



“II Congreso Argentino de Energías Sustentables”

**Facultad Regional Bahía Blanca, Universidad Tecnológica Nacional.
Universidad Nacional del Sur.
Universidad Nacional del Comahue.**

DISEÑO Y COMPARACIÓN ENTRE DOS TECNOLOGÍAS POSIBLES PARA UNA CENTRAL TERMOSOLAR DE 30MWe

*Y.L.B Roa¹, M. F. Montero^{1,2}, J. Fernández Reche³, L. C. Martorelli¹

1: Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas. UNLP

2: UTN Facultad Regional La Plata

3: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
(CIEMAT)

Resumen

El presente trabajo se enmarca en el Proyecto de Generación de Energía Eléctrica a través de Energía Solar que lleva adelante el Laboratorio de Óptica Calibraciones y Ensayos (LOCE) de la Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas UNLP.

El objetivo es el estudio, estimación, diseño y comparación entre dos tecnologías posibles para una central termosolar de 30MWe.

El área elegida para realizar este estudio es la Ciudad de Buenos Aires, eventualmente se estudiará la posibilidad de llevar el proyecto a otras provincias que lo requieran.

Palabras Claves: Termosolar, Campo de Helióstatos, Colectores Cilindro Parabólicos.

1. Introducción

La principal fuente de energía renovable, por excelencia, es la radiación solar incidente en la Tierra. La misma inicia la cadena energética global y es la variable más importante para la evaluación del potencial tanto técnico como económico de una instalación basada en la utilización de colectores concentradores. Es por ello que el estudio del aprovechamiento de la misma es un objetivo prioritario.

En este trabajo se presentan algunos resultados acerca del estudio y comparación de dos tecnologías posibles para una central termosolar. Estos análisis son parte de un estudio más abarcativo que involucra el estudio de la radiación en diferentes lugares de la Argentina.

En el 5° Seminario Nacional de Energía y su uso Eficiente (Cutral-Có 2015), se presentó, mediante una comunicación oral, la estimación analítica para obtener el área que ocuparía el campo solar y el diseño de una central Cilindro-Parabólico (CCP). En este trabajo se llevará a cabo el diseño de una central de Torre Central, de iguales características y luego se compararán dichas tecnologías. Ambas centrales fueron simuladas a partir del software libre System Advisor Model (SAM).

El sitio para realizar este estudio es la Ciudad de Buenos Aires cuyas coordenadas geográficas son: Latitud: 34.82° S y Longitud: 58.53°W. Dado que no existen campañas de medición de radiación directa y difusa en diferentes lugares del país que abarquen por lo menos un año, tuvimos que utilizar la del SAM. Eventualmente, teniendo datos de otros lugares, se estudiará la posibilidad de llevar el proyecto a otras provincias que lo requieran.

2. Tecnologías para centrales termosolares

2.1 Colectores cilíndrico-parabólicos (CCP)

El colector cilíndrico-parabólico (CCP) es un tipo de colector solar de concentración con foco lineal, que está formado por un espejo cilíndrico parabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo absorbente colocado en la línea focal de la parábola. Esa radiación concentrada hace que el fluido que circula por el interior del tubo se caliente, transformándose así en energía térmica.

El tipo de fluido de trabajo depende de la temperatura que se pretenda alcanzar. El rango de temperaturas en el que un CCP pueda trabajar con eficiencia es de 100-450°C, lo que hace posible acoplarle un ciclo Rankine de agua/vapor para producir electricidad. A la planta solar que se obtiene mediante este acople se la denomina Planta Solar Termoeléctrica con Colectores Cilíndrico-Parabólicos, en la que se pueden distinguir tres elementos básicos: el campo solar, el generador de vapor y el sistema de potencia [3] (ver Figura 1).

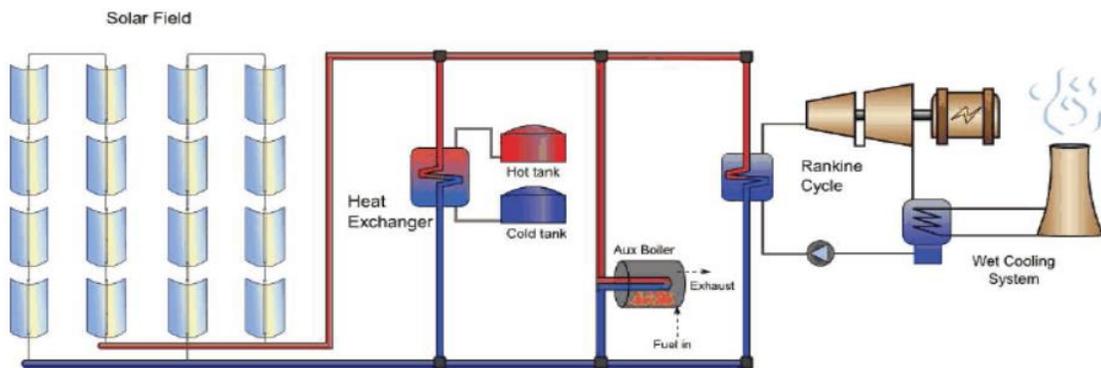


Figura 1: Elementos básicos de un CCP (Sistem Advisor Model Help).

El principio de funcionamiento se basa en mantener la orientación del plano de apertura perpendicular al plano que contiene al vector solar, para lo cual se sigue al sol mediante la rotación alrededor de un eje de forma tal que el tubo se encuentre continuamente enfocado, transfiriendo la energía al fluido que circula por el interior del tubo absorbente [1] (ver Figura 2).

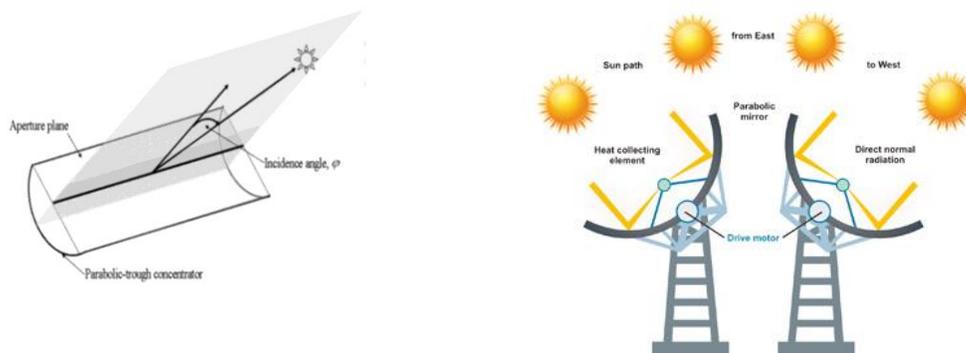


Figura 2: Principio de funcionamiento de un CCP (<http://www.thermosolglass.com/solar/index.php>).

Las componentes de un colector CCP (ver Figura 3) son las siguientes: cimentación, estructura, reflector cilindro-parabólico, tubo absorbente, sistema de accionamiento (transmisión), sistema de seguimiento, conexión de tuberías, fluido de transferencia de calor (HTF) [1].

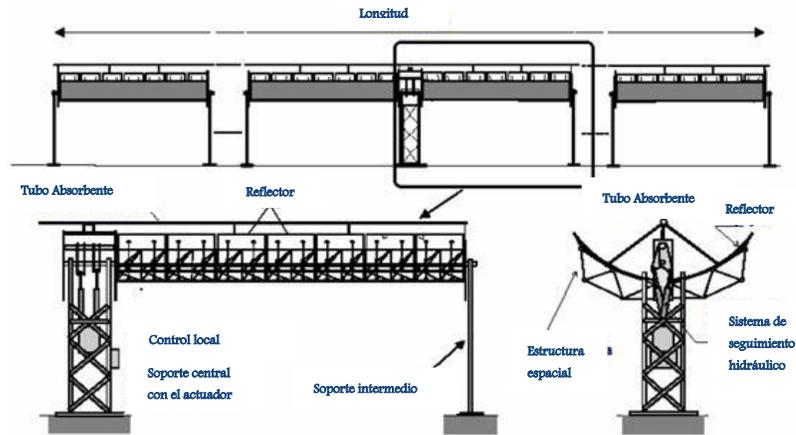


Figura 3: Componentes de un CCP [1].

- Reflector: su misión es la de reflejar y concentrar sobre el Receptor la radiación solar directa incidente sobre la superficie. Es un espejo curvo que forma en una de sus dimensiones una parábola, de manera de concentrar sobre su línea focal toda la radiación reflejada.
- Tubo absorbente: es uno de los elementos más importantes que componen un colector cilindro parabólico, es en él donde la energía solar radiante se convierte en energía térmica por lo que el rendimiento global del colector depende en gran medida de este elemento. Esquemáticamente, los tubos absorbentes que se utilizan en las plantas termosolares están constituidos por dos tubos concéntricos, uno interior metálico, por el que circula el fluido de transferencia térmica, y otro exterior de vidrio.
- Sistema de seguimiento: se realiza con el objetivo de aprovechar la mayor parte de horas posibles de luz, de forma que la radiación solar llegue lo más perpendicularmente posible al colector y manteniéndose en el foco lineal continuamente. El seguimiento puede ser a dos ejes o a un único eje. Normalmente se realiza a un único eje ya que es más sencillo y menos costoso.
- Fluido de transferencia de Calor (HTF): por el interior de los tubos absorbentes circula como fluido térmico un aceite sintético que reúne buenas propiedades de transferencia de calor, estabilidad termoquímica y baja viscosidad en el rango de temperaturas de trabajo (entre 200 °C y 400 °C).

2.2 Torre Central

Un sistema de torre central (también llamado sistema de receptor central) consiste en un campo de heliostatos, torre y receptor, bloque de potencia, y un sistema de almacenamiento opcional (ver Figura 4). Posee un campo de espejos planos que siguen al sol y se denominan helióstatos, los cuales concentran la radiación solar directa normal en un receptor en la parte superior de la torre, donde un fluido se calienta y se bombea al bloque de alimentación. El bloque de potencia genera vapor que impulsa una turbina de vapor convencional y el generador para convertir la energía térmica en electricidad [3].

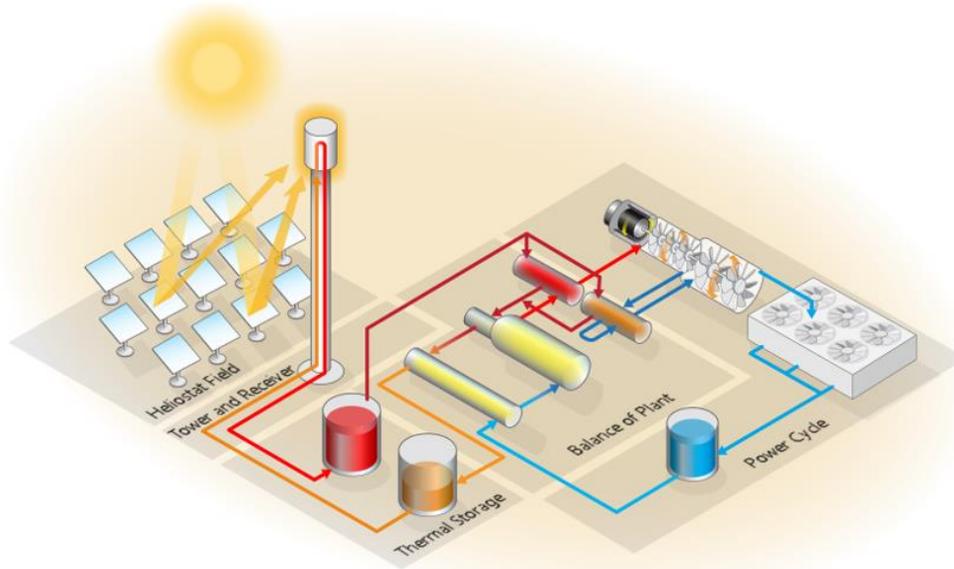


Figura 4: Sistema de Torre Central (System Advisor Model Help)

- Campo de heliostatos: como se mencionó anteriormente, es el encargado de concentrar la radiación solar en un foco común. Estos elementos constan básicamente de una superficie reflectante, una estructura soporte, un mecanismo de accionamiento en acimutal y en elevación, pedestal, cimentación y un sistema de control. Además, el campo de heliostatos puede ser circular rodeando completamente la torre o estar localizado a uno de los lados de la torre, situándose al sur de la misma en el hemisferio sur [2].
- Receptor: es el elemento que recibe la radiación solar concentrada y el más complejo. Existen diferentes configuraciones, entre ellas se encuentran los receptores orientados que solo admiten radiación proveniente de determinadas direcciones, y los circulares que admiten radiación desde cualquier origen angular a su alrededor [2].
- Torre: su función es de servir de soporte al receptor que normalmente debe situarse a una cierta altura sobre el nivel del campo de heliostatos para reducir las sombras y bloqueos entre éstos [2].
- Fluido de trabajo: recibe la energía reflejada por los heliostatos, que ha sido concentrada en el receptor. Este fluido puede ser: vapor sobrecalentado, vapor saturado, sistema de sales fundidas, entre otros [2].

3. Estimación Analítica del Área que Ocupará el Campo Solar

Se requiere la estimación y diseño de una planta termosolar de 30 MWe netos con un rendimiento del 34,2%, por lo que su potencia térmica nominal será de 87,7 MWt.

El ángulo de incidencia para la región en cuestión es $\phi=33.5^\circ$. La temperatura ambiente típica al medio día solar en Septiembre es de 20°C y la radiación solar directa $E_d=900\text{W}/\text{m}^2$.

La orientación elegida para el cálculo es Norte-Sur (ver Figura 5), si bien ésta varía mucho de un mes a otro, siendo máxima en verano y mínima en invierno, proporciona anualmente más energía útil que la orientación Este-Oeste. Los resultados obtenidos se pueden ver en la Tabla 1:

Tabla 1: Resultados a partir de la estimación de un campo CCP.

Potencia térmica que suministrará el campo ($P_{\text{térmica} \rightarrow \text{campo}}$) [MW]	87.7
Modificador por ángulo de incidencia ($K(\varphi)$)	0.927709
Pérdidas térmicas para PTR70 de Schott ($P_{Q,\text{captador} \rightarrow \text{ambiente}}$) [W/m]	303.11
Temperatura de cálculo (T_m) [°C]	340°C
Velocidad del fluido [m/s]	1.097
Caudal másico (C_{mas}) [kg/s]	2.8
Calor específico (C_{esp}) [J/kg K]	$2.43 \cdot 10^3$
Potencia útil que llegará al fluido ($P_{Q,\text{captador} \rightarrow \text{fluido}}$) [KW]	265.229
Incremento de la temperatura del fluido en el captador (ΔT) [°K]	39
Número de captadores en serie por cada fila	4
Potencia útil de una fila ($P_{\text{útil, fila}}$) [KW]	1060.916
Número de filas paralela	83
Hectáreas ocupadas por el campo solar	37.35

4. Simulación

4.1 Simulación CCP

Para llevar a cabo la simulación a partir del software SAM del campo de colectores CCP se utilizó:

Captador: Eurotrough ET-100, el cual consiste básicamente en un armazón rectangular con brazos soporte, así consigue combinar una mayor resistencia a la torsión con una menor cantidad de acero utilizado en su fabricación. Menos componentes, menos costos, más eficiente.

Fluido de transferencia de calor (HTF): Aceite Therminol VP-1, el cual trabaja bien hasta los 400°C aunque tiene el problema que su punto de congelación es de 12°C, lo que obliga a mantener todo el circuito a una temperatura superior a ese valor.

Tubo absorbedor: PTR70 de Schott el cual está constituido por dos tubos concéntricos, uno interior metálico, por el que circula el fluido de transferencia térmica, y otro exterior de vidrio [4].

4.2 Simulación Torre

SAM nos permite obtener la distribución de helióstatos a partir del software SolarPILOT, el cual genera automáticamente la posición de los mismos, permitiéndonos a su vez optimizar la altura de la torre, del receptor y la relación de aspecto del receptor, altura/diámetro. Esta optimización se lleva a cabo a partir de un algoritmo de optimización. El algoritmo de optimización modifica las dimensiones del receptor, altura de la torre, y el diseño de campo basado en parámetros de optimización para encontrar los valores que minimizan el costo del sistema de energía. El algoritmo utilizado en este caso es BOBYQA (Bound Optimization BY Quadratic Approximation), un paquete de subrutinas Fortran cuyo objetivo es encontrar el mínimo de una función $F(x)$, $x \in R_n$ en un dominio limitado $a_i \leq x_i \leq b_i$, $i=1, 2, \dots, n$. El objetivo lo alcanza en forma iterativa mediante la construcción de un modelo de función objetivo basado en una aproximación de interpolación cuadrática.

La disposición obtenida para el campo de helióstatos se puede ver en la Figura 6 y las características en la Tabla 2.

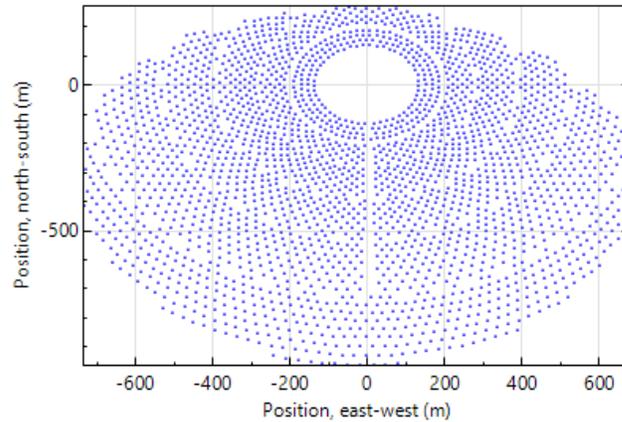


Figura 6: Disposición del campo de Helióstatos (SAM).

Tabla 2: Características de los Helióstatos.

Vel máx. de operación de Helióstatos	15m/s
Ancho del Helióstatos	12.2m
Altura del Helióstatos	12.2m
Reflectividad de los espejos	0.9
Máx. distancia radial del Helióstatos a la torre	1535.92m
Min. distancia radial del Helióstatos a la torre	135.522
Disponibilidad de Helióstatos	0.99
Ángulo de despegue	8 deg

El fluido de trabajo utilizado es el de sales fundidas, las cuales consisten en una mezcla en peso de 60% de nitrato sódico (NaNO_3) y 40% de nitrato potásico (KNO_3) que soportan una temperatura máxima de 574°C y una temperatura mínima de 290°C .

La sal fundida se calienta en el receptor y se envía al sistema de almacenamiento térmico; luego la sal caliente se extrae del sistema de almacenamiento para la generación de vapor (en el generador de vapor). El vapor de agua se utiliza para producir electricidad. La sal enfriada se devuelve a través del sistema de almacenamiento térmico al receptor (ver Figura 7).

Ventajas [2]:

- Las sales fundidas no son tóxicas y cuando están protegidas adecuadamente del medio ambiente y contra el sobrecalentamiento, son de composición estable durante un período prolongado de tiempo.
- Tienen una baja presión de vapor a alta temperatura y no reaccionan químicamente con el agua / vapor.
- Ofrecen una capacidad de almacenamiento energético y de transferencia de calor superior a otros materiales.

Desventajas [2]:

- Se congelan a temperaturas de 220°C , en consecuencia los elementos del sistema que se encuentren en contacto con ellas deberán ir traceados eléctricamente para evitar solidificaciones y contar con tuberías de drenaje.

- Se necesitan materiales que sean resistentes a la corrosión.

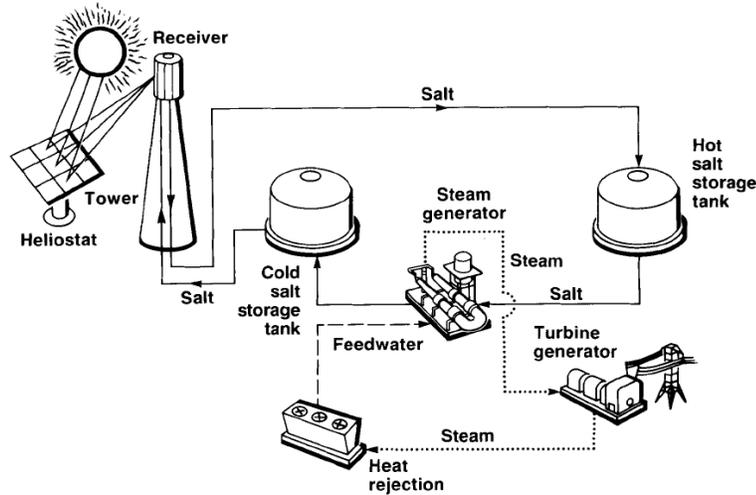


Figura 7: Flujo esquemático de un sistema de receptor central con sales fundidas (Kuntz Falcone, P. A handbook for Solar Central Receiver Design).

En cuanto al receptor se ha elegido circular, con un flujo bidireccional desde la parte norte a la parte sur del receptor, de manera que las sales empiecen a calentarse en la parte norte, donde hay menos helióstatos y alcancen su máximo valor en la parte sur que es donde hay mayor radiación. SAM nos permite hacer esta elección como se puede ver en la Figura 8, las características del receptor y la torre se pueden ver en la Tabla 3:

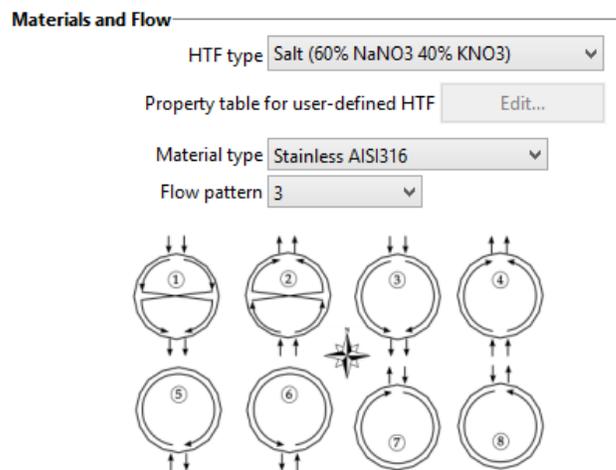


Figura 8: Flujo Bidireccional N-S (SAM).

Tabla 3: Características Torre-Receptor.

Diámetro del receptor	11.2715m
Altura del Receptor	16.6846m
Número de paneles	20
Altura de la Torre	180.696m
Material del Receptor	Stainless AISI 316
HTF	Salt(60%NaNO3 40%KNO3)
Flujo máximo sobre el receptor	1000kwt/m ²
Modelo de flujo	Bidireccional N-S

5. Resultados Obtenidos

En la siguiente figura (ver Figura 9) se puede observar la energía por mes para ambas tecnologías, siendo mayor para el sistema de Torre que para CCP, además se puede ver la dependencia estacional existente.

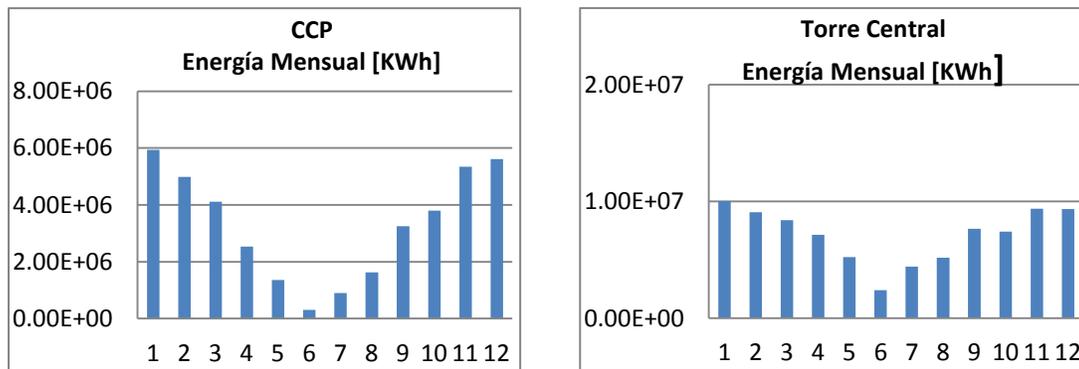


Figura 9: Energía Mensual para CC y Torre (SAM).

A continuación se muestran curvas de potencia neta y potencia bruta por cada mes (ver Figura 10 y Figura11), para ambas tecnologías, siendo la potencia neta la entregada a la red y la potencia bruta la generada por la planta. La diferencia entre curvas es aproximadamente del 10% pudiendo deberse a pérdidas parásitas.

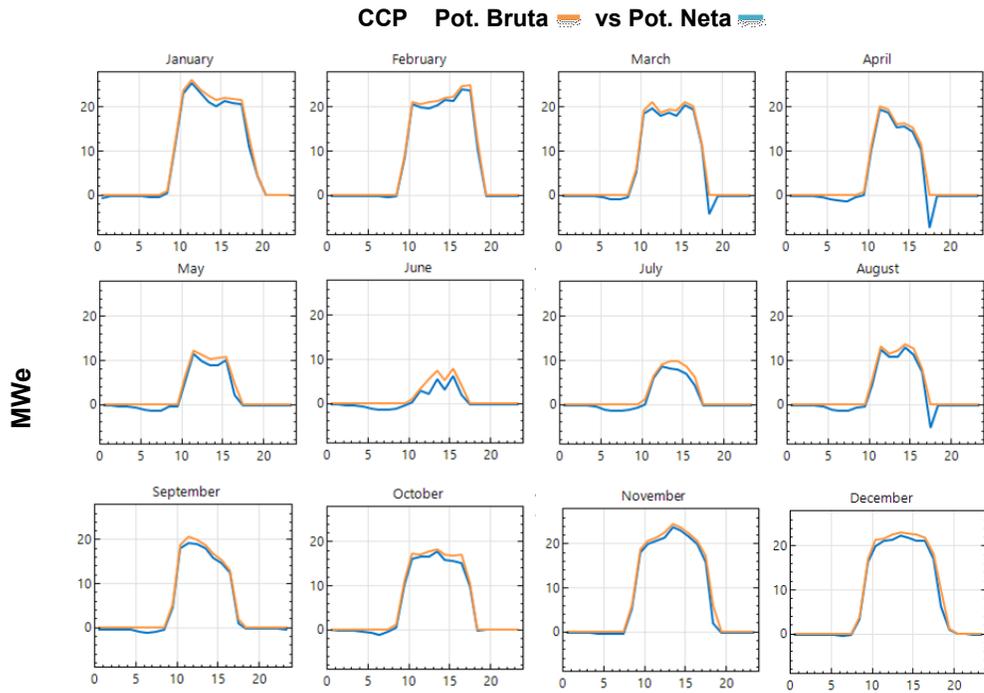


Figura 10: Potencia Bruta vs. Potencia Neta en un CCP (SAM).

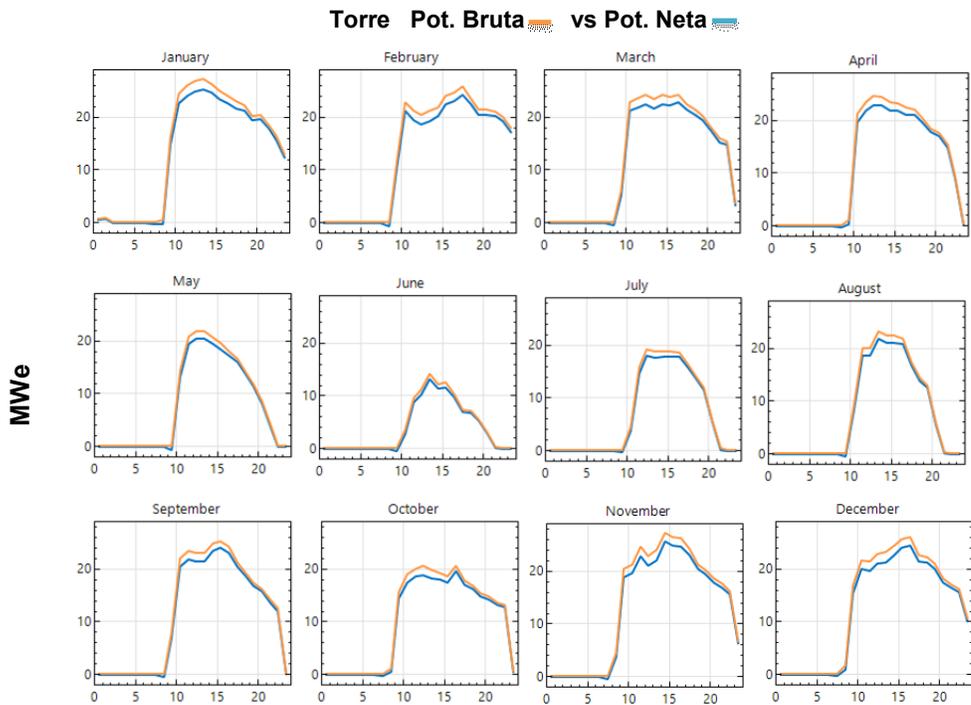


Figura 11: Potencia Bruta vs. Potencia Neta para Torre (SAM).

En la siguiente figura (ver Figura 12) observa la eficiencia óptica del campo de colectores y la eficiencia óptica del campo de helióstatos, siendo mayor para el campo de colectores, aunque presenta una caída más abrupta en horas cercanas al medio día.

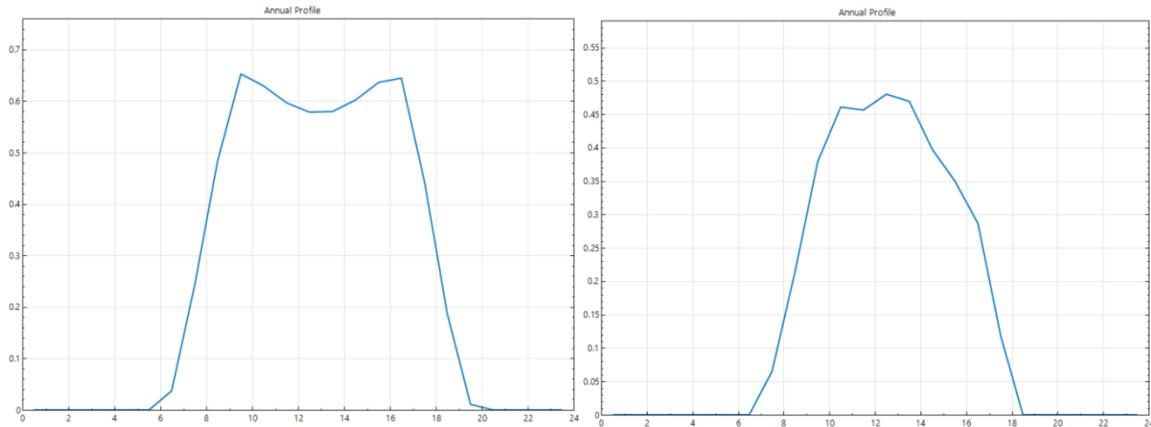


Figura 12: Eficiencia óptica CCP (izquierda) y para el campo de helióstatos (derecha)(SAM).

En la siguiente figura (ver Figura 13) se puede muestra un perfil anual de las pérdidas en el sistema de almacenamiento térmico (TES) tanto para Torre como para CCP. Se puede observar que para CCP tenemos menores pérdidas entre las 12 y 16 horas mientras que para Torre Central se da entre las 8 y 10 horas, mientras que para ambas tecnologías las máximas pérdidas se dan a partir de las 20 horas.

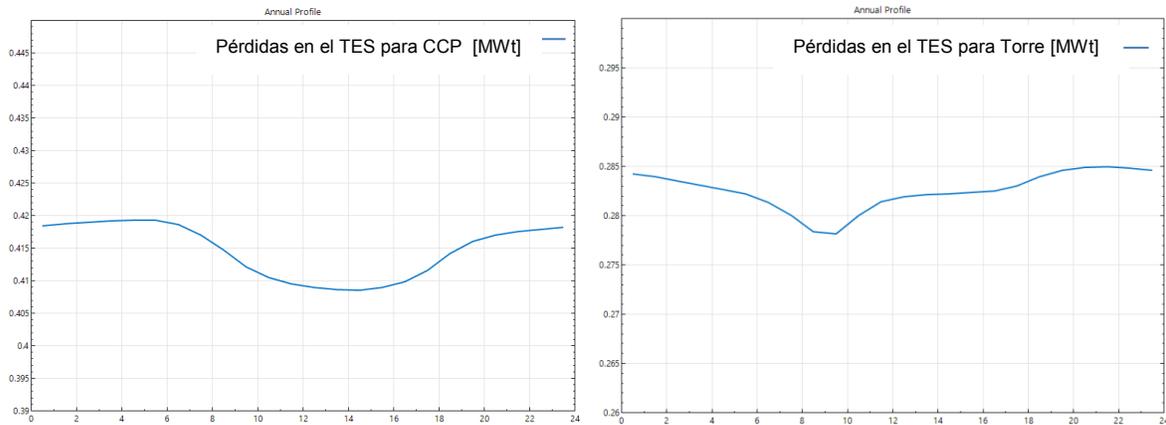


Figura 13: Pérdidas TES para CCP y Torre (SAM).

6. Conclusiones y trabajos a futuro

En este trabajo se ha estimado analíticamente la dimensión de un campo termosolar CCP, considerando los componentes principales que se pueden conseguir en el mercado. Luego se presentaron algunos resultados obtenidos de la simulaciones mediante el software SAM, tanto para un campo termosolar CCP como para un sistema de Torre Central. Dichos resultados fueron elegidos de la abundante información que brinda este software, permitiendo hacer un análisis más realista del problema y comparando, en una primera aproximación, dichas tecnologías. De los gráficos se

desprende que el sistema de torre central entrega más energía por mes, el rango de horas que entrega potencia a la red es mayor y las pérdidas en el sistema de almacenamiento son menores. Sin embargo, estos no son resultados concluyentes para decidirse por una tecnología u otra, es necesario hacer un análisis del lugar dónde se la quiere emplazar y los costos que la comunidad pueda afrontar.

En trabajos a futuro se piensa,

- ✓ Estudiar datos de radiación solar directa y global.
- ✓ Buscar zonas elegibles para el emplazamiento de las centrales, teniendo en cuenta geografía, condiciones meteorológicas y datos de radiación.
- ✓ Continuar con el análisis de estas tecnologías para realizar una elección que se adecue a las necesidades de nuestro país.

7. Referencias

[1] Lic. Jesús Fernández Reche, Plataforma Solar de Almería (PSA). Escuela de Verano de la UNLP, "Energía Solar Térmica de Alta Concentración" (Febrero 2016).

[2] Kuntz Falcone, P. A handbook for Solar Central Receiver Design. Informe técnico, Sandia Report SAND86-8009, 1986.

[3] System Advisor Model (SAM): <https://sam.nrel.gov/>

[4] http://www.schott.com/csp/english/download/schott_ptr70_4th_generation_datasheet.pdf.