estudio paramétrico en el que estas últimas dos variables (inclinación y ratio DC/AC del inversor) son las entradas del sistema y, como salida y parámetro determinante del proceso de optimización, el LCOE (cent\$/kWh).

Por otra parte, para llevar a cabo este análisis paramétrico, se decide iterar en un rango de valores del ángulo de inclinación iguales a la Latitud +/- 15°, puesto que

diversos estudios muestran que la inclinación óptima es del orden de la latitud del emplazamiento. Por tanto, consideraremos un margen del 15% tanto positivo como negativo.

Por otra parte, analizaremos el parámetro DC/AC en un rango de valores entre 1.1 y 2; puesto que el mínimo ha de ser 1.1 (pues sino, el voltaje DC sería igual al AC y por tanto, no se correspondería con un inversor), y un máximo de 2 por ser este límite el impuesto por la mayoría de fabricantes. Al introducir esta variable como input del paramétrico, se hace preciso también introducir la capacidad nominal DC del inversor como variable, puesto que entre las distintas combinaciones del ratio DC/AC y capacidad DC, habrá que elegir aquella que haga que la salida del inversor sea de 25 MW, calculada como:

$$\text{Rated Inverter Size (kWac)} = \frac{\text{System Nameplate Size (kWdc)}}{\frac{DC}{AC} \text{ ratio}}$$

De este modo, obtenemos una serie de 3100 combinaciones que SAM ha de resolver. Esto es,

Inputs

- DC/AC Ratio: entre 1.1 y 2, a intervalos de 0.1.
- Ángulo de inclinación: entre 22.41° y 52.41° a intervalos de 1°
- Capacidad del sistema (kWdc): entre 27500 y 50000 a intervalos de 2500

Outputs

- LCOE (cent\$/kWh)

Así pues, una vez llevadas a cabo las iteraciones, el primer paso será descartar aquellas combinaciones que no den una capacidad de salida del inversor de 25 MW.

De entre las restantes, se buscará aquella configuración del sistema que minimice el LCOE (cent\$/kWh).

ÓPTIMO FOTOVOLTAICO

DC to AC ratio	System nameplate size (kWdc)	Tilt (degrees)	Annual energy (kWh)	LCOE (nominal) (cents/kWh)	AC Energy (kW)
1.3	32500	32.41	5.02E+07	12.558	25000

Ilustración 44. Configuración Caso Óptimo PV

Como podemos ver, el caso óptimo, aquél para cuya configuración se obtiene el mínimo valor del LCOE, se obtiene para los valores de entrada anteriormente mostrados.

Una vez llevado a cabo este paramétrico, el cual tenía como objetivo determinar el caso óptimo del campo fotovoltaico, se procede a la simulación en SAM de esta configuración para confirmar que el caso óptimo es efectivamente factible.

Así, como resumen de resultados se obtiene:

Metric	Value
Annual energy	61,562,832 kWh
Capacity factor	21.6%
First year kWhAC/kWDC	1,894
PPA price (Year 1)	14.37 ¢/kWh
PPA price escalation	1.00 %
Levelized PPA price (nominal)	10.84 ¢/kWh
Levelized cost (nominal)	10.24 ¢/kWh
Net present value	\$3,766,078
Internal rate of return (IRR)	10.00 %
Year IRR is achieved	20 year
IRR at end of analysis period	11.95 %
Initial cost	\$66,583,632
Initial cost less cash incentives	\$66,583,632
Equity	\$32,064,324
Debt	\$34,519,308
Debt fraction	51.84 %

Ilustración 42. Resultados Caso Óptimo PV

Tal y como podemos observar, se obtiene una producción total anual de unos **62 GWh**, lo cual es un resultado coherente si comparamos con plantas fotovoltaicas existentes y en operación de características similares.

Además, en el siguiente gráfico (Ilustración 46) se muestra la producción mensual del primer año de operación.

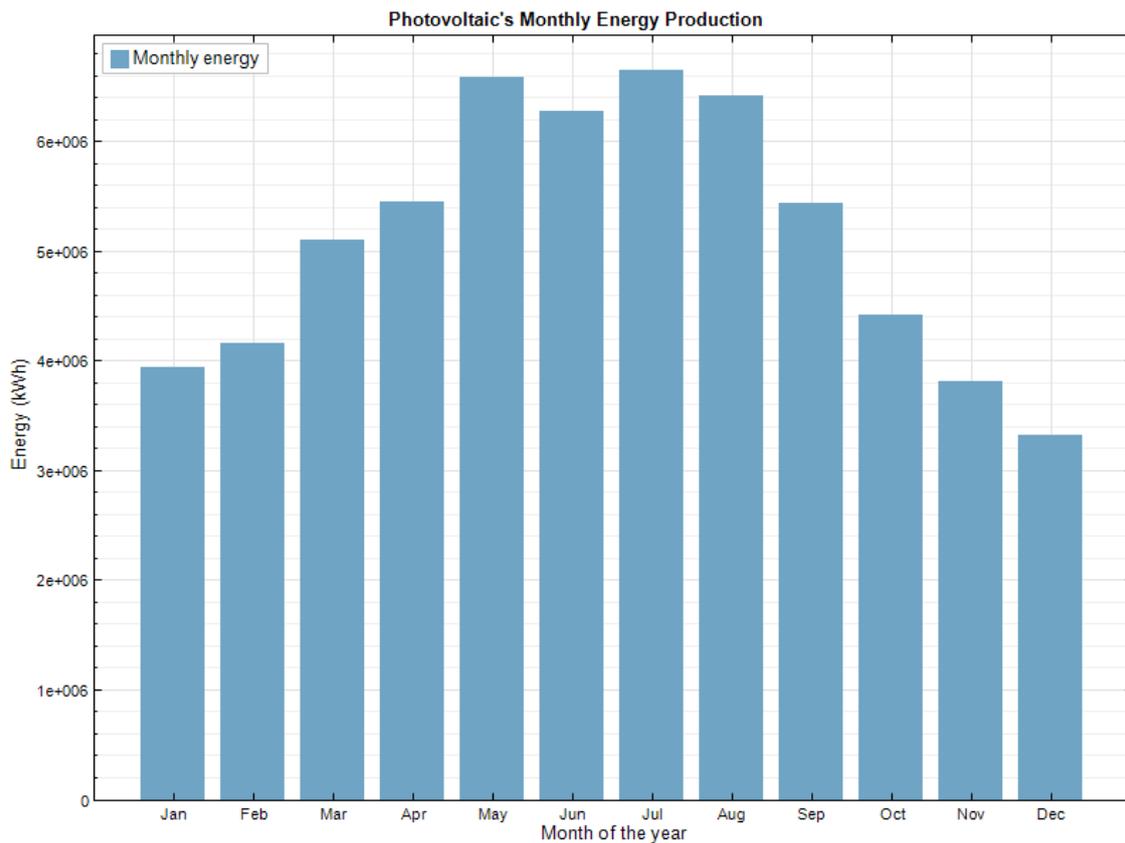


Ilustración 46. Producción energía mensual de la fotovoltaica

Análogamente al caso de la termosolar, llevaremos a cabo el cálculo del beneficio económico de la venta de la energía generada por esta planta fotovoltaica.

De este modo y como en el campo cilíndroparábólico, se calculará este beneficio anual para el primer año de operación de la central fotovoltaica como:

$$Beneficio_{TOD}(\$) = Energía\ generada_{TOD} (kWh) \times PPA_{TOD} \left(\frac{\$}{kWh} \right)$$

Así pues, se obtienen los siguientes resultados de beneficios de venta de la energía para cada periodo TOD y el anual, calculado como la suma de estos beneficios:

PV	First year energy from the system in TOD period (kWh)	First year energy price for TOD period (cents/kWh)	First Year revenue from the system TOD Period (\$)
TOD 1	254672	23.13	58900.54016
TOD 2	14977200	8.96	1342704.482
TOD 3	789020	26.71	210781.9589
TOD 4	9759230	9.33	910351.7096
TOD 5	285115	16.67	47522.68309
TOD 6	35497600	17.78	6310266.362
Total first year revenue from system (\$)			8,880,527.74

Ilustración 47. Resultados de generación de energía y precio de la energía fotovoltaica primer año

Además, se pueden calcular las fracciones de energía e ingresos generados en cada uno de los periodos TOD arriba definidos, sobre el total anual. Estas fracciones quedan reflejadas en el siguiente gráfico.

TOD Period	Energy Fraction	Revenue fraction
TOD 1	0.4%	0.7%
TOD 2	24.3%	15.1%
TOD 3	1.3%	2.4%
TOD 4	15.9%	10.3%
TOD 5	0.5%	0.5%
TOD 6	57.7%	71.1%

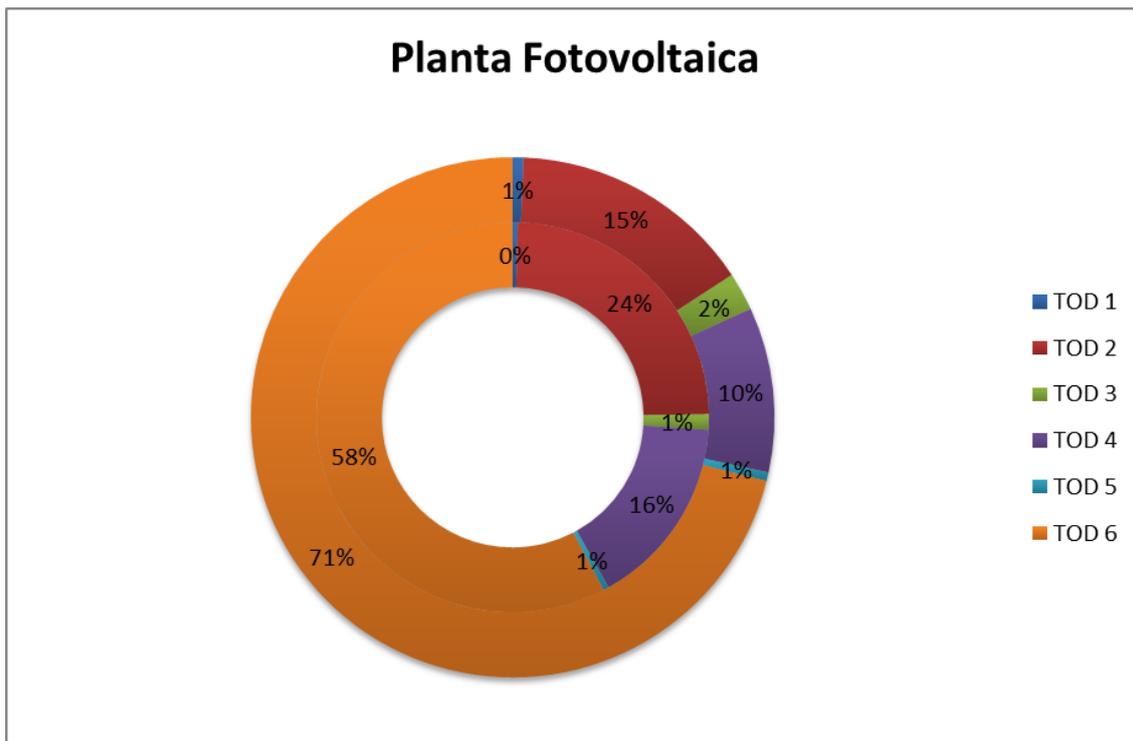


Ilustración 43. Gráfico de fracciones de energía generada e ingresos de cada periodo TOD sobre el total anual

De nuevo, podemos observar una no correspondencia entre las fracciones de energía generada e ingresos, más notable en los periodos tarifarios cuyo multiplicador es mayor, tal y como son los periodos TOD 1 y TOD 3, donde las fracciones de ingresos son del orden del doble de las de energía generada. Sin embargo, al ser estos periodos los correspondientes a horas sin luz solar, las correspondientes fracciones de energía e ingresos apenas alcanzan el 2% del total en el mejor de los casos, como puede ser el TOD 3.

5.5 Hibridación Termosolar-Fotovoltaica

Con el objeto de analizar el resultado de la hibridación termosolar-fotovoltaica, desde el punto de vista de su rentabilidad y viabilidad, se calculará el beneficio anual ponderado, así como el PPA ponderado de ambas centrales.

Para ello, se emplearán los resultados de ingresos de venta obtenidos para las dos centrales en cuestión por separado. De este modo, se calculan dichos parámetros de la central híbrida como sigue:

- Para cada periodo tarifario (TOD), se calcula la producción total de la central híbrida como la suma de las producciones de ambas centrales por separado para el periodo en cuestión.
- De igual modo, para cada periodo TOD, se calcula el beneficio total como la suma de ambos beneficios termosolar y fotovoltaico de dicho periodo.
- Finalmente, se calcula el PPA de cada periodo TOD como:

$$PPA \text{ periodo TOD } \left(\frac{\text{cent}\$}{\text{kWh}} \right) = \frac{\text{Beneficio periodo TOD (cent\$)}}{\text{Energía producida periodo TOD (kWh)}} \Big|_{\text{primer año operación}}$$

Y por último, se calcula el PPA ponderado para el primer año de operación, el cual será nuestro principal parámetro a evaluar desde el punto de vista de la viabilidad económica del proyecto.

Así, se obtienen los siguientes resultados para el primer año de operación:

Central Híbrida	First year energy from the system in TOD period (kWh)	First year energy price for TOD period (cents/kWh)	First Year revenue from the system TOD Period (\$)
TOD 1	1.23E+07	37.62	4,616,095.80 €
TOD 2	1.95E+07	10.37	2,018,976.80 €
TOD 3	1.12E+07	41.26	4,626,321.15 €
TOD 4	2.14E+07	11.09	2,374,048.26 €
TOD 5	3.61E+07	28.48	10,280,225.10 €
TOD 6	9.92E+07	18.22	18,073,523.25 €
Total first year revenue from system (\$)			41,989,190.37 €

Ilustración 49. Resultados de generación de energía y precio ponderados de la central Híbrida primer año

Obteniendo un **PPA ponderado** de la central híbrida de **21.03 cent\$/kWh**.

TOD Period	Energy Fraction	Revenue fraction
TOD 1	6.1%	11.0%
TOD 2	9.8%	4.8%
TOD 3	5.6%	11.0%
TOD 4	10.7%	5.7%
TOD 5	18.1%	24.5%
TOD 6	49.7%	43.0%

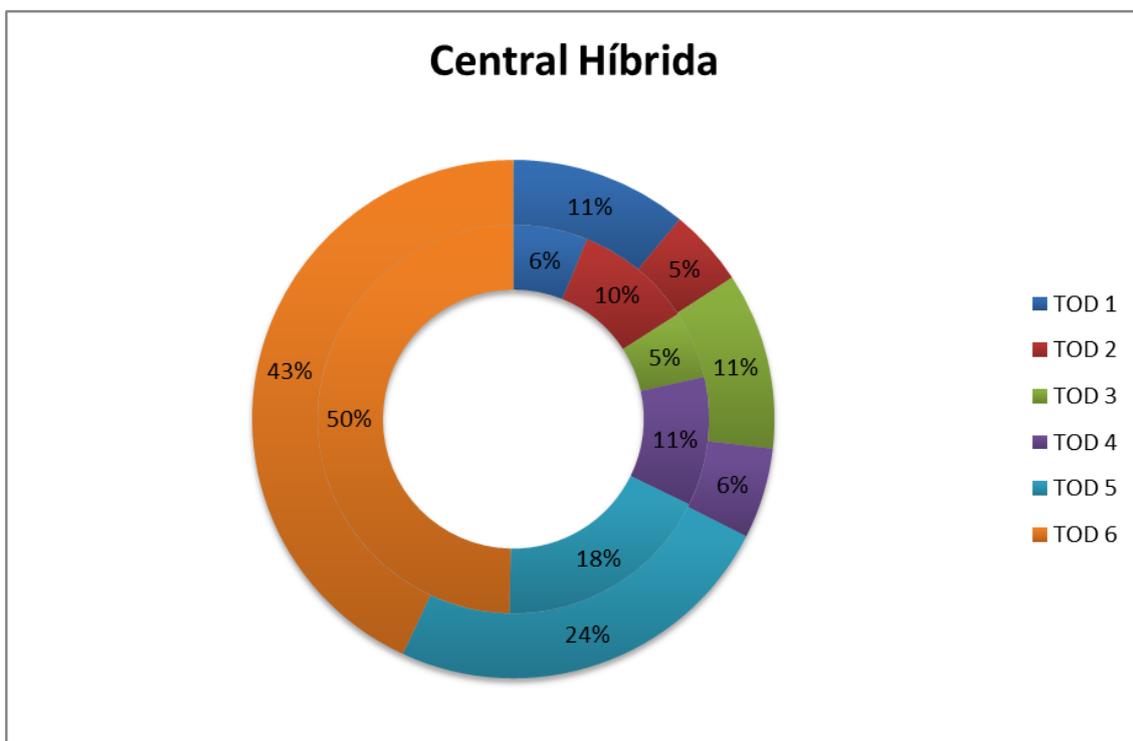


Ilustración 50. Gráfico de fracciones de energía generada e ingresos generados en cada periodo TOD sobre el total anual

Procedemos ahora, como en los casos anteriores, a analizar estas fracciones de energía e ingresos obtenidos para la central híbrida. Análogo a los dos gráficos anteriores, el rosco externo se corresponde con la fracción de ingresos y el interno con la fracción de energía generada de cada uno de los seis periodos tarifarios.

En la ilustración 50 se observa de nuevo la no correspondencia de porcentajes de ambos parámetros, produciéndose con mayor intensidad en aquellos periodos tarifarios donde se tienen los mayores multiplicadores del PPA, observable fácilmente

en los periodos TOD 1 y TOD 3, donde los multiplicadores son del 54% y del 72%, respectivamente, superiores al precio medio de venta (PPA). Además, se percibe el efecto de la termosolar en cuanto a la penalización de la generación en los periodos de luz solar para desplazarla hacia los periodos de poca radiación, optimizando la fracción de ingresos de éstos últimos. Este efecto es debido a que la potencia nominal de la termosolar supone 2/3 de la potencia nominal total, lo cual hace que en esta ponderación, los efectos de la termosolar tengan más peso.

Además, es preciso ver la generación total de energía de la central conjunta. Así, se sumarán las energías producidas por ambas centrales por separado y se tomará esta suma como la generación de la central híbrida resultante. Esta generación total, se muestra en el siguiente gráfico (Ilustración 51) para el primer año de operación de la central:

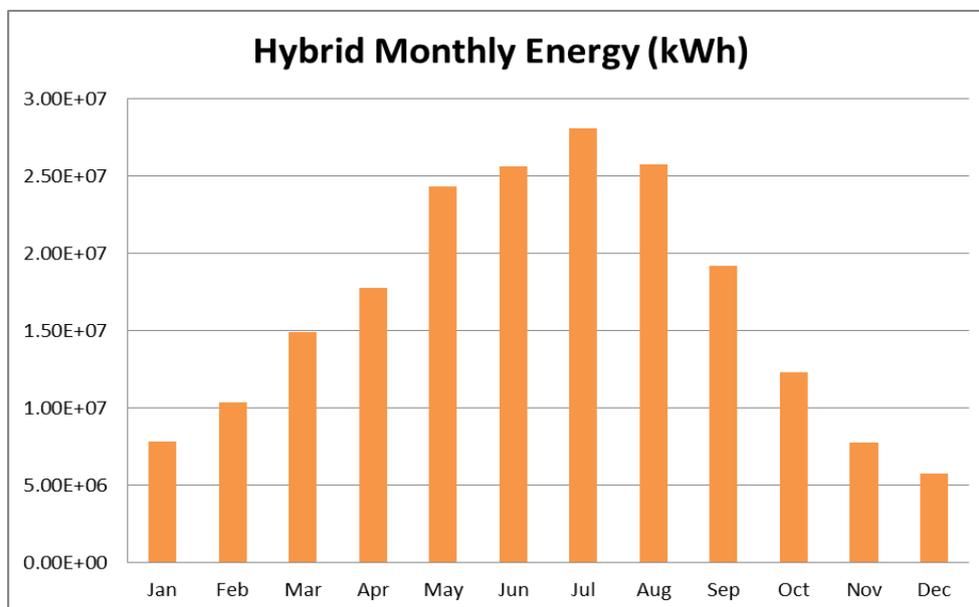


Ilustración 51. Generación mensual de la Central Híbrida para el primer año de operación

5.6 Cálculo Central Termosolar Equivalente

Como acabamos de ver, el precio ponderado al que se vendería la electricidad en la central híbrida objeto de este proyecto sería de 21.03 cent\$/kWh (PPA ponderado).

Ahora bien, si lo que queremos es saber si esta central sería interesante desde el punto de vista de su viabilidad económica, deberíamos compararla con otras centrales comerciales de características similares.

En este caso, podemos pensar que lo más interesante, dada la tecnología actual, es comparar los costes de generación de esta central híbrida y de otra únicamente termosolar, ambas con igual producción anual de energía.

Así pues, teniendo en cuenta que la central híbrida resultante de este proyecto tiene como parámetros característicos los siguientes:

- Producción anual energía Termosolar 50 MW y 7.5 hrs de TES: 138 GWh
- Producción anual energía Fotovoltaica de 25MW: 62 GWh
- Total producción anual Central Híbrida: 138 GWh+ 62 GWh= **200 GWh**
- PPA: **21.03 cent\$/kWh**

La estrategia consistirá ahora en encontrar aquella central termosolar que, teniendo la misma capacidad instalada (50MW), genere la misma energía anual que la central híbrida. En dicho caso, se tratará de dimensionar la central en función del múltiplo solar y la capacidad del sistema de almacenamiento térmico.

Por otra parte, esta central termosolar con la que se realizará la comparativa, al ser sólo termosolar, se definirán a 1 los TOF (Turbine Output Fraction); esto es, la central no tendrá limitación alguna de generación según el periodo horario en el que estemos. Sí se mantendrán los mismos periodos tarifarios, es decir, los multiplicadores del PPA serán iguales a los de la central híbrida, puesto que se asume que se sitúa en el mismo emplazamiento.

Por tanto, el paramétrico que se ha de llevar a cabo para dimensionar esta central es el siguiente.

5.6.1 Estudio paramétrico Central Termosolar Equivalente

De nuevo, trataremos de dimensionar esta central equivalente desde el punto de vista de optimización del LCOE, es decir, con el objeto de minimizar este parámetro.

Como se ha mencionado antes, para dimensionarla bastará con encontrar la combinación de Múltiplo Solar y Capacidad de almacenamiento térmico que hagan que la central genere 200 GWh de energía anual, con el criterio de minimizar el LCOE.

A continuación se muestran los valores de las inputs del estudio:

Inputs

- Múltiplo Solar: entre 1.7 y 3.7 a intervalos de 0.1
- Almacenamiento Térmico: entre 7.5 horas y 15 a intervalos de 0.5

Outputs

- Producción Anual Energía (kWh)
- LCOE (cent\$/kWh)
- PPA (cent\$/kWh)

Así pues, una vez llevadas a cabo las 352 iteraciones, se identificarán aquellas que den una generación del orden de 200 GWh/año, y entre ellas, se seleccionará aquella con menor LCOE.

De este modo se obtienen los siguientes resultados:

ÓPTIMO CENTRAL TERMOSOLAR EQUIVALENTE

Full load hours of TES (hr)	Solar multiple	Levelized PPA price (nominal) (cents/kWh)	Levelized cost (nominal) (cents/kWh)	Annual Energy (kWh)
10.5	3.5	24.358	23.93	2.00E+08

Ilustración 52. Configuración Caso Óptimo Central Termosolar Equivalente

Tal y como se puede apreciar de los resultados de este estudio paramétrico, se conseguiría la misma producción anual de energía, en torno a 200 GWh, con una central termosolar de las mismas características y 50 MW de capacidad, pero con una capacidad de almacenamiento de hasta **10.5 horas** y un **múltiplo solar de 3.5, resultando en un PPA de 24,35 cents/kWh.**

En el siguiente gráfico (Ilustración 53) se muestra la generación mensual para el primer año de operación de la central termosolar equivalente:

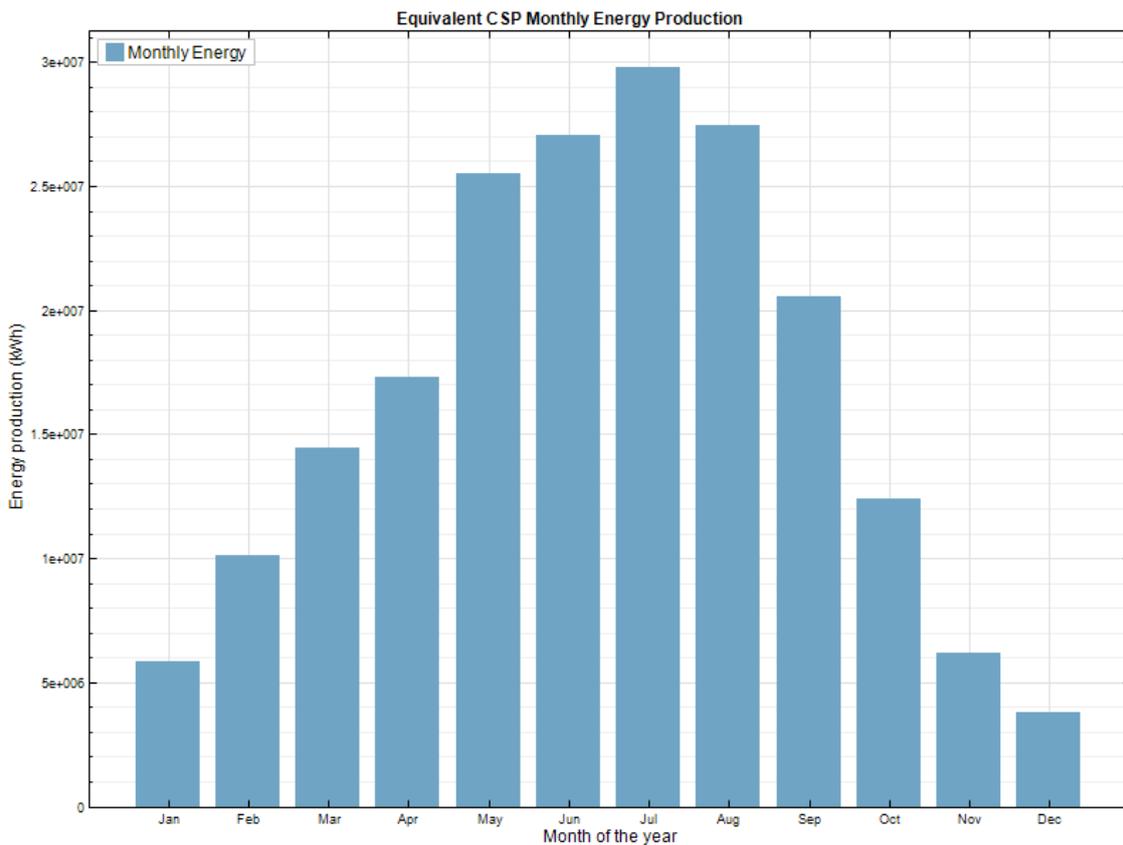


Ilustración 53. Producción mensual de energía de la Termosolar Equivalente

Es preciso resaltar que la central híbrida tiene un PPA notablemente inferior al de la central termosolar con la que se compara, lo que confirma que la hibridación propuesta tiene sentido.

Con el objeto de comparar ambas centrales, híbrida y de referencia, se genera el siguiente gráfico de barras en el que aparecen las producciones mensuales de energía de cada central respectivamente.

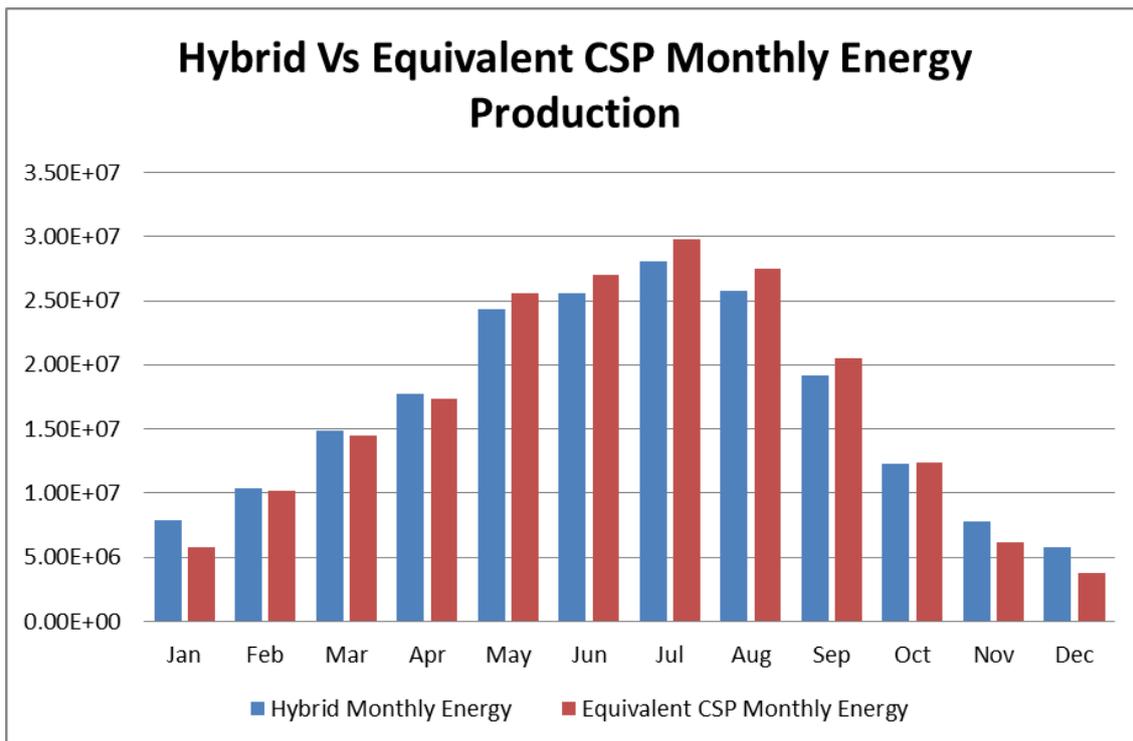


Ilustración 54. Comparación producción mensual energía entre la central híbrida y la termosolar equivalente

Como se puede observar en la Ilustración 54, la producción de energía es mayor en la central híbrida durante gran parte del año, excepto para los meses comprendidos entre mayo y agosto, los cuales se corresponderían con los periodos tarifarios TOD 5 y TOD 6.

Es preciso hacer mención a que el sistema de almacenamiento térmico, en ambos casos y en los periodos de invierno, es muy ineficiente dada la latitud en la que nos encontramos, puesto que los días son más largos y el ángulo de incidencia es menor. Es por esto que en los periodos de invierno la generación procedente de la central híbrida sea mayor, gracias al efecto fotovoltaico.

6. Resumen y Conclusiones

El presente proyecto tiene como objetivo el dimensionado de una central híbrida termosolar y fotovoltaica con almacenamiento de energía térmica, desde el punto de vista de su optimización para conseguir un valor mínimo de LCOE de modo que resulte competitiva en el mercado con respecto a otras soluciones.

La herramienta empleada para tal dimensionado ha sido SAM (System Advisor Model), un programa de simulación de modelos implementados de generación a partir de fuentes renovables. Es un software que requiere de conocimientos tanto de diseño de centrales, como de conceptos financieros tales como incentivos; así como un ligero conocimiento del mercado eléctrico. A pesar de ello, su interfaz es bastante intuitiva y fácil de manejar.

En el caso termosolar, para poder estudiar el impacto de parámetros tales como el múltiplo solar (campo solar) y la fracción de salida de turbina, la cual limita la energía generada por la central, se hace uso de estos modelos implementados en SAM y se determinan óptimos a través de paramétricos que minimizan el coste de generación de dicha energía. Tal procedimiento es seguido también en el caso fotovoltaico, esta vez variando parámetros críticos como son el ángulo de inclinación del panel y la proporción DC/AC de los inversores, con idéntico criterio de optimización.

Tras ello, se ponen en común ambas partes en una única central híbrida, obteniendo un PPA ponderado con la energía generada de ambas centrales y según el periodo tarifario.

Este PPA ponderado de la hibridación resulta ser 21.03 cent\$/kWh. Para poder ser crítico y analizar este resultado, se realiza una comparativa con una central sólo termosolar que produjera la misma energía que la central híbrida. Empleando el mismo criterio de optimización, resulta una central con un campo solar un 23% mayor, un almacenamiento un 40% mayor y un PPA de 24.35 cent\$/kWh, un 15% superior también al de la híbrida.

Como proyecto académico, se trata más de proponer una metodología de trabajo que de obtener resultados aplicables al entorno comercial, aunque los resultados obtenidos sugieren el interés potencial de realizar un 'upgrade' de las actuales centrales comerciales con sistema de almacenamiento de energía térmica mediante la hibridación con un campo fotovoltaico para mejorar su rentabilidad, siempre que la legislación lo permita.

En este estudio no se han considerado las sinergias derivadas de la instalación de la central fotovoltaica en el mismo emplazamiento que la termosolar , fundamentalmente la reducción de costes de O&M.

7. Bibliografía

- [1] *Interview with SolarReserve CEO, Kevin Smith*. Energy and Mines. <http://energyandmines.com/2014/09/weve-never-had-a-mine-ask-for-100-renewables-what-they-want-is-lower-cost-energy-csp-pv-hybrid-to-provide-baseload-generation-for-chilean-mine-download-interview/>
- [2] SILVA, A. Módulo de energía termosolar. Apuntes de la asignatura Energías Renovables. Departamento de Ingeniería Energética. Universidad de Sevilla. Curso 2013-2014.
- [3] Briceño, S. Estudio económico y termo-económico de una central termosolar híbrida solar-biomasa. Proyecto Fin de Carrera 2011.
- [4] Informes Anuales PSA (Plataforma Solar de Almería).
- [5] GARCÍA, S. "Centrales termosolares CCP: fundamentos técnicos, principales equipos y sistemas". Editorial: Renovetec Año 2013
- [6] LILLO, I. Módulo de energía solar fotovoltaica. Apuntes de la asignatura Energías Renovables. Departamento de Ingeniería Energética. Universidad de Sevilla. Curso 2013-2014.
- [7] Software Based on TRNSYS <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/addons.html>
- [8] Ayuda de SAM 2015.1.30.
- [9] Concentrating Solar Power Projects, Ivanpah Solar Electric Generating System http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=62
- [10] Demanda de Energía Eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO₂. Red Eléctrica Española <https://demanda.ree.es/demanda.html>
- [11] SCHOTT PTR®70 Receiver Brochure http://www.schott.com/csp/english/download/321069_csp-broschuere_row.pdf
- [12] Almacenar electricidad en sales fundidas, Seminario de Gestión Ambiental, Pamplona Junio 2014. Fundación Gas Natural Fenosa <http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Actividades/Seminarios/2014%2006%2017%20Pamplona/Rocio%20Bayon.pdf>