

DISEÑO Y ANÁLISIS DE UN CAMPO SOLAR PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN BASADO EN TURBINA DE GAS

Rovense F.*, **Falcón B.****, **Romero M. *****, **Hinojosa J. ****, **González-Aguilar J. *****

* Departamento de Tecnología Química, Energética y Mecánica, Universidad Rey Juan Carlos, Calle Tulipán, s/n, Móstoles, 28933, (Madrid) España, francesco.rovense@urjc.es

** Departamento de Ingeniería Química y Metalurgia, Universidad de Sonora, Edificio 5B, Del Conocimiento, Centro Hermosillo, 83000, (Sonora), México, belemfalcoon@gmail.com; fhinojosa@iq.uson.mx

*** Unidad Proceso de Alta Temperatura, IMDEA Energía, Avda. Ramón de la Sagra 3, Móstoles, 28935, (Madrid) España, manuel.romero@imdea.org; jose.gonzalez@imdea.org

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2068>

RESUMEN

En este trabajo, se ha realizado el análisis de un ciclo Brayton cerrado, sin combustión, con un sistema de regulación del flujo másico de aire. El bloque de potencia tiene una potencia máxima de 20 MW, una eficiencia nominal de 42% y es alimentado por un campo solar de helióstatos y un sistema de almacenamiento de energía térmica basado en partículas. La información de la Irradiación Directa Normal para Hermosillo, México y de la temperatura ambiente, así como de la curva de la demanda de la red eléctrica se ha empleado para las simulaciones realizadas. Se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad de cuatro Múltiplos Solares (SM) y doce horas de almacenamiento y, con el uso del Levelized Cost of Electricity (LCoE), se ha elegido la configuración más rentable. Se ha usado un análisis estadístico para el dimensionamiento del almacén de energía, basado en el análisis de frecuencia de las categorías de demanda de potencia. Los resultados muestran que la mejor configuración tiene un LCoE de 14.84 c\$/kWh, que corresponde a un SM de 1.5 y 8 horas de almacenamiento, el cual permite satisfacer el 52.91% de la demanda de energía eléctrica y producir 56.60 GWh.

PALABRAS CLAVE: Energía solar concentrada, receptor central, ciclo Brayton cerrado sin combustión, suspensión densa de partículas

ABSTRACT

In this work the analysis of an unfired closed Brayton cycle, with an innovative air mass flow regulation system has been carried out. The power block has a peak power of 20 MW and a nameplate efficiency of 42% and it is fed by a solar central receiver system and particles based thermal energy storage. The Hermosillo (Mexico) data of the Direct Normal Irradiance and of the ambient temperature, as well as of the electric grid demand curve have been used for the simulations. A sensitivity analysis on four solar multiple (SM) and twelve hours of storage have been carried out, and by the use of the Levelized Cost of Electricity (LCoE) the most cost effective configuration has been chosen. A statistical analysis for the energy storage sizing has been used, based on the frequency analysis of the power demand classes. The results show that the best configuration has a LCoE of 14.84 c\$/kWh for the configuration of SM 1.5 and 8 hours of storage, allowing to satisfy the 52.91% of the electric energy demand and producing 56.60 GWh.

KEYWORDS: Concentrating solar energy, central receiver, closed unfired Brayton cycle, dense particles suspension

INTRODUCCIÓN

La necesidad de proveer servicios para redes o microrredes eléctricas independientes en áreas rurales y desiertas requiere de conceptos de plantas de energía solar gestionables, capaces de tener una fácil integración con otras fuentes de energía. Las tecnologías de turbinas de gas alimentadas por energía solar y con Almacenamiento de Energía Térmica (Thermal Energy Storage o TES en inglés) son componentes adecuados para estos conceptos, con el fin de satisfacer la demanda de energía eléctrica de los consumidores. En trabajos anteriores, se ha realizado el análisis energético de un ciclo Brayton cerrado, sin combustión, alimentado por una torre solar y utilizando como fluido térmico de trabajo en el circuito solar una corriente o suspensión densa en partículas (conocida como Dense Particle Suspension o DPS en inglés) tanto para la refrigeración del receptor solar como para la acumulación térmica en el sistema TES, y aplicado a una red eléctrica en Madrid, España y Palermo, Italia (Rovense et al. 2019a,b). Los resultados mostraron que, dependiendo del Múltiplo Solar (Solar Multiple o SM) elegido, fue posible cubrir entre el 59% y 68% de la demanda de electricidad.

México se encuentra entre los primeros cinco países con un enorme potencial en energía solar, ya que se ubica en el denominado “Cinturón Solar”, con una radiación media superior a los 5kWh m^{-2} por día (Alemán-Nava et al., 2014). De acuerdo con la Secretaría de Energía de México, este país tiene un potencial remarkable para la explotación de fuentes renovables, que no ha sido aprovechado completamente, siendo así que solo el 10.4% de la energía utilizada es producida a partir de fuentes renovables y únicamente 2.8% del consumo de energía primaria es generado por fuentes solar y eólica (SENER 2019). En el 2018, el consumo de energía eléctrica en México fue de 317.278 GWh, del cual, el 51% se obtuvo a partir de plantas de ciclo combinado, 13.2% de plantas de energía térmica convencional (vapor), 10.2% de plantas hidroeléctricas, 9.2% de plantas de carbón, 4.3% de plantas nucleares, 3.9% de fuentes eólicas y el 8.2% restante, a partir de otras fuentes. Dentro de este conjunto, la generación bruta por fuentes limpias fue del 23.2%. Con el fin de afrontar este problema, el gobierno de México ha tomado algunas medidas en años pasados, mediante la promulgación de acciones legislativas. La Ley de Transición Energética entró en acción en 2015, donde se intenta elevar el nivel de eficiencia y sustentabilidad en el uso de energías limpias, al alcanzar un 25%. No obstante, México no ha logrado esta meta aún (SENER, 2020).

Sonora, en el noroeste de México, es uno de los Estados con mayor consumo de energía primaria, debido a la Calefacción, Ventilación y Acondicionamiento de Aire (HVAC) de edificios. En 2012, tuvo el mayor consumo de electricidad (11.65 MWh por usuario) y la Secretaría de Energía estimó que el consumo bruto anual en el noroeste del país se incrementará en un 4.6% del 2012 al 2027 (Estrada et al., 2013). Sonora es ideal para la implementación de plantas de Energía Solar Concentrada (Concentrating Solar Power o CSP), con el fin de satisfacer su enorme demanda energética debido a las pocas precipitaciones en la mayoría de su territorio (Arancibia-Bulnes et al. 2014). Actualmente, el proyecto “Agua Prieta II” es la única planta con un Sistema Híbrido de Ciclo Combinado (Integrated Solar Combined Cycle o ISCC) en Sonora, México. La planta incluye un ciclo combinado convencional de 464.4MW y una turbina de vapor de 12MW, alimentada por 85,000 m² de concentradores cilindro-parabólicos (Centro Nacional de Control de Energía, 2019).

En este trabajo se ha llevado a cabo un análisis termoeconómico de un ciclo Brayton cerrado y sin combustión, de 20MW de potencia nominal y una eficiencia máxima de 42%, alimentada por Partículas (DPS) desde un sistema de almacenamiento TES. Esta planta de energía se ha localizado en Hermosillo (Direct Normal Irradiance o DNI anual de $2,223.31\text{kWh m}^{-2}$), donde el consumo total de energía es de 106.98GWh y ha sido diseñada para cubrir la curva de la demanda eléctrica horaria.

DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE ENERGÍA

La Figura 1 muestra la distribución de la planta de energía. Está compuesta por dos etapas de compresión (1, 3), un intercooler (2), el receptor solar (4), el sistema de TES (5), una turbina (6), un generador (7), un intercambiador de calor (8) y el sistema de regulación de flujo másico (9). El TES consiste en dos “silos” de almacenamiento (los tanques “frío” y “caliente”) y el intercambiador de calor aire-partículas. El medio de almacenamiento de calor está compuesto por partículas de olivino (NiCa-MgSiO_4 , $3,400\text{kg m}^{-3}$, $1,200\text{J kg}^{-1}\text{ K}^{-1}$ a 800°C). Dentro de la planta, se han implementado varios sistemas de control para la temperatura y flujo másico, para satisfacer la demanda de electricidad por hora.

La temperatura en la salida del receptor (punto A) es mantenida constante, cerca de los 850°C mediante el sistema de regulación del flujo másico (9). Éste es capaz de modificar el caudal de aire dentro de la planta mediante un compresor auxiliar y una válvula para compensar variaciones en la energía solar entrante. El controlador del generador eléctrico (7) registra la Temperatura de Entrada a la Turbina (Turbine Inlet Temperature o TIT) y controla la válvula de regulación en el punto C, con base a la carga requerida por la red. Esta válvula regula la velocidad del flujo másico que debe circular a través del sistema de TES (5), reduciendo su temperatura hasta los 450°C , y el flujo que viene directamente del receptor solar (4); mezclando estos dos flujos, se obtiene la TIT requerida por la red. Al mismo tiempo, la DPS es calentada hasta los 825°C y es transferida desde el tanque “frío” al “caliente”. Cuando el recurso

solar no es el suficiente para producir la energía requerida, el aire es calentado hasta los 800°C, descargando el almacén térmico. En esta situación, el aire fluye únicamente por el sistema de TES y el sistema de regulación del flujo másico gestiona la velocidad de flujo necesaria para que la turbina produzca la potencia eléctrica requerida por la red.

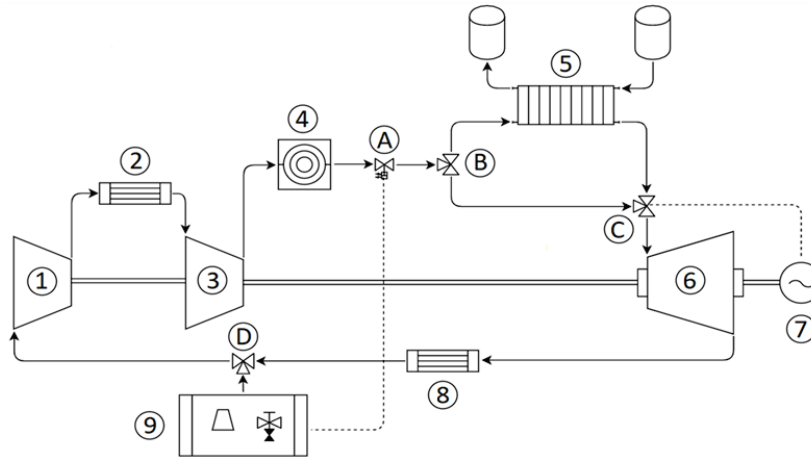


Fig. 1. Distribución de la planta de energía analizada en este trabajo

La Tabla 1 muestra las especificaciones técnicas de la turbina de gas en el punto de diseño, implementada en Thermoflex® (Thermoflow-Inc. 2018). Se ha hecho la suposición de caídas de presión de 6%, 3% y 1% para DPS- Intercambiador de calor de aire, el eyector de calor y las válvulas, respectivamente, en condiciones nominales.

Tabla 1. Especificaciones técnicas para la turbina de gas

Dato	Valor	Unidades
Potencia nominal	20	MW
Tasa de flujo de aire	92.42	kg·s ⁻¹
Eficiencia politrópica de los compresores	89	%
Relación de presiones de los compresores	2.45	-
Eficiencia politrópica de la turbina	91	%
Relación de presiones de la turbina	6	-
Eficiencia mecánica del generador	95	%
Caída de presión del intercooler	3	%

METODOLOGÍA

Dimensionamiento del Almacenamiento de Energía Térmica

El fin de esta planta de energía es la de cubrir, en lo máximo posible, la demanda de energía requerida por la red eléctrica al precio mínimo de electricidad. La capacidad del TES y el SM son las dos variables consideradas para el análisis termoeconómico. El intervalo entre los valores de SM ha sido elegido de acuerdo con los valores típicos de plantas de energía termosolar con almacenamiento (Jorgenson et al. 2013).

La figura 2 muestra, por hora, la DNI (en naranja) y la demanda de electricidad (en azul). Ya que el máximo de ambos valores no coincide, es necesario un parámetro de compensación entre la demanda de electricidad y la disponibilidad solar para el dimensionamiento del TES. Por tanto, se realizó un análisis de la frecuencia porcentual de la curva de la demanda en términos de las categorías de potencia. La categoría de potencia (P_x, P_{x+1}] es el intervalo de potencia eléctrica demandada por hora entre la potencia P_x y P_{x+1} , asumiendo que $P_{x+1} - P_x = 1$ MW y tomando en cuenta los valores de potencia, por hora, cuando la DNI correspondiente es menor que 300 W m⁻².

Por lo tanto, la categoría de potencia con la frecuencia porcentual más alta representa la potencia eléctrica más requerida por los clientes y ha sido considerada para el análisis de sensibilidad del TES.

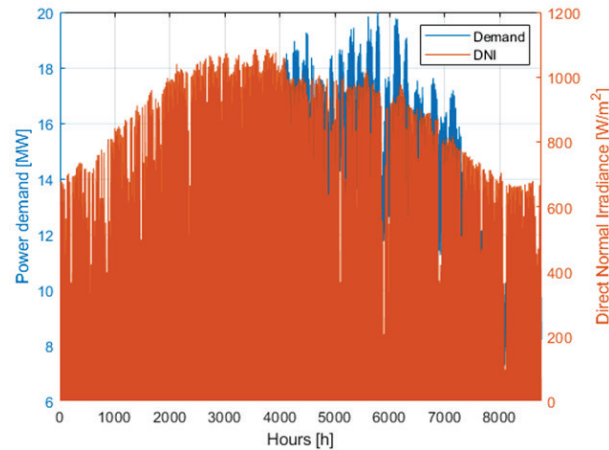


Fig. 2. Demanda de potencia e Irradiación Normal Directa (DNI) por hora

La energía por almacenar ha sido evaluada de la siguiente manera en la Ec. (1):

$$E_{TES,n} = \frac{P_{Max}}{\eta_{Dis}} \cdot h_n \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde $E_{TES,n}$ es la energía almacenada correspondiente a la hora n ; P_{Max} es el valor superior de categoría de potencia con la máxima frecuencia porcentual; h_n son las horas de almacenamiento consideradas [1 h ÷ 12 h]; y η_{Dis} es la eficiencia del bloque de potencia, operando a 800°C en la fase de descarga.

Metodología de la Simulación y el Diseño de Plantas de Energía

El software SolarPIIOT® (Wagner and Wendelin 2018) ha sido utilizado para el diseño del campo de helióstatos y optimización. Cuatro SM (1.0, 1.5, 2.0 y 2.5) han sido analizados con el objetivo de discernir cuál es más conveniente desde el punto de vista térmico y económico.

La DNI de diseño se fijó en 950 W m⁻² y el día de diseño es el solsticio de verano; los datos del Año Meteorológico Típico (Typical Meteorological Year o TMY) de Hermosillo, Sonora han sido utilizados para la simulación y optimización del flujo solar incidente. Se han fijado las metas de: una eficiencia óptica de 65% y un flujo solar incidente promedio, en la apertura de la cavidad, aproximadamente de 800 kW m⁻². Se han supuesto una absorptancia térmica de 0.94 y un flujo máximo de 1.0 MW m⁻². Se ha considerado, también, un receptor plano, con ángulos de aceptación horizontal y vertical de 360° y 180°, respectivamente. En la tabla 2, se muestran los datos de los receptores para cada uno de los campos.

Tabla 2. Datos del receptor

SM (-)	1	1.5	2	2.5
Altura del receptor [m]	6.9	8	11.7	10
Ancho del receptor [m]	8.9	12	11.8	12
Área del receptor [m ²]	62	108	138.1	120
Orientación de elevación del receptor [deg]	-40	-26	-30	-35

La tabla 2 y 3 muestran los datos de los cuatro campos solares analizados, en donde se muestra la altura de la torre simulada y la potencia térmica entrante requerida. Se variaron las dimensiones del receptor (altura y longitud) durante el proceso de optimización con el fin de satisfacer la eficiencia óptica y el flujo solar promedio. Un escalonamiento radial sin bloqueos ha sido seleccionado para la distribución del campo de helióstatos. Los helióstatos supuestos tienen un área superficial de 36 m² (6 m x 6 m) con 25 facetas cuadradas (1.2 m de largo). Cada helióstato tiene un error total de imagen reflejada de 3.26 mrad. Estos datos corresponden a los helióstatos construidos y probados en la Plataforma Solar de la Universidad de Sonora (Iriarte-Cornejo et al. 2018).

Tabla 3. Datos de los campos solares

SM (-)	Potencia térmica (MWth)	Altura de torre (m)
1.0	50	100
1.5	75	110
2.0	100	150
2.5	125	150

La simulación de la planta de energía (asumiendo estado estacionario en cada paso de tiempo) se realizó utilizando Thermoflex®. La eficiencia de la matriz solar obtenida en SolarPilot® fue implementada en Thermoflex® con el objetivo de evaluar la potencia térmica entrante. Los resultados de las simulaciones anuales, incluyen en particular la potencia térmica, por hora, transferida dentro del intercambiador de calor de DPS-Aire con el fin de evaluar las toneladas de DPS cargadas en el TES. El subsistema de TES se codificó en Matlab® (MATLAB Documentation) y, posteriormente, se simuló la fase de descarga. El procesamiento de datos se realizó mediante Matlab®.

Figura de Mérito para la Selección de la Mejor Configuración

El Costo Normalizado de Electricidad (LCoE) y el Factor de Utilización (UF) fueron usados para seleccionar la mejor configuración de planta de energía. Ambas variables fueron calculadas mediante las siguientes Ecs. (2) y (3):

$$LCoE_{SM,n} = \frac{\alpha \cdot CAPEX_{SM,n} + OPEX}{E_{Prod,SM,n}} \quad \text{Ec. (2)}$$

$$UF_{SM,n} = \frac{E_{Prod,SM,n}}{E_{Demand}} \quad \text{Ec. (3)}$$

donde $CAPEX_{SM,n}$ y $OPEX$ son el costo de capital y el de operación y mantenimiento de la planta, respectivamente; $E_{Prod,SM,n}$ es la energía producida para cada SM y n horas de almacenamiento; E_{Demand} es la energía requerida, por año, por la curva de la demanda; y α es el factor de anualidad calculado en la Ec. (4):

$$\alpha = \frac{i \cdot (1+i)^m}{(1+i)^m - 1} \quad \text{Ec. (4)}$$

donde i es la tasa de descuento; y m , el tiempo de vida de la planta. Una tasa de descuento del 5% y un tiempo de vida de 25 años han sido considerados (Spelling et al. 2015). El costo unitario del receptor, de la torre, del bloque de potencia, así como de intercambiadores de calor, sistemas de enfriamiento y O&M (operación y mantenimiento) han sido seleccionados considerando proyectos de plantas de energía solar existentes (Zaversky et al. 2020), mientras que el costo del campo de heliostatos se seleccionó considerando la literatura (Turchi et al. 2019).

Se realizó un análisis de sensibilidad de las horas de almacenamiento sobre el LCoE y el UF ya que la energía almacenada influye en la producción eléctrica anual y, consecuentemente, en el LCoE. La Figura 3 muestra las barras de CAPEX para cada configuración de SM y horas de almacenamiento, mientras que el costo unitario del OPEX de 17 MUSD kWh⁻¹, por año, ha sido considerado. Como es posible observar en la figura 3, los costos de TES tienen poca influencia en los costos del CAPEX; por ejemplo, considerando la configuración de un SM de 2.5 (barra azul), la diferencia entre los costos de la configuración de 12 horas y la de 1 hora es de 2.2MUSD, debido al bajo costo del HTF (Zhang et al., 2016). El costo del campo de heliostatos, por otro lado, tiene mayor influencia sobre el costo CAPEX, como es sabido; considerando la configuración de un SM de 1.0 (barras amarillas) y el de SM de 2.5 (barras azules), la diferencia entre los costos de inversión es de 56.30 MUSD.

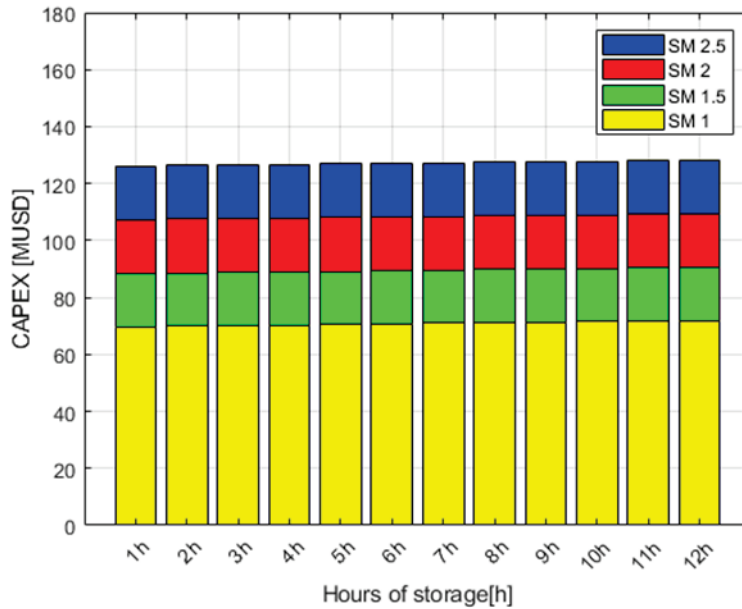


Fig. 3. CAPEX de la planta de energía como función del múltiplo solar y el número de horas de almacenamiento térmico

RESULTADOS

Diseño del TES

La Figura 4 muestra la gráfica de barras de la frecuencia porcentual frente a la categoría de potencia desde 0.7 MW hasta 20 MW. El eje X muestra el valor superior de la categoría de potencia considerada. Es posible observar que la frecuencia porcentual más alta es de 9.36 %, correspondiendo a la categoría (9MW, 10MW]. Los resultados, entonces, ponen a la vista que la energía eléctrica más solicitada por los usuarios, cuando la radiación solar es baja (300 W m^{-2}), es de casi 10 MW, y por el 9.36 % de ese tiempo, este valor representa la potencia eléctrica más frecuente a satisfacer.

La energía por almacenar ha sido evaluada tomando en consideración que la eficiencia del bloque de potencia es del 40 % en la fase de descarga, cuando la temperatura de salida del aire del intercambiador de calor de DPS-Aire es de 800 °C. Considerando la ecuación 1, a una hora de almacenamiento corresponden 25 MWh de energía térmica y 0.35 toneladas de partículas almacenadas, mientras que, para 12 horas de TES, 360 MWh y 5.06 toneladas de DPS son acumuladas.

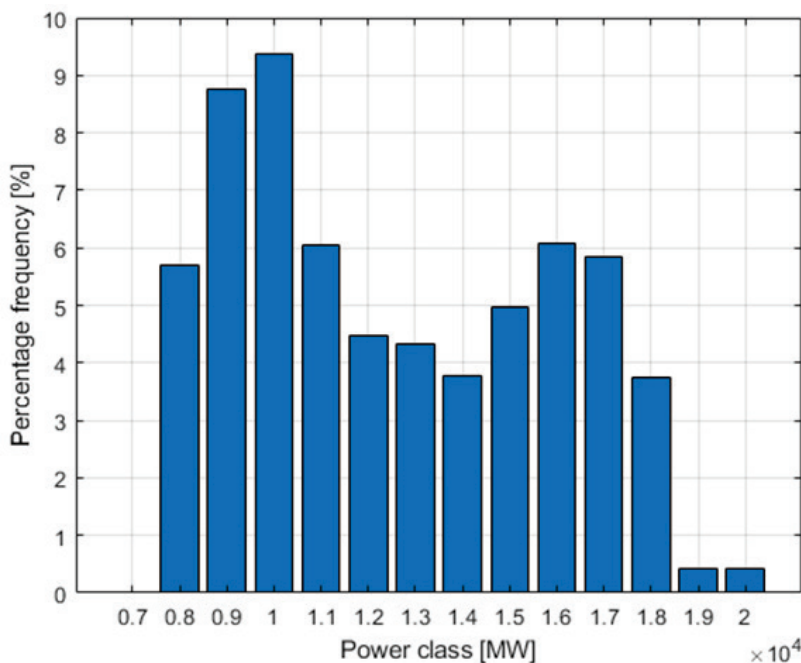


Fig. 4. Frecuencia de las categorías de potencia de la curva de demanda

Distribuciones del campo de heliostatos

La Tabla 4 muestra el diseño de cada campo solar para cada SM. La eficiencia óptica promedio supera el 65 % en todas las configuraciones y alcanza un valor máximo para un valor de SM de 2.0 (70.62 %). Las potencias térmicas absorbidas por el fluido térmico están cerca de las entradas requeridas al ciclo, mientras que el flujo incidente promedio en la apertura de la cavidad es, en todos las configuraciones, mayor de 800 kW m⁻², teniendo el valor máximo en la configuración de SM de 2.5.

SM [-]	Heliostatos [-]	Potencia incidente hacia los campos de heliostatos [MW]	Eficiencia óptica [%]	Potencia absorbida por el receptor [MW]	Potencia absorbida por el HTF [MW]	Flujo incidente promedio [kW m ⁻²]	Altura del receptor [m]	Ancho del receptor [m]
1.0	2330	79.739	69.37	52.319	49.441	898.8	7	9
1.5	3515	120.289	65.21	78.443	74.226	809.3	8	13
2.0	4642	159.028	70.62	105.562	99.890	813.42	11	12
2.5	5985	204.269	67.31	129.249	124.068	1145.8	10	12

La Figura 5 permite observar la disposición de los campos de heliostatos para los SM dados en la Tabla 3. Los puntos corresponden a la posición del heliostato y su color indica su eficiencia óptica. La eficiencia óptica más alta lograda es de 84.0 %.

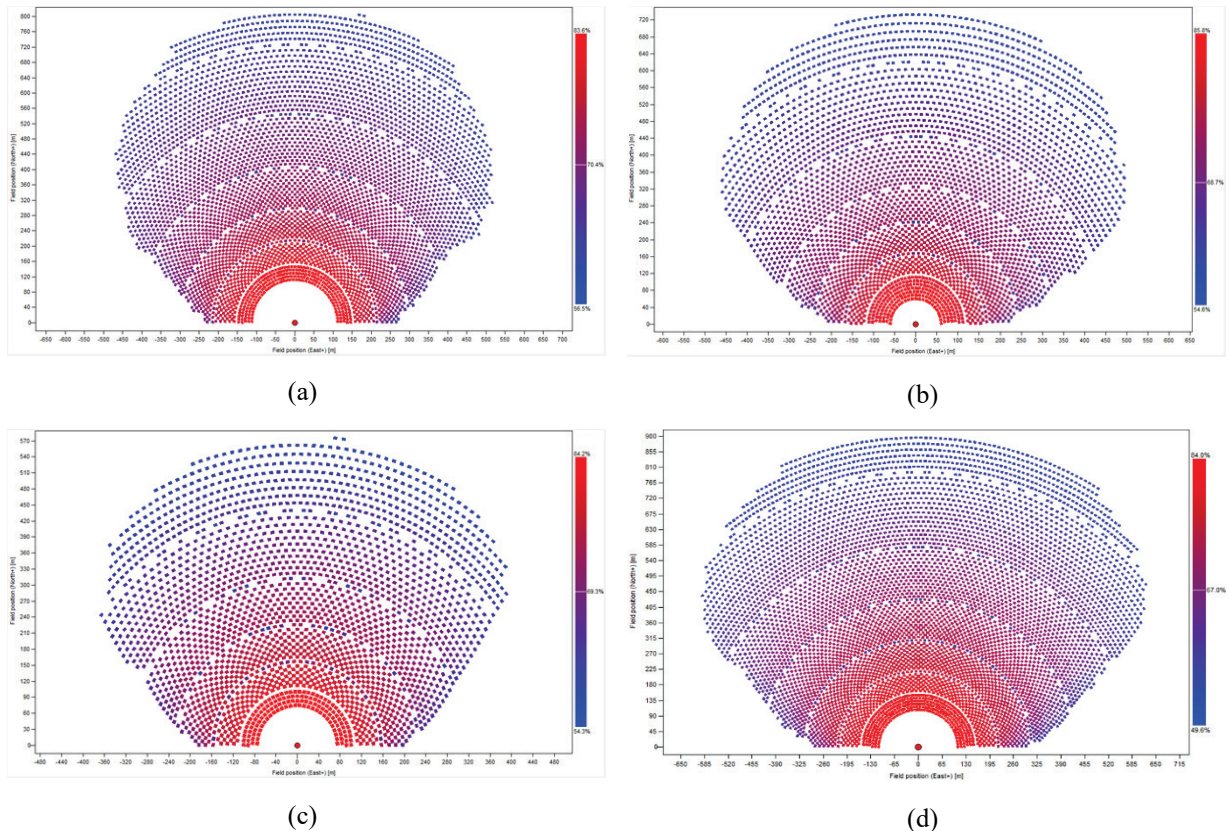


Fig. 5. Distribuciones de los campos solares obtenidos mediante SolarPilot. (a) SM 1.0; (b) SM 1.5; (c) SM 2.0; and (d) SM 2.5

En la tabla 5, se observan las distintas eficiencias de los cuatro campos las cuales se obtuvieron como resultado en SolarPILOT a partir de los datos ingresados. Todas cuentan con porcentajes mayores a 65%, en todas las eficiencias incluyendo la eficiencia óptica (Tabla 4).

SM [-]	Eficiencia del coseno [%]	Eficiencia de atenuación [%]	Eficiencia de bloqueo [%]	Eficiencia de sombreado [%]	Eficiencia de reflexión [%]
1.0	84.28	96.18	99.67	100	89.30
1.5	83.86	95.53	99.71	100	89.30
2	84.28	94.95	99.81	100	89.30
2.5	84.14	94.52	99.66	100	89.30

Por otra parte, la distribución del flujo en los receptores se puede observar en la figura 6. Se aprecia como el flujo es concentrado en un solo punto, disminuyendo las pérdidas ópticas del rayo reflejado, dándonos valores de hasta 1145.8 kWm⁻² de flujo incidente promedio.

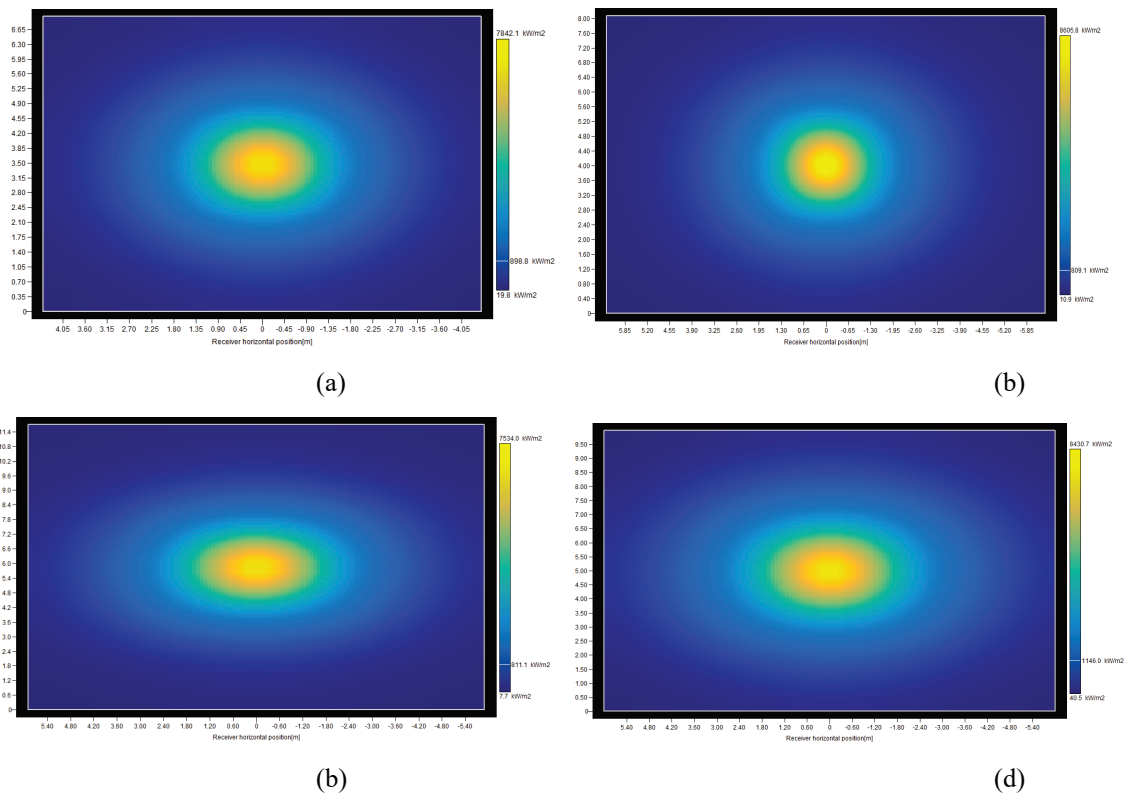


Fig. 6. Distribuciones de los campos solares obtenidos mediante SolarPilot. (a) SM 1.0; (b) SM 1.5; (c) SM 2.0; and (d) SM 2.5

Levelized Cost of Electricity (LCoE) y Factor de Utilización (UF)

La Figura 7 muestra el LCoE y el UF como funciones del múltiplo solar (en el eje Y) y número de horas de almacenamiento (en el eje X). En el rango analizado de SM y horas de almacenamiento, el LCoE mínimo es de 14.84 c\$ kWh⁻¹ para un múltiplo solar de 1.5 y 8 horas de TES. En estas condiciones, la producción de energía y el UF son de 56.60 GWh y 52.91%, respectivamente. El LCoE máximo es de 26.12 c\$ kWh⁻¹ para un SM de 2.5 y 1 hora de TES, el cual produce un UF de 39.55%.

Con respecto al UF, el máximo es de 61.95%, el cual es logrado para un SM de 2.5 y 12 horas de TES. Este caso provee un LCoE de 17.67 c\$ kWh⁻¹ y la electricidad producida es de 66.26 GWh. Finalmente, el menor UF es de 32.62 % que se obtuvo de un SM de 1.0 y 1 hora de almacenamiento. Aquí, el LCoE es de 18.18 c\$ kWh⁻¹.

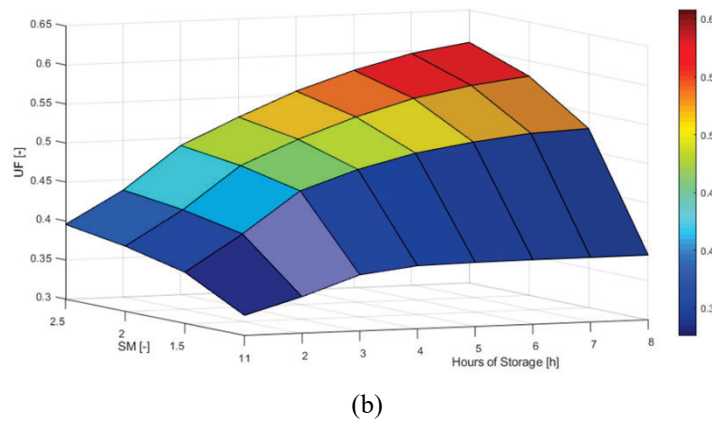
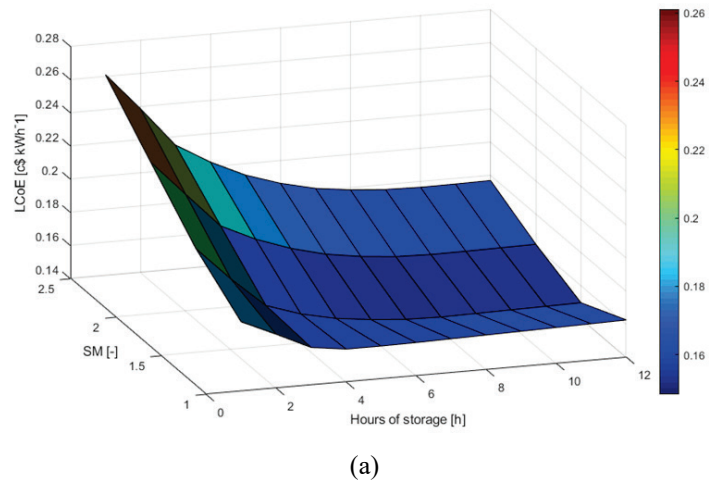
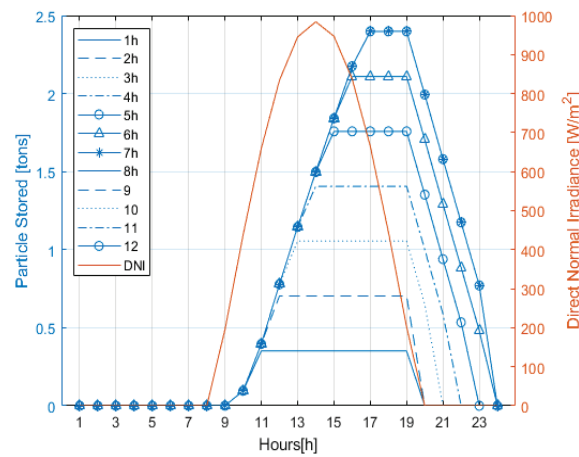
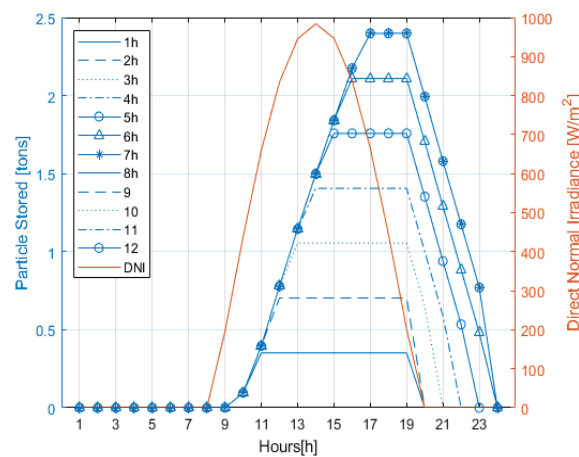


Fig. 7. (a) LCoE y (b) UF como funciones del múltiplo solar y el número de horas de almacenamiento

La Figura 8 permite observar la masa de partículas almacenada, por hora, y la generación de electricidad neta el 21 de marzo para un SM de 1.5. La DNI por hora también ha sido incluida, en rojo, en la Figura 8 (arriba). La gráfica indica que el almacenamiento máximo está limitado a 8 horas este día y la masa de partículas alcanza, aproximadamente, 2.4 toneladas. Como se muestra en la Figura 8 (abajo), la planta es capaz de satisfacer la demanda eléctrica, adaptando la operación de la turbina y del sistema de almacenamiento térmico.



(a)



(b)

Fig. 8. (Arriba) Producción de electricidad y (abajo) DPS dentro del tanque “caliente”

CONCLUSIONES

En este trabajo, se ha realizado el análisis termoeconómico de una planta solar de receptor central basada en un ciclo Brayton cerrado, sin combustión, con un sistema de control del flujo másico y con partículas como medio de almacenamiento de calor. El TES ha sido dimensionado mediante un análisis estadístico de las frecuencias de las categorías de potencia y un balance entre la DNI por hora y la demanda de potencia eléctrica; la frecuencia porcentual más alta es de 9.36 % para la categoría de 10 MW. Un análisis de sensibilidad de las horas de almacenamiento y el SM sobre el LCoE y el UF se ha llevado a cabo y, finalmente, la mejor configuración ha sido seleccionada. El diseño de la planta de energía más rentable es: SM de 1.5 y 8 horas de almacenamiento, teniendo así un LCoE de 14.84 c\$ kWh⁻¹, generando 56.60 GWh y satisfaciendo el 52.91 % de la demanda energética de Hermosillo; en esta disposición, la energía almacenada en el TES es de 200 MWh, mientras que la masa de las partículas es de 2.81 toneladas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a la “Comunidad de Madrid” y al Fondo Estructural Europeo por su apoyo económico al proyecto ACES2030-CM (S2018/EMT-4319). Francesco Rovense también agradece al programa de investigación e innovación de la Unión Europea “Horizonte 2020” bajo el acuerdo de subvención Marie Skłodowska-Curie N° 754382.

REFERENCIAS

Alemán-Nava, G.S., Casiano-Flores, V.H., Cárdenas-Chávez, D.L., Díaz-Chavez, R., Scarlat, N., Mahlknecht, J., Dallemand, J.F., Parra, R., 2014. Renewable energy research progress in Mexico: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 32, 140–153. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.004>

Arancibia-Bulnes, C.A., Peón-Anaya, R., Riveros-Rosas, D., Quiñones, J.J., Cabanillas, R.E., Estrada, C.A., 2014. Beam solar irradiation assessment for Sonora, Mexico. *Energy Procedia* 49, 2290–2296. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.242>

Centro Nacional de Control de Energía, 2019. Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Electro Mayorista. PRODESEN 2019-2033 576.

Estrada, J., Hernández, J., Ontiveros, J., Rodríguez, F., Jaime, E., Ubaldo, A., Chavarría, I., 2013. Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027 1–230.

Iriarte-Cornejo, C., Arancibia-Bulnes, C.A., Hinojosa, J.F., Peña-Cruz, M.I., 2018. Effect of spatial resolution of heliostat surface characterization on its concentrated heat flux distribution. *Sol. Energy* 174, 312–320. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.09.020>

Jorgenson, J., Denholm, P., Mehos, M., Turchi, C., 2013. Estimating the Performance and Economic Value of Multiple Concentrating Solar Power Technologies in a Production Cost Model, Technical Report NREL/TP-6A20-58645.

MATLAB Documentation. URL <https://www.mathworks.com/help/matlab/> (accessed 9.20.20).

Rovense, Francesco, Reyes-Belmonte, M.A., González-Aguilar, J., Amelio, M., Bova, S., Romero, M., 2019. Application of un-fired closed Brayton cycle with mass flow regulation and particles-based thermal energy storage systems for CSP, in: AIP Conference Proceedings. American Institute of Physics Inc., p. 030047. <https://doi.org/10.1063/1.5117559>

Rovense, F., Reyes-Belmonte, M.A.A., González-Aguilar, J., Amelio, M., Bova, S., Romero, M., 2019. Flexible electricity dispatch for CSP plant using un-fired closed air Brayton cycle with particles based thermal energy storage system. *Energy* 173, 971–984. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.02.135>

SENER, 2020. Programa sectorial de energía 2020 - 2024. Mexico.

SENER, 2019. Balance Nacional de Energía 2018, Dirección General de Planeación e Información Energéticas.

Spelling, J., Gallo, A., Romero, M., González-Aguilar, J., 2015. A High-efficiency Solar Thermal Power Plant using a Dense Particle Suspension as the Heat Transfer Fluid. *Energy Procedia* 69, 1160–1170. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.03.191>

Thermostat-Inc., 2018. GT PRO – Gas - turbine combined cycle design program to create cycle heat balance and physical equipment needed to realize it [WWW Document]. URL http://www.thermostat.com/combinedcycle_GTP.html (accessed 9.2.20).

Turchi, C.S., Boyd, M., Kesseli, D., Kurup, P., Mehos, M., Neises, T., Sharan, P., Wagner, M.J., Wendelin, T., 2019. CSP Systems Analysis - Final Project Report CSP Systems Analysis - Final Project Report.

Wagner, M.J., Wendelin, T., 2018. SolarPILOT: A power tower solar field layout and characterization tool. *Sol. Energy* 171, 185–196. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.063>

Zaversky, F., Les, I., Sánchez, M., Valentin, B., Brau, J.-F., Siros, F., McGuire, J., Berard, F., 2020. Techno-Economic Optimization and Benchmarking of a Solar-Only Powered Combined Cycle with High-Temperature TES Upstream the Gas Turbine, in: *Green Energy and Environment*. IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.90410>

Zhang, H., Baeyens, J., Cáceres, G., Degrève, J., Lv, Y., 2016. Thermal energy storage: Recent developments and practical aspects. *Prog. Energy Combust. Sci.* 53, 1–40. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2015.10.003>