

Tecnológico Nacional de México

Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico

Tesis de Maestría

Diseño conceptual de un generador de vapor
solar combinando tecnología Fresnel y
colectores planos

presentada por

Ing. David Alfredo Delgado Romero

como requisito para la obtención del grado de
**Maestro en Ciencias en Ingeniería
Mecánica**

Director de tesis
Dr. José Jassón Flores Prieto

Cuernavaca, Morelos, México. Agosto de 2019.



"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"

Cuernavaca, Mor., 03/junio/2019

OFICIO No. DIM/136/2019
Asunto: Aceptación de documento de tesis

C. DR. GERARDO VICENTE GUERRERO RAMÍREZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del estudiante Ing. David Alfredo Delgado Romero, con número de control M17CE074, de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Mecánica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado "Diseño conceptual de un generador de vapor solar combinando tecnología Fresnel y colectores planos" hemos encontrado que se han atendido todas las observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.

DIRECTOR DE TESIS

DR. JOSÉ JASSÓN FLORES PRIETO
Doctor en Ingeniería
4355408

REVISOR 1

DR. EFRAÍN SIMÁ MOO
Doctor en Ciencias en Ingeniería
Mecánica
6601954

REVISOR 2

DR. SERGIO ALBERTO GAMBOA SÁNCHEZ
DOCTOR EN CIENCIAS QUÍMICAS
3705500

REVISOR 3

DR. ULISES DEHESA CARRASCO
DOCTOR EN INGENIERÍA
9998862

C.p. Guadalupe Garrido Rivera Jefa del Departamento de Servicios Escolares.
David Alfredo Delgado Romero Estudiante
Expediente

AAP/MRSR



SEP
SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MEXICO

Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"

Cuernavaca, Mor. 14 de junio de 2019
OFICIO No. SAC/219/2019

Asunto: Autorización de impresión de tesis

ING. DAVID ALFREDO DELGADO ROMERO
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA MECÁNICA
PRESENTE

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado "Diseño conceptual de un generador de vapor solar combinando tecnología Fresnel y colectores planos", ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica
"Conocimiento y tecnología al servicio de México"

DR. GERARDO VICENTE GUERRERO RAMÍREZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO



SEP TecNM
CENTRO NACIONAL
DE INVESTIGACIÓN
Y DESARROLLO
TECNOLÓGICO
SUBDIRECCIÓN
ACADÉMICA

GVGR/mcr

cenidet[®]
Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico

Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira, C. P. 62490, Cuernavaca, Morelos.
Tel. (01) 777 3 62 77 70, ext. 4106, e-mail: dir_cenidet@tecnm.mx

www.tecnm.mx | www.cenidet.edu.mx



Dedicatoria

Dedico este trabajo con mucho amor y cariño a mi familia que siempre ha estado presente en mis proyectos de vida. A mis padres que nunca terminare de pagar todo lo que han hecho por mí y a mis hermanas por sus deseos de verme triunfar.

Agradecimientos

Les agradezco inmensamente a mis padres **David Delgado A.** y **Acela Romero R.** por todo el apoyo que me han brindado de manera incondicional y por motivarme a superarme día con día.

A mi director de tesis: **Dr. José Jassón Flores Prieto**, por su atención, apoyo y enseñanzas que me hicieron crecer profesional y personalmente para el cumplimiento del objetivo de esta tesis de manera satisfactoria.

Al *Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET)* y al *Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT)*, por la oportunidad y el apoyo económico para continuar con mi formación académica.

Al comité revisor, el **Dr. Ulises Dehesa Carrasco**, el **Dr. Efraín Simá Moo** y al **Dr. Sergio Alberto Gamboa Sánchez** por el tiempo dedicado a la revisión de esta tesis y por sus comentarios y recomendaciones para el mejoramiento de la misma.

A la empresa **Energías Saubere S.A. de C.V.** por permitirme colaborar en el proyecto **CONACYT –BMBF 207368**, Integración de Colectores Solares para Generación de Vapor en Procesos Industriales.

A mis amigos y compañeros del **Laboratorio de Energía Solar** del CENIDET, por sus críticas que me ayudaron al mejoramiento de este trabajo de tesis.

Tabla de contenido

	Pág.
Lista de figuras.....	ix
Lista de tablas.....	x
Nomenclatura.....	xi
Resumen.....	xiii
Capítulo 1 Introducción.....	1
1.1 Motivación.....	2
1.2 Estado del arte.....	3
1.2.1 Calor solar para procesos industriales.....	4
1.2.2 Sistemas solares híbridos de mediana temperatura.....	6
1.2.3 Generación de vapor solar.....	10
1.2.4 Evaluación económica de sistemas de calentamiento solar.....	12
1.2.5 Software de simulación de sistemas de calentamiento solar.....	14
1.2.6 Conclusiones del estado del arte.....	17
1.3 Objetivos y alcances.....	18
1.3.1 Objetivo general.....	19
1.3.2 Objetivos específicos.....	19
1.3.3 Alcances.....	19
1.4 Escritura de tesis.....	20
Capítulo 2 Materiales y Método.....	21
2.1 Fundamentos teóricos.....	22
2.1.1 Captadores solares.....	22
2.1.2 Generación de vapor solar.....	27
2.1.3 Principales incertidumbres.....	30
2.1.4 Aplicaciones del vapor en la industria.....	31
2.1.5 Plantas de generación directa de vapor.....	31
2.1.6 Métodos de optimización.....	32
2.1.7 Software de simulación.....	33
2.1.8 Fracción solar y ganancia solar del sistema.....	33
2.2 Selección de la zona de estudio y cargas a satisfacer.....	34
2.2.1 Localización de la zona de estudio.....	35
2.2.2 Carga a satisfacer.....	37
2.3 Modelo físico.....	38

2.3.1 Subsistema de precalentamiento	38
2.3.2 Subsistema de evaporación	40
2.4 Modelo de optimización térmica del sistema de calentamiento solar	40
2.4.1 Configuración de herramienta de optimización térmica	42
2.5 Modelo de evaluación económica	43
2.5.1 Tiempo de recuperación de la inversión.....	44
2.5.2 Valor presente neto.....	44
2.5.3 Tasa interna de retorno	45
Capítulo 3 Construcción de la plataforma de simulación térmica y de la herramienta de optimización.....	46
3.1 Construcción de la estrategia de simulación térmica	47
3.1.1 Características de equipo solar	48
3.1.2 Construcción de simulador	50
3.2 Evaluación económica.....	52
3.3 Verificación de la estrategia de simulación.....	54
3.3.1 Verificación del sistema de precalentamiento	54
3.3.2 Verificación del sistema de evaporación.....	59
Capítulo 4 Resultados	66
4.1 Efecto de la relación de áreas en la fracción solar y energía útil anual.....	67
4.2 Comparativo sistema híbrido solar-solar-convencional y solar-convencional.....	69
4.3 Propuesta de generador de vapor híbrido solar-solar-convencional.....	71
4.4 Evaluación económica del sistema propuesto	72
4.4.1 Evaluación económica de la configuración <i>A</i>	72
4.4.2 Evaluación económica de la configuración <i>B</i>	76
4.5 Discusión general de resultados	79
Capítulo 5 Conclusiones.....	80
5.1 Conclusiones	81
5.2 Recomendaciones para trabajos futuros	82
6. Bibliografía	83

Lista de figuras

	Pág.
Figura 2-1 Componentes de radiación incidente sobre una superficie inclinada [42].	22
Figura 2-2 Efecto invernadero en CSPP [43].	23
Figura 2-3 CSPP, vista explosiva.	24
Figura 2-4 Partes de un reflector Fresnel.	25
Figura 2-5 Tipos de evaporación directa [46].	28
Figura 2-6 Gráfica del PIB por entidad.	35
Figura 2-7 Comparativo por Entidad federativa de radiación y PIB por ciudad.	36
Figura 2-8 Localización de estudio.	36
Figura 2-9 Insolación por mes y estación en Ecatepec.	37
Figura 2-10 Perfil de demanda del sistema.	37
Figura 2-11 Modelo físico del proceso de generación de vapor solar.	38
Figura 2-14 Circuito de captación.	39
Figura 2-15 Circuito de Almacenamiento.	39
Figura 2-16 Circuito de proceso.	40
Figura 2-15 Metodología de diseño.	42
Figura 2-17 Metodología de evaluación económica.	43
Figura 3-1 Metodología de construcción y simulación.	47
Figura 3-2 Plataforma de simulación.	51
Figura 3-3 Comparativo reportado y simulado RV30.	57
Figura 3-4 Comparativo reportado y simulado RV50.	58
Figura 3-5 Comparativo reportado y simulado RV70.	58
Figura 3-6 Ficha técnica de LF-11.	60
Figura 3-7 IAM de 0° a 10°.	62
Figura 3-8 IAM de 10° a 20°.	62
Figura 3-9 IAM de 20° a 30°.	62
Figura 3-10 IAM de 30° a 50°.	63
Figura 3-11 IAM de 50° a 90°.	63
Figura 3-12 Comparativo para radiación de 200 W/m ² .	64
Figura 3-13 Comparativo para radiación de 600 W/m ² .	65
Figura 3-14 Comparativo para radiación de 1000 W/m ² .	65
Figura 4-1 Nomograma de sistema híbrido para diferentes RA.	68
Figura 4-2 Nomograma a diferentes áreas de Fresnel.	70
Figura 4-3 Propuesta de diseño.	71
Figura 4-4 Flujos de caja a lo largo de 20 años.	73
Figura 4-5 VPN a diferentes descuentos del mercado.	74
Figura 4-6 Flujos de caja para la configuración B.	77
Figura 4-7 VPN a diferentes descuentos del mercado para la configuración B.	77

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2-1 Intervalo de temperaturas en actividades industriales [52].	34
Tabla 3-1 Características del captador de placa plana.	48
Tabla 3-2 Características del captador lineal Fresnel.	48
Tabla 3-3 Características de las bombas.	49
Tabla 3-4 Especificaciones del intercambiador 1.	49
Tabla 3-5 Especificaciones del intercambiador 2.	50
Tabla 3-6 Componentes de TRNSYS utilizados.	51
Tabla 3-7 Entradas en la evaluación económica.	52
Tabla 3-8 Costo del equipo solar.	53
Tabla 3-9 Verificación de la plataforma de evaluación económica.	53
Tabla 3-10 Características del captador solar [58].	54
Tabla 3-11 Especificaciones del intercambiador 1 [58].	55
Tabla 3-12 Especificaciones del intercambiador 2 [58].	55
Tabla 3-13 Especificaciones de las bombas [58].	56
Tabla 3-14 Comparativo reportado y simulado para RV de 30 l/m ² .	56
Tabla 3-15 Comparativo reportado y simulado para RV de 50 l/m ² .	56
Tabla 3-16 Comparativo reportado y simulado para RV de 70 l/m ² .	57
Tabla 3-17 Comparativo de la eficiencia simulada y reportada.	64
Tabla 4-1 Datos obtenidos en el sistema propuesto.	71
Tabla 4-2 Equipo del sistema propuesto para la configuración A.	72
Tabla 4-3 Resultados de la evaluación económica para la configuración A.	75
Tabla 4-4 Equipo del sistema propuesto para la configuración B.	76
Tabla 4-5 Resultados de la evaluación económica para la configuración B.	78

Nomenclatura

Símbolo	Descripción	Unidades
ΔT_m	Incremento de temperatura media	K
a_0	Intercepción de la eficiencia del colector.	—
a_1	Coefficiente de eficiencia de primer orden.	$kJ/h \cdot m^2 \cdot K$
a_2	Coefficiente de eficiencia de segundo orden.	$kJ/h \cdot m^2 \cdot K^2$
$A_{Fresnel}$	Área de Fresnel	m^2
A_{CSPP}	Área de captadores de placa plana	m^2
C_p	Calor específico	$kJ/kg \cdot K$
FS	Fracción solar	—
GCS	Ganancia de calor solar	kJ/m^2
RU	Razón de uso	$l/m^2 \cdot día$
RA	Razón de área	—
q_m	Calor medio	kJ
x	Calidad de vapor	—
A_{tubo}	Area transversal del tubo	m^2
ρ_l	Densidad del liquido	kg/m^3
ρ_g	Densidad del vapor	kg/m^3
v_l	Volumen específico del liquido	m^3/kg
v_g	Volumen específico del vapor	m^3/kg
C_s	Costo inicial del sistema	$\$$
S_{ub}	Subsidio	—
i_F	Inflación del combustible	—
d	Descuento del mercado	—
F_L	Energía que el sistema a ahorrado	kJ
C_{F1}	Costo por unidad de energía	$\$/kJ$
i	Tasa de inflación	—
N	Periodo de evaluación	años
F_{nt}	Flujos netos de efectivo	$\$$
DSG	Generación directa de vapor	—
LFR	Reflector lineal Fresnel	—
PIB	Producto interno bruto	—

PTC	Concentrador de canal parabólico	—
SHIP	Calor solar para procesos industriales	—
TIR	Tasa interna de retorno	—
VPN	Valor presente neto	—

Resumen

En este documento se presenta el “*Diseño conceptual de un generador de vapor solar combinando tecnología Fresnel y colectores planos*”. En el trabajo se desarrolla la configuración de un sistema híbrido, combinando dos tecnologías de captación solar. El sistema híbrido de generación directa de vapor se compone de un sistema de captación de colectores planos con otro tipo Fresnel, acoplado a un equipo convencional. En el estudio se construye una plataforma de simulación, basada en TRNSYS, construyendo una herramienta gráfica del desempeño del sistema propuesto.

En los resultados de la simulación, se encontró que el generador de vapor híbrido incrementa la fracción solar anual de manera asintótica y disminuye la energía útil anual de la misma manera al incrementar el área de Fresnel. El incremento en la fracción solar deja de ser significativa por arriba de los 20,000 m^2 de área de Fresnel. Por su parte la energía útil anual por unidad de área tiene su mayor cambio con área de Fresnel menor que los 12,000 m^2 . También, en los resultados se observa que el área de Fresnel se puede sustituir por área de *CSPP*, y esto es más conveniente para áreas de Fresnel reducidas, ya que se tiene un punto en los 24,000 m^2 de área de Fresnel, en donde el desempeño de los *CSPP* afecta adversamente el desempeño del sistema. En el diseño propuesto, se puede observar que se pueden sustituir 1550 m^2 de área de Fresnel por 700 m^2 de *CSPP*.

En la evaluación económica, es posible reducir la inversión inicial 7.05 *MM*\$, que representa un 15% del total. En este sentido, los ahorros solares aumentan en 20% con la configuración propuesta. La implementación de *CSPP* en la generación de vapor es factible al tener un 45% más del *VPN* y 12% menos de la *GCS*, comparado con el uso de únicamente tecnología Fresnel. El estudio muestra la factibilidad de combinar diferentes tecnologías para reducción de costos energéticos manteniendo la ganancia de calor de cada tecnología.

Capítulo 1 Introducción

En este capítulo se presentan las generalidades y la revisión bibliográfica de este trabajo, haciendo énfasis en los sistemas híbridos y el comportamiento que han tenido a nivel industrial. También, se presentan los objetivos, los alcances y una descripción general de la escritura de esta tesis.

1.1 Motivación

La energía que suministra el sol se estima en 3.85 millones de *EJ* por año, absorbida por los océanos, los continentes y la atmosfera [1]. El consumo mundial anual se puede abastecer con tan solo un par de segundos de la energía solar que recibe la tierra. En la vida diaria, los sectores de la industria, construcción y transportes resaltan en cuanto consumo energético. El sector industrial se caracteriza por ser uno de los mayores consumidores de recursos energéticos, donde principalmente el calor que se consume se encuentra en el intervalo de temperatura de 80-240°C [2], lo que permite una aplicación idónea de la energía solar térmica, tanto para suministrar calor en procesos como para climatización de espacios industriales, lo que puede coadyuvar en el ahorro y uso eficiente de la energía.

La tecnología utilizada en el aprovechamiento solar ha evolucionado tecnológicamente de forma considerable en la última década, se ha convertido en una alternativa energética, cada vez más factible, eficiente y con crecientes oportunidades para el desarrollo de la sociedad. También se ha observado por diferentes autores [3, 4, 5], que es una alternativa para mitigar el daño al medio ambiente.

Por su parte, el vapor es uno de los fluidos más comúnmente usados para calentar equipos o instalaciones en el sector industrial, ya sea química, farmacéutica o petroquímica [6], usualmente suministrado con calderas utilizando combustibles fósiles. Los sistemas solar-térmicos, el rendimiento depende de la disponibilidad del recurso, de los requerimientos de calor y de las características térmicas y ópticas de cada sistema. Para esto, identificar la disponibilidad del recurso solar y las condiciones climáticas más representativas en el lugar de estudio y el tipo de tecnología de captación solar que mejor se adapte a los requerimientos es fundamental.

Los concentradores Fresnel cuentan con numerosas ventajas en comparación con la tecnología de canal parabólico que es la más extensamente utilizada, destacando menores costos de construcción, menor espacio de construcción y visualmente son menos intrusivos [4]. La tecnología Fresnel, ha venido en auge, convirtiéndola en una alternativa en hibridación de un sistema solar de concentración y un sistema convencional. El uso de un concentrador lineal de tipo Fresnel en la industria mexicana puede coadyuvar en la producción de vapor, para así reducir el uso de combustibles fósiles y para mitigar la emisión de gases de efecto invernadero.

Por otro lado, un sistema energético híbrido combina varias fuentes energéticas, conectadas a una red de distribución. Los sistemas se componen generalmente por fuentes renovables y combustibles fósiles, un sistema de control, y pueden incluir acumuladores de la energía producida [7]. Un sistema híbrido renovable no pretende eliminar el consumo de combustible, trata de disminuirlo. Sin embargo, los sistemas de concentración solar aun cuentan con numerosos inconvenientes, entre los que destacan, la disponibilidad del recurso solar y los altos costos de inversión por metro cuadrado de área de concentración.

Una de las ventajas de sistemas híbridos, es que se mejora la continuidad en la potencia del sistema, ya que, en sistemas de energía solar, la variabilidad natural del recurso solar a lo largo de un día disminuye su calidad y por lo tanto su aplicabilidad [8]. El estudio de la hibridación de sistemas de calentamiento solar utilizando diferentes tecnologías, buscando un ahorro significativo en cuanto a costos, sin reducir la potencia del sistema y la eficiencia de este siguen siendo una alternativa [5]. Sin embargo, hoy en día la continuidad de sistemas de calentamiento solar se ha venido buscando con sistemas híbridos que combinan energía solar con energías convencionales o con otras fuentes de energías renovables como la eólica y/o biomasa [9], dejando a un lado la combinación de dos sistemas de calentamiento solar para incrementar el desempeño térmico. Más aun, no se ha estudiado la factibilidad en México de los sistemas con tecnología Fresnel.

1.2 Estado del arte

En la revisión bibliográfica se revisaron artículos, que se observaron con mayor relevancia para el trabajo a desarrollar. Los documentos se clasifican en cinco rubros: 1.2.1 Calor solar para procesos industriales, 1.2.2 Sistemas solares híbridos de mediana temperatura, 1.2.3 Generación de vapor solar, 1.2.4 Evaluación económica de sistemas de calentamiento solar y 1.2.5 Software de simulación de sistemas de calentamiento solar.

1.2.1 Calor solar para procesos industriales

Bunea *et al.* [10] realizaron un estudio del rendimiento teórico y experimental de una planta en funcionamiento en Suiza que trabaja a 90°C y 200°C . El campo solar funciona únicamente en horas solares, mientras la radiación supere los 300 W/m^2 , el estudio se realizó mediante análisis de primera ley para los balances de energía, comparándolos con mediciones realizadas de abril a octubre. En los resultados se encontró una fracción solar promedio del 60% para un total de 37 captadores de tubos de vacío (CTV) instalados en la planta, encontrando a su vez, una deficiencia en el sistema de control. En el estudio se mostró que la industria tiene requerimientos tanto de baja, como de mediana temperatura, siendo esta última, suplida por captadores de baja temperatura, creando un área de oportunidad en la industria.

Schmitt [11] realizó una clasificación para la integración de sistemas de calor solar para procesos industriales. En el trabajo se incluye la identificación y la evaluación de posibles puntos de integración, así como la utilización de la clasificación desarrollada y para la evaluación de viabilidad. En los resultados, identificó los parámetros con mayor relevancia, siendo estos la evaluación de prefactibilidad, análisis del sitio de producción, identificación de cargas de calor relevantes y evaluación de puntos de integración. La investigación identificó los cuatro puntos más importantes que a considerar para un diseño e implementación de sistemas solares para el calor de procesos.

Flores *et al.* [12] realizaron el dimensionamiento de un sistema de precalentamiento a 90°C para tres ciudades características de México obteniendo su fracción solar y la energía útil del sistema. El sistema de precalentamiento de agua fue diseñado en el software TRNSYS utilizando la tecnología de captadores solares de placa plana (CSPP), con diferentes dimensionamiento que se adapte a cada ciudad. En los resultados se obtuvo que la ciudad con mayor fracción solar obtenida fue Guadalajara, mientras que la mayor eficiencia se logró en Monterrey. El estudio mostró que la irradiación a menores fluctuaciones en una ciudad puede tener una mayor fracción solar. A su vez, se identificó que México cuenta con niveles de irradiancia óptimos para la implementación de sistemas de aprovechamiento solar.

Sharma *et al.* [13] realizaron un informe sobre estudios de calentamiento solar en procesos industriales. Los sectores industriales identificados incluyen procesamiento de alimentos (incluyendo bebidas), papel, procesamiento de textiles, equipos de transporte, procesamiento de carne, tratamiento de plásticos, procesos farmacéuticos y químicos. Los procesos se encuentran en el intervalo de temperatura baja y

media que pueden proporcionar de manera eficiente los captadores solares. En el estudio se encontró que existen diferentes industrias que tienen una demanda de calor tanto de baja como de mediana temperatura que puede suplirse con tecnología de captación solar en países de todo el mundo.

Chaw *et al.* [14] analizaron de manera teórica la eficiencia de un colector solar de placa plana que utiliza nano-fluido de óxido de cobre (CuO) a base de agua como fluido de trabajo. En el estudio se consideró un modelo matemático en MATLAB para calcular la eficiencia de un colector solar de placa plana para un sistema doméstico en Birmania. También, se consideraron la máxima disponibilidad de recurso solar, el coeficiente convectivo de transferencia de calor del nano-fluido y el coeficiente global de pérdida de calor del colector solar de placa plana. La eficiencia del colector se obtuvo en función de la concentración de volumen y el tamaño de la nano-partícula. Los resultados mostraron un aumento en la eficiencia del colector al aumentar la concentración de volumen hasta un 2%. Los autores concluyeron que, el uso de captadores solares de placa plana cuenta con buenos niveles de eficiencia, y de usar un fluido diferente a agua, puede incrementar más la eficiencia del mismo.

Ayompe *et al.* [15] realizaron un estudio experimental monitoreando el rendimiento energético de *CSPP* y *CTV* durante un año. Los calentadores solares operaron bajo condiciones climáticas en Dublín, Irlanda. El rendimiento energético de los dos sistemas se comparó diariamente, mensualmente y anualmente. Los resultados obtenidos mostraron que, para una radiación solar total anual de 1087 kWh/m^2 , los sistemas de *CSPP* y *CTV* aprovecharon 1984 y 2056 *kWh* de energía térmica respectivamente. Durante el año de estudio, los *CSPP* y los *CTV* generaron 496 y 681 kWh/m^2 de calor respectivamente. Las eficiencias medias anuales de los captadores fueron 46.1 y 60.7%, mientras que las eficiencias del sistema fueron 37.9 y 50.3% para el *CSPP* y *CTV* respectivamente. Con los resultados, se concluye que las tecnologías más utilizadas para sistemas de baja temperatura, son los *CSPP* y los *CTV*, teniendo ambos buenas ganancias de calor anual.

Farjana *et al.* [16] realizaron un estudio para evaluar el implemento de tecnología solar para procesos industriales en 10 países, incluyendo México. Los autores realizaron una comparación con el escenario actual en Australia e identificaron las perspectivas futuras de la integración de tecnología solar en ese país. Los autores analizaron los países por su potencial de integración al desarrollo de calor solar en procesos industriales y una serie de sectores industriales potenciales que tienen el mayor potencial. Los autores mencionaron que la aplicación de calor solar para procesos industriales (SHIP, por sus siglas en inglés) fue principalmente en el sector agrícola y alimenticio y afirmaron que la energía solar mexicana

es un recurso abundante. Con los resultados, se puede afirmar que en el futuro, las industrias mexicanas que pueden adoptar sistemas de calentamiento solares son la agricultura, industrias químicas y mineras.

En México se cuentan con niveles de radiación promedio de $5.6 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$, suficientes para suplir temperaturas mayores a 250°C . Además, se identificó que las industrias mexicanas que pueden adoptar sistemas de calentamiento solares son la agricultura, industrias químicas y mineras. Los sistemas de calor de procesos se están volviendo factibles y factores como la evaluación de prefactibilidad, análisis del sitio de producción, identificación de cargas de calor relevantes y evaluación de puntos de integración son puntos importantes a considerar en el diseño de sistemas solares. A su vez, se encontró que gran parte de los trabajos revisados, utilizan los sistemas de aprovechamiento solar para el precalentamiento de agua para calderas, con temperaturas que van de $80\text{-}150^\circ\text{C}$. En los estudios revisados, las tecnologías más comunes son, los captadores de placa plana y los de tubos de evacuado. En cuanto a la implementación de sistemas de aprovechamiento solar, se encontró que se han instalado en países de todo el mundo, entre ellos, México.

1.2.2 Sistemas solares híbridos de mediana temperatura

Lara *et al.* [17] realizaron una metodología de dimensionamiento para concentradores lineales Fresnel. Las dimensiones del concentrador lineal Fresnel se estimaron mediante el trazado de rayos y procedimientos analíticos. El concentrador, se consideró de siete espejos curvos de 34.3 cm de ancho y 1.5 m de largo, con un absorbedor tubular de 4.2 cm de diámetro. En los resultados, encontraron que, las dimensiones óptimas resultantes fueron, un espaciamiento entre espejos de 10 cm y una distancia focal de 1.8 m y cavidad de 19.7 cm de ancho. En los resultados se obtuvieron las dimensiones del sistema con una eficiencia del 82.4% en un día crítico de verano en la ciudad de Mexicali. El estudio mostró que la tecnología Fresnel sigue teniendo barreras a la hora de su implementación, debido a la región no iluminada que puede existir en los espejos, sin embargo, de ser correctamente diseñado, puede alcanzar eficiencias mayores al captador parabólico.

Morin *et al.* [18] compararon los costos de generación de energía de un concentrador cilindro-parabólico con un concentrador Fresnel. En el estudio realizaron el análisis costo-beneficio de ambos concentradores bajo las mismas condiciones y con modelos de rendimiento anual. En los resultados se observó que los

costos específicos de la superficie de campos solares Fresnel tenían para ser 53% o menos que los Cilindro-Parabólicos. En los sistemas de mediana temperatura, las tecnologías más empleadas son el captador parabólico y el concentrador Fresnel, siendo este último, el que cuenta con mejor aprovechamiento con respecto a operación, mano de obra y costo.

Montes *et al.* [5] realizaron una comparación de desempeño de diferentes arreglos para colectores lineales Fresnel usando el prototipo Fresdemo. El estudio se simuló en Matlab, donde se desarrolló un código que calcula la orientación de los espejos desde una posición del sol bajo en un instante dado. El análisis mostró que el reflector compacto Fresnel minimiza el bloqueo y las pérdidas por sombra comparado con la configuración central teniendo un aprovechamiento de energía de 74.23 kW/m^2 mientras que la hibridación solo 64.82 kW/m^2 . El estudio mostró que una de las barreras en los sistemas solares, es el inadecuado dimensionamiento de los mismos, ya que incluso bajo un prototipo estandarizado, de haber modificaciones en el diseño, su rendimiento puede variar de manera adversa.

Rodat *et al.* [6] realizaron una simulación dinámica de una planta híbrida con tecnología Fresnel para determinar área de diseño del campo solar. La simulación se llevó a cabo en el software MODELICA de una planta instalada en Cadarache, Francia y fue comparada con datos experimentales reportados. En los resultados encontraron que las variaciones del *DNI* dadas en simulaciones no tenían mucha discrepancia con los resultados medidos, teniendo un desfase en tiempo de respuesta de no más de seis minutos. En el estudio se encontró que la industria utiliza diferentes tecnologías solares, tales como los tubos de evacuado, para el precalentamiento de agua que va de 80 a 150°C .

Bachelier *et al.* [19] realizaron un análisis térmico de diferentes configuraciones de una planta para generación de electricidad utilizando almacenamiento térmico. El estudio se realizó para diferentes configuraciones, tales como, generación directa de vapor, sal fundida indirecta, sal fundida directa y materiales con cambio de fase, utilizando la tecnología Fresnel. El análisis de la eficiencia del sistema frente a la capacidad de energía específica de almacenamiento (cantidad de energía almacenada por unidad de masa de medio de almacenamiento) exhibe una ventaja sustancial del concepto de sal fundida directa. En los resultados se encontró que la *DMS* cuenta con mejor rendimiento teniendo o no recalentamiento con eficiencias mayores al 42%. La investigación permitió comparar la eficiencia como una función de las parejas de capacidad de energía específica para los diferentes conceptos de diseño, situando a la generación directa de vapor como una de las más usadas y comunes en la industria.

Hongn *et al.* [20] estimaron la longitud no iluminada en un año y el factor de iluminación del absorbedor de un concentrador lineal Fresnel. En el estudio se varió la longitud no iluminada en el absorbedor en términos instantáneos, diarios y anuales para sistemas con orientación Norte-sur a diferentes latitudes. En los resultados se obtuvo un buen ajuste entre simulaciones y medidas, con una desviación de la raíz cuadrada media (*RMSE* por sus siglas en inglés) del 6%. El estudio resalta a la tecnología Fresnel como adecuada para trabajar con temperaturas de 150 a 300°C, convirtiéndola en un equipo adecuado para sistemas industriales de mediana temperatura.

Abbas *et al.* [3] compararon la eficiencia y pérdidas de energía para las diferentes tecnologías (cilindro-parabólico y Fresnel) en dos días críticos de Almería con orientación Norte-Sur y Oeste-Este. Para el estudio se desarrolló un código en Soltrace y los resultados fueron exportados a Matlab para graficarse. En los resultados se observó que la eficiencia es mayor para la configuración Norte-Sur siendo de 58.7% para el concentrador Fresnel y 69.9% para el cilindro-parabólico. Con los resultados se observó que la eficiencia de la tecnología de canal parabólico es ligeramente superior de la observada con la tecnología Fresnel, y que esta última tiene menores requerimientos en mantenimiento, operación e inversión.

Askari & Ameri [4] dimensionaron un sistema de desalinización solar utilizando el *LFR* y un compresor multi-efecto para una demanda específica de 9,000 m³ de agua al día. El estudio se realizó de forma teórica mediante balances de energía en el software RayTracing y Matlab, considerando almacenamiento térmico y una temperatura de entrada fija. En los resultados encontraron que se necesitan más de 6,600 m² para satisfacer el 68% de la demanda con un costo de \$3.32USD/m³ mientras que con sistemas convencionales el costo de producción es de \$1.26USD/m³. El estudio encontró un requerimiento de calor de 22,500 kg/h a una temperatura de 520°C. La demanda se suplió con tres diferentes configuraciones, encontrando que la configuración con los elementos en serie cuenta con mayores ganancias de calor solar.

Giglio *et al.* [7] realizaron un estado del arte de la tecnología de *PTC* en diferentes configuraciones y un análisis termo-económico para determinar los costos de producción €/kWh. En el estudio se consideraron diferentes configuraciones de hibridación, que se evaluaron con balances de energía globales. En los resultados encontraron que la integración de un sistema de almacenamiento térmico y la hibridación con un calentador de biogás reduce el costo de producción de electricidad hasta en 0.1736 €/kWh. En el estudio se resalta la importancia del almacenamiento térmico en procesos industriales, ya

que no todos operan en horas sol y el almacenamiento aumenta considerablemente la continuidad de la demanda y la fracción solar.

Suojanen *et al.* [8] modelaron y compararon tres configuraciones de concentración solar para plantas convencionales de generación de vapor utilizando la tecnología Fresnel. Las configuraciones simuladas fueron precalentamiento de agua tratada, recalentamiento de condensados y conceptos de turbina a altas presiones. El estudio se realizó por medio de simulación en el software Apros utilizando análisis variacional y balances de energía para incrementar la fracción solar del sistema. En los resultados encontraron que, de utilizar cinco captadores Fresnel, se alcanzan *FS* de 0.52, 0.19 y 0.17 para la primera, segunda y tercera configuración respectivamente. El estudio mostró que las secciones de la turbina están más equilibradas en la configuración tres que en la uno y dos. Los resultados del estudio se pueden aplicar en la selección de la configuración y en el diseño de centrales híbridas *CSP* para lograr mayores fracciones solares.

Migliari *et al.* [21] evaluaron la influencia de la recirculación de agua en un campo solar del desempeño térmico de sistemas de concentración solar. En el estudio consideraron diferentes modelos de patrones de recirculación que fueron comparados con modelos de no-recirculación. Para el estudio, se consideró la planta de Otana en Sardinia, Italia, para tres diferentes condiciones climáticas. En los resultados encontraron que la recirculación no permite una mejora significativa en la planta de concentración solar para altos niveles de radiación. Además, encontraron que la recirculación es viable recirculando el agua por el tanque frío para zonas con altos días nublados. El estudio demostró que el aporte de la recirculación del fluido no evaporado no es tan significativo salvo el uso de un tanque frío en el proceso.

Actualmente, en la escala mundial, los captadores cilindro-parabólicos y el captador Fresnel son las tecnologías más utilizadas para concentración solar. A su vez, se encontró que la configuración en el diseño del sistema influye significativamente en el rendimiento de este. En los estudios revisados, se situó a la generación directa de vapor, como una de las más utilizadas y comunes en la industria. En cuanto a las configuraciones, el uso del captador solar en serie al sistema convencional, cuenta con mayores eficiencias ya sea con o sin recirculamiento del fluido no evaporado. Es de observar que, en aplicaciones de generación de vapor con concentración solar, no se encontraron trabajos donde se considere el precalentamiento. En los estudios revisados, se encontró que una demanda típica de calor es la generación de vapor a una temperatura de 170°C y una presión de 6 *bar*.

1.2.3 Generación de vapor solar

Park *et al.* [22] diseñaron y evaluaron el desempeño térmico de un compresor térmico de vapor para desalinización. El diseño fue desarrollado con análisis de *CFD* en diferentes parámetros del sistema como la geometría del tubo y la mezcla de los diámetros del tubo. Los resultados fueron verificados con una planta piloto de desalinización. En los resultados se encontraron desviaciones aceptables del 3.5% con los resultados tomados de la planta piloto de desalinización. Los resultados de la experimentación para la tasa de flujo de masa motriz y de succión mostraron buenos resultados con los del análisis numérico. En la investigación se mostró el flujo, la presión, la temperatura y la entalpía son parámetros a considerar en diseño de sistemas de aprovechamiento solar.

Stevanovic *et al.* [23] realizaron la simulación dinámica de un tanque acumulador de vapor para diferentes condiciones. Las ecuaciones de balance de energía se utilizaron para cada fase que interactúa en el sistema. En el estudio, la influencia de la entalpía del vapor de entrada con la masa de agua y el nivel del tanque se consideró para la solución del modelo matemático. El modelo matemático se verificó y validó bajo diferentes condiciones realizando pruebas de carga y descarga del tanque. En los resultados encontraron que para una entalpía de 3000 kJ/kg el sistema tiene 72°C de calentamiento para una presión de 25 bar en un periodo de 3000s . La investigación mostro la factibilidad de implementar modelos de balances de energía para simular el comportamiento térmico de un sistema de acumulación de vapor, considerando parámetros como la entalpía, la presión, el volumen, entre otros.

Berger *et al.* [24] presentaron los resultados de la planta farmacéutica instalada en Jordania a un año de su instalación. En la planta se instalaron diferentes sensores que permitían el monitoreo de los patrones de flujo, el campo de temperaturas y las presiones en el sistema. La planta está diseñada para proveer vapor saturado a 166°C y una presión de 6 bar , además de contar con almacenamiento térmico para permitir un flujo estable de vapor. El estudio se realizó para dos días de la primavera en un periodo de 12 horas. En los resultados observaron que el patrón de flujo era adecuado para evitar la estratificación del vapor de agua y se logra cumplir la demanda requerida, aun sin recurso solar debido al almacenamiento térmico. El estudio mostró una de las configuraciones más comunes en generación de vapor, siendo esta, el precalentamiento del agua, la concentración solar, la generación de vapor y salida a proceso.

Sharan & Bandyopadhyay [25] integraron un compresor de vapor térmico con un evaporador de efecto múltiple para desalinización y glucosa de maíz para maximizar la ganancia de energía. En la investigación se realizó el acople de estos dos métodos de desalinización para aumentar tanto el flujo de vapor, como la cantidad de agua desalinizada. En el trabajo se realizó un análisis Pinch y técnicas matemáticas para la optimización del sistema, proponiendo así, una metodología de dimensionamiento de sistemas de desalinización con un termo-compresor. En los resultados encontraron que un *TVC* con dos efectos incrementan la ganancia un 10.1%, reduciendo el área en un 4.1% en el proceso de glucosa de maíz, mientras que para la desalinización de agua se necesitan 11 efectos para incrementar la ganancia en un 1.5% reduciendo el área en un 4.3%. El estudio mostró la importancia de conocer el proceso a aplicar el sistema, ya que los requerimientos energéticos son diferentes, encontrando que en generación de vapor una demanda típica es de 250°C a una presión de 40 *bar*.

Biglia *et al.* [26] diseñaron un sistema de generación de vapor con almacenamiento térmico para un proceso con un perfil de demanda discontinuo con condiciones de operación transitorias. El sistema está constituido por un recipiente acumulador de vapor, un generador de vapor y el tanque de proceso. El modelo dinámico del generador de vapor con almacenamiento térmico se aplicó a una industria alimenticia para el proceso de degradación de los granos de cacao. En los resultados encontraron que para volúmenes de tanque pequeños, se puede alcanzar la presión de diseño en un tiempo de 10s. En la investigación se encontró que en el diseño de sistemas de generación de vapor, el usar almacenamiento de vapor, puede coadyuvar en la estabilidad del flujo tanto en temperatura como en presión, siendo estos, los principales parámetros a considerar.

Hong & Flores [27] propusieron un modelo del comportamiento hidrotérmico del flujo bifásico agua-vapor en DSG utilizando concentración solar. En el modelo se consideraron dos tipos de flujos, en un solo estado, ya sea líquido o vapor y la coexistencia de estos dos fluidos utilizando un modelo mixto homogéneo. El modelo desarrollado fue validado con datos experimentales de prototipos desarrollados bajo diferentes condiciones de trabajo. En los resultados se encontró para el caso de San Carlos, Argentina, la eficiencia en verano fue de 0.45 mientras que en invierno descendía a 0.30 debido a las pérdidas. Además, encontraron que la zona de evaporación en verano comienza a partir de los 25 *m*, mientras que en invierno comienza a los 80 *m*. En el estudio se destaca que el comportamiento hidrotérmico, en la generación de vapor, es afectado por la no uniformidad producida por las regiones no iluminadas en la tecnología de concentración.

En esta sección, diferentes configuraciones se identificaron para la generación de vapor con tecnología solar, encontrando que, se hace uso de una sola tecnología de concentración. Además si el proceso lo demanda, en la generación de vapor existen tres etapas del proceso: el precalentamiento, evaporación del fluido de trabajo y el sobrecalentamiento. También, se situó al precalentamiento de agua, la concentración solar, la generación de vapor y salida a proceso como una de las configuraciones más comunes en generación de vapor. En los trabajos revisados utilizan balances de energía para la evaluación térmica del sistema y esta cuenta con desviaciones menores al 5.0% con mediciones elaboradas. La temperatura de entrada al sistema de concentración supera los 100°C , siendo que la red suministradora, no maneja esas temperaturas. Diferentes autores [12] definen al precalentamiento hasta los 90°C , lo que hace idóneo el estudio de la hibridación de sistemas solares de baja temperatura con los de mediana temperatura.

1.2.4 Evaluación económica de sistemas de calentamiento solar

Rovira *et al.* [28] compararon el rendimiento anual y la factibilidad económica de ciclos combinados solares usando dos diferentes concentradores (colector cilindro-parabólico y reflector lineal Fresnel). En el estudio se realizó una hibridación de los diferentes concentradores en plantas de ciclo combinado para realizar su respectivo análisis en las ciudades de Almería y Las Vegas. En los resultados se obtuvo que para el *PTC* se necesitan 200 €/m^2 mientras que para el *LFR* de 80 a 160 €/m^2 . El estudio demostró que una ventaja significativa de la tecnología Fresnel sobre el *PTC* es el tiempo de recuperación de inversión, siendo esta, mucho menor.

Carnevale *et al.* [29] examinaron térmica y económicamente, la integraron de una planta de concentración solar en una fábrica textil con colectores cilindro parabólicos. Los autores desarrollaron un modelo en TRNSYS considerando la demanda de una fábrica textil en Italia a lo largo de un año. La simulación fue llevada a cabo con las características dadas por el fabricante y la radiación local. En los resultados se encontró que para un área de 545 m^2 se logra una *FS* del 40% mientras que para un área de 1090 m^2 52%, con un periodo de recuperación de seis años. En el estudio se observó que el área de colección representa más del 70% de la inversión, siendo un área de oportunidad para sustituir por colectores de menor costo.

Khiari *et al.* [30] realizaron un estudio tecno-económico de una unidad de aprovechamiento solar para calentamiento de agua sanitaria en Túnez. En el estudio, desarrollaron un código basado en un modelo matemático con el fin de identificar los criterios de uso óptimos. En el código, se consideraron parámetros como el clima, la demanda de energía, la superficie de los colectores y la capacidad del sistema de almacenamiento, para determinar la influencia de estos parámetros en la producción de la energía. En el análisis económico, se consideró el costo global del sistema, el valor presente y la tasa interna de retorno. En los resultados se observó que, es importante examinar la rentabilidad económica de los sistemas solares en la producción de agua caliente.

Vargas-Bautista *et al.* [31] estudiaron el desempeño térmico, económico y ambiental de una planta de destilación solar utilizando la tecnología de tubos evacuados y el concentrador parabólico. En el estudio evaluaron el sistema solar de destilación utilizando el software TRNSYS. La simulación de la planta se realizó para un periodo de ocho meses partiendo de marzo de lunes a sábado durante 10 horas por día con los datos climatológicos de la ciudad de Monterrey. En los resultados encontraron que el sistema con tecnología *PTC* alcanza una *FS* de hasta el 80% mientras que con *CTV* es 12.7% menor, sin embargo, en la evaluación económica se encontró que con un aporte gubernamental del 75%, utilizando *CTV* se tiene un tiempo de recuperación de la inversión de 5.1 años, mientras que con la tecnología *PTC* es de 18.79 años. En el estudio se mostró la importancia de utilizar sistemas de captación solar de menor costo para volver más factibles la implementación de sistemas a nivel industrial, a su vez, se encontró que el tiempo de retorno, el *VPN* y la *TIR*, son los parámetros más comunes en la evaluación económica de sistemas de calentamiento solar.

Rezvani *et al.* [32] realizaron un estudio tecno-económico de calentadores solares de agua de productos fabricados por una empresa en Australia. En el estudio, colocaron los captadores solares en dirección norte con un ángulo de inclinación de 18° , recibiendo una radiación diaria promedio de $5,87 \text{ kWh/m}^2$. El estudio se consideró para sistemas que con captadores de placa plana, tanque de almacenamiento de agua y calentadores auxiliares alimentados con gas natural o electricidad. En el estudio, se estimaron los costos variables de mantenimiento de los calentadores de agua solares durante la vida útil del producto. En los resultados, encontraron que, si las innovaciones en el sistema eran capaces de reducir el capital del suministro y la instalación en un 30%, el costo térmico se reduciría al menos $0.1 \text{ \$/kWh}$ para un sistema con booster eléctrico. Los resultados muestran que, un sistema de calentamiento de agua puede ofrecer

una viabilidad económica significativamente mejor a largo plazo en comparación con los sistemas convencionales con consumos de energía auxiliar moderados.

Li *et al.* [33] evaluaron térmica y económicamente el uso de tornillos expansivos en la configuración tándem para la generación directa de vapor. En la evaluación, utilizaron la configuración tándem con un acumulador de vapor, debido al intervalo de temperaturas que se tomaron. En el estudio, consideraron dos cocientes volumétricos, 3 y 7. Además, los parámetros económicos que tomaron fueron el costo nivelado y el tiempo de retorno de la inversión. En los resultados, encontraron que, el uso de tornillos expansivos simplifica la estrategia de control, cuenta con menores requerimientos técnicos, de operación y mantenimiento comparado con el ciclo Rankine orgánico. En los resultados, obtuvieron una eficiencia del 18.49% para un cociente volumétrico de 3 en alta presión, con un costo nivelado de 0.118 $\$/kWh$ y un tiempo de recuperación de la inversión de 10.48 años. El estudio demostró la importancia de una evaluación económica ya que es uno de los factores que permiten su implementación.

Las principales figuras de mérito económicas utilizadas por diferentes autores son el tiempo de recuperación de la inversión, el valor presente neto y la tasa interna de retorno. El método de ahorros solar se encontró que permite el cálculo de estos parámetros, considerando la inflación y los descuentos del mercado. La evaluación económica de sistemas solares, es importante debido a que es de las principales barreras para la implementación. A su vez, se encontró que el área de captación de energía puede llegar a representar el 70% del costo del sistema, por lo que se identificó al captador Fresnel como el sistema de mediana temperatura de menor costo.

1.2.5 Software de simulación de sistemas de calentamiento solar

Casimiro *et al.* [34] modelaron y simularon un sistema de evaporación de efecto simple acoplado a un ciclo Rankine en el software TRNSYS para desalinización. La simulación se realizó suponiendo que todo el fluido es vapor saturado proveniente del ciclo Rankine y líquido a la salida del evaporador, mediante balances de energía, se crearon dos elementos en TRNSYS que simulan el comportamiento del evaporador y el condensador. En los resultados, se encontró un error menor al 0.5% con resultados reportados por otros autores, encontrando, que se puede destilar alrededor del 4% del agua introducida a

este sistema. Este estudio mostró la factibilidad de implementar sistemas de evaporación en TRNSYS ya que el error puede ser hasta del 0.5%.

Pino *et al.* [35] describieron el diseño y validación de un modelo matemático de un colector solar Fresnel para simular su comportamiento dinámico óptico y térmico en Sevilla, España utilizando el software Matlab. El modelo usa un nuevo aprovechamiento para incluir un mecanismo de espejos de seguimiento solar en uno de sus ejes para maximizar la recepción de radiación solar en el absorbedor. En los resultados se obtuvo una variación no mayor al 7% entre los resultados calculados y los medidos, dando un pico de 109 kW en el absorbedor con una temperatura máxima de 173.8°C. El estudio mostro la factibilidad del uso de software para estimar con un grado de incertidumbre aceptable, el rendimiento tanto óptico como térmico de sistemas solares.

Heimsath *et al.* [36] estimaron el rendimiento térmico del absorbedor bajo diferentes modelos matemáticos con su respectiva simulación en View3d. La estimación geométrica se realizó mediante modelos desarrollados por Fraunhofer ISE, donde se combinan la distribución de espacio entre espejos mediante el trazado de rayos y un algoritmo rápido basado en modelo de resistencia térmica. En el estudio se obtuvieron resultados similares entre ambos modelos y simulación en CFD con pérdidas térmicas de alrededor de 40% a una temperatura aproximada de 250°C. El estudio mostró la importancia de desarrollar modelos matemáticos con su código número, ya que puede reducir significativamente el tiempo de cómputo, con una desviación máxima del 12% entre el código desarrollado y la simulación en CFD.

Biencinto *et al.* [37], evaluaron un modelo de simulación para la administración directa de vapor con concentradores solares parabólicos (PTC). El modelo se basó en un enfoque de estado estable, contemplando condiciones transitorias, como puesta en marcha, apagado y nubes. Los autores realizaron un análisis de producción de energía a largo plazo empleando pocos recursos computacionales. Las principales ventajas del nuevo enfoque cuasi dinámico incluyeron el cálculo rápido con precisión satisfactoria, consideración de la inercia térmica cuando se abordan las condiciones transitorias y flexibilidad para usar diferentes tipos de configuraciones de colector o campo solar. El modelo se validó con datos experimentales obtenidos del bucle de prueba solar DISS en Plataforma Solar de Almería, España. La comparación mostró una buena concordancia entre temperaturas calculadas y medidas con desviaciones de 4.5 a 11°C. El estudio demostró la aptitud del uso del software TRNSYS, ya que las

diferencias con resultados reportados son aceptables y cuenta con la flexibilidad de diseño al tener diferentes types en sus librerías.

Frasquet [9] evaluó la herramienta computacional SHIPcal para simulación de sistemas solares para calor de procesos de diferentes sistemas. El estudio se centra en explicar el funcionamiento de esta herramienta computacional y se realiza un ejemplo de dimensionamiento, el cual, mediante datos reportados en el software TRNSYS se realizó la verificación. En el estudio se obtuvo una desviación del 6% respecto a los resultados obtenidos en TRNSYS. En las conclusiones se puede destacar que existen diferentes herramientas computacionales, y que estas, no difieren tanto cuando se comparan entre ellas, por lo que otro parámetro a considerar es la aplicabilidad que tengan los sistemas y el tiempo de computo que demande el software.

Ravelli *et al.* [38] simularon un sistema de generación directa de vapor para predecir el desempeño térmico de una planta solar utilizando *PTC*. En la plataforma de simulación se desarrolló una planta de 5 *MWe* con una presión de trabajo de 65 *bar* y a 400°C utilizando el software TRNSYS, ThermoFlex y Octave. En la simulación, se utilizaron 70 módulos del *PTC* ET-100 con un área de 548.35 $m^2/modulo$ y evaluaron el sistema para dos días críticos del año. El modelo de predicción fue comparado con los resultados de operación de la primera planta pre-comercial del proyecto INDITEP. En los resultados encontraron que para el 20 de julio, el sistema entrega más de la potencia de diseño por más de ocho horas, mientras que, para el 18 de enero, no alcanza ni la mitad de la potencia de diseño debido a los bajos niveles de radiación. En la investigación se encontró que la coexistencia de diferentes códigos permite al usuario el tomar lo mejor de cada lenguaje de programación, de esa manera, disminuir las incertidumbres.

Shrivastava *et al.* [39] realizaron un estado del arte de los elementos y herramientas para sistemas de calentamiento de agua para procesos industriales con la plataforma TRNSYS. En el trabajo, realizaron una recopilación de 37 trabajos de SHIP. En los trabajos recopilados, realizaron un análisis de los diferentes softwares que utilizaron los autores. Los autores encontraron que TRNSYS llega a tener desviaciones menores al 4.51%. En el estudio, se muestra que los sistemas solares tienen fracciones solares del 83-97% para verano y de 30-62% en invierno. En el estudio se resalta la ventaja del uso de TRNSYS ya que puede tener desviaciones menores al 4.51% con un tiempo de computo muy bajo, respecto a otros software de la misma índole.

Vargas-Bautista *et al.* [31] estudiaron el desempeño térmico, económico y ambiental de una planta de destilación solar utilizando la tecnología de tubos evacuados y el concentrador parabólico. En el estudio evaluaron el sistema solar de destilación utilizando el software TRNSYS. La simulación de la planta se realizó para un periodo de ocho meses partiendo de marzo de lunes a sábado durante 10 horas por día con los datos climatológicos de la ciudad de Monterrey. En los resultados encontraron que el sistema con tecnología *PTC* alcanza una *FS* de hasta el 0.80 mientras que con *CTV* es 0.12 menor, sin embargo, en la evaluación económica se encontró que con un aporte gubernamental del 75%, utilizando *CTV* se tiene un simple payback de 5.1 años, mientras que con la tecnología *PTC* es de 18.79 años. En el estudio se mostró la utilidad que tiene el software TRNSYS ya que también cuenta con elementos para evaluaciones económicas, encontrándolo con una buena flexibilidad de diseño en sus librerías.

El comportamiento térmico de sistemas con tecnología solar considera ecuaciones de balances de energía en cada componente que se acopla, de acuerdo con el estándar ASHRAE 2003, CEN 2001 y TRNSYS. La simulación de sistemas solares térmicos utilizando la plataforma TRNSYS ha sido utilizada para diferentes aplicaciones, que van desde el calentamiento de agua hasta la producción de vapor [31, 34, 37]. El uso de TRNSYS se ha venido observando adecuado, y permite simular diferentes condiciones en estado transitorio, y facilita la comprensión del sistema debido a su entorno gráfico. Entre las ventajas que cuenta este software es el tiempo de cómputo, ya que es menor a la mayoría de software de esta gama [40]. También, se identificó que su entorno gráfico cuenta con una numerosa librería con diferentes elementos utilizados en la literatura. Además, la plataforma cuenta con la flexibilidad de generar nuevos elementos si estos no se encuentran dentro de sus librerías.

1.2.6 Conclusiones del estado del arte

En los estudios revisados se observa que, los sistemas de calor de procesos se han incrementado más de 80% en la última década [6, 10, 41]. Además, se resalta que los factores como la evaluación de prefactibilidad, análisis del sitio de producción, identificación de cargas de calor relevantes y evaluación de puntos de integración son importantes a considerar en el desarrollo de sistemas de este tipo. A su vez, se identificó al *CSPP* como la tecnología de captación solar de baja temperatura más utilizada. Los *CSPP* para el precalentamiento de agua para calderas son usados para temperaturas que van de 80-150°C. En cuanto a la implementación de sistemas de aprovechamiento solar, se encontró que en el territorio

nacional se cuenta con niveles de radiación para suplir temperaturas mayores a 250°C utilizando tecnología de concentración. Por su parte, las principales industrias mexicanas que pueden adoptar sistemas de calentamiento solares son la agricultura, industrias químicas y mineras.

En los estudios revisados, la generación directa de vapor se situó como una de las más utilizadas y comunes en la industria. En cuanto a las configuraciones, el uso del captador solar en serie al sistema convencional presenta mayores eficiencias. Además, se identificó que en las tres etapas de la generación de vapor, se ha venido utilizando un solo tipo de tecnología. Con lo anterior, se puede decir que no se encontraron estudios donde se utilice una hibridación de dos tecnologías solares para la generación de vapor. También, es de resaltar que, en aplicaciones de generación de vapor con concentración solar, no se encontraron trabajos donde se considere el precalentamiento. En los trabajos revisados, la metodología de evaluación más utilizada, son los balances de energía estas cuentan con desviaciones aceptables. Por otro lado, se encontró que una demanda típica de calor es la generación de vapor a una temperatura de 170°C y una presión de 6 *bar*.

En la evaluación económica de sistemas solares, el tiempo de recuperación de la inversión, el valor presente neto y la tasa interna de retorno, se identificaron como los principales parámetros de factibilidad de sistemas. A su vez, se encontró al método de ahorros solares adecuado para el cálculo de estos parámetros. Además, se encontró que el área de captación de energía es un área de oportunidad para reducir el costo del sistema, por lo que se identificó al captador Fresnel como el sistema de mediana temperatura de menor costo. En la simulación de sistemas solares térmicos, se identificó la plataforma TRNSYS como adecuada para aplicaciones, que van desde el calentamiento de agua hasta la producción de vapor y permite simular diferentes condiciones en estado transitorio [31, 34, 37].

1.3 Objetivos y alcances

En el trabajo de investigación, con base en la revisión bibliográfica, se planteó un objetivo general. Derivado al objetivo general, se plantearon objetivos específicos para alcanzar el objetivo general. A su vez, se plantearon los alcances del trabajo.

1.3.1 Objetivo general

Diseñar un sistema de captación solar para producción de vapor, combinando colectores planos y tecnología tipo Fresnel, para suministrar una demanda de vapor específica, en una ciudad con alto desarrollo industrial de México.

1.3.2 Objetivos específicos

- Establecer el perfil de demanda a satisfacer por el sistema y el recurso solar disponible para que el sistema trabaje adecuadamente en una localidad con alto desarrollo industrial en términos del PIB.
- Desarrollar una estrategia de simulación térmica del sistema de calentamiento solar híbrido verificada que cubra los requerimientos especificados.
- Elaborar herramienta gráfica considerando análisis variacional para la optimización del sistema.
- Determinar los parámetros de diseño del sistema, la fracción solar, la potencia y la energía que puede entregar el sistema, considerando la variación de la relación de áreas entre captadores planos y concentrador Fresnel.
- Comparar el desempeño del sistema híbrido solar-solar-convencional con solar-convencional.
- Realizar una evaluación económica del sistema.

1.3.3 Alcances

- Seleccionar la ciudad de estudio considerando el *PIB*, así como las temperaturas y cargas típicas en procesos industriales.
- Utilizar tecnología de *CSPP* para el precalentamiento y captadores Fresnel para la evaporación para hibridación.
- La verificación de la plataforma se realiza a partir de configuraciones tomadas de la literatura, de tal manera que primero se reproducen para después adecuar a las necesidades de la industria mexicana.
- Construir una herramienta gráfica a partir de los datos de la plataforma TRNSYS, tomando la aportación de calor solar y la fracción solar.

- Comparar tres diferentes configuraciones, el sistema de generación de vapor sin el uso de tecnología solar (únicamente caldera), el sistema de generación de vapor con captadores Fresnel y caldera y el sistema de generación de vapor con precalentamiento usando *CSPP*.
- Realizar una evaluación económica en términos del *VPN*, la *TIR* y el tiempo de recuperación de la inversión.

1.4 Escritura de tesis

Para cumplir con el objetivo general y los objetivos específicos establecidos, el desarrollo de la tesis se estructuró de la manera siguiente.

En el Capítulo 2, se presentan los fundamentos teóricos, las diferentes tecnologías de captación solar, la generación de vapor solar, aplicaciones del vapor en la industria, métodos de optimización, el uso del software TRNSYS como herramienta de sistemas térmicos solares y el método de ahorros solares para evaluación económica. A su vez, se plantean los parámetros que permitieron la selección de la localidad y la carga de vapor a satisfacer, así como el caso de estudio con su modelo físico y el modelo matemático. En el Capítulo 3 se presenta la metodología y la estrategia general de solución, haciendo una descripción de la herramienta de simulación y el método de optimización mediante la herramienta gráfica. También, se plantea la configuración de los sistemas de referencia y su verificación, así como los parámetros a utilizar en la evaluación económica. En el Capítulo 4 se plantea la influencia de la razón de áreas en sistemas híbridos de doble tecnología solar, así como el sistema propuesto optimizado en términos energéticos. A su vez en este capítulo se presentan los resultados de las simulaciones y se discute el uso de nomogramas como herramienta gráfica para el análisis de la variación de razón de áreas, así como la influencia que tiene en el desempeño térmico del sistema evaluado. Por último, se presenta la evaluación económica del sistema propuesto para un escenario de 20 años, así como la discusión general de los resultados. Por último, en el Capítulo 5 se describen las conclusiones obtenidas y se indican las recomendaciones para trabajos futuros.

Capítulo 2 Materiales y Método

En este capítulo se presentan los fundamentos teóricos, así como las generalidades que ayudan a la comprensión del trabajo realizado. A su vez, se realiza el criterio de selección de la selección de la ciudad a realizar la simulación y la carga a satisfacer por el sistema. También, se presenta el modelo físico del sistema, considerando el espacio con el que se cuenta, y el clima en la localidad seleccionada. Por último, se presentan los principales parámetros que se utilizan en la evaluación económica.

2.1 Fundamentos teóricos

Existen tres formas diferentes de transferencia de calor; conducción, convección y radiación. La conducción es la transferencia de energía entre partículas de un mismo medio, ya sea un sólido, líquido o gas. La convección transfiere energía de un cuerpo sólido a un flujo en movimiento sea líquido o gas. Por último, la transferencia de calor por radiación, que es la única que no necesita algún medio para poder ser transmitida ya que se transmite a través de ondas electromagnéticas [42].

La radiación solar se presenta en todo el espectro electromagnético de la luz, pero solo es aprovechable la parte térmica de esta radiación y eso incluye a:

- Radiación directa: Los rayos son perpendiculares a la superficie de la tierra.
- Radiación difusa: Los rayos son reflejados de manera irregular por la atmósfera.

En la Figura 2-1 se muestran las dos diferentes radiaciones existentes que interfieren en una superficie.

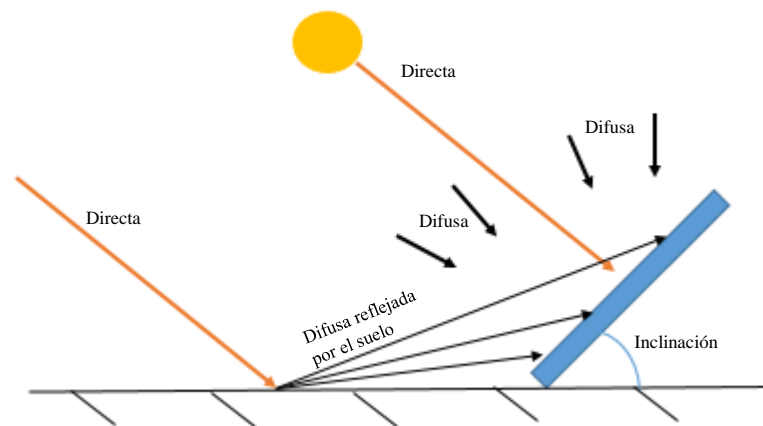


Figura 2-1 Componentes de radiación incidente sobre una superficie inclinada [42].

2.1.1 Captadores solares

Los captadores solares de energía son un tipo especial de intercambiadores de calor que transforman la energía de la radiación solar en energía térmica que es transportada mediante un fluido de trabajo [43].

Los captadores planos con cubierta vidriada basa su funcionamiento en el efecto invernadero tal y como

se muestra en la Figura 2-2. Captura la radiación solar, la absorbe y la transforma en energía térmica, minimizando las pérdidas de radiación hacia el exterior. Para conseguirlo se utiliza:

- a) Cubierta semitransparente,
- b) Una superficie absorbente,
- c) Material aislante y
- d) Cubierta (carcasa).

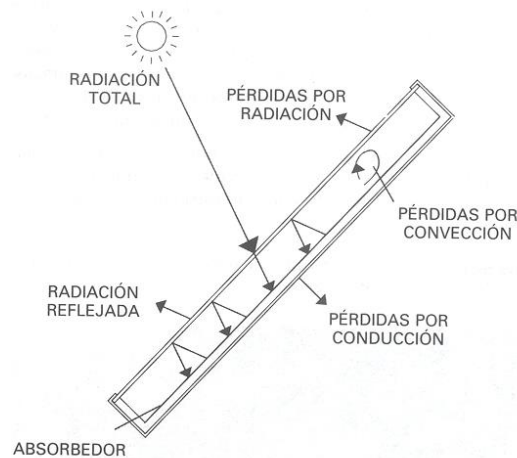


Figura 2-2 Efecto invernadero en CSPP [43].

Las dimensiones de los colectores suelen estar cerca de los 2 m^2 (0.5 a 4 m^2). Estos cuentan con diferentes partes fundamentales, como se muestran en la Figura 2-3. La **cubierta transparente** protege la superficie captadora de la intemperie y produce el efecto invernadero. Usualmente se utiliza cristal (mínimo 4 mm) con un bajo contenido en Fe para evitar pérdidas por conducción. Las cubiertas de plástico son más ligeras, económicas y menos frágiles. El problema es el rápido envejecimiento sufrido por la exposición a la radiación solar.

La **superficie captadora** es el corazón de la instalación. Suele hacerse con cobre, a pesar de que también puede hacerse con aluminio o cierto tipo de plásticos especiales. Por medio de tratamientos selectivos o pinturas especiales que ayuda a elevar la resistencia a la insolación y a los ciclos de temperatura.

El **aislamiento térmico** puede ser lana de roca, espuma rígida de poliuretano, de poliestireno expandido o de fibra de vidrio. Los materiales aislantes además de tener una baja conductividad térmica deben tener un coeficiente bajo de dilatación térmica, compatible con el resto de los componentes del panel. Si el material tiene la posibilidad de absorber líquidos, se debe asegurar el cerramiento de la placa para evitar

las condensaciones interiores. En la cara superior del aislante es recomendable añadir una lámina reflectante para reflejar la radiación infrarroja emitida por el absorbente.

La **carcasa** debe proporcionar rigidez mecánica, cerramiento y resistencia a la intemperie. Usualmente es metálica (aluminio). Las **juntas** aseguran el cerramiento del colector a las juntas entre la cubierta y la carcasa. Pueden ser de caucho preformado o de silicona.

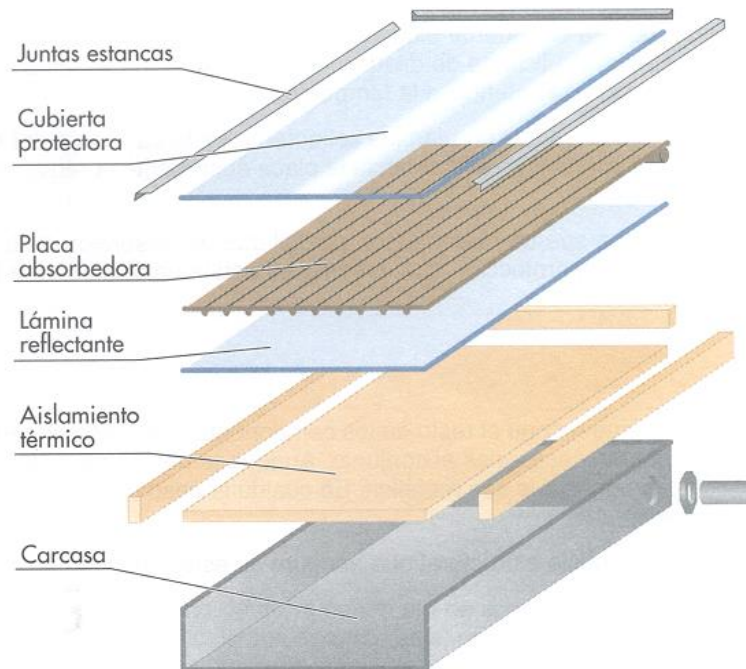


Figura 2-3 CSPP, vista explosiva.

El procedimiento para caracterizar los captadores consiste en hacerlos funcionar en un banco de pruebas bajo condiciones estacionarias, es decir, manteniendo constantes la irradiación solar, la velocidad del viento, la temperatura ambiente y la temperatura de entrada del fluido de manera que la temperatura de salida del fluido y el calor útil extraído no varíen apreciablemente [44].

El rendimiento η , del captador en estas condiciones viene dado por la expresión:

$$\eta = a_0 - a_1 \frac{T_m - T_a}{I_T} - a_2 \frac{(T_m - T_a)^2}{I_T} \quad \text{Ec. 2.1}$$

donde a_0 es la eficiencia óptica del captador con referencia a $T_m - T_a = 0$, a_1 es la pendiente de la pendiente de la eficiencia contra la curva de la diferencia de la temperatura media y ambiente, a_2 es la curvatura de la curva de eficiencia., T_a es la temperatura ambiente; T_m es la temperatura media de la placa y I_T es la irradiación incidente sobre la superficie inclinada de la placa (energía incidente por unidad de tiempo y superficie). La eficiencia térmica está dada por tres parámetros, a_0 , a_1 y a_2 . Estos tres parámetros están disponibles para colectores probados acorde a los estándares ASHRAE, como también para colectores probados acorde a los estándares europeos en colectores solares.

En cuanto a sistemas de mediana temperatura, se encuentran los colectores solares tipo Fresnel que toman su nombre del inventor de este tipo de lentes, el francés Augustin Fresnel. Este físico francés ideó un nuevo diseño que hizo posible la construcción de lentes de gran apertura y una corta distancia focal sin el peso y volumen de material propios de una lente de diseño convencional [1].

Entre los principales componentes con los que cuenta un concentrador lineal Fresnel destaca el campo de espejos, receptor y el sistema de seguimiento [45]. Sin embargo, la cimentación y estructura de soporte, el sistema de seguimiento solar, el reflector primario y el receptor son otros componentes del sistema de concentración Fresnel [46].

La Figura 2-4 muestra las partes que componen a un sistema de concentración tipo Fresnel, donde se representan las partes anteriormente mencionadas.

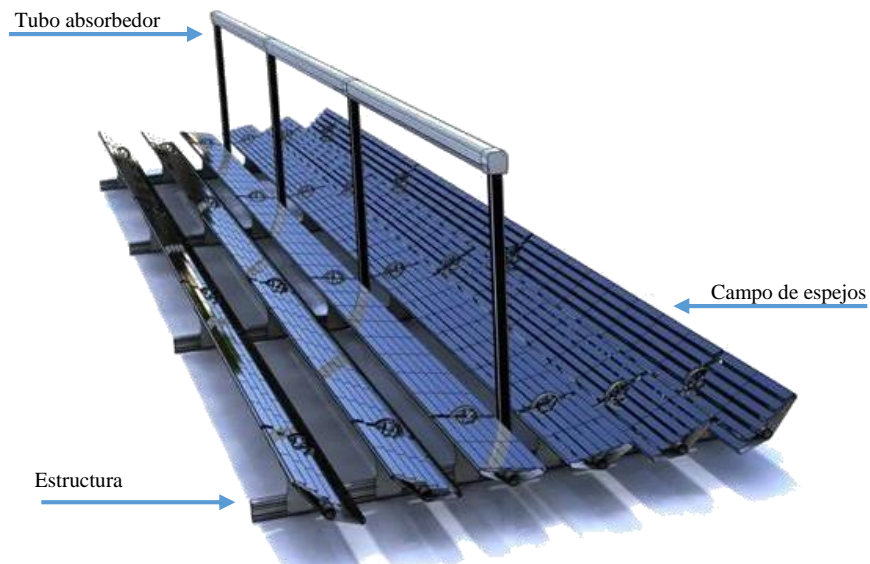


Figura 2-4 Partes de un reflector Fresnel.

Los captadores Fresnel constituyen una tecnología relativamente nueva que pretende abrirse camino en un mercado dominado por los captadores cilindro-parabólicos. Entre las ventajas más significativas se encuentran [1]:

- Espejos y sistema de seguimiento de bajo costo.
- Los espejos no tienen que soportar el tubo receptor, con lo que son estructuralmente más simples.
- Reflectores planos y situados cerca del suelo, se reducen cargas de viento.
- Uso eficiente del suelo, las filas de colectores pueden situarse una cerca una de la otra.
- Fácil acceso a las partes móviles y superficiales.

La ecuación que describe el comportamiento térmico de un captador solar con enfoque cuasi-dinámico está dada por la siguiente expresión

$$Q = F'(\tau\alpha)_{en}K_{\theta b}(\theta)G_b + F'(\tau\alpha)_{en}K_{\theta d}G_d - C_6uG - C_1(T_m - T_a) - C_2(T_m - T_a)^2 - C_3u(T_m - T_a) + C_4(E_L - \sigma T_a^4) + C_5 \frac{dT_m}{dt} \quad \text{Ec. 2.2}$$

donde Q es la potencia útil del captador, $F'(\tau\alpha)_{en}$ es el factor de eficiencia del captador, $K_{\theta b}$ es el modificador del ángulo de incidencia para radiación directa, $K_{\theta d}$ es el modificador del ángulo de incidencia para radiación difusa, θ es el ángulo de incidencia en grados, G_b es la irradiación directa, G_d es la irradiación difusa, G es la irradiación global, u es la velocidad del viento, C_1 es el coeficiente de pérdidas térmicas, medido en W/m^2K , C_2 es el coeficiente de pérdidas térmicas dependiente de la temperatura en W/m^2K^2 , C_3 es el coeficiente de pérdidas térmicas dependiente de la velocidad del viento en J/m^3K , C_4 es el coeficiente de pérdidas térmicas dependiente de la temperatura del cielo en W/m^2K , C_5 es la capacidad térmica efectiva, en J/m^2K , C_6 es el coeficiente de eficiencia óptica del captador dependiente de la velocidad del viento, en m/s , E_L es la irradiación de longitud de onda larga y σ es la constante de Stefan-Boltzmann.

2.1.2 Generación de vapor solar

Existen 3 métodos de generación de vapor [47]:

a) Indirecta (en un intercambiador de calor)

La generación indirecta de vapor consiste en una caldera sin llama que trabaja con un fluido (normalmente aceite) a mayor temperatura que la que se requiere en el proceso. En los sistemas de generación indirecta de vapor, destacan los elementos del captador solar, el intercambiador de calor y el tanque de almacenamiento térmico. En instalaciones donde operan a altas temperaturas y planean utilizar aceite caliente además del vapor, este tipo de configuración elimina la necesidad de comprar una caldera y así también la de operarios licenciados para su operación.

Entre las ventajas de generación indirecta de vapor, destaca la facilidad de controlar el sistema. Sin embargo, el costo del intercambiador de calor (generador de vapor sin llama) es elevado, ya que requiere tubos de aleación anticorrosión y resistencia a altas temperaturas y presiones. Además, la existencia del intercambiador obliga a que la temperatura del aceite a la salida del campo de colectores sea algo superior a la temperatura del vapor producido.

b) Tanque de expansión súbita

Este proceso de generación de vapor consiste en el aprovechamiento de la caída de presión del fluido a altas temperaturas para la producción de vapor. En este método, solo se necesita el sistema de aprovechamiento solar y el tanque de expansión súbita. En el tanque de expansión súbita, el diámetro de la tubería aumenta para disminuir la presión del fluido, y provocar que, al estar a altas temperaturas, el fluido se evapora.

Se utiliza para temperaturas menores a $473K$, debido a la alta presión necesaria en los tubos absorbedores de los colectores solares y en las tuberías si la temperatura del vapor es más alta. Por cuestiones termodinámicas, la cantidad de agua que puede transformarse en vapor mediante flashing es menor del 10% [48]. Otra limitación de este proceso es la imposibilidad de producir vapor sobrecalentado.

Entre las desventajas se encuentra la temperatura de trabajo en el campo, ya que debe ser considerablemente superior a la temperatura del vapor que se desea producir, si se desea obtener una suficiente cantidad de vapor después de la expansión y limitar así el caudal del agua de recirculación. Al trabajar a temperaturas más altas se reduce el rendimiento del concentrador. Además, la caída de presión

para el flashing, que puede ser considerable, debe ser compensada por la bomba de recirculación, lo que provoca unos altos consumos parásitos por bombeo.

La rápida subida de la presión de vapor del agua a temperaturas por encima de los 450K limita fuertemente las presiones del vapor que puede ser generado (2 MPa). Para mayores presiones, el consumo de energía eléctrica para bombeo resulta excesivo y penaliza la viabilidad económica del sistema.

c) Directa (el vapor es creado en los tubos absorbedores).

La generación directa de vapor en los propios tubos absorbedores de los captadores solares es una opción muy atractiva porque la temperatura media de operación del captador es inferior a la temperatura del vapor de salida. También, el cambio de fase reduce el caudal de agua necesario por la bomba de circulación. Con los datos encontrados, se puede decir que la generación directa de vapor representa pérdidas térmicas menores en comparación a los métodos anteriormente mencionados. Este método de evaporación, puede llevarse a cabo mediante tres procesos básicos como se muestra en la Figura 2-5:

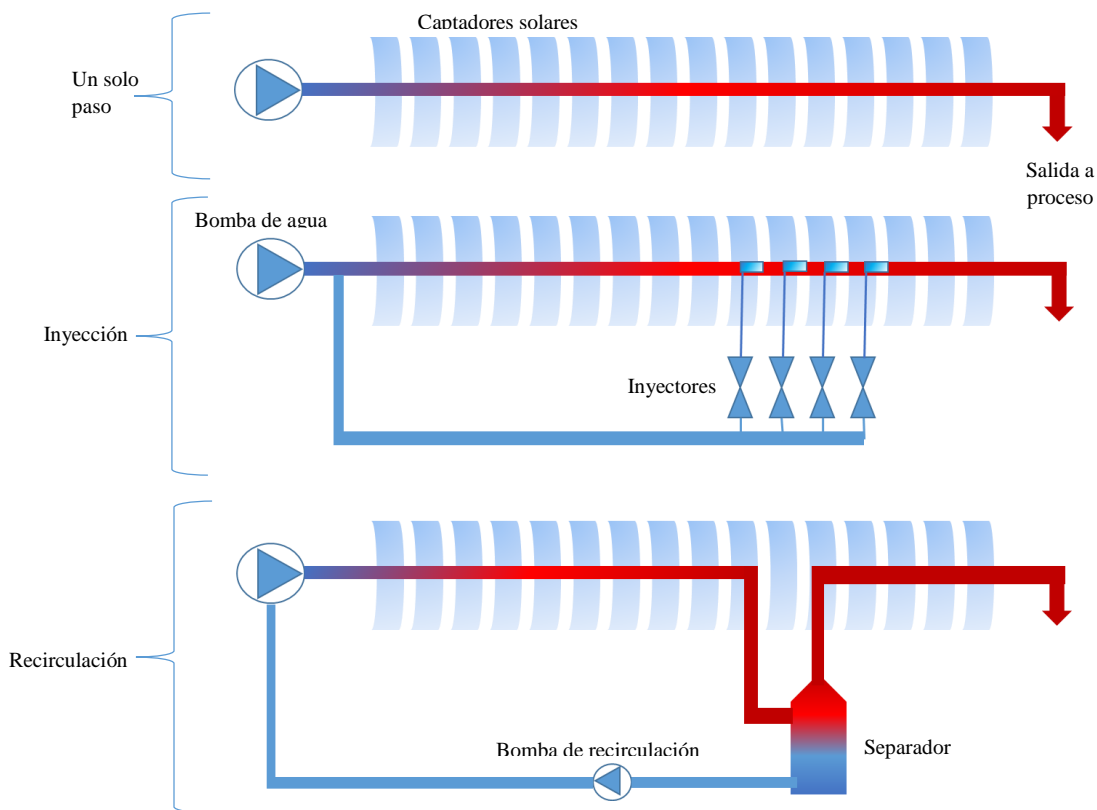


Figura 2-5 Tipos de evaporación directa [47].

1) Un solo paso

El agua de alimentación se introduce al principio de la fila de captadores, de modo que el agua se precalienta, evapora y convierte en vapor sobrecalentado en un proceso sin interrupción, desde la entrada hasta la salida de la fila.

2) Inyección

Solo una parte del agua de alimentación es introducida al principio de la fila de colectores, porque el resto se inyecta en pequeñas cantidades a lo largo de la fila de colectores. Con la existencia de diversos inyectores a lo largo de la fila se obtiene un mejor control del proceso y una buena estabilidad de los parámetros del vapor sobrecalentado producido.

Entre las desventajas que cuenta el sistema de generación de vapor directa son los costos de inversión y mayor complejidad del sistema por la implementación de inyección de agua en paralelo a cada una de las filas de colectores. Tiene restricciones en cuanto al caudal mínimo de operación, ya que este se ha de mantener en todos los puntos por encima de unos valores límites, para evitar el peligro de gradientes de temperatura demasiados altos.

3) Recirculamiento

Es la más conservadora, se instala un separador de agua-vapor situado al final de la zona de evaporación de la fila de colectores. El caudal de agua de alimentación es superior al caudal de vapor sobrecalentado que se desea producir en la fila de colectores. La necesidad de una bomba de recirculación y el exceso de agua que se tiene que recircular aumenta las cargas parasitas del sistema, penalizando el rendimiento global de la planta.

Entre las barreras que aún existen en la generación directa, se encuentra la necesidad de tuberías, válvulas y accesorios con paredes más gruesas, capaces de soportar una mayor presión de trabajo. Antes de los resultados experimentales conseguidos en el proyecto *DISS*, se pensaba que la generación directa de vapor con *PTC* utilizando tubos absorbedores horizontales era solamente posible bajo dos opciones; a) mantener un exceso de agua en el interior de los tubos absorbedores y recircularla desde el final de la parte de evaporación hasta la entrada al campo solar, o b) inyectar determinadas cantidades de agua en diferentes puntos a lo largo de cada fila de captadores. Por ello, si no se deseaba hacer uso de la recirculación al de la inyección de agua, se pensaba que los tubos absorbedores de los captadores debían tener una cierta inclinación ascendente con el fin de garantizar la estabilidad del flujo bifásico y evitar la

estratificación de la fase líquida dentro del tubo, lo que causaría peligrosos gradientes térmicos y dañar los tubos absorbedores.

Aún existen diferentes barreras en la generación directa de vapor (*DSG* por sus siglas en inglés). Sin embargo, al cuantificar el conjunto de ventajas e inconvenientes mencionados en esta sección, se mostró el *DSG* como la opción factible [49].

2.1.3 Principales incertidumbres

En la generación de vapor solar, existen diferentes factores que pueden afectar el proceso, entre las que destacan la controlabilidad del campo solar, la estabilidad del flujo bifásico, los gradientes térmicos en los tubos absorbedores y la disponibilidad de componentes mecánicos adecuados para campos solares [50].

a) controlabilidad del campo solar

El vapor producido por el campo solar debe de tener unos parámetros de temperatura y presión lo más constantes posible, ya que muchos procesos son bastante sensibles a los cambios de parámetros del vapor. Un aspecto importante es la interacción que puede existir entre filas paralelas de colectores solares cuando están sometidas a diferente radiación solar, que se puede dar por sombreado o insolación desigual.

b) estabilidad del flujo bifásico

Estudios llevados a cabo a principios de los años 80 [51], describieron cinco posibles fenómenos de inestabilidad que podrían suponer un riesgo importante para la operación de un sistema solar *DSG*, siendo estas, la inestabilidad de Ledinegg, oscilaciones acústicas, oscilaciones de caída de presión, inestabilidades por transición en la configuración del flujo bifásico y oscilaciones en ondas de densidad.

c) gradiente térmico en los tubos absorbedores

Como anteriormente se mencionó, el flujo bifásico agua/vapor puede adoptar diferentes configuraciones cuando circula por el interior de los tubos absorbedores. Esto quiere decir que dependiendo de la configuración que adopte, la refrigeración del tubo absorbedor será mejor o peor.

d) disponibilidad de componentes mecánicos adecuados para campos solares con *DSG*

Una de las diferencias más importantes entre un sistema solar con generación indirecta de vapor y un sistema de generación directa de vapor es la presión de trabajo, siendo mayor en los sistemas de generación directa de vapor [52]. De aquí la importancia de los componentes mecánicos con los que

cuenta el sistema, siendo uno de los factores que encarece al proceso, ya que se requieren componentes para altas presiones y temperaturas.

2.1.4 Aplicaciones del vapor en la industria

El vapor, es utilizado en numerosos procesos industriales por su fácil transporte. Las aplicaciones del vapor en procesos de calentado, se extiende a aplicaciones industriales como esterilización, impulso, atomización, limpieza y humidificación.

Las aplicaciones de calentamiento para vapor a presión positiva se pueden encontrar en plantas procesadoras de alimentos, plantas químicas, y refinerías. El vapor saturado es utilizado como la fuente de calentamiento para fluido de proceso en intercambiadores de calor, reactores, reboilers, precalentadores de aire de combustión, y otros tipos de equipos de transferencia de calor.

La eficiencia de calentamiento se puede ver reducida si se usa un vapor diferente al vapor seco para los procesos de calentamiento. Contrario a la percepción común, virtualmente no todo el vapor generado en una caldera es vapor seco, si no vapor húmedo, el cual contiene algunas moléculas de agua no vaporizadas.

La pérdida de calor por radiación ocasiona que una parte del vapor se condense. Por lo tanto, el vapor húmedo generado se vuelve aún más húmedo, y también se forma más condensado, el cual debe ser removido al instalar trampas de vapor en las locaciones apropiadas. El vapor que incurre en pérdidas de presión debido a exceso de fricción en la tubería, podría resultar también en su correspondiente pérdida en temperatura.

2.1.5 Plantas de generación directa de vapor

En el año 1911 ve la luz la que fue la primera planta solar comercial de generación directa de vapor con colectores solares cilindro parabólico. La planta fue diseñada e instalada por Frank Shuman en Tacony, Pensilvania, donde con una superficie total de 956.5 m^2 , llegó a suministrar una potencia pico de 24 HP , utilizando captadores cilindros parabólicos.

A su vez, ha habido desarrollos europeos con plantas de hasta 230 MWth con áreas de captación superiores a los $10,000 \text{ m}^2$, y parámetros de vapor de 693K a 8.9 MPa [53]. En cuanto a desarrollos americanos, en los Estados Unidos de América se publicaron estudios realizados en el SERI sobre la

generación directa de vapor en colectores solares de foco lineal en 1982 [51]. En el estudio consideraron un sistema compuesto por 20 filas paralelas de colectores, cada una formada por tres colectores de 36.66 m de longitud y 2.13 m de ancho de parábola. En el estudio encontraron que para temperaturas de vapor superiores a 498K, el sistema con generación directa de vapor presentaba un rendimiento medio anual superior en un 13% al del sistema con aceite [51].

En cuanto a desarrollos australianos, realizaron un estudio de generación de vapor directa mediante concentradores solares tipo Fresnel, desarrollados en la Universidad de Sídney. La principal innovación que conlleva este concepto es la de poner varios absorbedores en paralelo, de forma que sus reflectores Fresnel se entremezclen y permiten un mejor aprovechamiento del suelo disponible. La principal ventaja con la que cuentan estos concentradores es que la estratificación del agua no puede dar lugar a elevados gradientes de temperatura en el absorbedor, debido a que siempre está bien refrigerado al no ser calentado por su lado superior.

2.1.6 Métodos de optimización

Análisis variacional

Este método consistente en buscar máximos y mínimos (o más generalmente extremos relativos) de funcionales continuos definidos sobre algún espacio funcional. Constituyen una generalización del cálculo elemental de máximos y mínimos de funciones reales de una variable.

Método Pinch

También llamado análisis pinch de diseño de procesos o tecnología pinch, es una metodología para optimizar la recuperación energética en un proceso químico industrial, minimizando la inversión de capital. Este análisis cuantifica los servicios que existen en una planta industrial (vapor, agua, y en general los servicios de calentamiento y enfriamiento), y los analiza frente a las necesidades de intercambio de calor de la planta.

El procedimiento incluye diferentes pasos. Inicialmente se determina la temperatura Pinch y el requerimiento mínimo de enfriamiento y calentamiento estableciendo las curvas compuestas o la tabla de problemas.

La metodología Pinch tiene las siguientes ventajas:

- Es una metodología sistemática para el diseño integrado de plantas de proceso,
- Identifica el mínimo consumo de energía necesario,
- Permite considerar diferentes opciones de diseño,
- Considera el costo de energía y de capital y
- Se puede aplicar en plantas de proceso nuevas o ya existentes.

2.1.7 Software de simulación

El software TRNSYS es un programa de simulación, utilizado principalmente en los campos de la ingeniería de las energías renovables y la simulación de sistemas solares pasivos, así como el diseño solar activo. El software TRNSYS es un software comercial desarrollado en la Universidad de Wisconsin. Uno de sus usos originales fue el de realizar la simulación dinámica del comportamiento de un sistema de agua caliente solar para un año típico meteorológicos a fin de que se pueda comprobar los ahorros de costos a largo plazo de estos sistemas.

El programa se basa en un entorno gráfico muy flexible, consiste en subrutinas que modelan componentes de un elemento y/o sistema mediante balances globales. Los modelos matemáticos para los componentes del subsistema se dan en términos de sus ecuaciones diferenciales ordinarias o algebraicas. TRNSYS tiene la capacidad de interconectar componentes del sistema de cualquier manera deseada, resolver ecuaciones diferenciales y facilitar la salida de información, el problema de la simulación del sistema se reduce al problema de identificar todos los componentes que componen el sistema particular y formular una descripción matemática general [54].

2.1.8 Fracción solar y ganancia solar del sistema

La fracción solar (FS) es la cantidad de energía obtenida a través de la tecnología solar, dividida por el total de la energía requerida, la cual oscila entre 0 y 1.0. La FS de un sistema depende de muchos factores, como el perfil de carga, las dimensiones de área y volumen y los niveles radiación solar. La variable de diseño principal para el dimensionamiento de sistemas de calentamiento solar es el área del captador. El rendimiento del sistema es mucho más sensible al área del captador que a cualquier otra variable, de tal

forma que a mayor razón de uso, más alta será la FS. La ganancia de calor solar (*GCS*) del sistema es la energía que aprovecha el sistema solar de la radiación incidente [55].

2.2 Selección de la zona de estudio y cargas a satisfacer

La localidad a la que se realiza el estudio teórico de la influencia de un sistema híbrido solar-solar-convencional fue seleccionada mediante el desarrollo industrial que cuenta en el país, utilizando como referencia el PIB, así como el intervalo de temperaturas de los procesos industriales [54]. Los tres sectores industriales más importantes del país son, la industria alimenticia, la industria química y la industria textil. Los procesos industriales y el intervalo de temperaturas en los que estos operan, corresponden a actividades específicas, como se enlistan en la Tabla 2-1. En la Tabla 2-1 se observa que la industria química, cuenta con requerimientos de calor por encima de los 120°C, a su vez la industria textil cuenta con intervalos de temperatura que llegan a pasar los 120°C, siendo estas dos opciones para la selección del proceso a satisfacer.

Tabla 2-1 Intervalo de temperaturas en actividades industriales [52].

Sector Industrial	Proceso	Nivel de temperatura (°C)
Alimentos y bebidas	Cocinado	90-100
	Lavado, esterilización	40-80
	Pasteurización	60-70
	Ebullición	95-105
	Esterilización	60-80
Industria Textil	Lavado	60-90
	Secado	100-130
	Fijación	160-180
Industria Química	Jabones	200-260
	Caucho sintético	150-200
	Diversos procesos químicos	120-180
Otros	Precalentamiento de agua para calderas	30-100

Una vez identificados procesos industriales que operan a temperaturas superiores a los 95°C en México, se realizó la selección de los estados con mayor aporte al producto interno bruto (*PIB*) en México. En la Figura 2-6 se presentan los diez estados con mayor aporte al país por *PIB* en actividad total, industria química, industria textil e industria alimenticia. El *PIB* por Entidad Federativa permite conocer anualmente el comportamiento y composición de las actividades económicas de los estados de la república mexicana. La Figura 2-6 se construye a partir del esquema conceptual, los criterios

metodológicos, la clasificación de actividades económicas y las fuentes de información, que cuentan con una cobertura estatal y que se emplean en los cálculos anuales del *PIB* [56].

De acuerdo con la Figura 2-6, el estado de México es el principal aportador al *PIB* en cuanto a desarrollo industrial, siendo la industria alimenticia el más significativo. Sin embargo, las temperaturas de operación no son adecuadas para sistemas de generación de vapor. A su vez, se identifica que el aporte de la industria química es casi ocho veces mayor que la industria textil en México. Por las consideraciones anteriores, se estableció a la industria química como el proceso a aplicar el sistema de generación de vapor solar.

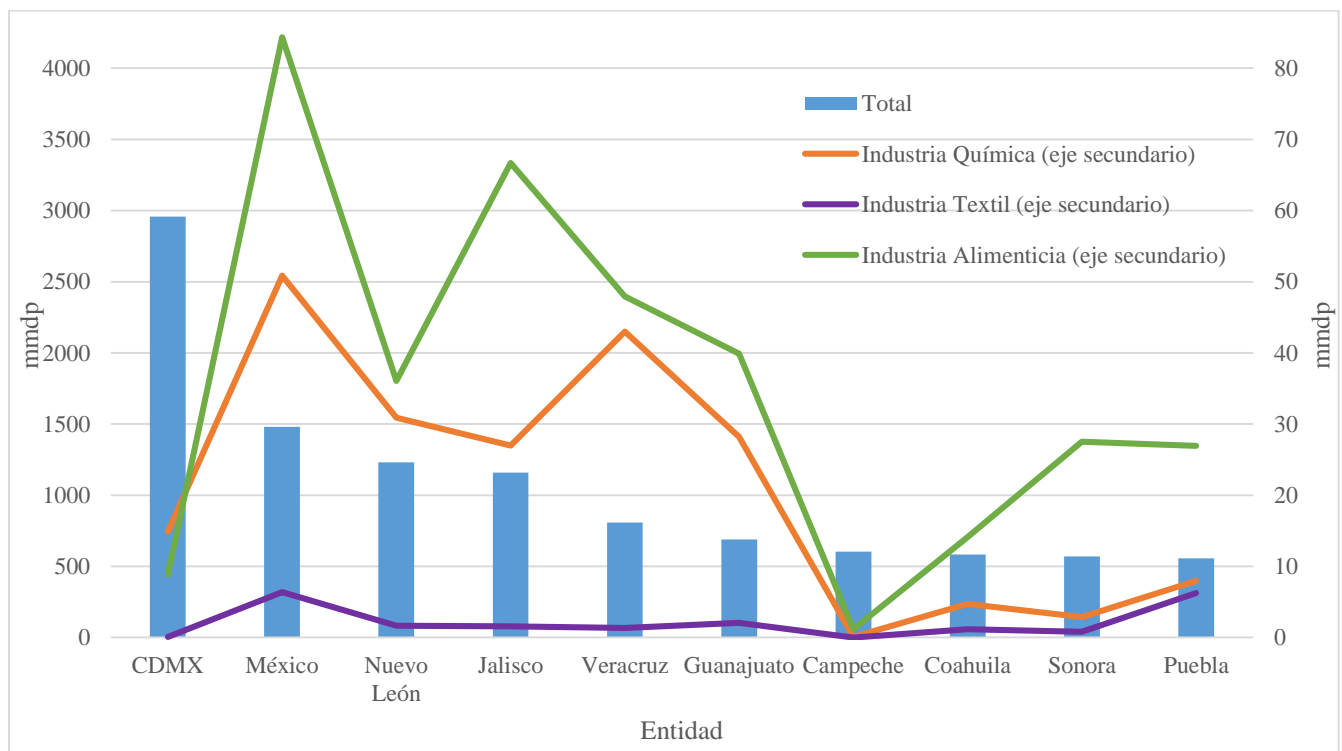


Figura 2-6 Gráfica del PIB por entidad.

2.2.1 Localización de la zona de estudio

En la selección del lugar de estudio se consideran los niveles de insolación, el producto interno bruto y nivel de consumo de calor en la industria a temperaturas mayores a 100°C. En México se tiene un promedio de irradiación solar de 5.3 kWh/m²-día [57], donde las ciudades con mayor demanda de calor para procesos químicos se tienen en Ecatepec de Morelos y Veracruz tal y como se muestra en la Figura

2-7. En los niveles de radiación solar directa, la ciudad de Guadalajara cuenta con un mayor nivel con respecto a las demás ciudades mostradas, sin embargo, sus ingresos por aporte de la industria química son los más bajos, por lo que se tomó Ecatepec de Morelos por sus buenos niveles de radiación y tener un gran aporte de *PIB*.

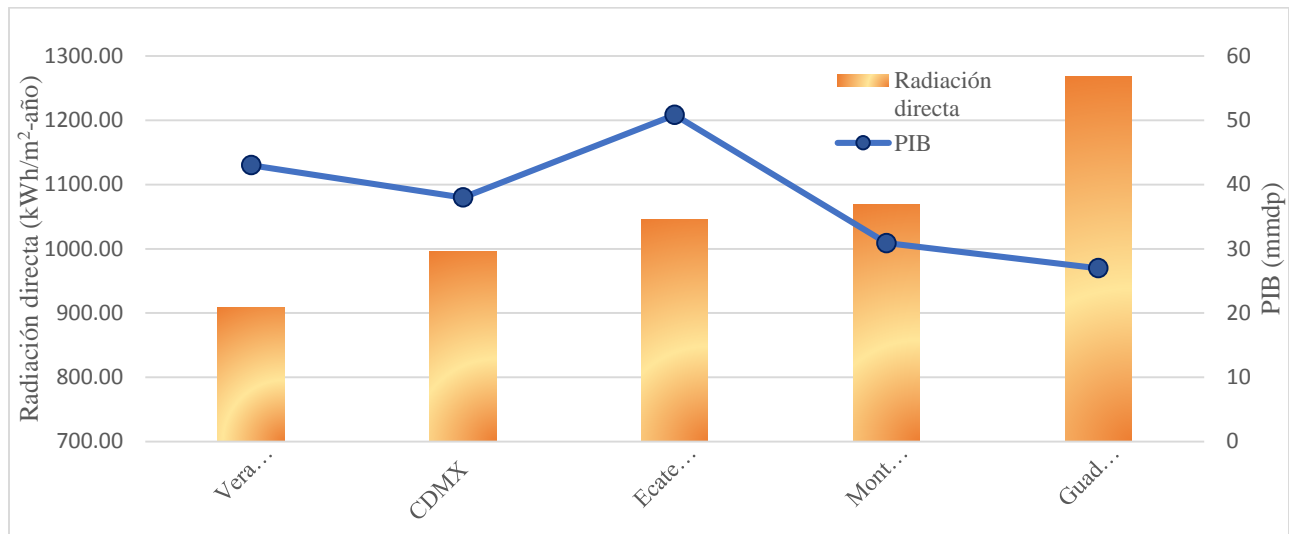


Figura 2-7 Comparativo por Entidad federativa de radiación y PIB por ciudad.

El municipio de Ecatepec de Morelos, Estado de México, se encuentra ubicado en 19.531258 N, - 99.055158 O, con una altura promedio de 2250 *msnm*, siendo un clima seco (de acuerdo a la clasificación de Köppen), con una temperatura media de 16.3°C teniendo una mínima promedio de 7.9°C y una máxima promedio de 24.6°C a lo largo de todo el año, con humedad relativa promedio de 60.5%. En la Figura 2-8 se muestra la localización.

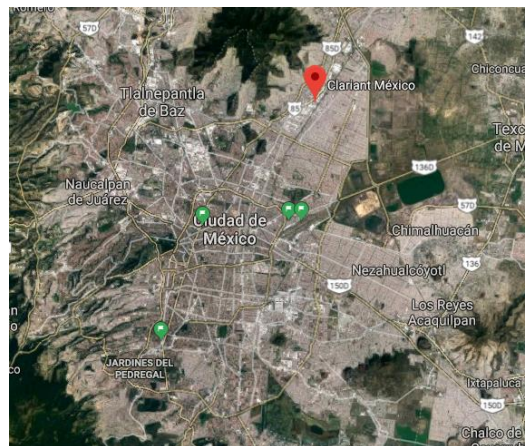


Figura 2-8 Localización de estudio.

El estado de México cuenta con niveles de radiación adecuados para la implementación de sistemas de concentración solar, ya que más del 57% de la radiación promedio, es radiación directa, tal y como se muestra en la Figura 2-9. El estado de México cuenta con una radiación total promedio de $6.69 \text{ GJ}/(\text{m}^2\text{-año})$.

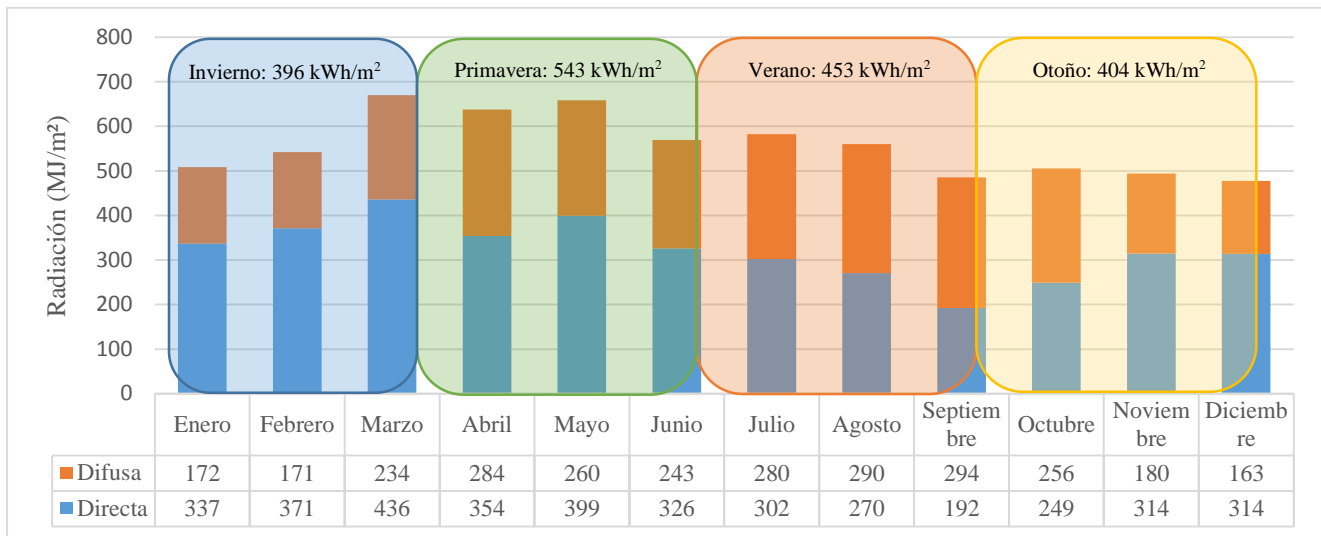


Figura 2-9 Insolación por mes y estación en Ecatepec.

2.2.2 Carga a satisfacer

La carga a satisfacer es constante a lo largo de un periodo de 14 horas al día, partiendo de las 6:00 am como se muestra en la Figura 2-10, a una razón de 3.5 ton Vapor/h , a 167°C y 6.5 bar , siendo identificada como una carga normal para una industria química [24].

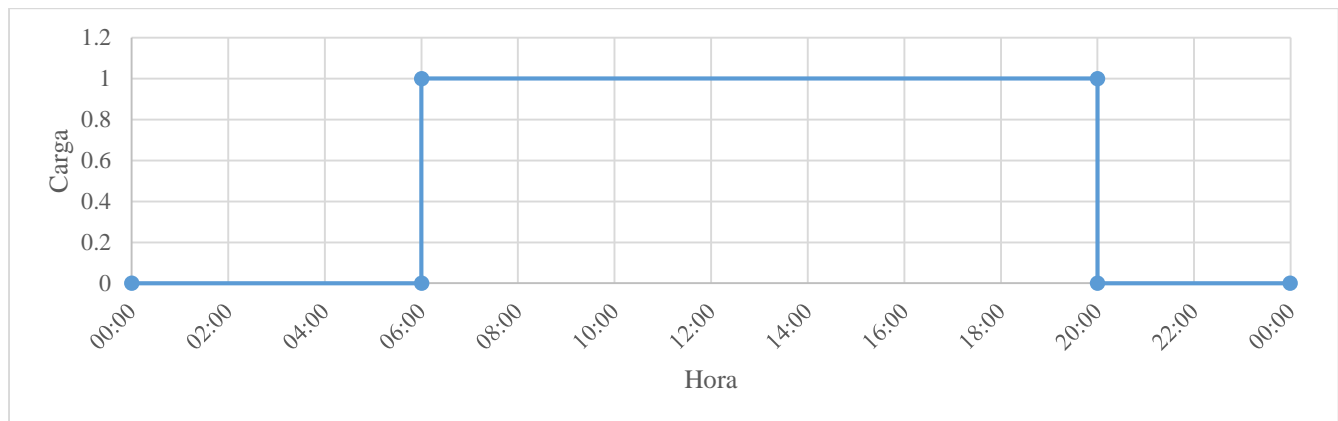


Figura 2-10 Perfil de demanda del sistema.

2.3 Modelo físico

El sistema propuesto se compone de dos subsistemas, uno de precalentamiento [58], y el de la generación de vapor [21], tal y como se muestra en la Figura 2-11.

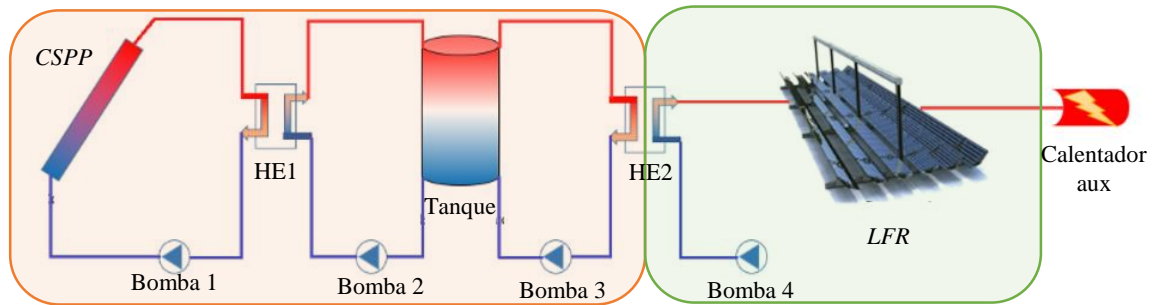


Figura 2-11 Modelo físico del proceso de generación de vapor solar.

En el subsistema de precalentamiento, se tomó la configuración utilizada por Heß y Oliva [58]. Este sistema eleva la temperatura del agua lo más cercano al punto de saturación, y se compone de tecnología de placa plana. Por otro lado, el subsistema de generación de vapor, se tomó la configuración propuesta por Migliari *et al.* [21], la cual realiza el cambio de fase, e implica tecnología tipo Fresnel. En el sistema general, la recirculación de los fluidos se realiza con cuatro bombas, conectando los circuitos por intercambiadores de calor. A su vez, el sistema cuenta con dispositivos de control para evitar sobrecalentamientos, o congelamiento en las tuberías.

2.3.1 Subsistema de precalentamiento

El subsistema de precalentamiento propuesto consta de tres circuitos, el de captación, almacenamiento y de proceso (compartido con el de generación de vapor). Los tres circuitos permiten utilizar un fluido de trabajo diferente en cada circuito, optimizado el desempeño de cada uno.

Circuito de captación

El circuito de captación cuenta con tres elementos, como se muestra en la Figura 2-12, una bomba de recirculación, el captador solar y el intercambiador de calor que es compartido con el siguiente circuito. En este circuito, el fluido de trabajo es un fluido térmico (agua-etilenglicol), para evitar cambios de fase en el fluido, tanto evaporación en días muy soleados, como congelamiento en días de nevadas.

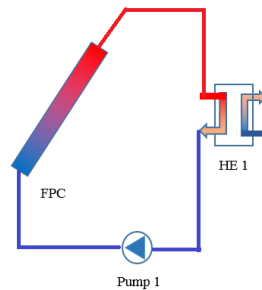


Figura 2-12 Circuito de captación.

Circuito de almacenamiento

El circuito de almacenamiento cuenta con cinco elementos, como se muestra en la Figura 2-13, en donde el tanque de almacenamiento es el elemento más importante de este circuito, permite mantener la temperatura del fluido de trabajo de este circuito (agua común) a una temperatura menos variable. Además, cuenta con dos bombas de recirculación y dos intercambiadores de calor que son compartidos con el circuito de captación y con el circuito de proceso.

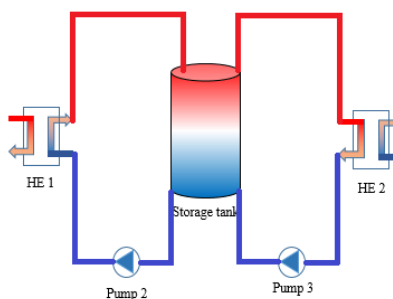


Figura 2-13 Circuito de Almacenamiento.

2.3.2 Subsistema de evaporación

El subsistema de evaporación o circuito de proceso, tiene cuatro elementos, tal y como se muestra en la Figura 2-14, los cuales son, la bomba que suministra la carga de 3.5 ton/h, fluyendo a través de ella agua tratada, el intercambiador de calor que es compartido con el circuito de almacenamiento, el concentrador lineal Fresnel que se encarga de la generación de vapor y el calentador auxiliar (caldera convencional) que se encarga de evaporar el agua que no pudo ser evaporada por el concentrador.

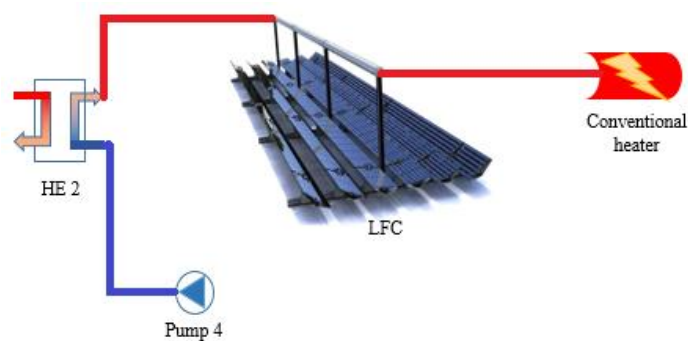


Figura 2-14 Circuito de proceso.

En el subsistema de evaporación, el fluido del circuito de proceso circula por el concentrador Fresnel hasta su punto de saturación y cambia de fase gran parte de la masa de agua. El fluido no evaporado por el concentrador Fresnel, es separado por un separador de vapor-líquido para ser evaporado por la caldera convencional.

2.4 Modelo de optimización térmica del sistema de calentamiento solar

La simulación térmica se lleva a cabo en el software TRNSYS, que funciona mediante balances de energía globales en cada elemento. En la plataforma de simulación, los dispositivos que interactúan en el sistema se colocan de manera gráfica, especificando las características de cada elemento. En el caso de los captadores se introducen los parámetros de la curva de eficiencia, los coeficientes de transferencia de los intercambiadores de calor, o las potencias de cada una de las bombas de agua. La demanda considera un flujo constante de vapor de 3.5 ton/h, a una temperatura de 167°C y a una presión de 6.5 bar.

La optimización del sistema se realiza con simulación térmica y con la herramienta gráfica de optimización. La simulación térmica se realiza resolviendo las ecuaciones que representan el comportamiento térmico de cada elemento que compone al sistema mediante balances de energía. Los balances de energía se resuelven en conjunto, de manera iterativa hasta cumplir el criterio de convergencia. Las simulaciones térmicas, permiten la construcción de la herramienta de optimización con base a los resultados obtenidos de estudios paramétricos, considerando la razón de uso y el área de concentración.

En la Figura 2-15 se muestra un diagrama de la estrategia metodológica. Los requerimientos específicos que tiene la industria, el recurso solar con el que se cuenta y el tipo de evaporación son importantes para realizar la simulación con la plataforma. La configuración de evaporación directa o indirecta depende de los posibles puntos de integración y la demanda de vapor requerida. La configuración del sistema se define con base a los parámetros previamente establecidos, seleccionando a su vez, el tipo de tecnología a utilizar para que el sistema trabaje bajo los requerimientos establecidos. Las tecnologías solares son verificadas mediante resultados reportados en la literatura y/o con las fichas técnicas de estas tecnologías. En la evaluación térmica, se realizan múltiples simulaciones para diferentes razones de área (A_{csp}/A_f). A su vez, la influencia del precalentamiento con *CSPP* se estudia simulando el sistema con y sin esta tecnología. La herramienta gráfica se elabora una vez que la plataforma esta verificada. En la herramienta gráfica se muestra la ganancia de energía y la fracción solar del sistema. Como paso final, la optimización del sistema se realiza con el apoyo de la herramienta gráfica, en términos de la razón de áreas entre ambas tecnologías, la fracción solar total del sistema y la ganancia de calor.

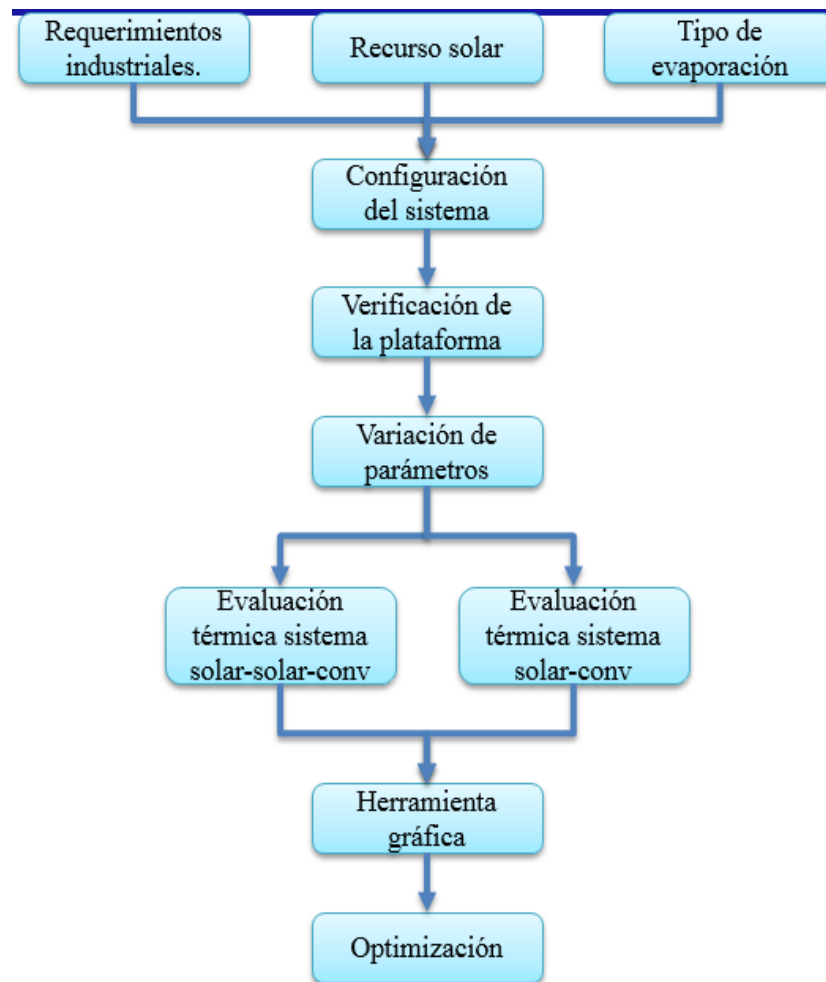


Figura 2-15 Metodología de diseño.

2.4.1 Configuración de herramienta de optimización térmica

Con base en la simulación térmica se realiza el estudio paramétrico para obtener la herramienta gráfica de optimización, llamada también nomograma. En su concepción más general, el nomograma representa simultáneamente el conjunto de las ecuaciones que definen determinado problema y el total de sus soluciones. Cada nomograma se realiza realizando múltiples simulaciones, para determinar la fracción solar (FS) y la ganancia de calor solar (GCS), utilizando diferentes razones de uso y variando el área de captación Fresnel, para una sola razón de volumen.

2.5 Modelo de evaluación económica

En la evaluación económica, se proponen tres parámetros que permiten identificar la viabilidad de un proyecto, siendo el valor presente neto, la tasa interna de retorno y tiempo de retorno de la inversión [31]. Los parámetros económicos asumidos en este trabajo son de un escenario conservativo, no incluyen incentivos, costo de suelo o infraestructura, y es solo una guía.

La evaluación económica se lleva a cabo a partir de los resultados obtenidos en la optimización térmica. La optimización térmica permite conocer los elementos que componen al sistema, así como las dimensiones y capacidades de cada una de las tecnologías a utilizar. En la Figura 2-16 se muestra la metodología a utilizar para la evaluación económica.

El sistema propuesto, busca alcanzar una fracción solar superior al 13.9%, ya que de ser menor, para el 2022, existirán sanciones gubernamentales [59]. A su vez, en este trabajo no se considera un apoyo gubernamental aunque existen programas para la implementación de sistemas solares, debido a que para el 2024, la participación de energías limpias en la generación eléctrica debe de ser del 35% [57].

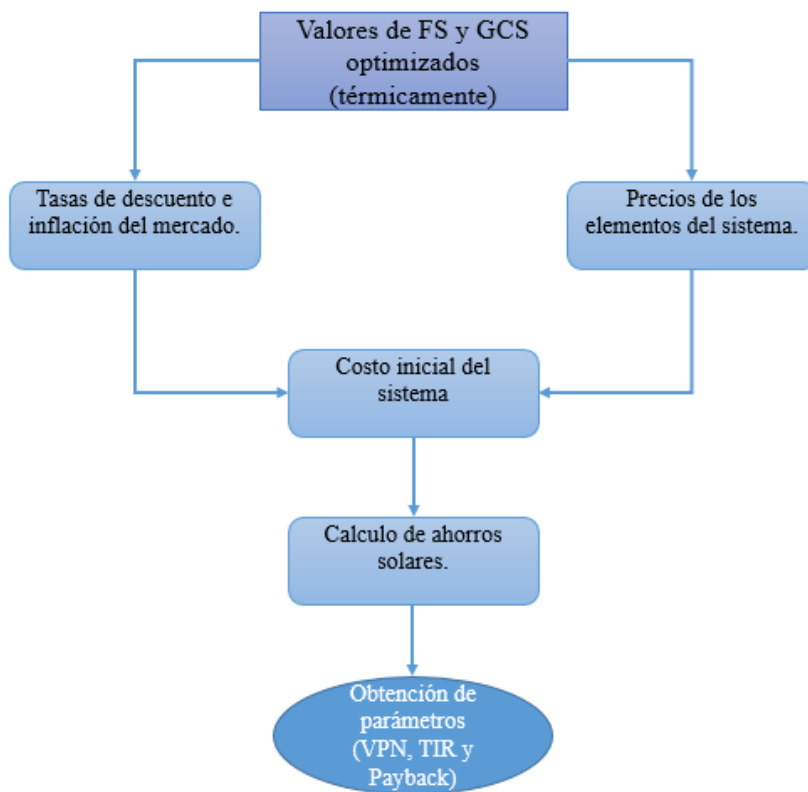


Figura 2-16 Metodología de evaluación económica.

En la Figura 2-16 se muestra el diagrama a seguir en la evaluación económica, se puede observar que a partir de la optimización térmica se determinan los ahorros solares que estos a su vez dan paso a poder calcular diferentes indicadores económicos como el *VPN*, la *TIR* y el tiempo de retorno de la inversión.

2.5.1 Tiempo de recuperación de la inversión

El plazo de recuperación es el tiempo necesario para que los ahorros acumulados de combustible igualen la inversión inicial total, es decir, cuánto demora recuperar una inversión ahorrando en combustible. La forma más común de calcular este tiempo de amortización es sin descontar el ahorro de combustible. Es un método estático para la evaluación de inversiones. Por medio del tiempo de recuperación de la inversión sabemos el número de periodos (normalmente años) que se tarda en recuperar el dinero desembolsado al comienzo de una inversión. Lo que es crucial a la hora de decidir si embarcarse en un proyecto o no. El tiempo de retorno de la inversión (T_R) se determina con la *Ec 2.3* [55].

$$T_R = \frac{\ln \left[\frac{(C_s \cdot S_{ub})(i_F - d)}{F_L \cdot C_{F1}} \right]}{\ln \left(\frac{1 + i_F}{1 + d} \right)} \quad \text{Ec. 2.3}$$

siendo C_s el costo inicial del sistema, i_F es la tasa de inflación del combustible, F_L es la energía que el sistema solar ha ahorrado, C_{F1} es el costo por unidad de energía en el primer periodo libre de combustible, S_{ub} es el subsidio otorgado y d es el descuento del mercado.

2.5.2 Valor presente neto

El Valor Presente Neto (*VPN*) es un método para evaluar proyectos de inversión a largo plazo, ya que permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: Maximizar la inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial.

El *VPN* es un cálculo intermedio utilizado para determinar el resto de los indicadores que indican la viabilidad de la inversión. El factor de valor presente se determina como se muestra en la *Ec. 2.4*.

$$VPN(N, i, d) = \sum_{j=1}^N \frac{(1+i)^{j-1}}{(1+d)^j} \quad \text{Ec. 2.4}$$

siendo N el período de la inversión en años, i la tasa de inflación y d la tasa de descuento del mercado. Entre las ventajas que cuenta este método, se destaca que su cálculo sólo requiere de operaciones simples, contabiliza la variación del "valor del dinero" en el tiempo (inflación) y su uso y entendimiento es utilizado por diferentes autores [31].

2.5.3 Tasa interna de retorno

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Este parámetro se encarga de medir la rentabilidad de una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una el pago inicial para las cantidades que no se han retirado del proyecto. La TIR es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el VPN . También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado.

La TIR es una tasa de rendimiento interna porque depende únicamente de los flujos de efectivo que genera el proyecto. La Ec 2.5 permite calcular la TIR a partir de los flujos de efectivo anuales y de la inversión inicial del proyecto.

$$VPN = 0 = -C_s + \sum_{n=1}^N \frac{F_{nt}}{(1+TIR)^n} \quad \text{Ec. 2.5}$$

de donde VPN es el valor presente neto, C_s es la inversión inicial del proyecto, F_{nt} son los flujos netos de efectivo, N es el número de periodos y TIR es la tasa interna de retorno.

Capítulo 3 Construcción de la plataforma de simulación térmica y de la herramienta de optimización

En este capítulo se presenta la metodología de diseño y la construcción del sistema de generación de vapor en la plataforma de simulación así como el proceso de optimización. A su vez, se realiza la verificación de la plataforma de simulación, mostrando la verificación de los dos subsistemas, el de precalentamiento con resultados reportados en la literatura y el de evaporación que fue comparado con una ficha técnica.

3.1 Construcción de la estrategia de simulación térmica

En la construcción de la plataforma de simulación, se buscaron en la literatura las características de cada componente que compone al sistema. Los parámetros de los elementos permiten realizar la evaluación económica del sistema. A su vez, las características de los elementos se utilizaron en el desarrollo de la plataforma de simulación.

De acuerdo con la metodología de la Figura 3-1, se buscan en la literatura las diferentes tecnologías que existen en el mercado. Con las fichas técnicas y/o curvas de comportamiento térmico, se encuentran los diferentes parámetros necesarios para la simulación de los elementos. Con las tecnologías ya definidas, se realiza el dimensionamiento de cada elemento para satisfacer la demanda establecida en la sección 2.2.2.

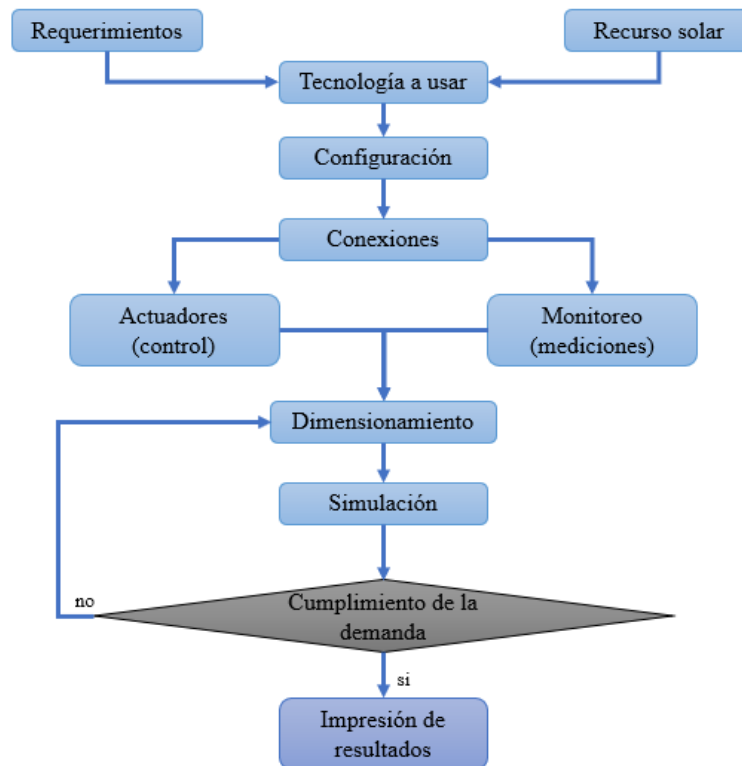


Figura 3-1 Metodología de construcción y simulación

3.1.1 Características de equipo solar

Las características del captador lineal Fresnel, captadores de placa plana, el tanque de almacenamiento, las bombas hidráulicas y los intercambiadores de calor se tomaron de la literatura o de fichas técnicas de algunas comercializadoras.

Colector solar plano

En el trabajo se contempló el uso de captadores de placa plana, ya que estos cuentan con eficiencias de hasta el 0.8 bajo ciertas condiciones [60]. En la literatura, se encontraron captadores solares de placa plana de industrias mexicanas. En la Tabla 3-1 se muestran las características reportadas por Modulo Solar para el captador de placa plana MAXOL.

Tabla 3-1 Características del captador de placa plana.

Captador de baja temperatura	
Type	Captadores de placa plana
Área de apertura (m ²)	Variable
Medio de transferencia de calor del captador	Agua/glicol Cp=3.7 kJ/(m ² K)
eta_0	0.811
a_1	2.71
a_2	0.01
IAM	Adjuntado en TRNSYS
Angulo de Azimut	Mirando hacia el ecuador

Colector solar Fresnel

El captador lineal Fresnel utilizado en la investigación, se identificó al *LF-11* en la literatura fabricado por Industrial Solar [61]. El LF-11 es un captador de 22 m²/modulo y tiene una potencia pico de 562 W/m². En la Tabla 3-2 se muestran las características del captador.

Tabla 3-2 Características del captador lineal Fresnel.

Captador de mediana temperatura	
Type	Reflector Lineal Fresnel
Área de apertura (m ²)	Variable (22 m ² por modulo)
Medio de transferencia de calor del captador	Agua tratada Cp=4.19 kJ/(m ² K)
F(τα)	0.635
U ₁	0.00043 W/m ² K ²
IAM	Ficha técnica

Tanque de almacenamiento térmico

En la simulación térmica, se consideró el tanque de almacenamiento térmico de tipo cilindro vertical con pérdidas uniformes. Cuenta con dos entradas y dos salidas, con capacidad dependiente a la razón volumétrica que fue fijada en 50 l/m^2 . En el tanque de almacenamiento térmico, se consideró, un tanque común encontrado en la literatura [58], el cual cuenta con un coeficiente de pérdidas es de $0.833 \text{ kJ}/(\text{h-m}^2\text{-K})$. El fluido de trabajo utilizado es agua común, tal y como se menciona en la Sección 2.3.1.

Bombas hidráulicas

Las bombas, cuentan con diferente fluido de trabajo además de tener diferentes capacidades, en la Tabla 3-3 se muestran las características de cada una de estas.

Tabla 3-3 Características de las bombas.

No. De bomba	Fluido de trabajo	Capacidad (kg/h)	Potencia (kW)	Eficiencia de la bomba	Eficiencia del motor
1	Agua/Glicol	Ru-Vtan/12	6	0.85	0.9
2	Agua	Ru-Vtan/12	6	0.85	0.9
3	Agua	Vtan*5000/12	5	0.85	0.9
4	Agua Tratada	3500	5	0.85	0.9

Intercambiadores de calor

El sistema cuenta con dos intercambiadores de calor, tal y como el sistema utilizado por Heß y Oliva [58], para los cuales se tiene un coeficiente de transferencia de calor de 30.54 kW/K para el primer intercambiador de calor y 15.27 kW/K para el segundo. Por el intercambiador de calor uno, fluyen dos diferentes fluidos, como se muestra en la Tabla 3-4, en el extremo de la fuente se pasa agua/glicol y en lado de la carga, agua común. El intercambiador dos, para el lado de la fuente, fluye agua común, mientras que en el lado de la carga fluye agua tratada, tal y como se muestra en la Tabla 3-5.

Tabla 3-4 Especificaciones del intercambiador 1.

Intercambiador de calor 1		
Dirección del flujo	Contraflujo	
Fluido de trabajo	Lado Caliente	
	Fluido	Agua 70% - etilenglicol 30%
	Calor específico (Cp)	$3.72 \text{ kJ/kg}^{\circ}\text{K}$
	Lado Frio	
Fluido	Agua común	
Calor específico (Cp)	$4.19 \text{ kJ/kg}^{\circ}\text{K}$	
Coefficiente de transferencia de calor	$30,543 \text{ W/K}$	

Tabla 3-5 Especificaciones del intercambiador 2.

Intercambiador de calor 2		
Dirección del flujo	Contraflujo	
Fluido de trabajo	Lado Caliente	
	Fluido	Agua común
	Calor específico (Cp)	4.19 kJ/kg*K
	Lado Frio	
	Fluido	Agua tratada
	Calor específico (Cp)	4.19 kJ/kg*K
Coefficiente de transferencia de calor	15,271 W/K	













3.1.2 Construcción de simulador

En la plataforma de simulación, se realizan las conexiones de los elementos que componen al sistema y se colocan sistemas de control de temperatura. Además, se acoplan elementos auxiliares que facilitan el cálculo y control de algunas variables como lo es la *FS* y la *GCS*. En la Figura 3-2 se muestra la plataforma construida para la simulación del proceso de generación de vapor en la herramienta TRNSYS utilizando los elementos de la Tabla 3-6.

La plataforma de simulación se realizó considerando las características mencionadas en la Sección 3.1.1. Los elementos que componen al sistema se emularon con subrutinas que en TRNSYS se denominan “Types”. En la Figura 3-1 se muestra la metodología seguida para la construcción de la plataforma. La demanda de calor y el recurso solar están definidas en la Sección 2.2. En los datos climatológicos, se utilizó un año típico de Ecatepec de Morelos, tomado de Meteonorm v7. Los datos climatológicos se introducen en el Type 15-2.

En la configuración del sistema, se tomó la configuración propuesta por Heß y Oliva [58] para la parte de precalentamiento, mientras que, en la parte de evaporación, la configuración propuesta por Migliari *et al.* [21] utilizando tecnología Fresnel.

Tabla 3-6 Componentes de TRNSYS utilizados.

Componente	Tipo	Características	Simbología
Colector	Type71	Colector de placa plana	
Intercambiador de calor	Type5b	Intercambiador a contraflujo	
Bomba hidráulica	Type110	Bomba de velocidad variable	
Termotanque	Type60	Termotanque estratificado, vertical y con pérdidas uniformes	
Base de datos climáticos	Type15-2	TMY-2 (datos meteorológicos)	
Concentrador Fresnel	Type1118	Concentrador tipo Fresnel	
Elemento auxiliar	Type6	Calentador auxiliar	
Perfil de carga	Type14	Carga de demanda de agua	
Control On-Off diferencial	Type2b	Genera una señal de encendido o apagado.	
Constantes y variables auxiliares	Const, Pot, Energía, Evap	Se generan y/o calculan constantes y/o variables	
Integrador	Type24	Integra la potencia o energía	
Impresora	Type25c	Representa en una hoja de Excel las variables de análisis	

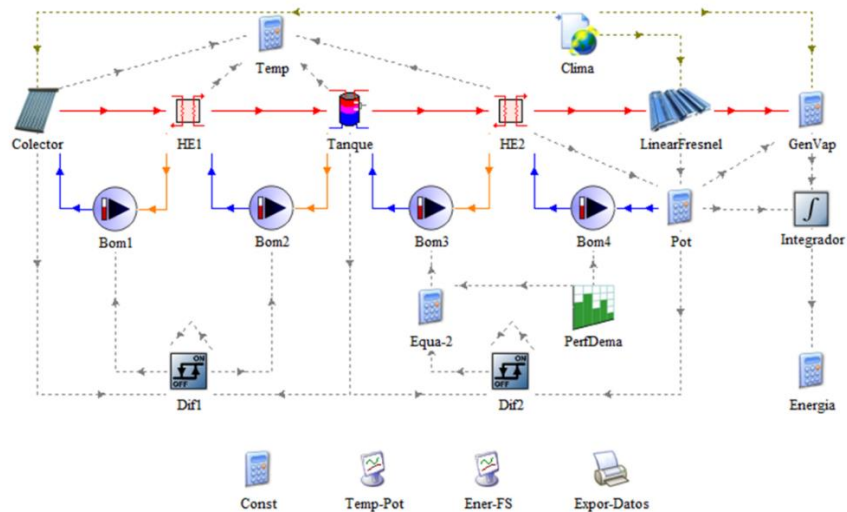


Figura 3-2 Plataforma de simulación.

3.2 Evaluación económica

La evaluación económica se realizó con base a los parámetros mencionados en la Sección 2.4 y el método de ahorros de ciclos de vida utilizado por Duffie & Beckman [55]. La Tabla 3-7 muestra los parámetros de entrada que se consideraron en la evaluación económica. En la evaluación económica, se consideraron diferentes parámetros que hacen más verosímiles los resultados, convirtiendo al trabajo apto para futuras investigaciones o implementar el sistema. Los parámetros dan lugar al cálculo del *VPN*, la *TIR* y el tiempo de recuperación de la inversión. Con los resultados, se puede determinar si el sistema híbrido solar-solar-convencional es viable para su implementación bajo los parámetros de estudio.

Tabla 3-7 Entradas en la evaluación económica

Parámetros de entrada		
Fracción solar	-	Obtenida en TRNSYS
Costo inicial del sistema	\$	Literatura/Mercado
Financiamiento por el banco	-	0.85
Periodo considerado	Años	20.00
Intereses del banco	-	0.08
Costo del combustible	\$/MWh	Mercado
Demanda del proceso	MWh/año	11,200
Pago anual de combustible	\$	Costo x Dem
Inflación	-	Mercado
Valor de reventa del sistema	-	0.30(<i>I_o</i>)
Costos de mantenimiento	\$/año	Literatura
Impuestos	\$/año	Literatura
Inflación	-	0.06
Tasa de impuestos efectivos	-	0.45
Descuento del mercado	-	0.06

Los parámetros no definidos, se buscan en la literatura o en el mercado actual mexicano. En el sistema de generación de vapor, se considera el gas natural como combustible fósil para la caldera, ya que, gran porcentaje de las calderas que operan en México, utilizan este recurso [62, 63]. A su vez, se fijan los costos de mantenimiento, los impuestos y la inflación que estos tendrán con respecto a lo encontrado en la literatura [55].

En la evaluación económica, se realiza en una hoja de cálculo la estimación de los ahorros solares y el valor presente de esos ahorros considerando el descuento del mercado. Para determinar el costo inicial, los costos de los componentes del sistema de generación de vapor solar se establecen previamente, en la Tabla 3-8 se muestran los valores utilizado de acuerdo al mercado actual.

Tabla 3-8 Costo del equipo solar.

Equipo	Unidad	Precio
Captador solar de placa plana	\$/m ²	2,160.00
Bombas de agua	\$/kW	3,275.88
Intercambiador de calor	\$/pz	87,500.00
Tanque de almacenamiento	\$/m ³	1,380.16
Sistema de control	\$	6,912.50
Captador lineal Fresnel	\$/m ²	7,100.00
Equipamiento adicional	NA	10,000.00

La plataforma de evaluación económica se verificó, un caso de referencia tomado de Duffie & Beckman [55] del ejemplo 11.6.3. En la verificación, se tomaron los datos propuestos por los autores para un caso en específico, y se realizó en una hoja de cálculo, la estimación del VPN para un sistema híbrido de calentamiento de agua. En la Tabla 3-9 se muestran los resultados obtenidos. En los resultados se encontró una diferencia porcentual menor al 0.12% con respecto a los datos reportados. De acuerdo a los resultados obtenidos, se considera adecuada la plataforma de evaluación económica.

Tabla 3-9 Verificación de la plataforma de evaluación económica.

	Obtenido	Reportado	Diferencia %	Obtenido	Reportado	Diferencia %
Año	Ahorros solares			Valor presente de ahorros solares		
0	-1100.00	-1100.00	0.00	-1100.00	-1100.00	0.00
1	-211.76	-211.00	0.36	-196.07	-195.00	0.55
2	-163.18	-163.00	0.11	-139.90	-140.00	-0.07
3	-109.10	-109.00	0.09	-86.61	-87.00	-0.45
4	-48.95	-49.00	-0.10	-35.98	-36.00	-0.06
5	17.94	18.00	-0.35	12.21	12.00	1.70
20	2555.13	2555.00	0.01	548.20	548.00	0.04
20	4400.00	4400.00	0.00	944.01	944.00	0.00
			0.0139			0.2130

3.3 Verificación de la estrategia de simulación

En la verificación de la plataforma, el sistema se secciona en dos etapas, el precalentamiento de agua con *CSPP*, y el uso de la tecnología Fresnel para evaporación de agua. En el precalentamiento de agua con el uso de *CSPP*, se tomó un sistema de precalentamiento que utiliza la misma configuración en Wurzburg [58]. En la verificación, se utilizaron los mismos parámetros para comparar los resultados obtenidos con los reportados. En la tecnología Fresnel, se utilizó una ficha técnica de un captador lineal Fresnel, fabricado por Industrial Solar [61], lo que permitió encontrar los coeficientes que definen a la eficiencia de esta tecnología.

3.3.1 Verificación del sistema de precalentamiento

3.3.2

La plataforma de simulación se verificó en términos de la fracción solar y la ganancia de calor solar, comparando los valores obtenidos en simulaciones con los respectivos datos reportados. La comparativa se realizó mediante múltiples simulaciones a diferentes razones volumétricas y razones de uso. Los datos obtenidos en la simulación fueron cotejados con los datos reportados por Heß y Oliva [58]. En la comparativa se calcularon las desviaciones que existen entre la plataforma elaborada y los resultados reportados en la literatura para saber si es adecuada para la investigación. La Tabla 3-10 muestra las características del captador utilizadas en la simulación.

Tabla 3-10 Características del captador solar [58].

Captador			
Type	Captadores de placa plana		
Área de apertura (m ²)	200		
Medio de transferencia de calor del captador	Agua/glicol Cp=3.7 kJ/(m ² K)		
eta_0	0.811		
a_1	2.71		
a_2	0.01		
IAM	Adjuntado en TRNSYS		
Angulo de inclinación	Graz	Sevilla	Mumbai
	40	30	10
Angulo de Azimut	Mirando hacia el ecuador		

Los datos de radiación se tomaron de un año típico de la ciudad de Wurzburg, Alemania, obtenidos de Meteonorm v7. El sistema cuenta con dos intercambiadores de calor para los cuales se tiene un coeficiente de transferencia de calor de 5.62 kW/K y 2.81 kW/K . Por el intercambiador de calor uno, fluyen dos diferentes fluidos, en el extremo de la fuente, agua/glicol y en su lado de la carga, agua común. A diferencia del intercambiador uno, en el intercambiador dos, tanto en la fuente como en la carga, fluye agua común. En la Tabla 3-11 y 3-12 se muestran las especificaciones de los intercambiadores de calor.

Tabla 3-11 Especificaciones del intercambiador 1 [58].

Intercambiador de calor 1		
Dirección del flujo	Contraflujo	
Fluido de trabajo	Lado Caliente	
	Fluido	Agua 70% - etilenglicol 30%
	Calor específico (C_p)	3.72 kJ/kg-K
	Lado Frio	
	Fluido	Agua común
	Calor específico (C_p)	4.19 kJ/kg-K
Coefficiente de transferencia de calor	$5,620 \text{ W/K}$	

Tabla 3-12 Especificaciones del intercambiador 2 [58].

Intercambiador de calor 2		
Dirección del flujo	Contraflujo	
Fluido de trabajo	Lado Caliente	
	Fluido	Agua común
	Calor específico (C_p)	4.19 kJ/kg-K
	Lado Frio	
	Fluido	Agua tratada
	Calor específico (C_p)	4.19 kJ/kg-K
Coefficiente de transferencia de calor	$2,810 \text{ W/K}$	

El tanque de almacenamiento térmico es de tipo cilindro vertical con pérdidas uniformes. Cuenta con dos entradas y dos salidas, con capacidad dependiente a la razón de volumétrica y con 3 m de altura. El fluido de trabajo es agua y su coeficiente de pérdida es de $0.833 \text{ kJ}/(\text{h-m}^2\text{K})$. Las bombas, cuentan con diferente fluido de trabajo además de tener diferentes capacidades, en la Tabla 3-13 se muestran las características de cada una de estas.

Tabla 3-13 Especificaciones de las bombas [58].

No. de bomba	Fluido de trabajo	Capacidad (kg/h)	Potencia (kW)	Eficiencia de la bomba	Eficiencia del motor
1	Agua/Glicol	6000	6	0.6	0.9
2	Agua	6000	6	0.6	0.9
3	Agua	5000	5	0.6	0.9
4	Agua Tratada	5000	5	0.6	0.9

El comparativo se realizó con los datos obtenidos con las características especificadas de los elementos que componen al sistema. La plataforma de simulación fue simulada para tres diferentes razones volumétricas a diferentes razones de uso. En las Tabla 3-14, 3-15 y 3-16 se muestran los resultados obtenidos en la simulación, así como los valores reportados y las diferencias porcentuales de cada uno.

Tabla 3-14 Comparativo reportado y simulado para RV de 30 l/m².

RV 30						
FS				GCS		
RU	Reportado	Simulado	Diferencia %	Reportado	Simulado	Diferencia %
25	0.72	0.70	1.88	343.00	335.43	2.26
30	0.68	0.66	1.68	390.00	380.09	2.61
35	0.64	0.63	1.03	428.00	421.66	1.50
40	0.60	0.60	0.38	460.00	456.99	0.66
45	0.56	0.57	0.50	489.00	488.95	0.01
50	0.53	0.54	1.10	512.00	519.33	1.41
55	0.50	0.52	1.93	530.00	547.30	3.16
60	0.48	0.50	2.15	542.00	574.30	5.62
65	0.45	0.48	3.13	552.00	598.30	7.74
70	0.43	0.46	3.81	561.00	621.21	9.69
75	0.40	0.45	4.54	569.00	641.63	11.32

Tabla 3-15 Comparativo reportado y simulado para RV de 50 l/m².

RV 50						
FS				GCS		
RU	Reportado	Simulado	Diferencia %	Reportado	Simulado	Diferencia %
25	0.75	0.75	0.82	356.00	360.18	1.16
30	0.71	0.72	0.67	408.00	413.53	1.34
35	0.67	0.69	0.23	447.00	461.26	3.09
40	0.64	0.66	0.76	487.00	504.82	3.53
45	0.60	0.63	1.54	520.00	543.60	4.34
50	0.56	0.61	2.90	548.00	583.48	6.08
55	0.54	0.59	4.32	566.00	621.00	8.86
60	0.51	0.57	4.84	580.00	654.69	11.41
65	0.48	0.55	5.93	593.00	686.62	13.64
70	0.46	0.53	6.66	604.00	717.08	15.77
75	0.43	0.52	7.38	615.00	745.59	17.51

Tabla 3-16 Comparativo reportado y simulado para RV de 70 l/m².

RV 70						
RU	FS			GCS		
	Reportado	Simulado	Diferencia %	Reportado	Simulado	Diferencia %
25	0.76	0.78	1.54	362.00	371.45	2.55
30	0.73	0.75	1.90	414.00	428.30	3.34
35	0.69	0.72	2.61	460.00	480.28	4.22
40	0.65	0.69	3.73	500.00	527.57	5.23
45	0.62	0.67	5.12	535.00	574.49	6.87
50	0.58	0.65	6.56	560.00	618.55	9.47
55	0.55	0.63	7.98	579.00	659.55	12.21
60	0.52	0.61	8.63	592.00	698.28	15.22
65	0.49	0.59	9.83	607.00	735.29	17.45
70	0.47	0.57	10.66	620.00	770.71	19.55
75	0.45	0.56	11.47	631.00	804.45	21.56

También, en la verificación de la plataforma se realizaron gráficas buscando tener una referencia visual de las diferencias que existen entre los resultados reportados y los obtenidos bajo simulación. En las figuras 3-3, 3-4, y 3-5 se observa que mientras más se incrementa la razón de uso, la diferencia porcentual incrementa hasta en un 21.56%.

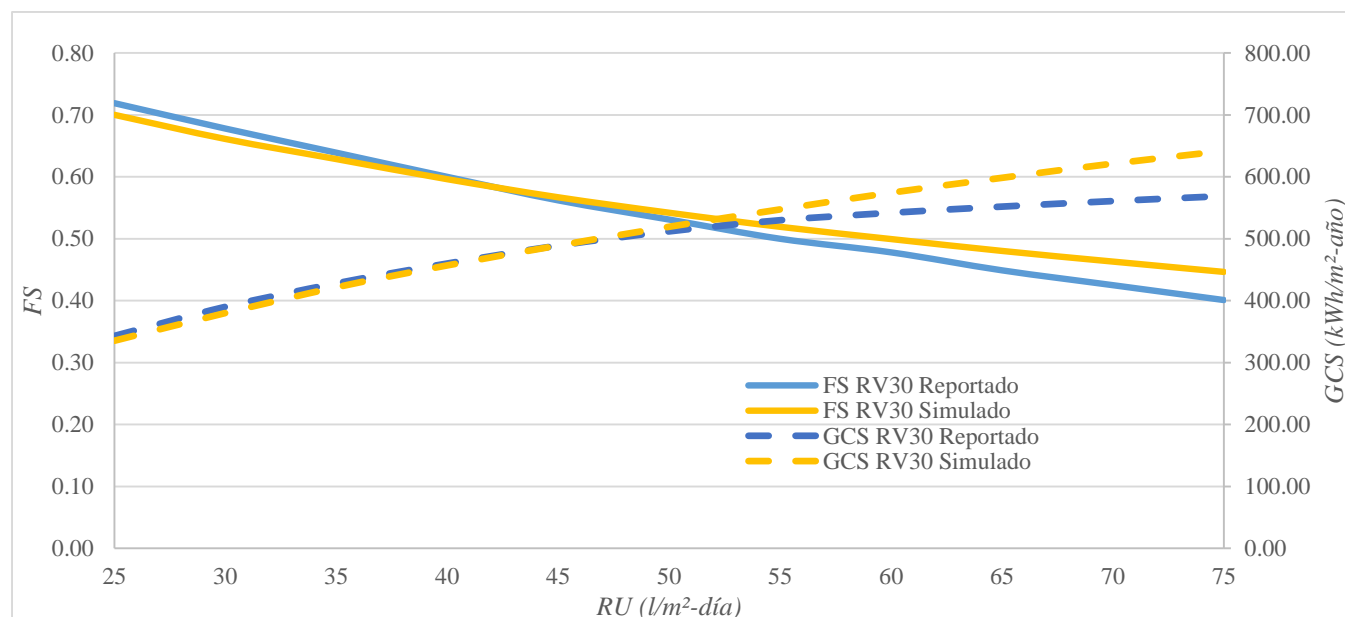


Figura 3-3 Comparativo reportado y simulado RV30

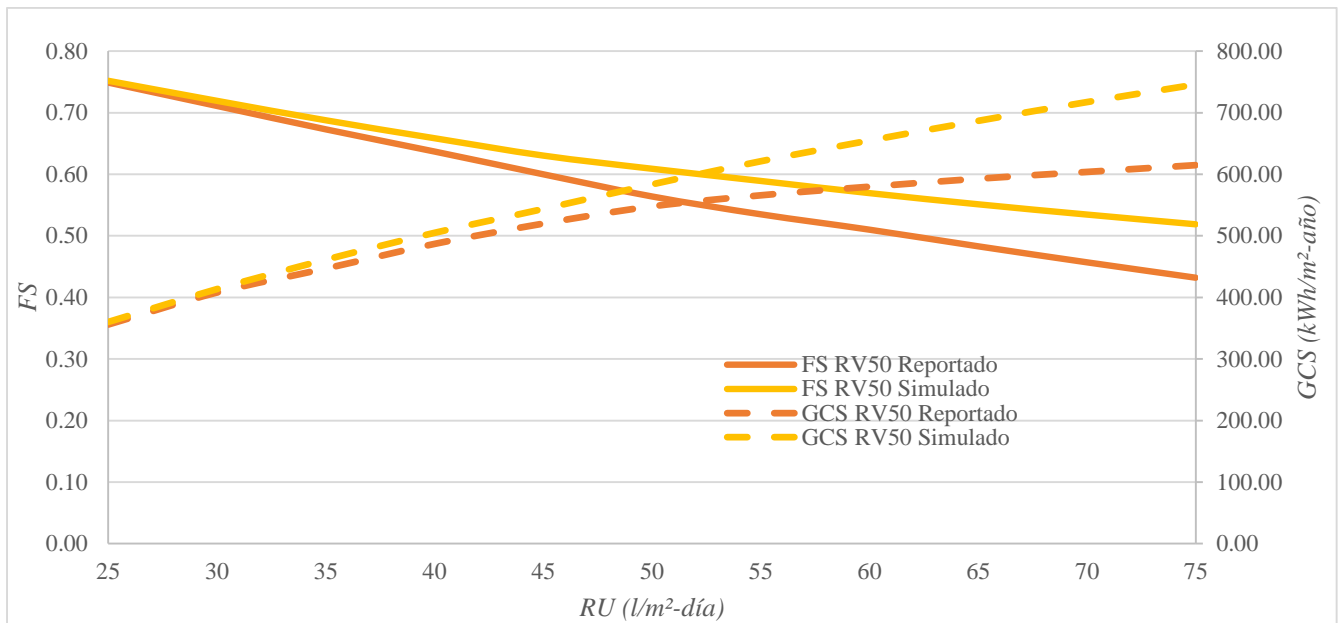


Figura 3-4 Comparativo reportado y simulado RV50

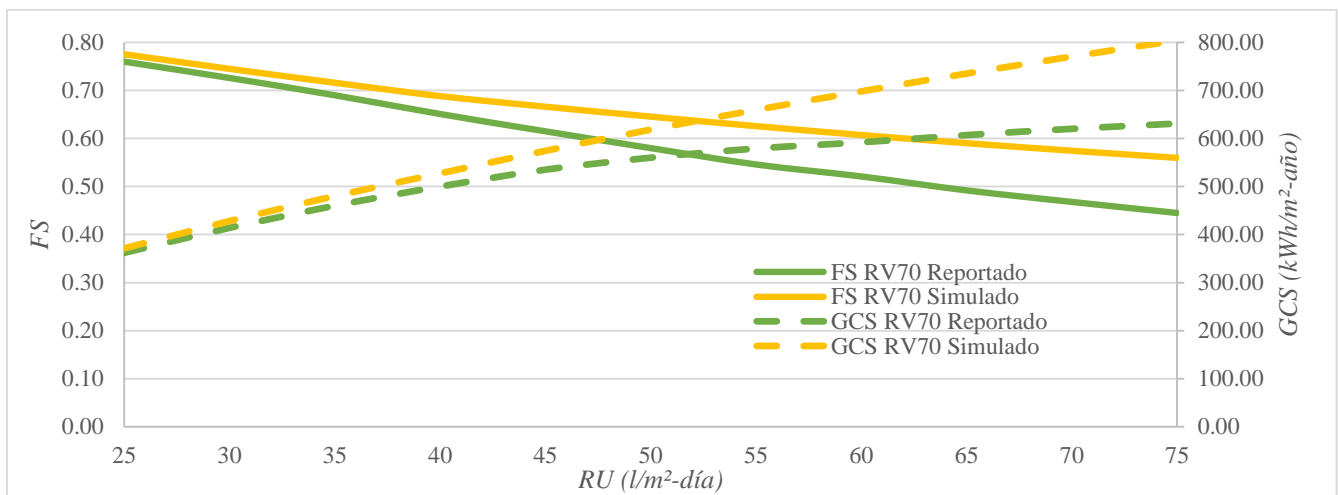


Figura 3-5 Comparativo reportado y simulado RV70

En la verificación, se observa que mientras más se va incrementando la razón volumétrica, las diferencias aumentan hasta en un 21.5%. De la misma manera, la diferencia porcentual incrementa mientras más se aumenta la razón de uso. El aumento de las diferencias porcentuales se debe a las características del tanque de almacenamiento. Sin embargo, al tener diferencias porcentuales promedio de 10.0%, se considera la plataforma adecuada para su uso en la investigación. Con los resultados, se encuentra que la simulación fue adecuada para el sistema de precalentamiento y al tener fracciones solares de hasta el 0.76

se decide utilizar esta configuración para el sistema de generación directa de vapor con precalentamiento solar.

3.3.2 Verificación del sistema de evaporación

En la verificación de la tecnología de evaporación, los coeficientes que describen el comportamiento térmico del captador Fresnel se determinaron considerando la curva de eficiencia y el estándar *EN 12975* [64]. La ecuación que describe el comportamiento térmico de un captador solar se adecuó para encontrar los coeficientes que indica el estándar. A su vez, con los datos reportados por el fabricante del captador Fresnel usado en el trabajo de investigación, se encontraron las ecuaciones que describen el comportamiento térmico del mismo para diferentes valores de irradiación. Con la metodología empleada, se encontraron los diferentes coeficientes del concentrador, así como también, se encontraron las diferentes ecuaciones auxiliares para el factor de corrección del ángulo (*IAM* por sus siglas en inglés).

En la Figura 3-6, se observa la gráfica reportada por Industrial Solar [51]. A la Figura 3-6, se aplicó el método de mínimos cuadrados, para encontrar las ecuaciones que describen la eficiencia del concentrador Fresnel. De la literatura, se encontró el LF-11 un concentrador Fresnel fabricado por Industrial Solar con un área de 22 m^2 por modulo y una potencia de 100 kW a 10 MW a presiones de hasta 120 bar [61]. En la metodología, se tomaron diferentes puntos de cada una de las curvas que describen la eficiencia que tiene el concentrador Fresnel a diferentes valores de irradiación.

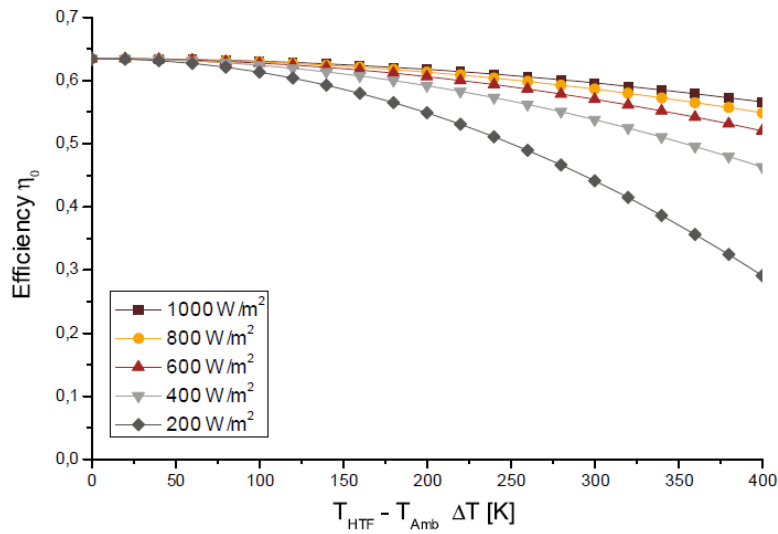


Figura 3-6 Ficha técnica de LF-11.

En los resultados, al aplicar el método de mínimos cuadrados, se encontraron las ecuaciones 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5, para las irradiancias de 200, 400, 600, 800 y 1000 W/m^2 respectivamente.

$$\eta_{200} = -2.09E^{-6}(T_m - T_a)^2 - 3.80E^{-5}(T_m - T_a) + 0.63 \quad \text{Ec. 3.1}$$

$$\eta_{400} = -1.11E^{-6}(T_m - T_a)^2 - 1.01E^{-5}(T_m - T_a) + 0.63 \quad \text{Ec. 3.2}$$

$$\eta_{600} = -7.68E^{-7}(T_m - T_a)^2 + 1.21E^{-5}(T_m - T_a) + 0.63 \quad \text{Ec. 3.3}$$

$$\eta_{800} = -4.99E^{-7}(T_m - T_a)^2 - 2.16E^{-5}(T_m - T_a) + 0.63 \quad \text{Ec. 3.4}$$

$$\eta_{1000} = -4.00E^{-7}(T_m - T_a)^2 - 1.96E^{-5}(T_m - T_a) + 0.63 \quad \text{Ec. 3.5}$$

Con las ecuaciones obtenidas, se puede simular y graficar el comportamiento térmico que tiene el captador Fresnel. Sin embargo, las ecuaciones solo aplican para las irradiancias específicas de 200, 400, 600, 800 y 1000 W/m^2 . Debido a las limitaciones de las ecuaciones, se consultó el estándar *EN 12975*, en el cual, define la ganancia de calor solar que obtiene un captador solar a diferentes temperaturas del

fluido. La Ecuación 3.6, muestra la ecuación general para la ganancia de calor solar en captadores solares en un enfoque cuasi-dinámico.

$$Q = F'(\tau\alpha)_{en}K_{\theta b}(\theta)G_b + F'(\tau\alpha)_{en}K_{\theta d}G_d - C_6uG - C_1(T_m - T_a) - C_2(T_m - T_a)^2 - C_3u(T_m - T_a) + C_4(E_L - \sigma T_a^4) + C_5 \frac{dT_m}{dt} \quad \text{Ec. 3.6}$$

Para este trabajo de investigación, se consideró que el captador Fresnel no aprovecha la radiación difusa, a su vez, se tomó la irradiación de longitud de onda larga (E_L) y la capacitancia térmica efectiva (C_5) como despreciables, reduciendo la ecuación a la Ecuación 3.7.

$$Q = F'(\tau\alpha)_{en}K_{\theta b}(\theta)G_b - C_6uG - C_1(T_m - T_a) - C_2(T_m - T_a)^2 - C_3u(T_m - T_a) \quad \text{Ec. 3.7}$$

La Ecuación 3.7, permitió la determinación de las constantes C_1 , C_2 , C_3 y C_6 a partir de la igualación con las ecuaciones 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 ó 3.5, en términos de la eficiencia. A partir de la Ecuación 3.8, se tomaron diferentes valores de T_m y se establecieron los valores de $F'\tau\alpha$, $K_{\theta b}$, G_b , u y T_a para determinar el valor de las constantes.

$$\frac{F'(\tau\alpha)_{en}K_{\theta b}(\theta)G_b - C_6uG - C_1(T_m - T_a) - C_2(T_m - T_a)^2 - C_3u(T_m - T_a)}{G} = -2.09E^{-6}(T_m - T_a)^2 - 3.80E^{-5}(T_m - T_a) + 0.63 \quad \text{Ec. 3.8}$$

Con la solución de las ecuaciones, se obtuvieron los valores de $8.52E-3 \text{ kJ/h-m}^2\text{-K}$ para C_1 , $1.54E-3 \text{ kJ/h-m}^2\text{-K}^2$ para C_2 , $2.84E-4 \text{ kJ/m}^3\text{-K}$ para C_3 y $1.40E-5 \text{ h/m}$ para C_6 . En la Ecuación 3.9, se muestra, la ecuación que describe el comportamiento térmico del concentrador Fresnel *LF-11*.

$$Q = 0.63K_{\theta b}(\theta)G_b - 1.40E^{-5}uG - 8.52E^{-3}(T_m - T_a) - 1.54E^{-3}(T_m - T_a)^2 - 2.84E^{-4}u(T_m - T_a) \quad \text{Ec. 3.9}$$

Análogamente, se obtuvieron el conjunto de ecuaciones que describen el comportamiento del factor de corrección del ángulo para ángulos de incidencia de entre 0 y 90°. En la obtención de ecuaciones, se aplicó el método de mínimos cuadrados, seccionando la gráfica reportada por Industrial Solar para

obtener ecuaciones de segundo grado. En las figuras 3-7, 3-8, 3-9, 3-10 y 3-11 se muestran las gráficas con las ecuaciones que permitirán al código, identificar que factor de corrección le corresponde al concentrador Fresnel. Con las ecuaciones obtenidas, se muestra que los valores son adecuados para la simulación ya que cuentan con una R^2 promedio de 0.999 para el conjunto de ecuaciones.

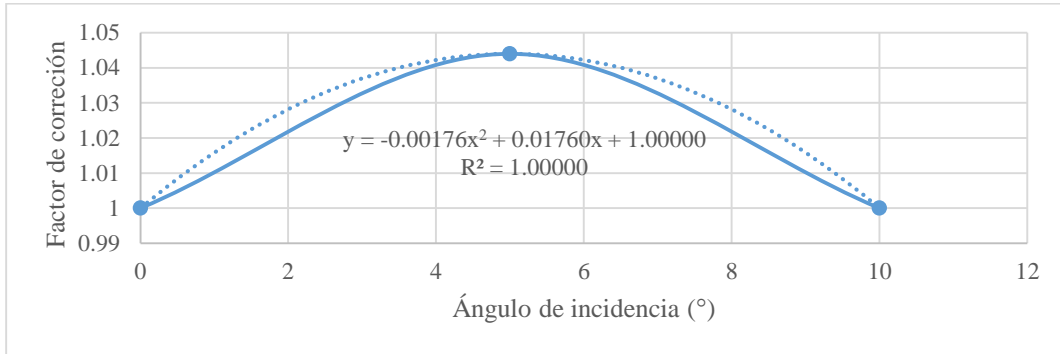


Figura 3-7 IAM de 0° a 10°

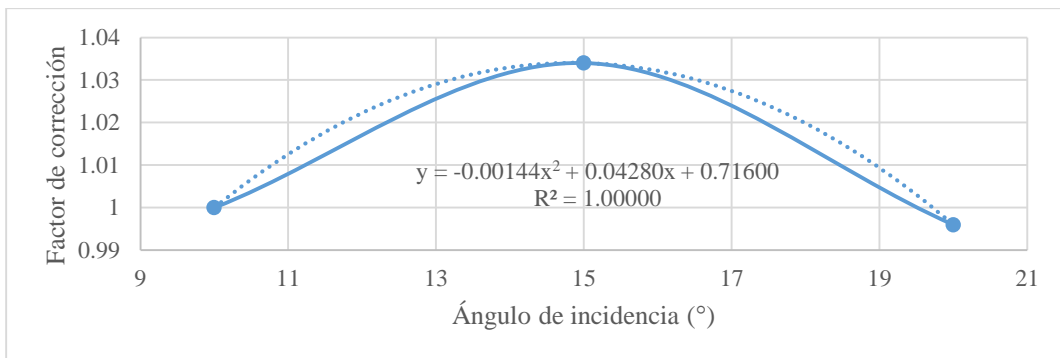


Figura 3-8 IAM de 10° a 20°

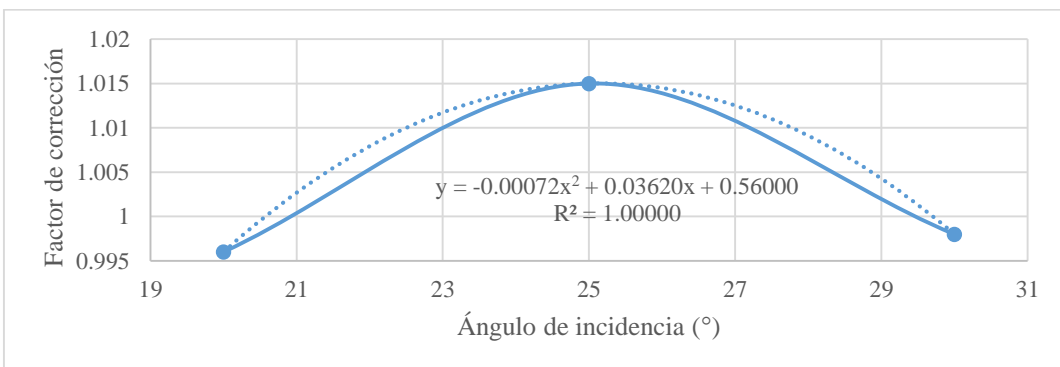


Figura 3-9 IAM de 20° a 30°

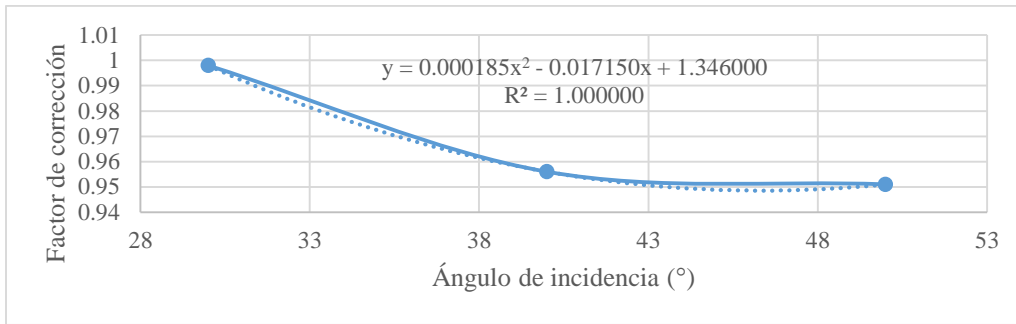


Figura 3-10 IAM de 30° a 50°

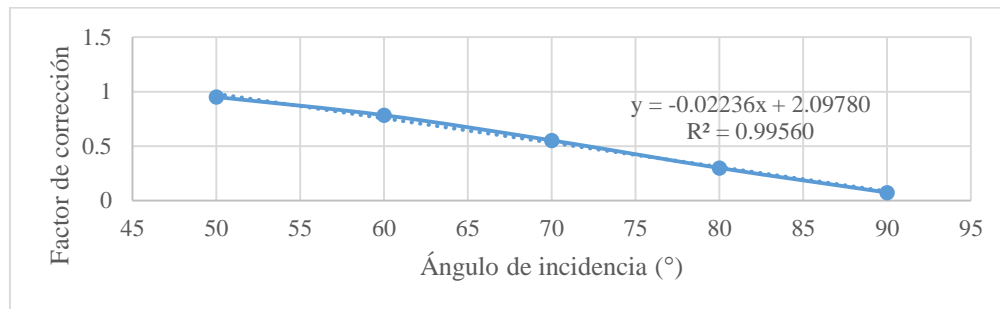


Figura 3-11 IAM de 50° a 90°

Se llevó a cabo una simulación en el software MatLab, con las características encontradas en la ficha técnica, así como el uso del estándar *EN 12795* [64] para comparar las eficiencias reportadas contra las simuladas. En el software MatLab, se desarrolló un código con las ecuaciones obtenidas anteriormente y considerando las ecuaciones del *IAM*. En la Tabla 3-17, se muestran los resultados de la eficiencia, se observa que las desviaciones entre los resultados reportados por Industrial Solar y los obtenidos por simulación tienen desviaciones máximas de 2.47%. En la verificación del concentrador Fresnel, se encontró adecuado el uso del código desarrollado en Matlab para la simulación del captador lineal Fresnel en la generación de vapor.

Tabla 3-17 Comparativo de la eficiencia simulada y reportada.

dT	200			600			1000		
	Simulado	Reportado	Diferencia	Simulado	Reportado	Diferencia	Simulado	Reportado	Diferencia
0	0.6346	0.6333	-0.0019	0.6338	0.6333	-0.0008	0.6337	0.6333	-0.0005
50	0.6245	0.6310	0.0105	0.6302	0.6320	0.0029	0.6313	0.6333	0.0032
100	0.6036	0.6167	0.0216	0.6229	0.6313	0.0135	0.6268	0.6320	0.0083
150	0.5720	0.5889	0.0295	0.6121	0.6167	0.0075	0.6201	0.6278	0.0123
175	0.5522	0.5667	0.0262	0.6053	0.6166	0.0186	0.6160	0.6250	0.0146
200	0.5297	0.5500	0.0384	0.5977	0.6056	0.0132	0.6113	0.6167	0.0088
225	0.5045	0.5222	0.0352	0.5891	0.6000	0.0184	0.6061	0.6111	0.0083
250	0.4766	0.5000	0.0491	0.5797	0.5889	0.0159	0.6003	0.6056	0.0087
275	0.4460	0.4722	0.0588	0.5694	0.5778	0.0148	0.5941	0.6000	0.0100
300	0.4127	0.4389	0.0634	0.5581	0.5722	0.0253	0.5872	0.5944	0.0123
325	0.3768	0.4056	0.0764	0.5460	0.5556	0.0175	0.5799	0.5889	0.0156
350	0.3381	0.3722	0.1008	0.5330	0.5444	0.0215	0.5719	0.5833	0.0199
375	0.2968	0.3333	0.1231	0.5190	0.5333	0.0275	0.5635	0.5722	0.0155
400	0.2528	0.2889	0.1429	0.5042	0.5167	0.0247	0.5545	0.5667	0.0219

En la comparativa se observa que, para las radiaciones de 200, 600 y 1000 W/m^2 las desviaciones de la eficiencia son menores al 3.0%, como se muestra en las figuras 12, 13 y 14.

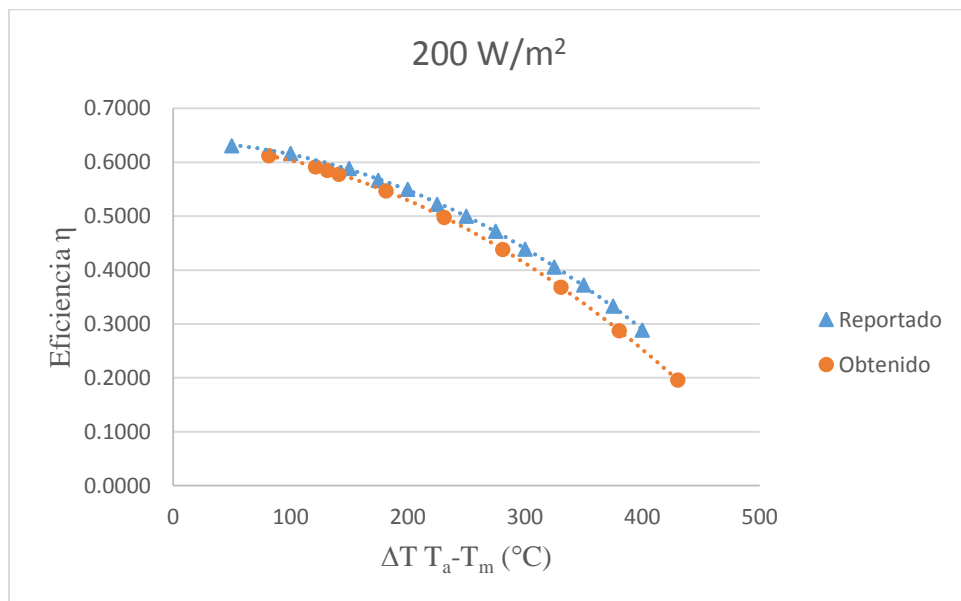


Figura 3-12 Comparativo para radiación de 200 W/m^2 .

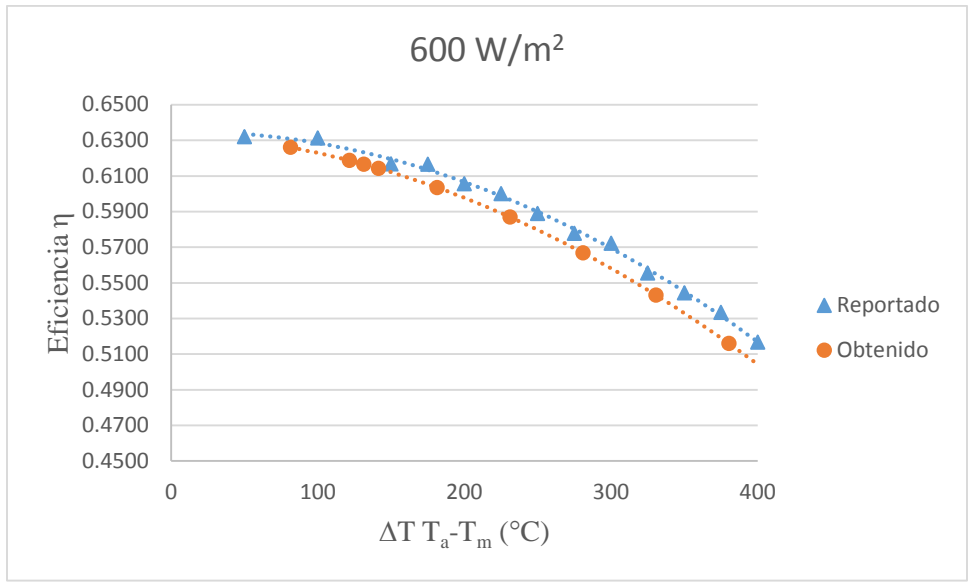


Figura 3-13 Comparativo para radiación de 600 W/m².

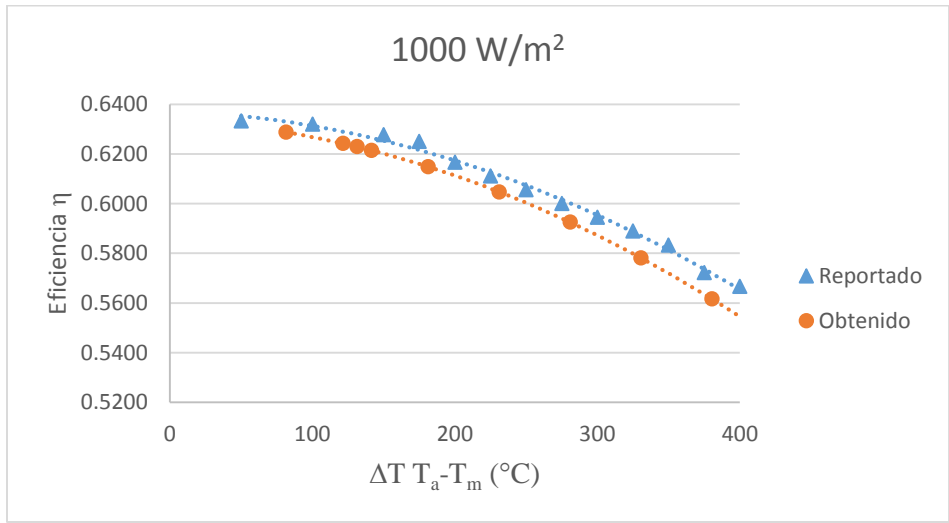


Figura 3-14 Comparativo para radiación de 1000 W/m².

Con los resultados obtenidos en la simulación, se encontró que el simulador térmico del captador Fresnel, junto con la curva de eficiencia que se ajusta son adecuados, al encontrar una desviación media de únicamente el 1.82%.

Capítulo 4 Resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en la simulación térmica del sistema solar de generación de vapor. A su vez, se propone un sistema considerando la influencia de la variación de áreas entre un sistema de baja temperatura y uno de mediana temperatura. También, se presenta la evaluación económica considerando los costos actuales de la infraestructura necesaria.

4.1 Efecto de la relación de áreas en la fracción solar y energía útil anual

Se realizó un análisis variacional mediante simulaciones a diferentes razones de uso, variando la razón de áreas de los *CSPP* y Fresnel. La herramienta gráfica de la Figura 4-1 se construyó a partir de los resultados obtenidos en el análisis variacional. En la Figura 4-1, se observa que el sistema es más susceptible a cambios en la *FS* y la *GCS* para razones de área de 0.1 a 0.5. En la Figura 4-1, las líneas representan diferentes razones de uso para el sistema de precalentamiento, manteniéndose un área de *CSPP* fija por línea. Se observa que la *FS*, representada por las líneas continuas, decae de manera exponencial conforme se aumenta la razón de áreas. Contrario a la *FS*, la *GCS*, representada por las líneas discontinuas, aumenta de manera logarítmica. El cambio en la *GCS*, deja de ser significativo a una *RA* de 0.6 con una *RU* de 25 l/m²-día. Mientras que para las *RU* de 50 y 75 l/m², siguen siendo significativa la *GCS* para *RA* mayores a 0.6. También, se observa, que la fracción solar decae mientras se incrementa la razón de áreas debido al cociente dado por el área de *CSPP* y el área de Fresnel, simbolizando una menor área de Fresnel al incrementar la *RA*.

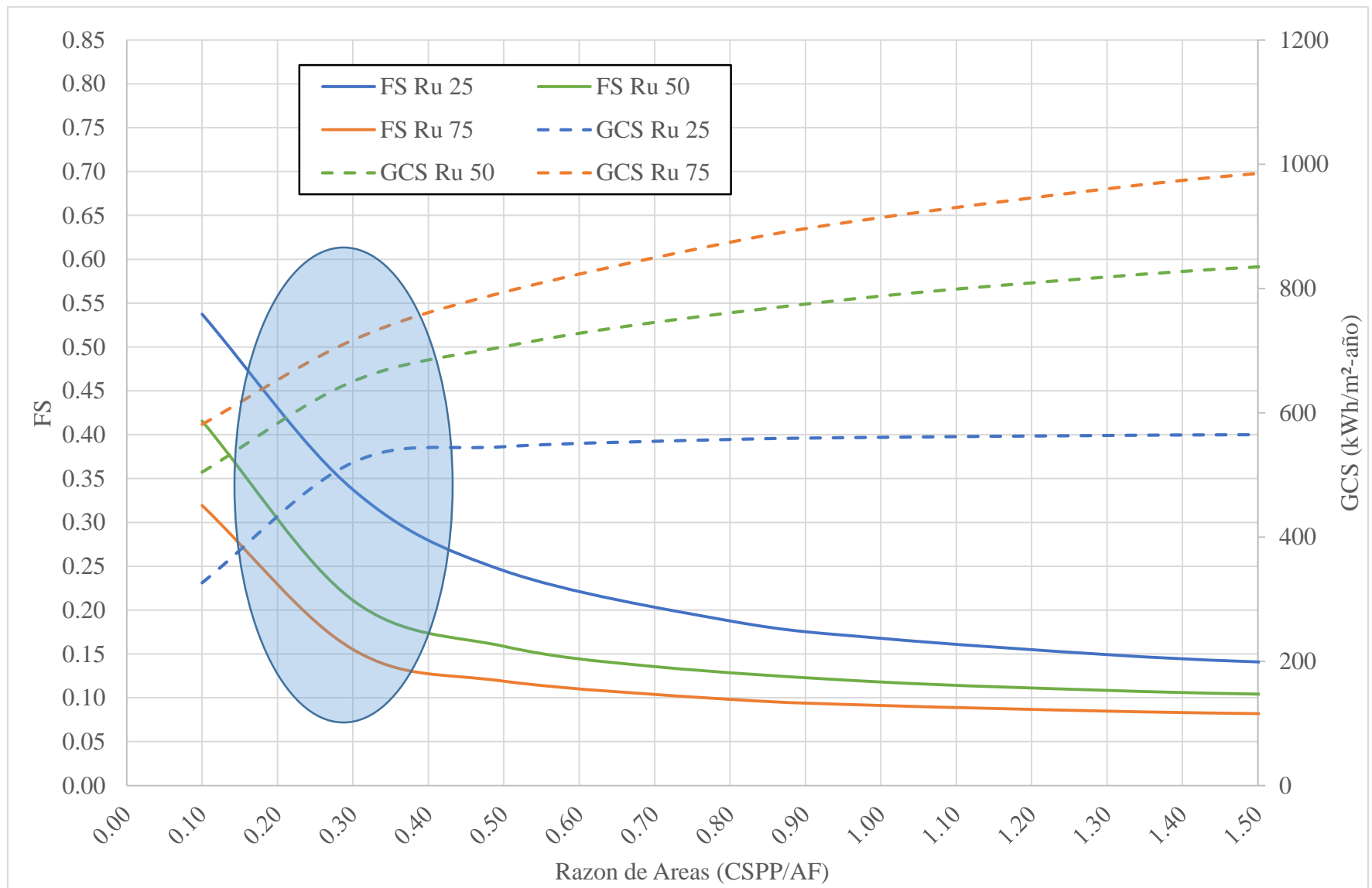


Figura 4-1 Nomograma de sistema híbrido para diferentes RA

4.2 Comparativo sistema híbrido solar-solar-convencional y solar-convencional

En los resultados se muestra un análisis variacional que permite la construcción de la herramienta gráfica. En la Figura 4-2 se resalta la influencia de los *CSPP* en la generación de vapor. Además, se utilizó una *RU* de $0 \text{ l/m}^2\text{-día}$, que representa 0 m^2 de *CSPP*, que permiten comparar al sistema propuesto con el uso de solo tecnología Fresnel. El sistema es más susceptible a cambios en la *FS* y la *GCS* para áreas de 100 a $10,000 \text{ m}^2$ de Fresnel.

En los resultados se encontró que a medida que se incrementa el área de Fresnel, el generador de vapor híbrido incrementa la fracción solar anual de manera asintótica y disminuye la energía útil anual de la misma manera. El incremento en la fracción solar deja de ser significativa por arriba de los $20,000 \text{ m}^2$ de área de Fresnel. Por su parte la energía útil anual por unidad de área tiene su mayor cambio con área de Fresnel menor a los $12,000 \text{ m}^2$. También, en los resultados se observa que el área de Fresnel se puede sustituir por área de *CSPP*, y esto es más conveniente para áreas de Fresnel reducidas, ya que se tiene un punto en los $24,000 \text{ m}^2$ de área de Fresnel, en donde el *CSPP* afecta adversamente el desempeño del sistema. En el nomograma, se observa que el aporte energético del sistema de precalentamiento con *CSPP* se puede cuantificar en los saltos entre las líneas continuas. La línea inferior, simbolizada en color azul, representa una *RU* de 0.0, es decir, no hay sistema de precalentamiento de agua con *CSPP*, mientras que el resto de las líneas le corresponde un área de 1400, 700 y 467 m^2 de *CSPP* para las *RU* de 25, 50 y 75 l/m^2 respectivamente.

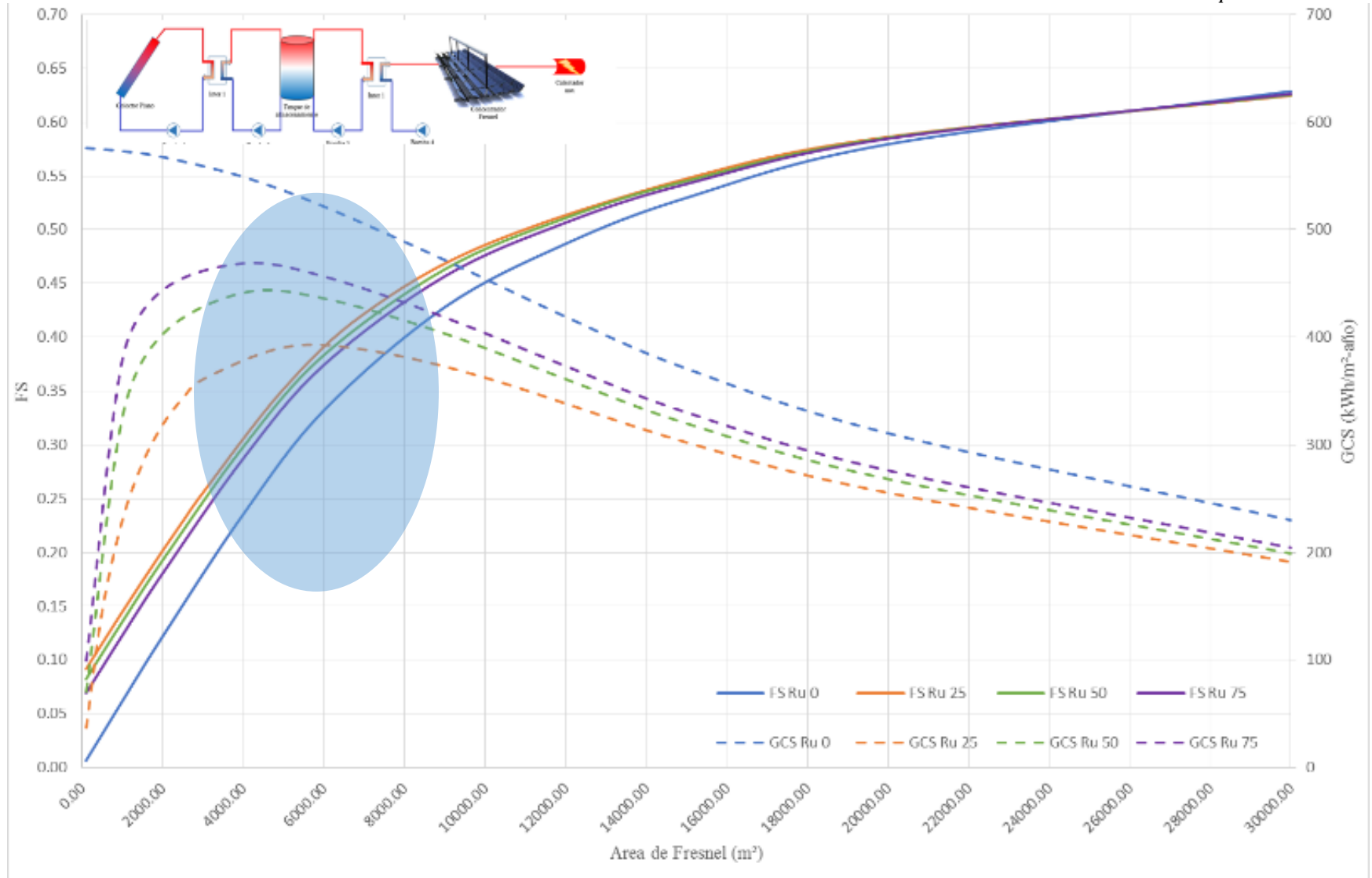


Figura 4-2 Nomograma a diferentes áreas de Fresnel.

4.3 Propuesta de generador de vapor híbrido solar-solar-convencional

Con los datos del nomograma anterior, se propone un sistema que cumpla con la demanda de vapor y cuente con buenas ganancias de energía, así como una fracción solar considerable. En la Figura 4-3 se muestra la selección del sistema propuesto.

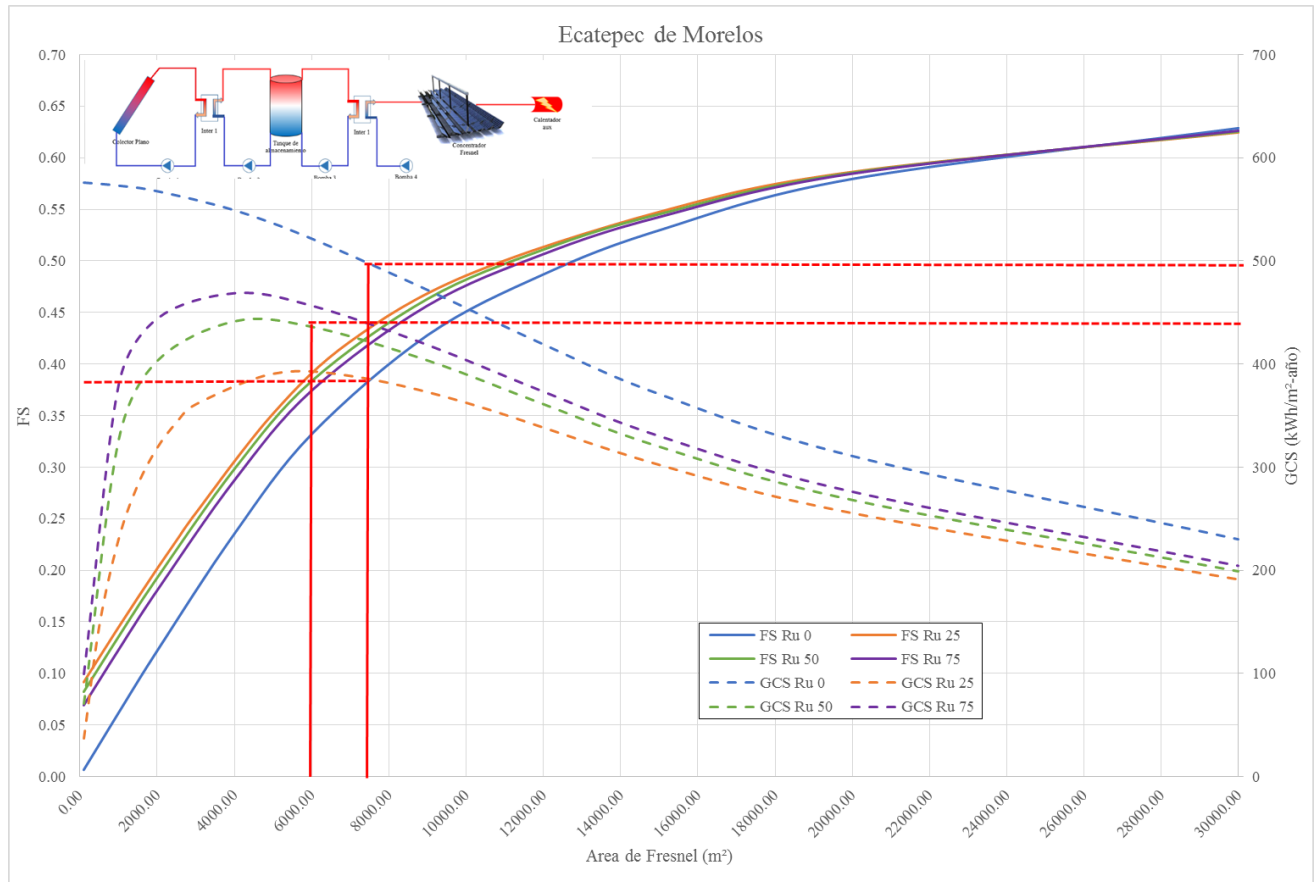


Figura 4-3 Propuesta de diseño.

Para el sistema propuesto, se utilizó una razón de uso de 50 l/m² y se fijó un área de Fresnel de 6000 m², obteniendo las fracciones solares y ganancias de calor solar mostradas en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1 Datos obtenidos en el sistema propuesto.

Configuración	FS (%)	Rv Prec (l/m²)	Ru Prec (l/m²-día)	Área CSPP (m²)	Área Fresnel (m²)	GCS (kWh/m²-año)
Configuración A	38.34	0	0	0	7550	499
Configuración B	38.34	50	50	700	6000	436

En la Tabla 4-1, se muestra dos configuraciones propuestas que cuentan con la misma *FS* pero diferente dimensionamiento. En la primera configuración, se considera el sistema de generación de vapor, con el uso de únicamente captadores Fresnel (Configuración *A*). Mientras que en la segunda configuración, se utiliza precalentamiento con los *CSPP* (Configuración *B*). En la Tabla 4-1, se observa que para un área de 700 m^2 de *CSPP* y 6000 m^2 de área de Fresnel se puede obtener una *FS* del 0.38 con *GCS* de $436\text{ kWh/m}^2\text{-año}$, mientras que para la Configuración *A* se necesita un área de 7550 m^2 para la misma fracción solar.

4.4 Evaluación económica del sistema propuesto

En la evaluación económica, se utilizó, la plataforma planteada en la Sección 3.3. Con la metodología propuesta, se evaluaron dos diferentes configuraciones, el sistema de generación de vapor con únicamente captadores Fresnel (Configuración *A*) y el sistema de generación de vapor con tecnología Fresnel acoplado a *CSPP* (Configuración *B*). En los resultados, se realizó una comparativa del *VPN*, la *TIR* y el tiempo de recuperación de la inversión de las configuraciones propuestas con el sistema sin el uso de ninguna tecnología de captación solar.

4.4.1 Evaluación económica de la configuración *A*

En la configuración *A*, se considera, el sistema de generación de vapor utilizando únicamente un tipo de tecnologías de aprovechamiento solar, el concentrador Fresnel. En la Tabla 4-2 se muestra el dimensionamiento del sistema propuesto. Los costos del sistema de calculan de acuerdo con la tabla. El costo inicial del sistema para la configuración *A* es de $46.09\text{ MM}\$$.

Tabla 4-2 Equipo del sistema propuesto para la configuración *A*.

Equipo	Cantidad/capacidad	Precio
Bomba de agua	6 kW	3,275.88 \$/kW
Sistema de control	1	6,912.50 \$
Captador lineal Fresnel	7550 m ²	7,100.00 \$/m ²
Equipamiento adicional	NA	10,000.00 \$

A partir del costo inicial, se ingresan los datos de la *FS*, el costo inicial del sistema y el resto de parámetros económicos establecidos en la Tabla 3-7 a la herramienta desarrollada para la evaluación económica. En la Tabla 4-3 se muestran los resultados obtenidos en la herramienta desarrollada para la evaluación económica. En la tabla, se observa que a partir del octavo año de implementarse el sistema de generación de vapor, comienzan los ahorros solares. Con los datos de la tabla, se graficaron los resultados del *VPN* para encontrar el punto donde comenzaban los ahorros solares, el tiempo de recuperación de la inversión y la *TIR* para diferentes descuentos del mercado. En las figuras 4-4 y 4-5 se muestran los flujos de caja que existen a lo largo del periodo evaluado. En la Figura 4-4 se observa que los ahorros solares comienzan a partir de los 7.28 años de implementado el sistema, con un tiempo de recuperación de la inversión de 19.71 años. A su vez, se encontró que, el *VPN* del sistema es de 5.53 *MM*\$ y una *TIR* del 6.28%.

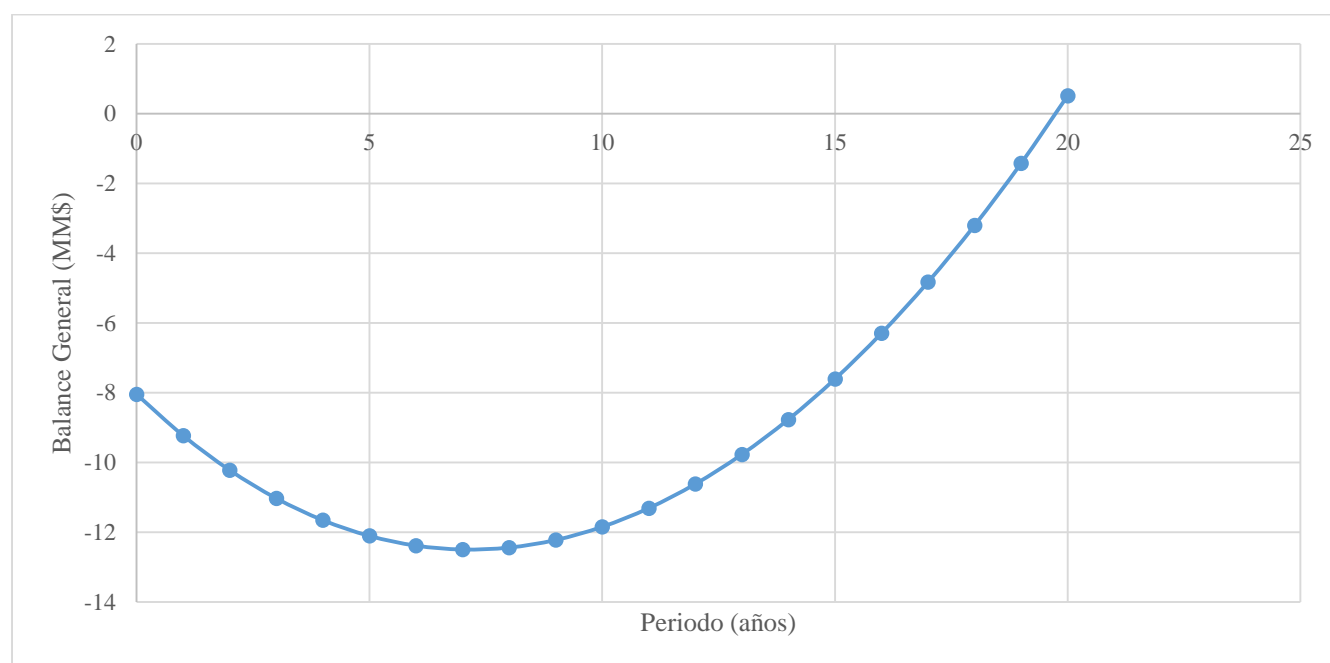


Figura 4-4 Flujos de caja a lo largo de 20 años.

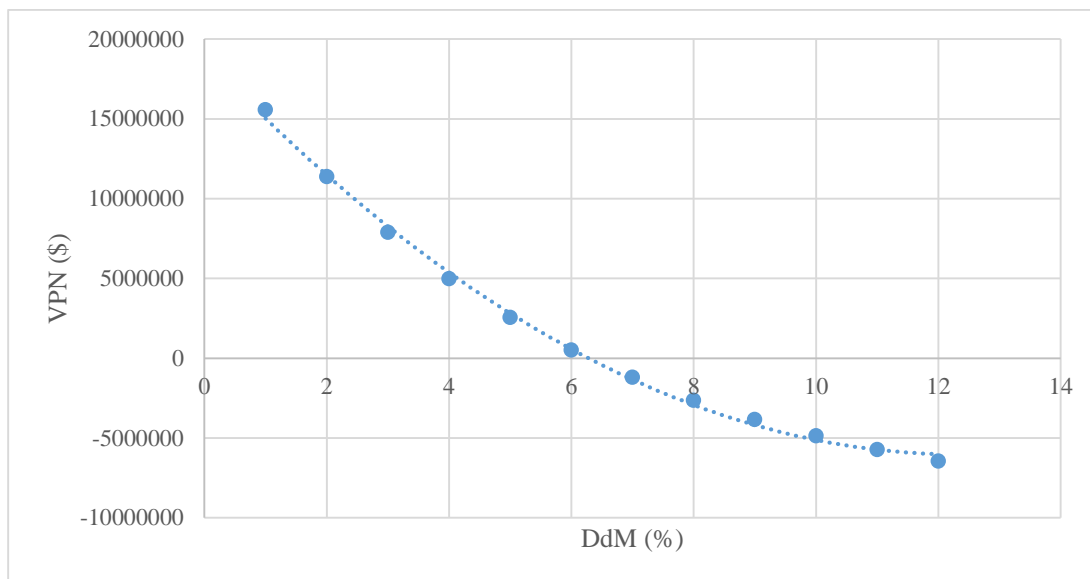


Figura 4-5 VPN a diferentes descuentos del mercado.

Tabla 4-3 Resultados de la evaluación económica para la configuración A

Año	Costo Combustible	Ahorro Combustible	Pago Crédito	Mantenimiento	Imp propiedad	Impuestos salvados	Ahorros solares	Flujos de caja	VPN
0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 8,046,235.17	-\$ 8,046,235.17	-\$ 8,046,235.17
1	-\$ 4,572,580.32	\$ 1,753,127.29	-\$ 4,643,985.34	-\$ 2,200.00	-\$ 4,400.00	\$ 1,643,411.97	-\$ 1,254,046.07	-\$ 1,183,062.33	-\$ 9,229,297.50
2	-\$ 5,029,838.35	\$ 1,928,440.02	-\$ 4,643,985.34	-\$ 2,332.00	-\$ 4,664.00	\$ 1,607,661.86	-\$ 1,114,879.45	-\$ 992,238.75	-\$ 10,221,536.24
3	-\$ 5,532,822.19	\$ 2,121,284.03	-\$ 4,643,985.34	-\$ 2,471.92	-\$ 4,943.84	\$ 1,569,049.36	-\$ 961,067.71	-\$ 806,930.98	-\$ 11,028,467.23
4	-\$ 6,086,104.41	\$ 2,333,412.43	-\$ 4,643,985.34	-\$ 2,620.24	-\$ 5,240.47	\$ 1,527,345.34	-\$ 791,088.27	-\$ 626,616.01	-\$ 11,655,083.23
5	-\$ 6,694,714.85	\$ 2,566,753.67	-\$ 4,643,985.34	-\$ 2,777.45	-\$ 5,554.90	\$ 1,482,302.33	-\$ 603,261.68	-\$ 450,792.22	-\$ 12,105,875.46
6	-\$ 7,364,186.33	\$ 2,823,429.04	-\$ 4,643,985.34	-\$ 2,944.10	-\$ 5,888.19	\$ 1,433,653.05	-\$ 395,735.53	-\$ 278,977.94	-\$ 12,384,853.39
7	-\$ 8,100,604.96	\$ 3,105,771.94	-\$ 4,643,985.34	-\$ 3,120.74	-\$ 6,241.48	\$ 1,381,108.83	-\$ 166,466.79	-\$ 110,709.92	-\$ 12,495,563.31
8	-\$ 8,910,665.46	\$ 3,416,349.14	-\$ 4,643,985.34	-\$ 3,307.99	-\$ 6,615.97	\$ 1,324,357.89	\$ 86,797.73	\$ 54,457.97	-\$ 12,441,105.34
9	-\$ 9,801,732.01	\$ 3,757,984.05	-\$ 4,643,985.34	-\$ 3,506.47	-\$ 7,012.93	\$ 1,263,063.51	\$ 366,542.82	\$ 216,956.13	-\$ 12,224,149.21
10	-\$ 10,781,905.21	\$ 4,133,782.46	-\$ 4,643,985.34	-\$ 3,716.85	-\$ 7,433.71	\$ 1,196,862.00	\$ 675,508.56	\$ 377,200.45	-\$ 11,846,948.76
11	-\$ 11,860,095.73	\$ 4,547,160.70	-\$ 4,643,985.34	-\$ 3,939.86	-\$ 7,879.73	\$ 1,125,360.59	\$ 1,016,716.35	\$ 535,593.49	-\$ 11,311,355.27
12	-\$ 13,046,105.30	\$ 5,001,876.77	-\$ 4,643,985.34	-\$ 4,176.26	-\$ 8,352.51	\$ 1,048,135.04	\$ 1,393,497.71	\$ 692,525.67	-\$ 10,618,829.60
13	-\$ 14,350,715.83	\$ 5,502,064.45	-\$ 4,643,985.34	-\$ 4,426.83	-\$ 8,853.66	\$ 964,727.20	\$ 1,809,525.82	\$ 848,376.31	-\$ 9,770,453.28
14	-\$ 15,785,787.41	\$ 6,052,270.89	-\$ 4,643,985.34	-\$ 4,692.44	-\$ 9,384.88	\$ 874,642.22	\$ 2,268,850.45	\$ 1,003,514.74	-\$ 8,766,938.54
15	-\$ 17,364,366.16	\$ 6,657,497.98	-\$ 4,643,985.34	-\$ 4,973.99	-\$ 9,947.98	\$ 777,345.66	\$ 2,775,936.34	\$ 1,158,301.25	-\$ 7,608,637.29
16	-\$ 19,100,802.77	\$ 7,323,247.78	-\$ 4,643,985.34	-\$ 5,272.43	-\$ 10,544.86	\$ 672,260.31	\$ 3,335,705.47	\$ 1,313,088.06	-\$ 6,295,549.23
17	-\$ 21,010,883.05	\$ 8,055,572.56	-\$ 4,643,985.34	-\$ 5,588.77	-\$ 11,177.55	\$ 558,762.76	\$ 3,953,583.66	\$ 1,468,220.30	-\$ 4,827,328.93
18	-\$ 23,111,971.35	\$ 8,861,129.82	-\$ 4,643,985.34	-\$ 5,924.10	-\$ 11,848.20	\$ 436,179.71	\$ 4,635,551.89	\$ 1,624,036.82	-\$ 3,203,292.11
19	-\$ 25,423,168.49	\$ 9,747,242.80	-\$ 4,643,985.34	-\$ 6,279.55	-\$ 12,559.09	\$ 303,783.98	\$ 5,388,202.81	\$ 1,780,871.13	-\$ 1,422,420.98
20	-\$ 27,965,485.34	\$ 10,721,967.08	-\$ 4,643,985.34	-\$ 6,656.32	-\$ 13,312.64	\$ 160,790.20	\$ 6,218,802.98	\$ 1,939,052.17	\$ 516,631.19
20	-\$ 27,965,485.34	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 16,092,470.33	\$ 5,017,708.32	\$ 5,534,339.50

4.4.2 Evaluación económica de la configuración B

En la configuración B, se considera, el sistema de generación de vapor utilizando dos diferentes tecnologías de aprovechamiento solar, los CSPP y el concentrador Fresnel. En la Tabla 4-4 se muestra el dimensionamiento del sistema propuesto. Los costos del sistema se calculan de acuerdo con la tabla. El costo inicial del sistema para la configuración B es de 39.04 MM\$.

Tabla 4-4 Equipo del sistema propuesto para la configuración B.

Equipo	Cantidad/capacidad	Precio
Captador solar de placa plana	700 m ²	2,160 \$/m ²
Bomba de agua 1 y 2	6 kW	3,275.88 \$/kW
Bomba de agua 3 y 4	3 kW	3,275.88 \$/kW
Intercambiador de calor 1	14000 W/K	87,500 \$/pz
Intercambiador de calor 2	7000 W/K	50,000 \$/pz
Tanque de almacenamiento	35 m ³	1,380.16 \$/m ³
Sistema de control	1	6,912.5 \$
Captador lineal Fresnel	6000 m ²	7,100 \$/m ²
Equipamiento adicional	NA	10,000 \$

Utilizando la metodología de la Sección 4.4.2, se ingresan los datos de la FS, el costo inicial del sistema y el resto de parámetros económicos establecidos en la Tabla 3-7 a la herramienta desarrollada para la evaluación económica. En la Tabla 4-5 se muestran los resultados obtenidos en la herramienta desarrollada para la evaluación económica. Con los datos de la tabla, se graficaron los resultados del VPN para encontrar el punto donde comenzaban los ahorros solares, el tiempo de recuperación de la inversión y la TIR para diferentes descuentos del mercado. En las figuras 4-6 y 4-7 se muestran los flujos de caja que existen a lo largo del periodo evaluado. En la Figura 4-4 se observa que los ahorros solares comienzan a partir de los 4.99 años de implementado el sistema, con un tiempo de recuperación de la inversión de 15.77 años. A su vez, se encontró que, el VPN del sistema es de 12.34 MM\$ y una TIR del 10.76%.

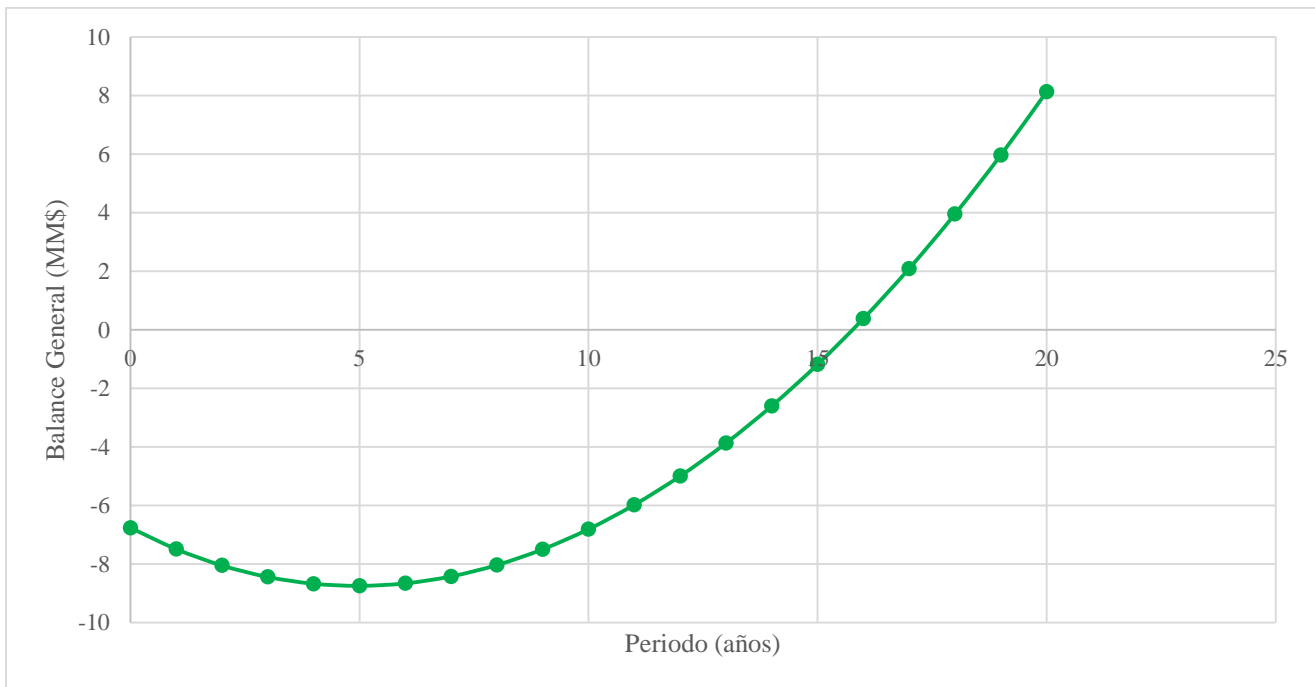


Figura 4-6 Flujos de caja para la configuración B.

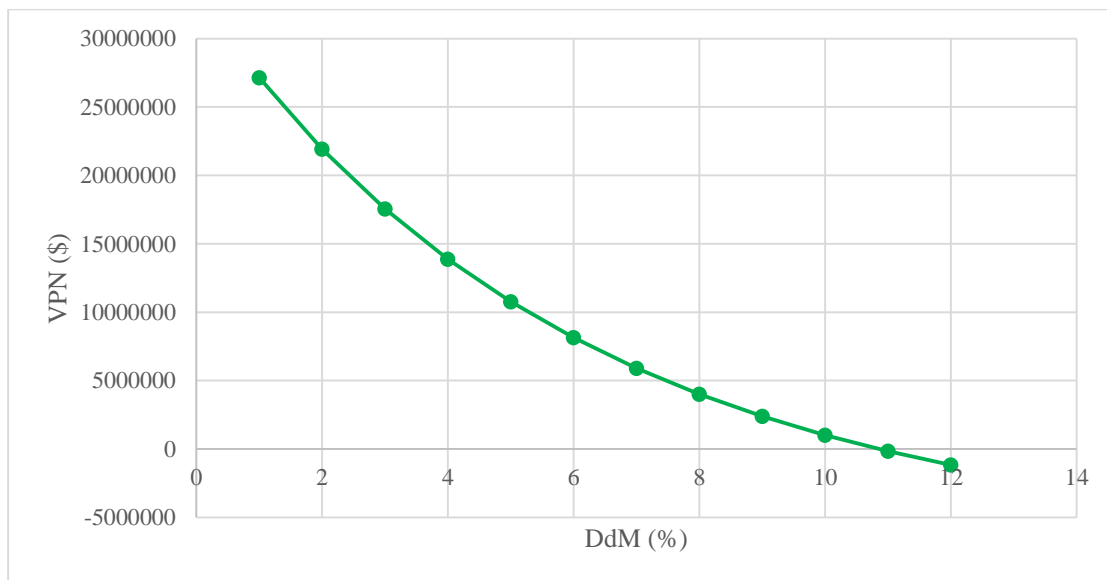


Figura 4-7 VPN a diferentes descuentos del mercado para la configuración B.

Tabla 4-5 Resultados de la evaluación económica para la configuración B.

Año	Costo Combustible	Ahorro Combustible	Pago Crédito	Mantenimiento	Imp propiedad	Impuestos salvados	Ahorros solares	Flujos de caja	VPN
0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 6,756,630.15	-\$ 6,756,630.15	-\$ 6,756,630.15
1	-\$ 4,572,580.32	\$ 1,753,127.29	-\$ 3,899,673.66	-\$ 2,200.00	-\$ 4,400.00	\$ 1,380,332.55	-\$ 772,813.82	-\$ 729,069.64	-\$ 7,485,699.79
2	-\$ 5,029,838.35	\$ 1,928,440.02	-\$ 3,899,673.66	-\$ 2,332.00	-\$ 4,664.00	\$ 1,350,331.30	-\$ 627,898.34	-\$ 558,827.28	-\$ 8,044,527.08
3	-\$ 5,532,822.19	\$ 2,121,284.03	-\$ 3,899,673.66	-\$ 2,471.92	-\$ 4,943.84	\$ 1,317,927.58	-\$ 467,877.82	-\$ 392,839.24	-\$ 8,437,366.31
4	-\$ 6,086,104.41	\$ 2,333,412.43	-\$ 3,899,673.66	-\$ 2,620.24	-\$ 5,240.47	\$ 1,282,929.04	-\$ 291,192.90	-\$ 230,652.05	-\$ 8,668,018.36
5	-\$ 6,694,714.85	\$ 2,566,753.67	-\$ 3,899,673.66	-\$ 2,777.45	-\$ 5,554.90	\$ 1,245,127.95	-\$ 96,124.39	-\$ 71,829.74	-\$ 8,739,848.10
6	-\$ 7,364,186.33	\$ 2,823,429.04	-\$ 3,899,673.66	-\$ 2,944.10	-\$ 5,888.19	\$ 1,204,299.94	\$ 119,223.02	\$ 84,047.53	-\$ 8,655,800.57
7	-\$ 8,100,604.96	\$ 3,105,771.94	-\$ 3,899,673.66	-\$ 3,120.74	-\$ 6,241.48	\$ 1,160,202.69	\$ 356,938.74	\$ 237,384.65	-\$ 8,418,415.93
8	-\$ 8,910,665.46	\$ 3,416,349.14	-\$ 3,899,673.66	-\$ 3,307.99	-\$ 6,615.97	\$ 1,112,574.48	\$ 619,325.99	\$ 388,572.79	-\$ 8,029,843.14
9	-\$ 9,801,732.01	\$ 3,757,984.05	-\$ 3,899,673.66	-\$ 3,506.47	-\$ 7,012.93	\$ 1,061,132.64	\$ 908,923.63	\$ 537,990.50	-\$ 7,491,852.64
10	-\$ 10,781,905.21	\$ 4,133,782.46	-\$ 3,899,673.66	-\$ 3,716.85	-\$ 7,433.71	\$ 1,005,571.88	\$ 1,228,530.11	\$ 686,004.80	-\$ 6,805,847.84
11	-\$ 11,860,095.73	\$ 4,547,160.70	-\$ 3,899,673.66	-\$ 3,939.86	-\$ 7,879.73	\$ 945,562.48	\$ 1,581,229.92	\$ 832,972.20	-\$ 5,972,875.64
12	-\$ 13,046,105.30	\$ 5,001,876.77	-\$ 3,899,673.66	-\$ 4,176.26	-\$ 8,352.51	\$ 880,748.30	\$ 1,970,422.64	\$ 979,239.69	-\$ 4,993,635.96
13	-\$ 14,350,715.83	\$ 5,502,064.45	-\$ 3,899,673.66	-\$ 4,426.83	-\$ 8,853.66	\$ 810,744.74	\$ 2,399,855.03	\$ 1,125,145.69	-\$ 3,868,490.27
14	-\$ 15,785,787.41	\$ 6,052,270.89	-\$ 3,899,673.66	-\$ 4,692.44	-\$ 9,384.88	\$ 735,136.39	\$ 2,873,656.29	\$ 1,271,020.95	-\$ 2,597,469.32
15	-\$ 17,364,366.16	\$ 6,657,497.98	-\$ 3,899,673.66	-\$ 4,973.99	-\$ 9,947.98	\$ 653,474.58	\$ 3,396,376.94	\$ 1,417,189.43	-\$ 1,180,279.89
16	-\$ 19,100,802.77	\$ 7,323,247.78	-\$ 3,899,673.66	-\$ 5,272.43	-\$ 10,544.86	\$ 565,274.77	\$ 3,973,031.60	\$ 1,563,969.13	\$ 383,689.24
17	-\$ 21,010,883.05	\$ 8,055,572.56	-\$ 3,899,673.66	-\$ 5,588.77	-\$ 11,177.55	\$ 470,013.59	\$ 4,609,146.17	\$ 1,711,672.89	\$ 2,095,362.12
18	-\$ 23,111,971.35	\$ 8,861,129.82	-\$ 3,899,673.66	-\$ 5,924.10	-\$ 11,848.20	\$ 367,125.83	\$ 5,310,809.68	\$ 1,860,609.20	\$ 3,955,971.32
19	-\$ 25,423,168.49	\$ 9,747,242.80	-\$ 3,899,673.66	-\$ 6,279.55	-\$ 12,559.09	\$ 256,001.01	\$ 6,084,731.51	\$ 2,011,082.93	\$ 5,967,054.25
20	-\$ 27,965,485.34	\$ 10,721,967.08	-\$ 3,899,673.66	-\$ 6,656.32	-\$ 13,312.64	\$ 135,979.81	\$ 6,938,304.27	\$ 2,163,396.07	\$ 8,130,450.32
20	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 13,513,260.31	\$ 4,213,498.44	\$ 12,343,948.76

4.5 Discusión general de resultados

En los resultados generales, se observa que la implementación de sistemas de baja temperatura en procesos de generación de vapor es factible para temperaturas de red de 30°C. El sistema propuesto, alcanza una FS de 0.62 que es ligeramente mayor al sistema con únicamente captadores Fresnel con mayor área. En cuanto a la GCS , el sistema propuesto es 25 kWh/m^2 -año inferior a la configuración A . Con los resultados se observa que la configuración B tiene efectos positivos en la generación de vapor solar.

Con la herramienta gráfica, se observó que la razón de áreas tiene mejores resultados cuando el área de Fresnel es 2.5 o más veces mayor que el área de $CSPP$, alcanzando FS de 0.55 y una GCS de 300 kWh/m^2 -año. Además, se observó que la mayor razón de cambio en la FS y en la GCS ocurre para las RA de 0.10 a 0.35. Contrario a la FS , la GCS tiene un comportamiento logarítmico para la RU de 25 l/m^2 . Sin embargo, para las RU de 50 y 75 l/m^2 , no se aprecia que tenga una tendencia asintótica en la GCS .

De la misma manera, el nomograma de la Figura 4-2, se observó que el aporte energético del sistema de precalentamiento con $CSPP$ se puede cuantificar en los saltos entre las líneas continuas, tanto vertical, como horizontalmente. Los saltos de línea vertical, representa el aporte energético que se tiene al incrementar el área de $CSPP$, variando de 0 a 560, 840 y 1680 m^2 de la línea azul a la morada, verde y naranja, respectivamente. Por otro lado, los saltos de línea horizontal, representan el área de Fresnel que se tiene que aumentar o disminuir (dependiendo el sentido) para alcanzar la FS con el área de $CSPP$ establecida.

En los resultados de la evaluación económica, se observa que los costos a lo largo de 20 años del sistema de generación de vapor es de 124.96, 117.34 y 125.48 $MM\text{\$}$ para la configuración A , la configuración B y el sistema sin el uso de tecnologías solares, respectivamente. El cálculo del costo del sistema se realizó sin considerar que el sistema después del periodo de 20 años, se pueda vender para recuperar el 30% de su costo. De considerar el valor de reventa del sistema al cabo de 20 años, el costo para la configuración A y B resulta de 119.94 y 113.13 $MM\text{\$}$. Al comparar los sistemas, se encontró, que el implementar la configuración A , el sistema se vuelve 4.41% más barato con respecto al uso de combustibles fósiles. Mientras que al implementar la configuración B , el sistema llega a ser, 9.84% más barato, correspondiendo a un ahorro solar de 12.34 $MM\text{\$}$.

Capítulo 5 Conclusiones

En este capítulo se presentan las conclusiones obtenidas a lo largo del trabajo de investigación del sistema solar de generación de vapor. A su vez, se mencionan algunas sugerencias y recomendaciones para la elaboración de futuros trabajos.

5.1 Conclusiones

En el análisis de la razón de áreas, se observó, que los mayores cambios en la *FS* se dan para razones menores a 0.3. Además, en la *RU* de 25 l/m^2 -día, se observa que a partir de la *RA* de 0.3, los cambios en la *GCS* ya no son significativos, teniendo un máximo de 570 kWh/m^2 -año. A diferencia de la *RU* de 25 l/m^2 -día, los cambios en las *RU* de 50 y 75 l/m^2 -día, siguen incrementando proporcionalmente al incremento de la *RA*.

En el estudio se observó que se puede reducir en un 20% el área de concentración, utilizando sistemas de captación de baja temperatura. También se observó, que el uso de *CSPP* puede elevar la eficiencia del sistema a menores gradientes de temperaturas y son de menor costo. Con base a los resultados, la hibridación del sistema propuesto, tiene una *GCS* de hasta 460 kWh/m^2 -año para una razón de uso de 75 l/m^2 -día con una *FS* del 26%. Mientras que con el uso de únicamente colectores Fresnel, se logra una ganancia de calor máxima de 580 kWh/m^2 -año con una fracción solar del 1%.

Con los resultados, se observa que para áreas de Fresnel mayores a 22,000 m^2 se considera despreciable el aporte energético que entrega el área de precalentamiento. La *FS* es igual para un sistema con *CSPP* y sin *CSPP* para áreas de Fresnel mayores a 20,000 m^2 . En sistemas de generación de vapor, a mayor demanda de vapor, es recomendable el uso de *CSPP* para realizar un aporte energético significativo.

En la evaluación económica, se logró reducir la inversión inicial 7.05 *MM*\$, que representa un 15% del total. De igual manera, los ahorros solares aumentan en un 20% con la configuración propuesta. Con los resultados, se puede concluir que la implementación de *CSPP* en la generación de vapor es factible al tener un 45% más de *VPN* y menos del 12% de *GCS*, comparado con el uso de únicamente tecnología Fresnel.

Con la plataforma de evaluación verificada, el sistema de generación de vapor puede ser evaluado y aplicado a diferentes ciudades de la republica con sus respectivos datos climatológicos. La plataforma de simulación tiene la flexibilidad de utilizar diferentes tecnologías al utilizar balances de energía.

El código desarrollado en MatLab permitió la verificación de la tecnología Fresnel. Con el código desarrollado, se pueden obtener las constantes que describen el comportamiento térmico de cualquier captador solar que cuente con su curva de eficiencia.

5.2 Recomendaciones para trabajos futuros

- Considerar el efecto del patrón de flujo bifásico en el tubo absorbedor del sistema de concentración solar.
- Evaluar un sistema cerrado, donde los condensados del proceso se utilicen en precalentamiento del agua.
- En el precalentamiento, utilizar una tecnología de tubo evacuado y/o canal parabólico compuesto.
- Realizar un estudio considerando un espectro más amplio de almacenamiento térmico.
- Comparar el sistema con el captador parabólico o parabólico compuesto en términos del *VPN* y el tiempo de recuperación de la inversión.
- Considerar diferentes temperaturas del fluido de suministro al proceso.

6. Bibliografía

- [1] R. Villar, Estudio del rendimiento óptico de un captador Fresnel, Ciudad de México: Tesis, 2012.
- [2] C. Lauterbach, B. Schmitt, U. Jordan y K. Vajen, «The potential of solar heat for industrial processes in Germany,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 16, pp. 5121-5130, 2012.
- [3] R. Abbas, M. Montes, A. Rovira y J. Martínez-Val, «Parabolic trough collector or linear Fresnel collector? A comparison of optical features including thermal quality based on commercial solutions,» *Solar Energy*, vol. 124, pp. 198-215, 2016.
- [4] I. B. Askari y M. Ameri, «Techno economic feasibility analysis of Linear Fresnel solar field as thermal source of the MED/TVC desalination system,» *Desalination*, vol. 394, pp. 1-17, 2016.
- [5] Montes, M. J., C. Rubbia, R. Abbas y J. M. Martínez-Val, «A comparative analysis of configurations of linear Fresnel collectors for concentrating solar power,» *Energy*, vol. 73, pp. 192-203, 2014.
- [6] S. Rodat, J. Souza, S. Thebault, V. Vuillerme y N. Dupassieux, «Dynamic simulations of Fresnel solar power plants,» *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 1501-1510, 2014.
- [7] A. Giglio, A. Lanzini, P. Leone, M. M. Rodríguez García y E. Zarza Moya, «Direct steam generation in parabolic-trough collectors: A review about the technology and a thermo-economic analysis of a hybrid system,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, pp. 453-473, 2017.
- [8] S. Suojanen, E. Hakkarainen, M. Tähtinen y Sihvonen, «Modeling and analysis of process configurations for hybrid concentrated solar power and conventional steam power plants,» *Energy Conversion and Management*, vol. 134, pp. 327-339, 2017.
- [9] M. Frassetto, «SHIPcal: Solar heat industrial processes online calculator,» *Energy Procedia*, vol. 91, pp. 611-619, 2016.
- [10] M. Bunea, C. Hildbrand, A. Duret, S. Eicher, L. Péclat y S. Citherlet, «Analysis of a medium temperature solar thermal installation with heat storage for industrial applications,» *Energy Procedia*, vol. 91, pp. 601-610, 2016.
- [11] B. Schmitt, «Classification of industrial heat consumers for integration of solar heat,» *Energy Procedia*, vol. 91, pp. 650-660, 2016.
- [12] J. J. Flores Prieto, R. A. Barrera Ayar, J. G. Arcos Adame, D. A. Delgado Romero, R. Tovar Olvera, A. Beltrán Pérez y D. E. Kleinfelder-Cabrera, «Mapas de diseño de sistemas de calentamiento solar con almacenamiento térmico,» *ANES*, vol. 41, pp. 1-6, 2017.

- [13] A. K. Sharma, C. Sharma, S. C. Mullick y T. C. Kandpal, «Solar industrial process heating: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, pp. 124-137, 2017.
- [14] N. Chaw, I. Choudhury, H. Masjuki y H. Aoyama, «Theoretical analysis to determine the efficiency of a CuO-water nanofluid based-flat plate solar collector for domestic solar water heating system in Myanmar,» *Solar Energy*, vol. 155, pp. 608-619, 2017.
- [15] L. Ayompe, A. Duffy, M. McKeever, M. Conlon y S. McCormack, «Comparative field performance study of flat plate and heat pipe evacuated tube collectors (ETCs) for domestic water heating systems in a temperate climate,» *Energy*, vol. 36, pp. 3370-3378, 2011.
- [16] S. H. Farjana, N. Huda, M. Parvez Mahmud y R. Saidur, «Solar industrial process heating systems in operation - Current SHIP plants and future prospects in Australia,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 409-419, 2018.
- [17] F. Lara, N. Velázquez, D. Saucedo y A. Acuña, «Metodología para el dimensionamiento y optimización de un concentrador lineal Fresnel,» *Información Tecnológica*, vol. 24, pp. 115-128, 2013.
- [18] G. Morin, J. Dersch, W. Platzer, M. Eck y A. Häberle, «Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector power plants,» *Solar Energy*, vol. 86, pp. 1-12, 2012.
- [19] C. Bachelier, M. Selig, M. Mertins, R. Stieglitz, V. Zipf, A. Neuhäuser y W. Steinmann, «Systematic analysis of Fresnel CSP plants with energy storage,» *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 1201-1210, 2015.
- [20] M. Hongn, S. Flores Larsen, M. Gea y M. Altamirano, «Estimación de pérdidas ópticas por los extremos del absorbedor de un concentrador solar Fresnel lineal mediante una correlación analítica simple,» *Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 35, pp. 41-52, 2015.
- [21] L. Migliari, D. Cocco y P. Puddu, «Influence of solar field recirculation on medium-size CSP performance,» *Solar Energy*, vol. 159, pp. 10-19, 2018.
- [22] I. Park, S. Park y J. Ha, «Design and application of thermal vapor compressor for multi-effect desalination plant,» *Desalination*, vol. 182, pp. 199-208, 2005.
- [23] V. D. Stevanovic, B. Maslovaric y S. Prica, «Dynamics of steam accumulation,» *Applied Thermal Engineering*, vol. 37, pp. 73-79, 2012.
- [24] M. Berger, M. Meyer-Grünefeldt, D. Krüger, K. Hennecke, M. Mokhtar y C. Zahler, «First year of operational experience with a solar process steam system for a pharmaceutical company in Jordan,» *Energy Procedia*, vol. 91, pp. 591-600, 2016.
- [25] P. Sharan y S. Bandyopadhyay, «Integration of thermo-vapor compressor with multiple-effect evaporator,» *Applied Energy*, vol. 184, pp. 560-573, 2016.

- [26] A. Biglia, L. Comba, E. Fabrizio, P. Gay y D. R. Aimonino, «Steam batch thermal processes in unsteady state conditions: Modelling and application to a case study in the food industry,» *Applied Thermal Engineering*, n° 118, pp. 638-651, 2017.
- [27] M. Hongn y S. Flores Larsen, «Hydrothermal model for small-scale linear Fresnel absorbers with non-uniform stepwise solar distribution,» *Applied Energy*, vol. 223, pp. 329-346, 2018.
- [28] A. Rovira, R. Barbero, M. J. Montes, R. Abbas y F. Varela, «Analysis and comparison of Integrated Solar Combined Cycles using parabolic troughs and linear Fresnel reflectors as concentrating systems,» *Applied Energy*, vol. 162, pp. 990-1000, 2016.
- [29] E. A. Carnevale, L. Ferrari y S. Paganelli, «Investigation on the feasibility of integration of high temperature solar energy in a textile factory,» *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 3517-3529, 2011.
- [30] B. Khiari y S. Ben Mabrouk, «Technical and economic survey of low enthalpy solar installations for heating sanitary water,» *Desalination*, vol. 165, pp. 259-268, 2004.
- [31] J. P. Vargas-Bautista, A. J. García-Cuéllar y S. L. Pérez-García, «Transient simulation of a solar heating system for a small-scale ethanol-water distillation plant: Thermal, environmental and economic performance,» *Energy conversion and management*, vol. 134, pp. 347-360, 2017.
- [32] S. Rezvani, P. Bahri, T. Urmee, G. Baverstock y A. Moore, «Techno-economic and reliability assessment of solar water heaters in Australia based on Monte Carlo analysis,» *Renewable Energy*, vol. 105, pp. 774-785, 2017.
- [33] P. Li, J. Li, R. Tan, Y. Wang, G. Pei, B. Jiang y J. Tang, «Thermo-economic evaluation of an innovative direct steam generation solar power system using screw expanders in a tandem configuration,» *Applied Thermal Engineering*, vol. 148, pp. 1007-1017, 2019.
- [34] S. Casimiro, C. Ioakimidis, J. Mendes y M. Giestas, «Modeling in TRNSYS of a single effect evaporation system powered by a Rankine Cycle,» *Desalination and Water Treatment*, vol. 51, pp. 1405-1415, 2013.
- [35] F. Pino, R. Caro, F. Rosa y J. Guerra, «Experimental validation of an optical and thermal model of a linear Fresnel collector system,» *Applied Thermal Engineering*, vol. 50, pp. 1463-1471, 2013.
- [36] A. Heimsath, F. Cuevas, A. Hofer, P. Nitz y W. Platzer, «Linear Fresnel collector receiver: heat loss and temperatures,» *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 386-397, 2014.
- [37] M. Biencinto, L. González y L. Valenzuela, «A quasi-dynamic simulation model for direct steam generation in parabolic troughs using TRNSYS,» *Applied Energy*, vol. 161, pp. 133-142, 2016.
- [38] S. Ravelli, G. Franchini, A. Perdichizzi, S. Rinaldi y V. Valcarenghi, «Modeling of direct steam generation in concentrating solar power plants,» *Energy Procedia*, vol. 101, pp. 464-471, 2016.

- [39] R. Shrivastava, V. Kumar y S. Untawale, «Modeling and simulation of solar water heater: A TRNSYS perspective,» *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 67, pp. 126-143, 2017.
- [40] A. S. Wallerand, A. Selviaridis, A. Ashouri y F. Maréchal, «Targeting optimal design and operation of solar heated industrial processes: a MILP formulation,» *Energy Procedia*, vol. 91, pp. 668-680, 2016.
- [41] L. Yueh-Heng y K. Wei-Chun, «Performance analysis and economic assessment of solar thermal and heat pump combisystems for sybtropical and tropical region,» *Solar Energy*, vol. 153, pp. 301-316, 2017.
- [42] R. González, Diseño mecánico del disco parabólico de un concentrador solar y la caracterización térmica del receptor, Ciudad de México: UNAM, 2014.
- [43] J. Monreal, Diseño de un concentrador solar lineal tipo fresnel de baja entalpía para calor de procesos., Xalapa, Veracruz: UNIVERSIDAD VERACRUZANA, 2012.
- [44] R. Pericas, «Energía solar térmica,» Universidad politecnica de Catalunya, Departamento de Física e ingeniería nuclear, Catalunya, 2017.
- [45] A. Jiramillo, Diseño de un concentrador solar con lente de fresnel para propósitos académicos y de experimentación, Ciudad de México: UNAM, 2014.
- [46] M. Revelo y S. Salazar, Diseño y simulación de un colector solar lineal de fresnel para la producción de vapor en base a las condiciones climáticas de la ciudad de Quito, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2015.
- [47] D. Sánchez Tapia, *Estudio técnico y económico de una instalación solar con colectores lineales Fresnel*, Zaragoza: Escuela Universitaria de ingeniería técnica industrial, 2011.
- [48] L. Feng, H. Liao, P. Wang, J. Huang y K. L. Schumacher, «A technique to avoid two-phase flow in solar collector tubes of the direct steam generation system for a solar aided power generation plant,» *Applied Thermal Engineering*, vol. 148, pp. 568-577, 2019.
- [49] J. Sun, Q. Liu y H. Hong, «Numerical study of parabolic-trough direct steam generation loop in recirculation mode: Characteristics, performance and general operation strategy,» *Energy Conversion and Management*, vol. 96, pp. 287-302, 2015.
- [50] A. Frein, L. Pistocchini, V. Tatay y M. Motta, «Modeling and sizing of a MW solar DSG plant,» *Energy Procedia*, vol. 91, pp. 620-629, 2016.
- [51] L. M. Murphy y E. K. May, «Steam generation in line-focus solar collectors: A comparative assessment of thermal performance operating stability, and cost issues,» Solar Energy Research Institute, 1982.

- [52] A. M. Elsafi, «On thermo-hydraulic modeling of direct steam generation,» *Solar Energy*, vol. 120, pp. 636-650, 2015.
- [53] E. Zarza Moya, Generación directa de vapor con colectores solares cilindro parabólicos Proyecto DIrect Solar Steam (DISS), Sevilla: Universidad de Sevilla, 2003.
- [54] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering Processes and Systems*, San Diego: Academic Press, 2014.
- [55] J. A. Duffie y W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, Wisconsin: Wiley, 2013.
- [56] INEGI, «Sistema de Cuentas Nacionales de México. Producto Interno Bruto por Entidad Federativa,» Instituto Nacional de Estadística y Geografía, INEGI, Estados Unidos Mexicanos, 2018.
- [57] ProMéxico; GIZ; IER, «La industria solar fotovoltaica y fototérmica en México,» ProMéxico, Ciudad de México, 2017.
- [58] SO-PRO, «Solar Process Heat Generation: Guide to solar thermal system design for selected industrial processes,» O.Ö. Energiesparverband, Linz, 2016.
- [59] Comisión Reguladora de Energía, «Certificados de Energías Limpias,» 04 Agosto 2016. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/cre/acciones-y-programas/certificados-de-energias-limpas-51673>. [Último acceso: 21 Febrero 2019].
- [60] Modulo Solar, «Calentadores solares para grandes volúmenes,» [En línea]. Available: <http://modulosolar.com/mx/grandes-volumenes/>. [Último acceso: 27 02 2019].
- [61] Industrial Solar, «Industrial Solar renewables onsite,» [En línea]. Available: <https://www.industrial-solar.de/en/products/fresnel-collector/>. [Último acceso: 12 Noviembre 2018].
- [62] Comisión Reguladora de Energía, «Índices de Referencia de Precios de Gas Natural,» 28 Enero 2019. [En línea]. Available: <http://www.cre.gob.mx/IPGN/index.html>. [Último acceso: 22 02 2019].
- [63] Asociación Iberoamericana de Gas Licuado de Petróleo, «Aiglp,» 04 Abril 2009. [En línea]. Available: http://aiglp.org/site/esp/wp-content/uploads/2017/04/Miolo_Cartilha_AIGLP_abr2009.pdf. [Último acceso: 22 Febrero 2019].
- [64] P. Kovacs, «A guide to the standard EN 12975,» Technical Research Institute of Sweden, Sweden, 2012.
- [65] U. Dehesa-Carrasco, J. J. Ramírez-Luna, C. Calderón-Mólgora, R. Villalobos-Hernández y J. J. Flores-Prieto, «Experimental evaluation of a low pressure desalination system (NF-PV), without

battery support, for application in sustainable agriculture in rural areas,» *Water Science & Technology: Water Supply*, vol. 17, pp. 579-587, 2017.