

Simulación Energética de un Sistema Termosolar de Torre Central para Magdalena, Colombia

Energy Simulation of a Central Tower Solar Thermal Power System for Magdalena, Colombia

Evellyn Tatiana Torres-Suárez¹, Juan Sebastián Solís-Chaves², Andrea del Pilar
Rodríguez-Muñoz³

¹Departamento de Ingeniería Mecatrónica, Semillero de Investigación en Fluidos y Energía -SIFE, Universidad ECCI, Colombia. <https://orcid.org/0009-0002-9797-6343>, evellynt.torress@ecc.edu.co

²Departamento de Ingeniería Mecatrónica Grupo de investigación en Aprovechamiento Tecnológico de los Materiales y la Energía - GIATME, Universidad ECCI, Colombia. <https://orcid.org/0000-0002-3211-3398>, jsolisc@ecc.edu.co.

³Departamento de Ingeniería Mecánica, Grupo de investigación en Aprovechamiento Tecnológico de los Materiales y la Energía - GIATME, Universidad ECCI, Colombia. <https://orcid.org/0000-0002-6328-2442>, arodriguezm@ecc.edu.co.

Recibido: 08/07/2023. Aceptado: 22/08/2023. Versión final: 27/09/2023

Resumen

La energía solar de concentración ofrece una solución prometedora hacia una transición energética sostenible, ya que permite reducir el impacto de las emisiones de carbón en los procesos de generación de electricidad. Por tal razón, este estudio se orientó en evaluar la factibilidad técnica y energética para un sistema termosolar de torre central, cuya principal función sea la generación de energía eléctrica con una potencia total instalada de 88 MWe, en el norte del departamento de Magdalena, Colombia. En cuanto a la metodología aplicada, se empleó el software de simulación de desempeño System Advisor Model (SAM) que permitió evaluar la energía generada por el sistema bajo las condiciones meteorológicas del lugar. Los resultados encontrados señalan un rendimiento positivo que alcanzó 210,8GWh de energía eléctrica para un año, con un factor de capacidad del 30%, lo que permite concluir que la adopción de esta tecnología en Colombia sería promisorio para la diversificación de la matriz energética y la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles usados en las plantas termoeléctricas.

Palabras clave: Energía termosolar de concentración; energías renovables; factibilidad; torre de energía con sales fundidas; transición energética; System Advisor Model (SAM).

Como citar: E. Torres, J. Solís, A. Rodríguez. "Simulación energética de un sistema termosolar de torre central para Magdalena, Colombia" in *XI Simposio Internacional de Calidad de la Energía Eléctrica*, Valledupar: Universidad Nacional de Colombia, Nov. 2023. doi: <https://doi.org/10.15446/sicel.v11.110009>

Abstract

Concentrating solar power offers a promising solution towards a sustainable energy transition by reducing the impact of carbon emissions in electricity generation processes. For this reason, this study was oriented to evaluate the technical and energetic feasibility of a central tower solar thermal system, whose main function is the generation of electricity with a total installed capacity of 88 MWe, in the north of the department of Magdalena, Colombia. In terms of the methodology applied, the System Advisor Model (SAM) performance simulation software was used to evaluate the energy generated by the system under the meteorological conditions of the site. The results found indicate a positive performance that reached 210.8GWh of electrical energy for one year, with a capacity factor of 30%, which leads to the conclusion that the adoption of this technology in Colombia would be promising for the diversification of the energy matrix and the reduction of dependence on fossil fuels used in thermoelectric plants.

Keywords: Concentrating solar power; energy transition; feasibility; renewable energies; power tower molten salt; System Advisor Model (SAM).

1. Introducción

El cambio climático se ha convertido en una preocupación primordial de las sociedades, individuos y gobiernos de la actualidad, quienes señalan la degradación del ambiente como una amenaza latente para la integración y la vida misma de cada ser viviente. Sin lugar a dudas, este nuevo escenario obliga a replantear el continuar con los mismos patrones de producción y consumo de energía, los cuales carecen de viabilidad para las nuevas generaciones. Por tal razón, este tema es abordado a nivel mundial desde diversos ámbitos que involucran una mejor calidad de vida con la ayuda de tecnología amigable con el medio ambiente, es por ello que, con 17 objetivos y 169 metas, la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible brinda una visión ambiciosa que compromete un cambio a nivel internacional en el dimensionamiento social, económico y ambiental [1].

La energía sostenible es una oportunidad para transformar vidas, economías y el planeta, estas palabras son descritas en el documento de agenda 2030 para América latina y el caribe que por medio del objetivo 7 presentan metas para garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos [2]. Es así que la obtención de energía eléctrica debe incursionar en la búsqueda de nuevas alternativas para la generación de electricidad de una manera más limpia que permita abastecer las demandas energéticas de la sociedad. Consciente de los desafíos, Colombia afronta la sostenibilidad energética mediante proyectos que contribuyen con dicho desarrollo sostenible. Estos se orientan principalmente a la energía solar fotovoltaica en granjas solares como El Paso Solar con una capacidad de 67MW y La Loma Solar con 170 MW ambos proyectos de la empresa Enel ubicadas en el departamento del Cesar, lo anterior debido a que actualmente Colombia cuenta en promedio con una radiación solar diaria de 4,5 kWh/m², lo que hace factible esta conversión a energía

eléctrica, sin embargo, el porcentaje de proyectos sigue siendo menor al 1% [3, 4]. No obstante, pese a esta realidad, la energía de concentración solar no ha sido una de las tecnologías estudiadas ni consideradas en el país, aunque esta sea implementada en varios países desarrollados por su eficiencia, confiabilidad y su manera de reducir o eliminar la emisión de gases de efecto invernadero presentes en fuentes de energías convencionales [5, 6]. Asimismo, estos sistemas se destacan por la viabilidad en el control de la energía producida, ya que ofrecen la posibilidad de almacenar energía térmica y su potencial para la hibridación, entre otros sistemas de generación energética [7].

En esencia, los sistemas de energía termosolar permiten la obtención de energía eléctrica mediante la inducción de energía térmica que es irradiada por el sol, la cual por medio de un intercambiador de calor produce vapor el cual hace girar una turbina convencional. En ese mismo orden, la energía termosolar establece una solución innovadora que impacta positivamente al ambiente contribuyendo al reto de cero emisiones de carbono para el 2050 [8 – 10].

Por tal razón, este artículo propone un análisis de la factibilidad técnica de una planta termosolar de torre central con una capacidad nominal de 88 MW, con el objetivo de abastecer energéticamente el departamento del Magdalena. Para ello se contemplan variables como: la radiación solar de la región, el área cubierta por los heliostatos, la capacidad de almacenamiento térmico y el rendimiento del ciclo térmico, asimismo, se revisa el impacto general de este tipo de tecnología y se presenta una comparación energética acerca del factor de capacidad frente a la termoeléctrica Termonorte, la cual se ubica en la ciudad de Santa Marta [11].

Por tanto, este artículo se divide en tres secciones principales: la primera muestra el modelamiento de los

componentes del sistema termosolar, también conocido como **energía solar concentrada (CSP, Concentrated Solar Power, por sus siglas en inglés)**. En segundo lugar, se presentan los resultados técnicos asociados a la cantidad de energía que se genera durante el primer año y el comportamiento del sistema en semanas con mayor y menor radiación. En la última sección se realiza un análisis de los resultados mencionados y se proporcionan las respectivas las conclusiones del proyecto.

2. Modelado del sistema de concentración solar de torre central

2.1. Recurso solar

El norte del departamento de Magdalena se destaca por ser uno de los lugares con mayor radiación del país [12]. Sin embargo, es preciso señalar que también se caracteriza por presentar déficits en su sistema eléctrico, lo que se traduce en suspensiones frecuentes del servicio, con un promedio de hasta 120 horas al año, lo que conlleva a un nivel preocupante de desigualdad energética con respecto a la región central del país [13, 14].

Por esta razón, el norte de Magdalena se ha escogido como el lugar para el análisis de factibilidad de este sistema termosolar de torre central. En particular, se ha identificado la ciudad de Santa Marta como un sitio óptimo para la ubicación de la planta. Esta posible ubicación se muestra en la Figura 1. la cual busca aprovechar la alta radiación solar de la región.



Figura 1. Localización del lugar específico del diseño.
Fuente: Meteonorm Versión 8.14.

Los datos de radiación para el año 2021 se presentan en la Tabla 1, los cuales son tomados de la base de datos meteorológica de NREL (National Renewable Energy

Laboratory), llamada NSRDB (National Solar Radiation Database) [15].

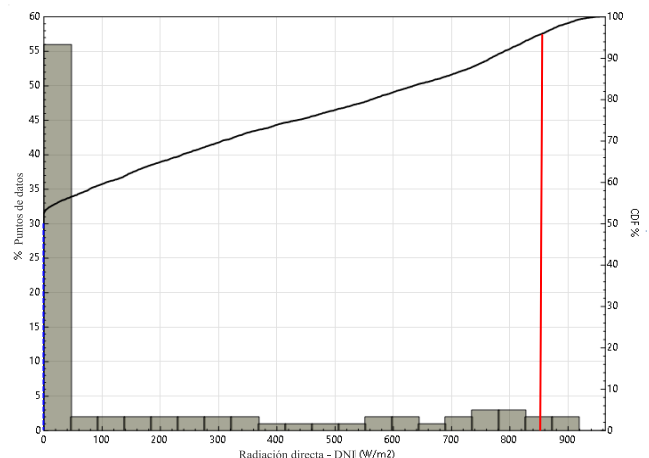
Por otra parte, en la Tabla 1 se establece como punto de diseño el equinoccio de primavera para el hemisferio norte, esta elección se toma debido a que la ubicación de la planta es cercana a la línea del ecuador, donde los cambios estacionales en la posición del sol se reducen significativamente en comparación con áreas más alejadas de la línea del ecuador [16].

Tabla 1. Parámetros solares y meteorológicos en Santa Marta para el año 2021

Información meteorológica	
Tipo de radiación / otro factor	Magnitud
Horizontal global	5,78 kWh/m ² /día
Normal directa	5,28 kWh/m ² /día
Horizontal difuso	2,08 kWh/m ² /día
Temperatura promedio	29,4 °C
Velocidad promedio del viento	4.6 m/s
Punto de diseño	Equinoccio de primavera (20 de marzo al medio día o cero hora solar)
Latitud	11,2197° N
Longitud	-74,1643 °E
Sobre el nivel del mar	82 m

Fuente: elaboración propia.

En ese contexto, los datos de la Tabla 1 indica que la región de Santa Marta tiene un promedio diario de radiación normal de 5,28 kWh/m², la cual está dentro del rango mínimo permitido que va desde 3 kWh/m² para la



conversión a electricidad [16, 17].

Figura 2. Índices de radiación normal directa en la zona.
Fuente: Adaptada de [15] .

La central termosolar dimensionada cuenta con una capacidad eléctrica del ciclo de 88 MWe y cuenta con un

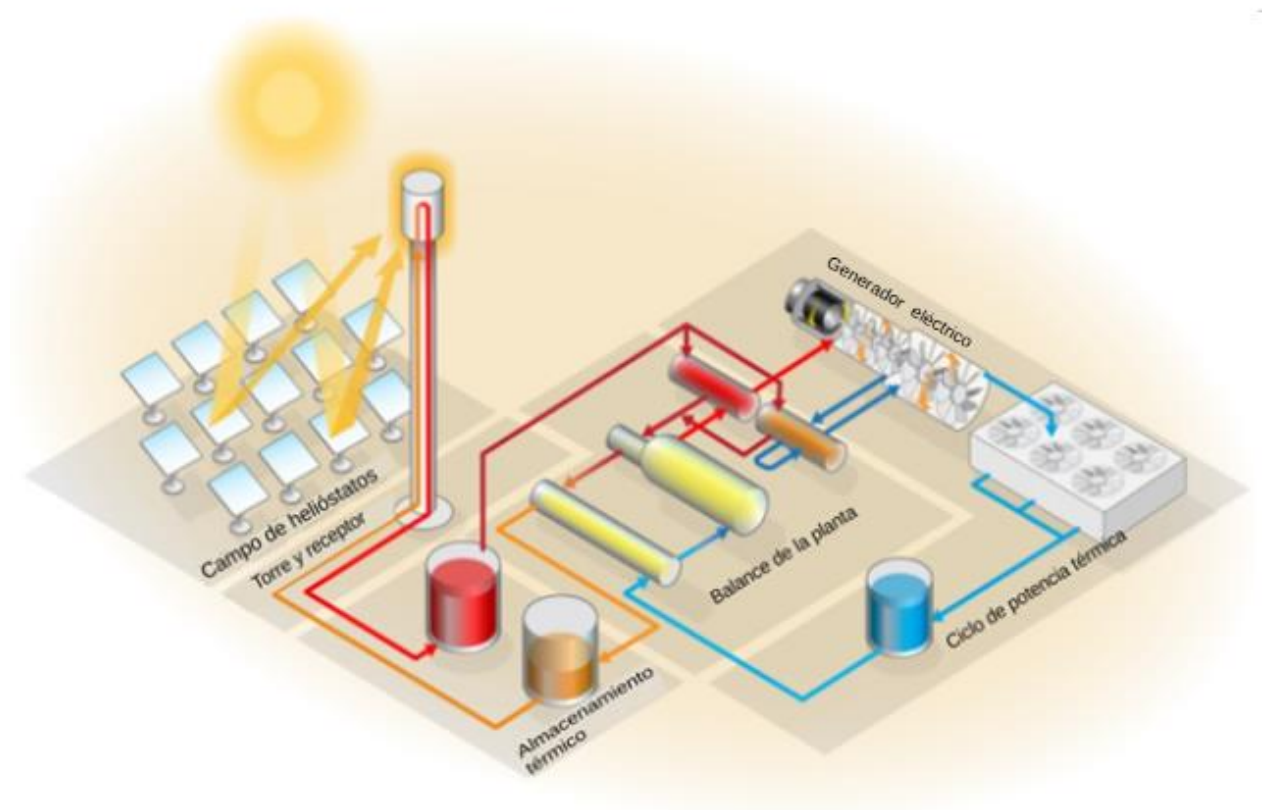


Figura 3. Esquema de funcionamiento para una central termosolar de torre. Fuente: Adaptada de [3]

La Figura 2 presenta los valores de radiación solar registrados en Santa Marta, en ella se observa que el valor máximo para la irradiancia directa es de 964 W/m^2 . Este valor confirma la alta cantidad de radiación solar presente en la zona, ya que permite conocer la cantidad de energía que puede ser captada y transformada en energía eléctrica. Además, este valor es clave para estimar el rendimiento del campo de helióstatos y determinar las posiciones óptimas de los mismos.

Con relación a lo anterior se calcula el 95% de valor de la Función de Distribución Acumulada o (CDF, Cumulative Distribution Function, por sus siglas en inglés), dando como resultado el valor de diseño de 880 W/m^2 empleado para la simulación en SAM [18].

2.2. Caracterización del sistema termosolar de torre central

2.2.1. Descripción de la planta

sistema de almacenamiento térmico de 3017 MWh que le permite operar hasta por 5 horas sin influencia directa del sol. Asimismo, esta central alcanza una eficiencia del ciclo de potencia igual al 35% con un múltiplo solar (*Msolar*) de 2,4; este valor indica la relación entre la potencia térmica del receptor y la potencia térmica del ciclo, el cual debe ser diferente de 1 para sistemas con almacenamiento térmico, que convierte a esta central en una opción altamente eficiente en términos de generación de energía eléctrica, debido a su funcionamiento continuo en horas sin luz solar [19, 20]. Para el modelamiento de este sistema se implementa la versión 2022 del software SAM. Un esquema de este se presenta en la Figura 3.

La caracterización del sistema presenta los parámetros principales que rigen el funcionamiento del sistema termosolar en el que se expresa la capacidad nominal del mismo. Adicionalmente, se contemplan cálculos derivados, como, por ejemplo: la potencia térmica del receptor, la potencia neta estimada en diseño, el ciclo térmico de potencia y las horas de almacenamiento del campo los cuales fueron tomados del manual de ayuda

del software [20]. El resto de las ecuaciones descritas en esta sección fueron adaptadas de [18].

2.2.1.1. Potencia térmica del receptor

Se describe por medio de la ecuación (1), donde, $P_{receptor}$ indica la potencia térmica del receptor en MWt y $P_{ciclo\ térmico}$ la potencia del ciclo térmico en MWt:

$$P_{receptor} = M_{solar} \times P_{ciclo\ térmico} \quad (1)$$

Por lo tanto:

$$P_{receptor} = (2,4) \times (251,43\ MWt)$$

$$P_{receptor} = 603,432\ MWt$$

Se refiere a la cantidad de energía solar que recibe y se convierte en calor.

2.2.1.2. Potencia neta estimada en diseño

Este valor permite estimar la cantidad de energía que puede generar el sistema, estimándose por medio de la ecuación (2), en la que, P_{neta} corresponde a la potencia neta estimada en diseño, $P_{diseño}$ indica la producción bruta de diseño; que señala la salida eléctrica esperada en MWe, y el parámetro $F_{conversión}$ alude al factor de conversión neto; que establece el valor de pérdidas esperadas, es este caso dicho valor corresponde a un valor por defecto del software para establecer el cálculo de la potencia neta.

$$P_{neta} = P_{diseño} \times F_{conversión} \quad (2)$$

Por lo tanto:

$$P_{neta} = (88 \times 10^6\ MWe) \times (0,902)$$

$$P_{neta} = 79,41 \times 10^6\ MWe$$

2.2.1.3. Ciclo térmico de potencia

Para este caso se asume un valor del 35% y se calcula usando la ecuación (3), en donde, C_p señala el parámetro de ciclo térmico de potencia en MWt y $E_{térmica}$ expresa la eficiencia térmica del ciclo.

$$C_p = P_{diseño} / E_{térmica} \quad (3)$$

Por lo tanto:

$$C_p = 88\ MWe / 0,35$$

$$C_p = 251,43\ MWt$$

Este se define como la relación entre el parámetro de diseño de potencia eléctrica y la eficiencia del ciclo, que produce vapor.

2.2.1.4. Horas de almacenamiento del campo solar

Esta variable expresa la capacidad nominal para el almacenamiento de la energía térmica y su posterior utilización durante un periodo de tiempo determinado, tal como se muestra en la ecuación (4), en el que H_{solar} designa el parámetro de las horas de almacenamiento del campo solar y $H_{plena\ carga}$ indica las horas de almacenamiento a plena carga; este valor representa la duración en el que el subsistema de almacenamiento térmico puede suministrar energía a la misma tasa que lo haría en su punto de diseño o capacidad máxima.

$$H_{solar} = H_{plena\ carga} / M_{solar} \quad (4)$$

Por lo tanto:

$$H_{solar} = 12\ h / 2,4$$

$$H_{solar} = 5\ h$$

A continuación, en la Tabla 2 se presentan los datos de diseño necesarios para el dimensionamiento de la central termosolar.

Tabla 2. Parámetros generales de diseño del sistema termosolar de torre central.

Parámetros del punto de diseño	
Descripción	Magnitud
DNI	880 W/m ²
Múltiplo solar	2,4
Potencia térmica del receptor	603,432 MWt
Temperatura caliente del HTF	566 °C
Temperatura fría del HTF	288 °C
Horas de almacenamiento a plena carga	12 h
Horas de almacenamiento del campo solar	5 h
Potencia de diseño	88 MWe
Potencia neta estimada en diseño	79,41 MWe
Eficiencia térmica del ciclo	35%
Ciclo térmico de potencia	251,43 MWt

Fuente: elaboración propia.

2.2.2. Campo de heliostatos

El campo de heliostatos (espejos) es un componente esencial de cualquier sistema termosolar, ya que es el encargado de concentrar la radiación solar en un punto focal y convertirla en energía térmica. En ese contexto, este apartado considera varios aspectos claves para analizar el comportamiento del campo, [tales como el dimensionamiento para cada heliostato, la orientación de los mismos, la limpieza o mantenimiento y la distribución espacial para el conjunto de espejos \(heliostatos\)](#) [21]. Es importante señalar que en el diseño del campo no se consideran los valores de pérdidas por atenuación. Adicionalmente, se describe el algoritmo de optimización empleado por SAM (SolarPilot), que es el encargado de maximizar la posición y el número de heliostatos.

2.2.2.1. Dimensionamiento

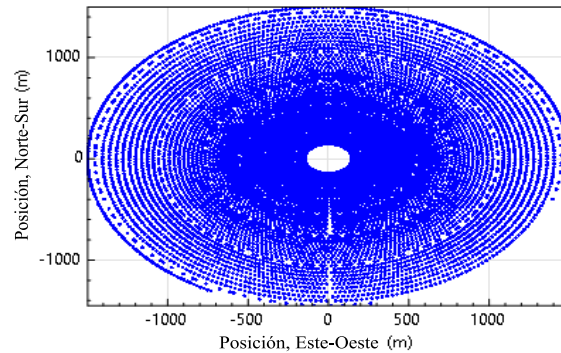
Involucra el establecimiento del tamaño del heliostato, considerando diferentes factores, tales como la ubicación geográfica, el ángulo de inclinación solar, la cantidad de radiación disponible, entre otros. En este caso, se ha tomado como referencia una central de características similares que comparte valores cercanos a la central estudiada, como su capacidad eléctrica, DNI y su implementación de almacenamiento térmico, por ende, la altura y el ancho de cada heliostato corresponde a 12,2 m y 12,2 m, respectivamente. Asimismo, se considera un valor de área reflectante igual a 0,98 para el cálculo del área efectiva del heliostato, [que indica la relación entre la superficie reflectante de cada heliostato y la superficie total proyectada del heliostato](#) [16, 19].

2.2.2.2. Distribución espacial

Para optimizar la distribución de los espejos, SAM utiliza el algoritmo SolarPILOT, el cual establece la cantidad de heliostatos necesarios para el aprovechamiento de la irradiancia solar de la zona. Este algoritmo realiza un proceso de optimización que implica una aproximación analítica para mejorar el modelo. Por ende, redefine la geometría del sistema y evalúa factores, tales como: la distancia entre heliostatos, el sombreado y bloqueo entre heliostatos, por medio de técnicas de triangulación para la reducción de costes en la intercepción y la aproximación de la producción anual [22]. En

centrales termosolares se emplea la optimización acotada por aproximación cuadrática, la cual construye un modelo en función del acercamiento de superficie cuadrada [20].

Los resultados del algoritmo de optimización del campo de heliostatos y su disposición espacial son presentados en la Figura 4 y en la Tabla 3 que indica



un resumen de los datos obtenidos.

Figura 4. Distribución y dimensionamiento del campo de heliostatos. Fuente: Simulación propia, SAM.

La cantidad de heliostatos estimada por el software es igual a 8485 en una agrupación de facetas en X e Y de 2 y 8 respectivamente.

2.2.2.1. Orientación

El campo de heliostatos presenta una configuración circular, por lo que se incorpora un modelo donde los heliostatos rodean al receptor [7, 9, 23, 24].

2.2.2.2. Limpieza

En el mantenimiento de los espejos se establece una frecuencia de 52 lavados por año de funcionamiento. Esta disposición permite evitar las pérdidas de eficiencia por suciedad.

Tabla 3. Configuración del campo de heliostatos.

Especificaciones del campo de heliostatos	
Descripción	Magnitud
Altura del heliostato	12,2 m
Anchura del heliostato	12,2m
Área reflectante	0,98
Área individual para heliostatos	145,86 m
Número de facetas X	2
Número de facetas Y	8

Método de enfoque	Ideal
Método de inclinación	Equinoccio
Reflectancia del espejo y suciedad	0,9
Área terrestre sin campo solar	101171m ²
Multiplicador del área terrestre del campo	1,4
Relación máxima entre el heliostato y la altura de la torre	8
Relación mínima entre el heliostato y la altura de la torre	0,75
Consumo de agua	1,00 L/m ²
Cantidad anual de limpieza	52

Fuente: elaboración propia.

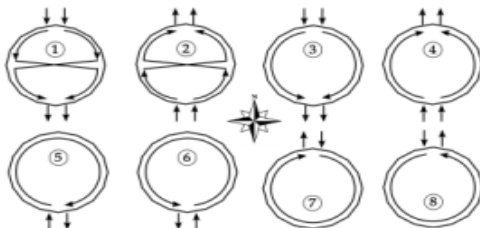
2.2.3. Torre y receptor

La torre tiene una altura de 194,127 metros. Esta altura es necesaria porque influye directamente en la eficiencia de la central, ya que ofrece un punto para la concentración de radiación.

El receptor, por su parte, es un componente clave en este tipo de sistemas, ya que su función es absorber y transferir el calor de la radiación entregada por el campo de heliostatos a un fluido térmico. Concretamente, el receptor utilizado para este modelamiento corresponde al de tipo externo **que se ubica en la parte superior de la torre central** y se caracteriza por maximizar la radiación recolectada gracias a su superficie 360°. Este receptor cuenta con 16 paneles, una altura de 20,31 metros y un diámetro de 16,93 metros.

En cuanto al fluido de transferencia de calor empleado (de la sigla inglesa HTF, Heat Transfer Fluid) en el receptor, es una mezcla de 60% NaNO₃ y 40% KNO₃, conocida como sal solar por su uso frecuente en este tipo de centrales. Esta mezcla presenta propiedades térmicas que inciden en el rendimiento de absorción, dado que tiene una conductividad térmica media de 0,52W/m K para su fase líquida, una temperatura de fusión de 220°C

Patrón de flujo 3



y una temperatura de descomposición cercana los 600°C [25].

Figura 5. Patrón de flujo del HTF en el receptor solar.

Fuente: Adaptada de [24].

Otro aspecto importante a tener en cuenta es el patrón de flujo o trayectoria del fluido térmico, que representa la configuración de entrada y salida para la sal fundida en el receptor. En SAM, se presenta trayectorias pre definidas, tal como se observa en la Figura 5, donde los patrones de flujo 1, 3, 7 y 8 ingresan por la parte norte del receptor, mientras que los otros ingresan por el sur del receptor. En este caso específico, se ha optado por el patrón número 3 que destaca por incluir dos rutas paralelas que comienzan su recorrido por la cara norte del receptor, lo que contribuye a mejorar la eficiencia del sistema en la captación de calor, como se explica en [24, 26].

2.2.4. Ciclo de potencia

El ciclo de potencia para un sistema de concentración solar es el encargado de la conversión de energía térmica a energía eléctrica. En ese contexto, el sistema termosolar emplea el ciclo Rankine como alternativa de transformación de energías, el cual se caracteriza por someterse a los estados de compresión (1-2), calentamiento (2-3), expansión (3-4) y condensación (4-

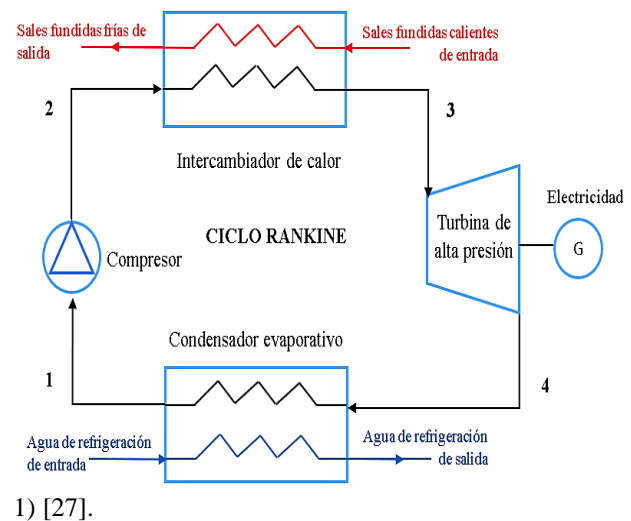


Figura 6. Diagrama del proceso del ciclo Rankine: Generación de electricidad mediante vapor.

Fuente: elaboración propia

El ciclo inicia con el calentamiento del fluido termosolar en el receptor, donde la radiación solar incrementa la temperatura de las sales térmicas. Posteriormente, el fluido pasa a un intercambiador de calor en el que somete a una elevada temperatura al agua hasta el punto de evaporación, es así que se convierte en vapor a alta

presión. Este vapor se expande en la turbina, induciendo así un trabajo mecánico que produce la electricidad por medio de un generador eléctrico. Después de esta expansión, el vapor del agua a baja presión se direcciona a un sistema de condensación, en el que se enfría y vuelve a su estado líquido para ser retornado por una bomba a la fase inicial de calentamiento. [Un diagrama del proceso del ciclo Rankine se puede ver en la Figura 6, donde se presentan sus componentes y la forma de interactuar entre sí.](#)

Dentro de este ciclo, existen varios parámetros que influyen en la eficiencia y rendimiento del sistema. Uno de ellos es la fracción de purga que determina la cantidad necesaria de agua fresca para sustituir el vapor extraído y mantener un funcionamiento óptimo. [En SAM, se establece un valor predefinido de 0,013 para sistemas de enfriamiento por vía húmeda, mientras que para sistemas de enfriamiento en seco se emplea un valor de 0,016.](#) Este último valor se emplea específicamente en el modelamiento de la planta termosolar, según lo indicado en [20, 28].

Otros componentes empleados en el ciclo de potencia son una turbina de alta presión para el proceso de conversión de energía y un condensador evaporativo, este último seleccionado gracias a su asequibilidad económica, adaptabilidad a sistemas con almacenamiento térmico, mayor rendimiento en zonas cálidas y menor consumo de agua en comparación con los condensadores por aire [16, 29].

Adicionalmente, se ajusta la incidencia de la temperatura que se espera caliente el ciclo hasta 10°C, la temperatura de aproximación entre la entrada del condensador y la temperatura ambiente del bulbo húmedo se ajusta a 5°C. Los valores ingresados en la simulación son resumidos en la Tabla 4.

Tabla 4. Caracterización del ciclo Rankine.

Parámetros del bloque de potencia	
Descripción	Magnitud
Fracción de purga	0,016
Control de entrada de presión en la turbina	Presión fija
Tipo de condensador	Evaporativo
Temperatura ambiente de diseño	36 °C
Referencia del agua del condensador	10 °C
Temperatura de aproximación	5 °C
Presión mínima del condensador	2 inHg
Niveles de carga parcial del sistema de refrigeración	8

Fuente: elaboración propia.

2.2.5. Almacenamiento térmico

El almacenamiento térmico es clave para ofrecer autonomía al sistema de concentración solar, debido a que mitiga la variabilidad de la radiación solar y establece un mayor tiempo de generación eléctrica, es así que el sistema adopta cierta flexibilidad ante intermitencias presentes en las fluctuaciones climáticas [30]. En SAM, los parámetros de diseño más importantes son: la capacidad térmica nominal del sistema, el volumen total del fluido, la altura y diámetro de los tanques, el coeficiente de pérdidas húmedas, las capacidades de los depósitos en MWe y sus puntos de consigna de temperatura para los tanques en frío y caliente, tal y como se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Parametrización del almacenamiento térmico.

Configuración del almacenamiento térmico	
Descripción	Magnitud
Altura del tanque	15m
Diámetro del tanque	29,5
Coeficiente de pérdidas húmedas	0,35 Wt/m ² -K
Punto de consigna de temperatura en frío	260 °C
Punto de consigna de temperatura en caliente	501 °C
Densidad del fluido	1812kg/m ³
Capacidad del calentador en el depósito frío	25 MWe
Capacidad del calentador en el depósito caliente	25 MWe

Fuente: elaboración propia

2.2.6. Sistema de control de despacho de energía

El sistema de control de una central termosolar se encarga de supervisar y coordinar las etapas de los procesos de generación eléctrica, con el fin de promover un despacho de energía óptimo frente a las condiciones de demanda versus el recurso solar disponible.

El sistema de control empleado en esta investigación, se basa en una matriz de multiplicadores ajusta la energía térmica aplicada a la turbina, para su respectiva modificación en energía eléctrica entregada a la red [31]. Esta matriz de multiplicadores (ver Tabla 6) brinda un manejo controlado del despacho eléctrico usando como base el comportamiento del consumo energético del país e incorpora características particulares de la zona como las altas temperaturas en ciertos meses del año y el

incremento en el consumo (demanda) de electricidad para meses de vacaciones [32]. El control del despacho se realiza únicamente para días entre semana.

Por otro lado, este algoritmo tiene la capacidad para tomar decisiones con respecto a la disposición final de la energía térmica, es decir, identifica si la energía debe ser utilizada por el bloque de potencia o si por el contrario se debe almacenar para ciertos instantes en función a parámetros preestablecidos en SAM [31].

Tabla 6. Indicadores del despacho térmico.

Matriz de multiplicadores para el despacho de energía	
Periodo	Magnitud
2	0.8
3	0.5
4	0.9
5	1
6	1.05

Fuente: elaboración propia

La Tabla 6 describe la distribución a carga parcial o a máxima potencia de la turbina en la que se presentan periodos cuyos índices están regidos por un valor que puede ser mayor, menor o igual a 1, y equivalente al 100% de la potencia nominal de la planta termosolar.

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	3	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	3
Feb	3	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	3
Mar	3	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	3
Apr	3	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	3
May	3	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	3
Jun	3	5	5	5	5	6	6	6	2	2	2	2	6	6	2	2	2	2	6	6	6	6	4	4
Jul	3	5	5	5	5	6	6	6	2	2	2	2	6	6	2	2	2	2	6	6	6	6	4	4
Aug	3	5	5	5	5	6	6	6	2	2	2	2	6	6	2	2	2	2	6	6	6	6	4	4
Sep	3	5	5	5	5	5	5	5	2	2	2	2	6	6	2	2	2	2	6	6	6	6	4	4
Oct	3	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Nov	3	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

Figura 8. Despacho de Energía del Sistema a la red: factores de tiempo de entrega vs factor de ganancia.

Fuente: Simulación propia, SAM.

Actualmente, la demanda energética está dada por una tendencia que involucra tres puntos importantes, y que se denomina Curva de Consumo, determinándose ciertas franjas horarias, tal como se muestra en la Figura 7, en los que la demanda de energía es mayor, por ejemplo, se puede observar un pico en el periodo que va desde las 5:00 h a las 7:00 h, un segundo incremento tiene lugar entre las 11:00 h y las 13:00 h, y el tercer pico de carga se presenta entre las 18:00 h y las 21:00 h. Esta Curva de Demanda fue tomada de [33]. Así, la Figura 8 muestra la distribución de los periodos de despacho para la turbina generadora de electricidad de la central termosolar, tomando como referencia la Curva de Demanda de la Figura 7.

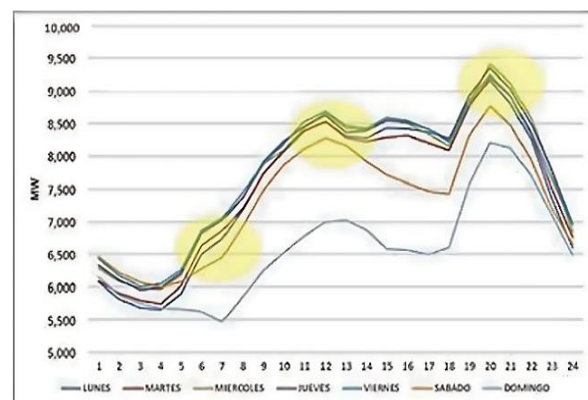


Figura 7. Perfil de demanda energética colombiana.

Fuente: XM [30].

Un Acuerdo de Compra de Energía se refiere a un acuerdo de suministro de electricidad a largo plazo entre un productor de energía y un consumidor o comerciante de electricidad. Los proyectos tipo PPA (Power Purchase Agreement, por sus siglas en inglés) venden electricidad por medio de un contrato de compra de energía a un precio fijo con factores opcionales de escalamiento anual y tiempo de entrega (conocidos en inglés como Time Of Delivery -TOD Factors). Este tipo de acuerdos consideran también un Factor de Ingresos (RF, del inglés Revenue Factor) que se define como la relación entre los ingresos netos y los costos incrementales y proporciona información acerca de la rentabilidad y la eficiencia de esta operación de intercambio de energía).

En ese sentido, cuando el RF es igual a 1, indica que los costos incrementales son iguales a los ingresos incrementales, lo que significa que cualquier incremento

adicional no genera ganancias extras, es decir, no hay beneficio neto. Por ende, al comenzar las ventas de energía, una empresa puede experimentar ganancias debido a que la venta de esta energía supera los costos asociados a la producción en operación de la misma, sin embargo, en cierto punto los costos de producción empiezan a aumentar a un ritmo más acelerado que los ingresos por venta, esto implica que, aunque existan todavía ganancias por la venta de energía, el próximo aumento en la producción hará que el valor neto disminuya, conllevando a que los costos superaren los ingresos, lo que provocará una disminución de las ganancias. Por lo tanto, como es de esperarse (ver la Figura 9) que la relación entre los TODs y el RF para el sistema termosolar simulado, presente un incremento del doble de ganancias, justamente cuando, de acuerdo al despacho programado estos pasan de 1,1 a 2,2, en el periodo de junio a septiembre.

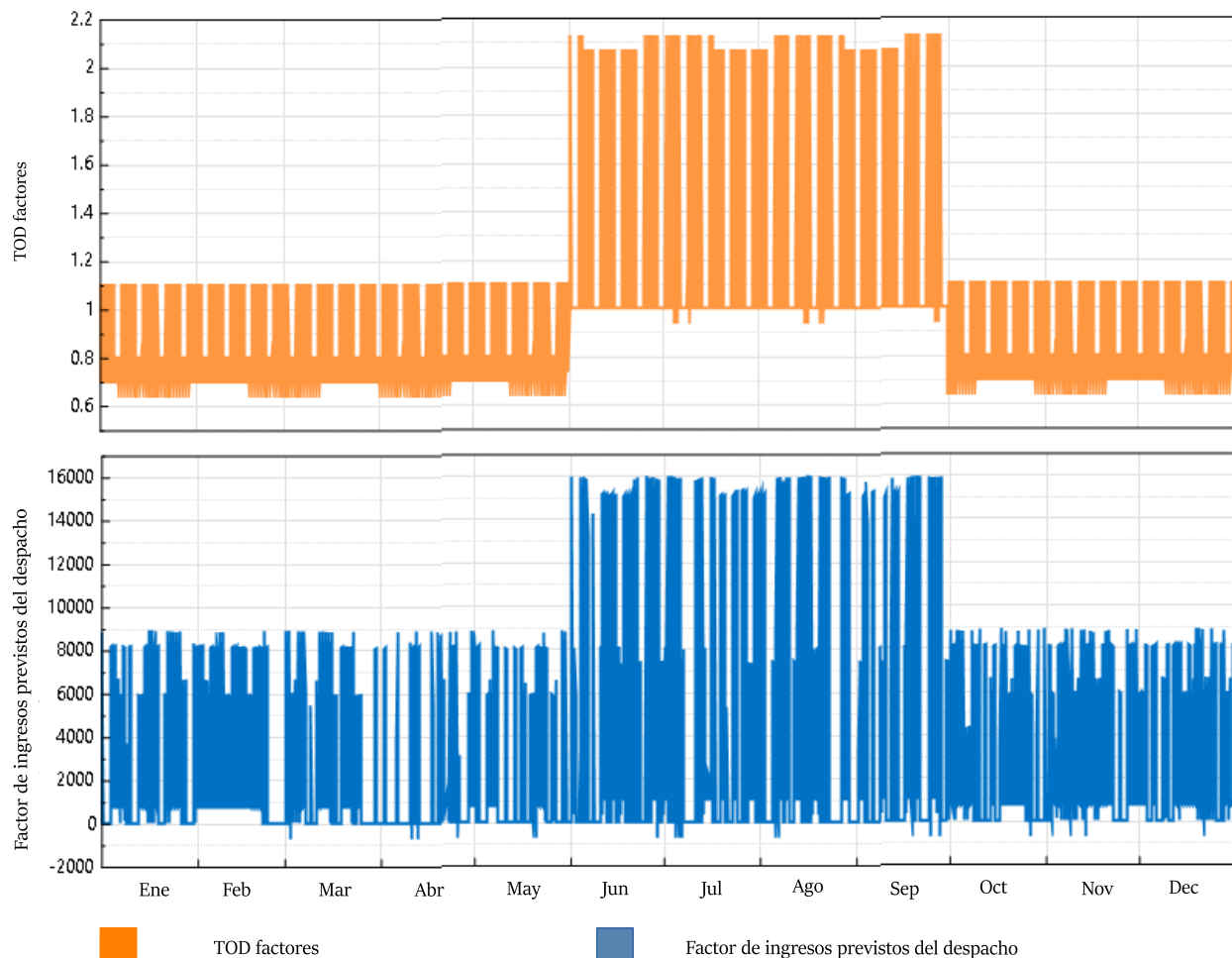


Figura 9. Despacho de Energía del Sistema a la red: factores de tiempo de entrega vs factor de ganancia
Fuente: Simulación propia, SAM.

2.2.7. Impacto medioambiental

La central termosolar como se ha mencionado se ubica en la ciudad de Santa Marta, por ende, existen restricciones al uso del suelo que condicionan las actividades de la central. Durante la etapa de construcción, el suelo experimentará cambios significativos y permanentes, esto debido al asentamiento de los heliostatos, al acondicionamiento de zonas para el tránsito entre los subsistemas de la planta, como son la zona de refrigeración (condensadores), el bloque de potencia y los tanques de almacenamiento, tal como se ilustra en la Figura 3. Por otro lado, la vegetación es afectada de manera directa junto con la fauna, especialmente especies de aves, ya que estas construcciones conducen a la tala de árboles, ecosistemas que son empleado para la nidificación de estas especies [17]. En términos hídricos, la central emplea una gran porción de agua para el ciclo Rankine y los servicios auxiliares, como el mantenimiento del campo de heliostatos [34].

Pese que estas centrales evitan la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI), durante su fase de operación,

en la etapa de construcción estas emisiones pueden aumentar de manera indirecta como consecuencia del transporte del material, traslado de trabajadores, entre otras.

3. Resultados

El análisis de los resultados de simulación del sistema CSP de Torre Central en SAM se ha dividido en tres partes, a saber: la primera compara la respuesta eléctrica del sistema frente a periodos de alta y baja radiación durante el primer año, evaluándose la energía generada y entregada a la red, respecto a la radiación incidente del sitio. El segundo análisis se concentra en comparar las temperaturas y flujos másicos para los componentes térmicos del sistema en los mismos periodos descritos en el análisis anterior. Finalmente, en la tercera parte, se presenta la evaluación del rendimiento de esta central para el lustro comprendido entre los años 2017 al 2021.

3.1. Análisis de Energía Generada en Relación a la Radiación Solar Incidente

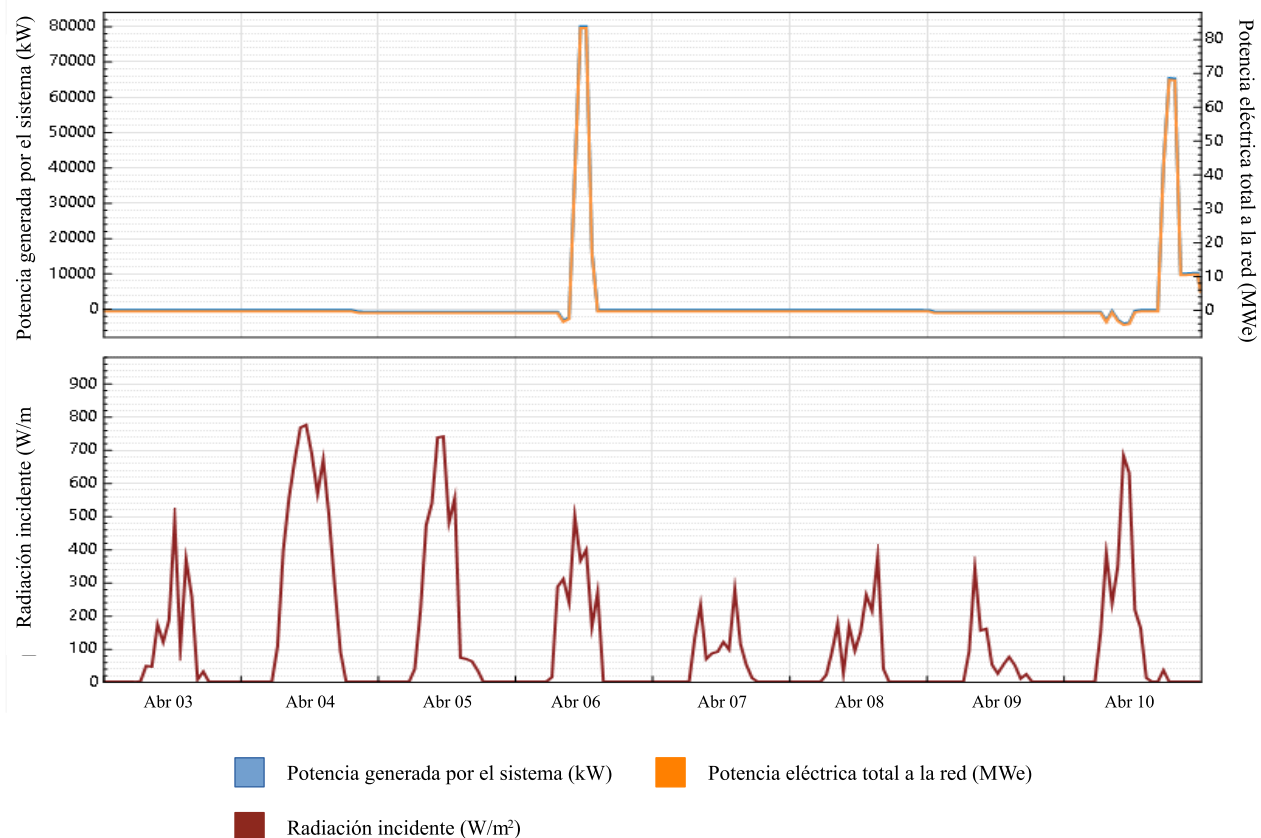


Figura 10. Resultados eléctricos durante la semana de baja radiación. Fuente: Simulación propia, SAM.

Este análisis brinda información acerca de la eficiencia de la central bajo escenarios y condiciones de radiación distintas, permitiendo de esta manera seleccionar las semanas más representativas del año 2021, una de baja radiación (del 3 al 10 de abril) y una de alta radiación (del 13 al 20 de noviembre).

3.1.1. Semana atípica del 3 al 10 de abril

Durante esta semana, como se observa en la Figura 10, existe una variación en la electricidad entregada a la red, esto debido a que la radiación directa no alcanza el lumbral mínimo para proveer un recurso solar constante, por ende, se presenta una disminución en la potencia generada por el sistema que limita la eficiencia del sistema y su capacidad de reacción, pese a esto, se observa que el sistema logra captar energía lo que se evidencia en picos de electricidad cercanos a los 80 MW.

Asimismo, se resalta que, tanto la potencia generada por el sistema, como la electricidad total entregada a la red son iguales, esto significa que la energía generada por la planta se entrega en su totalidad a la red. Dicha cifra de

energía alcanza picos de 80MWe, que son similares en su forma a los perfiles de radiación solar como se muestra en la Figura 10.

3.1.2. Semana típica del 13 al 20 de noviembre

En esta semana se evalúa condiciones climáticas estables, es decir, el recurso solar es constante y no presenta alteraciones bruscas.

La radiación en esta semana proporciona una fuente de energía continua que permite mantener un flujo constante de electricidad, lo anterior es debido a la presencia diaria de índices superiores a los 800 W/m², que indica que el sistema es capaz de mantener la generación de electricidad. Esto se evidencia en la Figura 11.

Por otro lado, se observa, en esta misma Figura 11, que al igual que en la Figura 10, la generación de energía se suministra totalmente a la red, pero con picos de mayor duración, con un promedio de 3,42 h ($80MW * 3,42h = 273,6 MWe - h$).

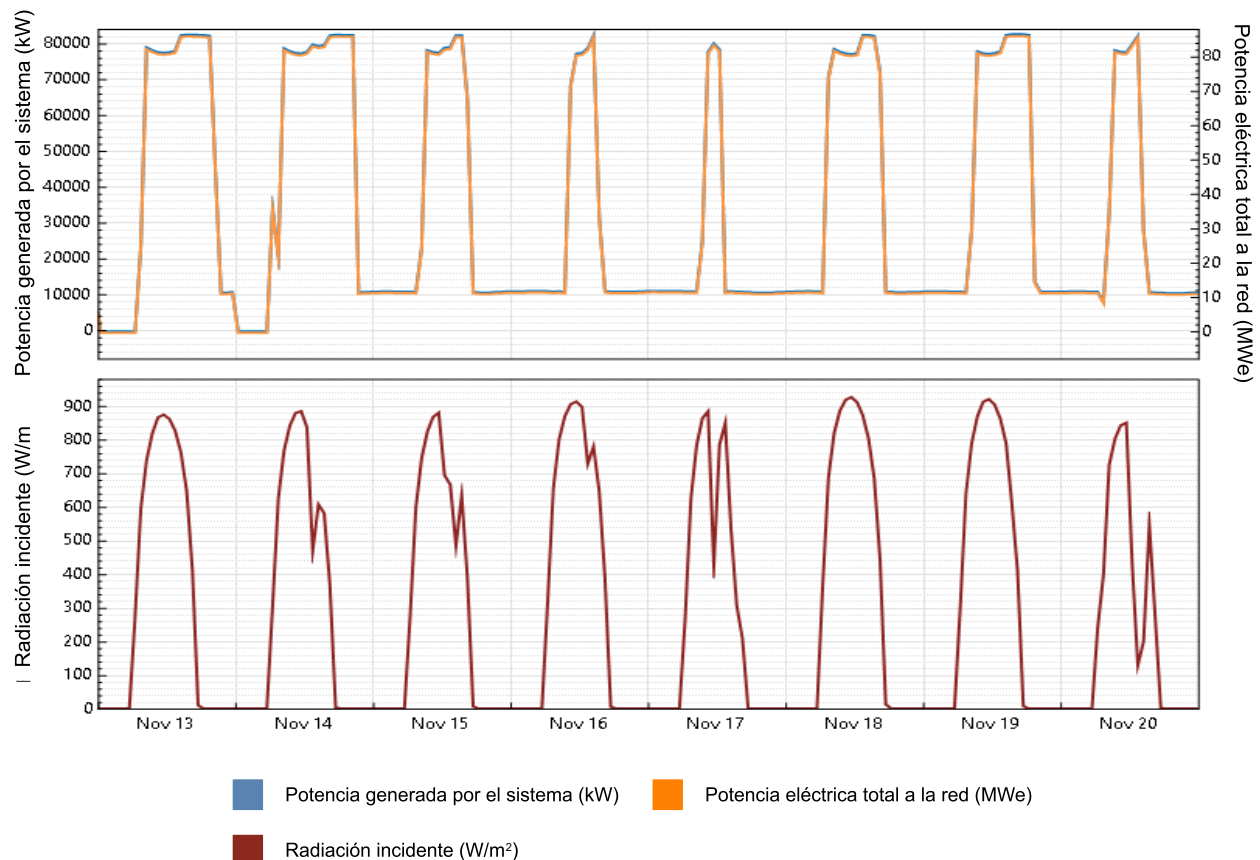


Figura 11. Resultados eléctricos durante la semana de alta radiación. Fuente: Simulación propia, SAM.

3.2. Comportamiento y evaluación termodinámica del sistema

Los resultados obtenidos de este análisis revelan que las temperaturas y los flujos másicos de cada componente representan una parte crucial dentro del comportamiento termodinámico del sistema, en ese sentido el establecimiento adecuado de estos valores garantiza una transferencia óptima de calor y consecuentemente la generación de electricidad.

3.2.1. Semana atípica del 3 al 10 de abril

Los hallazgos de este período indican que solo se presenta flujo másico en los días en los que se produce un cambio en las temperaturas de entrada y salida en los distintos puntos del sistema, específicamente los días 6 y 10 de abril. Sin embargo, en los días comprendidos entre el 3 y el 5 de abril, así como del 7 al 9 de abril, no se registra flujo másico, lo que implica una limitación en la capacidad del sistema para transferir calor.

En la Figura 12, se puede apreciar la relación entre las temperaturas de entrada y salida del receptor y el bloque de potencia en la central termosolar. En esta gráfica, se destacan picos notables en los días 6 y 10 de abril, que corresponden a variaciones en estas temperaturas. Estas variaciones se deben a que la central ha superado el rango de temperatura permitido según el diseño, es decir, durante los días previos a los mencionados, el sistema ha estado absorbiendo calor continuamente hasta alcanzar el umbral de los 566°C que es el valor permitido para la conversión de térmica a eléctrica, en ese sentido, el sistema puede generar energía aún en condiciones climáticas desfavorables siempre que se llegue al umbral de 566°C en la salida del receptor y entrada del bloque de potencia.

3.2.2. Semana típica del 13 al 20 de noviembre

En esta semana los valores de flujo másico y temperaturas del sistema no solo se ajustan a los valores normales de la central, sino que también se mantienen

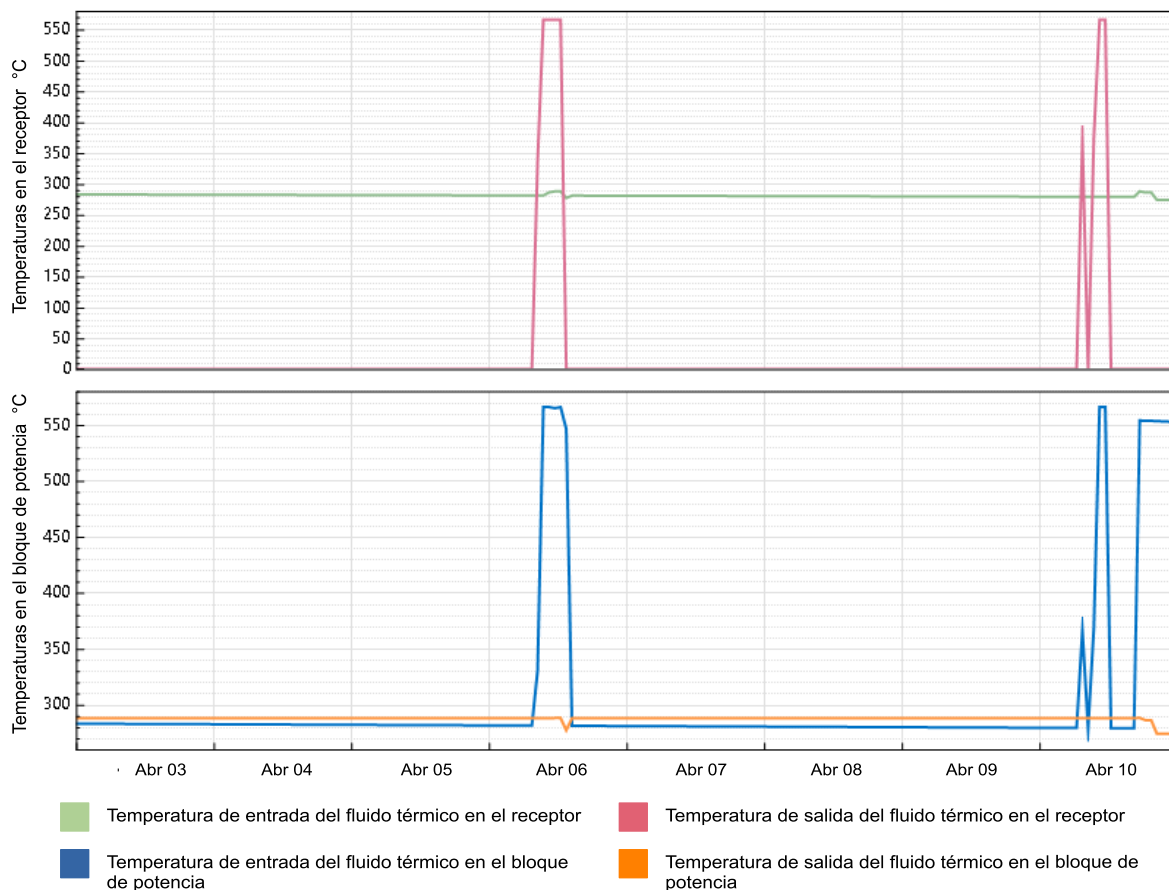


Figura 12. Resultados termodinámicos durante la semana de baja radiación. Fuente: Simulación propia, SAM.



Figura 13. Resultados termodinámicos durante la semana de alta radiación. Fuente: Simulación propia, SAM.

constantes a lo largo de la semana, por ende, se evidencia un funcionamiento estable.

Por otro lado, en la Figura 13 se muestra que las temperaturas permanecen en los límites determinados por el sistema sin superar la temperatura de fusión en la sal solar, por tanto, estas temperaturas límites se ubican en el rango de temperaturas tanto fría (a 288°C) como caliente (566°C) para el HTF y en ese sentido cuando existan temperaturas altas en el receptor y temperaturas bajas en el condensador, la central operará de manera óptima. Lo anterior, señala la importancia del componente de control en el despacho de energía térmica, ya que gracias a estos escenarios extremos se modifica la disposición de energía, maximizando el trabajo de la misma.

3.3. Comparación del desempeño energético de la central en años anteriores

Para este análisis ha recopilado información sobre la evolución y el comportamiento de la central termosolar

durante los años 2017 al 2021, evaluando la eficiencia operativa mediante la variación del factor de capacidad, los recursos de agua empleados y la energía anual suministrada. Tal como se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7. Comparativa termosolar de torre central para el periodo 2017-2021.

Evolución operativa en función del tiempo				
Año	Electricidad generada anual (MWe)	Radiación solar anual (W/m ²)	Factor de capacidad (%)	Consumo anual de agua (m ³)
2017	255022	910	36,3	1244588
2018	242478	900	34,5	1166600
2019	224308	895	32	110461
2020	207364	860	29,6	1034142
2021	210819	880	30	1044692

Fuente: elaboración propia

En el análisis de estos periodos, se observa que el factor de capacidad se encuentra en el rango aceptable, lo que se traduce en un aumento de generación eléctrica en

relación con su capacidad instalada, asimismo se identifica que dichos valores mantienen una estabilidad y no experimenta mayores fluctuaciones [16, 35]. En 2017, se registró un factor de capacidad del 36,3% el más alto de la comparación global en la central, seguido de un 34,5% alcanzado para el año 2018. Sin embargo, a pesar de que existe una variabilidad en los valores de radiación la revisión presentó una cifra de 29,6% para el año 2020 las variaciones entre estos datos son del 2,85% lo que confirma la continuidad.

Por otro lado, se destaca que la cantidad de electricidad suministrada tiene una oscilación de 20460 MWe entre los periodos estudiados, lo que demuestra la sensibilidad del sistema ante condiciones climáticas e indica su susceptibilidad ante un recurso solar mayor al DNI de diseño correspondiente a 880 W/m².

El consumo anual de agua es debido a la demanda del sistema de refrigeración, el cual emplea un tipo de condensador evaporativo que aumenta la eficiencia, pero que invierte un mayor recurso hídrico como consecuencia de la tecnología que utiliza.

4. Conclusiones

Este estudio ha brindado una visión integral de los diferentes componentes que conforman un sistema de concentración solar por torre central, comparándose la respuesta de éste ante escenarios climáticos adversos y su comparación la central termoeléctrica “Termonorte”. Ambas centrales comparten características técnicas como la potencia de diseño (88MWe) y la eficiencia del ciclo de potencia (que en promedio es del 43%). En ese sentido, mediante el análisis energético, el impacto termodinámico en los componentes de potencia, el manejo del despacho de electricidad y la repercusión ambiental han proporcionado conclusiones claves que resaltan la importancia de esta tecnología y su posible implementación en el país, más aún cuando la transición energética es una política de estado.

Tabla 8. Comparativa entre centrales termoeléctricas.

Centrales termoeléctricas			
Central	Recurso energético	Eficiencia térmica (%)	Factor de capacidad (%)
Termosolar	Solar	35	30
Termonorte	Gas natural y Combustibles líquidos	43	45

Fuente: elaboración propia

Como se muestra en la Tabla 8, la central termoeléctrica cuyo recurso energético es fósil, presenta una mayor tasa de conversión eléctrica (de un 45%), lo que indica un mejor rendimiento del sistema, no obstante, dicha diferencia no es demasiado frente al porcentaje del 30% obtenido con la central termosolar de torre central, la que además de tener un excelente factor de capacidad también influye positivamente en la reducción de GEI, así como su independencia de combustibles fósiles para obtener calor [36].

En términos energéticos, se ha comprobado que la planta termosolar logra generar electricidad aún en condiciones climáticas desfavorables, donde se recolecta el mayor recurso solar posible hasta alcanzar el mínimo necesario para operar. Lo anterior se debe a que el bloque de potencia debe consumir una fracción de energía térmica en su arranque que es de 0,5 durante 30 minutos, por lo que si el sistema no alcanza a completar este mínimo y por lo tanto debe emplearse al almacenamiento térmico hasta cumplir con este parámetro.

Además, se ha observado que el sistema termodinámico juega un papel importante en el rendimiento de la central, especialmente los rangos de temperaturas límites del almacenamiento térmico y el calentamiento de la sal solar. Esto debido a que, al sobrepasar dichos límites de 566°C y 288°C, el factor de capacidad disminuye considerablemente. Cuando se aumenta el diferencial de temperatura en un porcentaje superior al 15% (es decir, para temperaturas entre 650,9°C y 244,8°C), el desempeño del sistema cae hasta un 4%. No obstante, también se aprecia que el subsistema de control permite regular la respuesta de la central, impidiendo que este caiga en factores de capacidad extremos o disminuya su rendimiento [37].

En cuanto al sistema de despacho, se ha propuesto un esquema simple con seis periodos diferentes que buscan cumplir con la entrega de energía en periodos de verano y de lluvia, mismos periodos en los que la radiación solar disminuye debido a las condiciones meteorológicas de la región, incrementando el factor de ganancia de acuerdo a los multiplicadores o TODs establecidos. Sin embargo, un estudio más profundo debe realizarse para garantizar un despacho económico óptimo, con un valor del kWh adecuado al mercado energético colombiano.

5. Recomendaciones

Las recomendaciones se orientan principalmente en temáticas que permitan adquirir una mayor diversificación de la matriz energética en el país, por lo que contempla el estudio, la exploración y la evaluación

del impacto social, económico, y técnico para proyectos pilotos en otras regiones de Colombia, adicionalmente se plantea la posibilidad de hibridación con otras fuentes de energía renovables, así como el impacto ambiental durante todas las etapas del proyecto, en lo referente a emisiones de GEI y el ciclo de vida útil de los componentes para su reutilización y disposición final.

Actualmente, en Colombia la diversificación energética es imperante para afrontar los retos que deja el cambio climático, siendo la adopción de tecnologías renovables como las energías de concentración solar y su exploración en la hibridación con otras fuentes de energía una estrategia clave para un futuro sostenible. En ese sentido, se hace fundamental la creación y establecimiento de marcos regulatorios que incentiven la inversión a proyectos experimentales e infraestructuras claves de transmisión y distribución de energía para potencializar la integración de esta tecnología al país. Adicionalmente, se enfatiza en la inclusión de alternativas de hibridación con el fin de aprovechar las circunstancias geográficas de las distintas regiones de Colombia para optimizar los sistemas termosolares.

6. Conflicto de interés

Se declara que los autores de este estudio no tienen ningún conflicto de interés que pueda incidir en la objetividad de los resultados y conclusiones presentados.

7. Referencias bibliográficas

- [1] Fundación del empresariado chihuahuense, “Nuestro compromiso con los Objetivos de Desarrollo Sostenible”, 2021. Consultado: el 20 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: https://fechac.org.mx/app_fechac/_files/_img/_documentos/012821-160142_rf-1-03compromisodefchacconlosodsrev1.pdf
- [2] N. Unidas, “La Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: una oportunidad para América Latina y el Caribe”, 2018. [En línea]. Disponible en: www.issuu.com/publicacionescepal/stacks
- [3] Acolgen, “Capacidad instalada en Colombia”, Consultado: el 4 de agosto de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://acolgen.org.co/#:~:text=Capacidad%20instalada%20en%20Colombia,fuentes%20renovables%20de%20energía%20eléctrica>.
- [4] Argumedo Q. Camila A, “Estudio para la implementación de una central solar térmica considerando tecnologías de cilindro parabólico y torre solar en la Guajira”, Universidad Autónoma de Bucaramanga, Bucaramanga, 2019. Consultado: el 11 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/20.500.12749/1503>
- [5] PROTERMOSOLAR, “Proyectos en el exterior Centrales en operación, construcción y en fase de desarrollo”, Consultado: el 4 de agosto de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.protermosolar.com/proyectos-termosolares/proyectos-en-el-exterior/>
- [6] M. Pantín Morato, “Análisis bidimensional de la influencia de la separación entre los tubos del receptor de una central termosolar tipo torre”, Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, 2019. Consultado: el 14 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/10016/30069>
- [7] R. P. Merchán, M. J. Santos, A. Medina, y A. Calvo Hernández, “High temperature central tower plants for concentrated solar power: 2021 overview”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 155. Elsevier Ltd, el 1 de marzo de 2022. doi: 10.1016/j.rser.2021.111828.
- [8] Gobierno de Colombia, “Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el acuerdo de París”, 2021. [En línea]. Disponible en: www.cambioclimatico.gov.co.
- [9] D. Díaz G, “Nuevo procedimiento para calcular la eficiencia óptica del campo de heliostatos de una STP y reducir su tiempo de computación”, Universidad del País Vasco, 2022.
- [10] Gobierno de Colombia, “Energía asequible y no contaminante - La Agenda 2030 en Colombia - Objetivos de Desarrollo Sostenible”, Consultado: el 8 de agosto de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://ods.dnp.gov.co/es/objetivos/energia-asequible-y-no-contaminante>
- [11] XM, “Capacidad efectiva por tipo de generación”, jul. 2018.
- [12] IDEAM, “Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia”, jun. 2015. Consultado: el 17 de septiembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/variacion-espacio-temporal1>
- [13] Mouthón. Lupe y Contreras. Denis, “Electricaribe_ una historia entre apagones y sombras”, 2020, Consultado: el 4 de agosto de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.elheraldo.co/barranquilla/electricaribe-una-historia-entre-apagones-y-sombras-760093>
- [14] H. José *et al.*, “Visión Magdalena 2032: Un mundo de oportunidades”, feb. 2012.
- [15] The National Renewable Energy Laboratory, “National Solar Radiation Database”, 2021.

- <https://nslrdb.nrel.gov/data-viewer> (consultado el 13 de octubre de 2022).
- [16] H. A. Yapu M, “Diseño de una planta termosolar de receptor central de 100 MWe con almacenamiento en sales fundidas”, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, 2018. Consultado: el 13 de enero de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://renati.sunedu.gob.pe/handle/sunedu/601398>
- [17] G. B. Losada, “Análisis de ciclo de vida una central termosolar”, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, 2011. Consultado: el 25 de marzo de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/10016/14397>
- [18] M. Wagner, “Modeling Molten Salt Power Tower Systems in SAM 2017”, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://sam.nrel.gov/webinars>
- [19] R. P. Praveen, “Performance analysis and optimization of central receiver solar thermal power plants for utility scale power generation”, *Sustainability (Switzerland)*, vol. 12, núm. 1, ene. 2020, doi: 10.3390/SU12010127.
- [20] National Renewable Energy Laboratory, *SAM Help*. 2022, pp. 519–568. Consultado: el 9 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: https://sam.nrel.gov/images/web_page_files/sam-help-2022-11-21-r3.pdf
- [21] A. Pfahl *et al.*, “Progress in heliostat development”, *Solar Energy*, vol. 152, pp. 3–37, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.03.029.
- [22] M. J. Wagner y T. Wendelin, “SolarPILOT: A power tower solar field layout and characterization tool”, *Solar Energy*, vol. 171, pp. 185–196, sep. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.06.063.
- [23] J. González A, *Dimensionamiento de un sistema de receptor central*. 2015.
- [24] Serrano R. Clara, “Análisis termoeconómico de una central termosolar de torre con sales fundidas”, 2015.
- [25] P. Andreu, “Mejora de las propiedades térmicas de sal solar mediante adición de nanopartículas”, 2014.
- [26] M. de los R. Rodríguez, “On the design of solar external receivers”, Universidad Carlos III de Madrid, 2015.
- [27] Rodríguez L. Javier, “Análisis fundamental de ciclos termodinámicos para producción de potencia”, 2018.
- [28] E. Gargallo, “Diseño central termosolar de 100 MW”, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Barcelona, 2023. Consultado: el 26 de febrero de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/383686/tfm-eugenia-gargallo.pdf?sequence=2&isAllowed=y>
- [29] D. Yogi GosWami, *Principles of solar engineering*, Tercera. 2015.
- [30] P. Galnares R, “Estado del arte de los fluidos de transferencia de calor en tecnología solar”.
- [31] C. Bravo, “Optimización de parámetros de diseño de una planta solar de concentración para generación eléctrica considerando distintos escenarios de despacho”, Universidad de Chile, 2018. Consultado: el 17 de marzo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/170062>
- [32] UPME, “Informe de proyección demanda energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos”, 2022.
- [33] XM, “Históricos de demanda”. <https://www.xm.com.co/consumo/historicos-de-demanda> (consultado el 17 de marzo de 2023).
- [34] D. Méndez Marcos, “Modelo de producción anual para plantas termosolares de receptor central”, Universidad Pontificia de Comillas. Consultado: el 16 de abril de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/11531/17278>
- [35] A. Boretti, J. Nayfeh, y W. Al-Kouz, “Validation of SAM modeling of concentrated solar power plants”, *Energies (Basel)*, vol. 13, núm. 8, abr. 2020, doi: 10.3390/en13081949.
- [36] Ecologistas en Acción, “20 millones de toneladas de CO2 por culpa del carbón”, 2014, Consultado: el 4 de agosto de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.ecologistasenaccion.org/28925/20-millones-de-toneladas-de-co2-por-culpa-del-carbon/>
- [37] Heras M. Jorge, “Diseño y análisis de una planta termosolar de torre central con configuraciones de único o doble receptor operando con sales fundidas”, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, 2012.