



SEP

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

Tecnológico Nacional de México

Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico

Tesis de Maestría

Dimensionamiento de sistemas de precalentamiento de agua para
calderas utilizando energía solar y almacenamiento térmico

presentada por

Ing. Jazmín Guadalupe Arcos Adame

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

Director de tesis

Dr. José Jassón Flores Prieto

Cuernavaca, Morelos, México. Noviembre de 2018.



Cuernavaca, Mor. 22 de junio de 2018
OFICIO No. SAC/282/2018

Asunto: Autorización de impresión de tesis

**ING. JAZMÍN GUADALUPE ARCOS ADAME
CANDIDATA AL GRADO DE MAESTRA EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA MECÁNICA
P R E S E N T E**

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **“Dimensionamiento de sistemas de precalentamiento de agua para calderas utilizando energía solar y almacenamiento térmico”**, 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

A T E N T A M E N T E
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

C.p. M.T.I. María Elena Gómez Torres- Jefa del Departamento de Servicios Escolares.
Expediente

GVGR/mcr



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



SEP

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico

Cuernavaca, Mor., 22 de mayo 2018

OFICIO No. DIM/174/2018

Asunto: Aceptación de documento de tesis

C. DR. GERARDO VICENTE GUERRERO RAMÍREZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial de la C. Ing. Jazmín Guadalupe Arcos Adame, con número de control M16CE015, de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Mecánica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado **"Dimensionamiento de sistemas de precalentamiento de agua para calderas utilizando energía solar y almacenamiento térmico"** y hemos encontrado que se han realizado todas las correcciones y 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 FASSÓN FLORES PRIETO
Doctor en Ingeniería
4355408

REVISOR 1

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

REVISOR 2

DRA. SARA LILIA MOYÁ ACOSTA
Doctora en Ing. Mecánica (Teórica y Aplicada)
2067214

C.p. Jefa del Departamento de Servicios Escolares.
Estudiante
Expediente

Iniciales AAP/mrsr

Dedicatoria



A mis Padres

...Mis logros son completamente suyos!



Agradecimientos

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, por el apoyo económico brindado durante la realización de mis estudios de maestría.

Al Tecnológico Nacional de México y al Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico por el apoyo institucional brindado para el desarrollo de este trabajo.

A mi director de tesis el *Dr. José Jassón Flores Prieto* por su orientación y consejos que me ayudaron a concluir esta etapa.

A los miembros de mi comité revisor, la *Dra. Sara Lilia Moya Acosta* y el *Dr. Efraín Simá Moo*, gracias por sus comentarios y críticas que me sirvieron para mejorar la calidad de mi trabajo.

Al personal administrativo de los departamentos de Ingeniería Mecánica y de Servicios Escolares, especialmente al *Dr. Arturo Abúndez Pliego* y a la *Sra. Rocío Salazar Ruiz*, por todas las facilidades brindadas para mis trámites de titulación.

A mis compañeros y amigos del “Laboratorio solar”, gracias por todos los momentos compartidos y por hacer de mi estancia en el CENIDET una grata experiencia.



Agradecimientos

A mi madre, *Guadalupe*, gracias por creer siempre en mí, por comprenderme, por impulsarme y apoyarme en todo lo que emprendo, sin importar nada.

A mi padre, *Víctor Manuel*, por demostrarme que, a pesar de lo difícil del camino, ningún obstáculo es demasiado grande.

A mis hermanos *Azucena* y *Víctor Manuel*, porque a pesar de la distancia jamás he dejado de sentir su cariño.

A *Marco Antonio*, gracias por cada palabra de aliento, por animarme cada vez que me sentí derrotada, por recordarme que a veces solo hace falta un empujoncito de las personas que amamos para lograr grandes cosas y, sobre todo, por formar parte de mi vida.

¡Mil gracias por todo su apoyo y cariño que me hace fuerte!



Contenido

	Página
Lista de Figuras	iii
Lista de Tablas	V
Nomenclatura	Vi
Resumen	viii
Capítulo 1. Introducción	
1.1 Motivación	2
1.2 Revisión bibliográfica	4
1.2.1 Aplicaciones industriales de sistemas de captación solar	5
1.2.2 Metodologías de integración de sistemas de captación solar	12
1.2.3 Modelos de evaluación económica	18
1.2.4 Plataformas de simulación	20
1.2.5 Localización de climas en la República mexicana	23
1.2.6 Conclusiones de la revisión bibliográfica	24
1.3 Objetivos y alcances	26
1.3.1 Objetivo general	26
1.3.2 Objetivos específicos	26
1.3.3 Alcances	26
1.4 Escritura de la tesis	27
Capítulo 2. Modelado de sistemas	
2.1 Fundamentos teóricos	29
2.1.1 Radiación solar	29
2.1.2 Tecnologías de captación solar	30
2.1.3 Colector solar de tubos evacuados	31
2.1.4 Definiciones	36
2.2 Selección de parámetros para el estudio	37

2.2.1	Lugares de estudio	37
2.2.2	Sistema de precalentamiento solar	42
2.3	Descripción del sistema de precalentamiento solar con almacenamiento térmico	46
2.4	Método para la construcción de mapas de diseño	48
2.4.1	Modelo de simulación térmica	48
2.4.2	Modelo de optimización térmica	53
2.4.3	Modelo de optimización económica	54
 Capítulo 3. Simulación del modelo		
3.1	Estrategia general para construcción de mapas y diseño de sistemas	57
3.2	Plataforma de simulación térmica	59
3.3	Plataforma de simulación económica	63
3.4	Construcción de mapas de diseño	64
3.5	Verificación de las plataformas de simulación	66
3.5.1	Verificación de la plataforma de simulación térmica	67
3.5.2	Verificación de la plataforma de simulación económica	70
 Capítulo 4. Análisis de resultados		
4.1	Evaluación del recurso solar en los lugares de estudio	73
4.2	Mapas de diseño en los lugares de estudio	75
4.2.1	Clima seco	76
4.2.2	Clima muy seco	78
4.2.3	Clima cálido subhúmedo	80
4.2.4	Clima templado subhúmedo	82
4.3	Comparativo del desempeño del sistema en las diferentes ciudades	84
 Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones		
5.1	Conclusiones	88
5.2	Recomendaciones para trabajos futuros	89
	Bibliografía	90

Lista de Figuras

Figura	Descripción	Página
1.1	Clasificación de los trabajos revisados	5
2.1	Camino de la radiación emitida por el Sol	30
2.2	Partes que componen un tubo evacuado	32
2.3	Funcionamiento de un tubo evacuado simple	33
2.4	Funcionamiento de un tubo evacuado de flujo directo	34
2.5	Funcionamiento de un tubo evacuado con heat pipe	35
2.6	Irradiación horizontal global en la República Mexicana	38
2.7	Ubicación geográfica de las ciudades muestra	41
2.8	Perfil de carga On-Off	45
2.9	Modelo físico	47
2.10	Estrategia de construcción de mapas de diseño de sistemas de calentamiento solar con almacenamiento térmico	48
2.11	Esquema del comportamiento térmico del colector	49
2.12	Esquema del comportamiento térmico del intercambiador de calor	49
2.13	Esquema del comportamiento térmico del almacenamiento	50
2.14	Esquema del comportamiento térmico del calentador auxiliar	51
2.15	Diagrama del sistema	52
2.16	Sistema de ecuaciones	52
2.17	Sistema matricial	52
3.1	Estrategia general para construcción de mapas y diseño de sistemas	59
3.2	Types de los elementos en TRNSYS que conforman el sistema simulado	60
3.3	Types que conforman el circuito primario del sistema simulado	61
3.4	Types que conforman el circuito secundario del sistema simulado	61
3.5	Types que conforman el circuito terciario del sistema simulado	62

3.6	Simulación del modelo en TRNSYS	63
3.7	Entradas y salidas de la plataforma económica	64
3.8	Mapa de diseño térmico para Graz, Austria	65
3.9	Mapa de diseño para Graz, Austria con optimización económica	66
3.10	Balance de energía en el colector solar	68
3.11	Balance de energía en el intercambiador de calor	68
3.12	Balance de energía en el tanque de almacenamiento	69
3.13	Balance de energía en el calentador auxiliar	69
4.1	Temperatura ambiente, precipitación anual y humedad relativa en las ciudades de estudio	74
4.2	Niveles de irradiación global anual en las ciudades de estudio diferenciando la irradiación directa y la difusa	75
4.3	Mapas de diseño para Monterrey, Chihuahua y Hermosillo	77
4.4	Mapas de diseño para Torreón, Mexicali y La Paz	79
4.5	Mapas de diseño para Ciudad Victoria, Poza Rica y Ciudad del Carmen	81
4.6	Mapas de diseño para Toluca, Ciudad de México y Guadalajara	83
4.7	Irradiación solar, ganancia solar y fracción solar obtenida en cada ciudad	85
4.8	Fracción solar en función del ahorro solar y la razón de volumen	86

Lista de Tablas

Tabla	Descripción	Página
2.1	Características climáticas de las ciudades de estudio	40
2.2	Características del colector empleado	43
2.3	Características del primer intercambiador	43
2.4	Características del segundo intercambiador	44
2.5	Características de las bombas empleadas	44
2.6	Características del tanque de almacenamiento	45
3.1	Comparativo entre lo simulado con la plataforma en TRNSYS y lo reportado por la referencia para Graz, Austria	70
3.2	Comparativo entre lo simulado con la plataforma en Excel y lo reportado por Duffie	71
4.1	Comparativo de la FS y el Q_u en las ciudades de clima seco	78
4.2	Comparativo de la FS y el Q_u en las ciudades de clima muy seco	80
4.3	Comparativo de la FS y el Q_u en las ciudades de clima cálido subhúmedo	82
4.4	Comparativo de la FS y el Q_u en las ciudades de clima templado subhúmedo	84

Nomenclatura

Variables	Descripción	Unidades
A_c	Área de colección	m^2
AS	Ahorro solar	\$
a_0	Intercepción máxima de la eficiencia del colector	<i>Adimensional</i>
a_1	Negativo del coeficiente de primer orden en la ecuación eficiencia del colector	$\frac{kJ}{h}m^2K$
a_2	Negativo del coeficiente de segundo orden en la ecuación eficiencia del colector	$\frac{kJ}{h}m^2K^2$
C_p	Calor específico	$\frac{kJ}{kg}K$
CEC	Costo de energía de un sistema convencional	\$
CES	Costo de energía un sistema solar	\$
FS	Fracción solar	<i>Adimensional</i>
\dot{m}	Flujo másico	kg/s
Q_{alm}	Calor almacenado	kJ/h
Q_{gen}	Calor generado	kJ/h
Q_{in}	Calor de entrada	kJ/h
Q_L	Calor cedido al medio ambiente	kJ/hr
Q_{out}	Calor de salida	kJ/h
Q_{req}	Calor requerido	kJ/h
Q_u	Calor ganado útil	kJ/h
R_U	Razón de uso	$l/m^2 \text{ día}$
R_v	Razón volumétrica	l/m^2
T	Temperatura	$^{\circ}C$
U_L	Coeficiente global de pérdidas de calor	$\frac{kJ}{h}m^2 \text{ }^{\circ}C$
V	Variable del sistema de ecuaciones	<i>Adimensional</i>

V_T	Volumen del tanque	m^3
ρ	Densidad	kg/m^3

Siglas

AEE INTEC	Instituto de Tecnologías Sostenibles (Institut für Nachhaltige Technologien)
CPC	Colector Parabólico Compuesto
CPS	Calor de Proceso Solar
DNI	Irradiancia Normal Directa (Direct Normal Irradiance)
EPIA	Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica (European Photovoltaic Industry Association)
ETC	Colector de Tubos Evacuados (Evacuated Tube Collector)
FPC	Colector de Placa Plana (Flat Plate Collector)
GAMS	Sistema de Modelado Algebraico General (General Algebraic Modeling System)
GHI	Irradiación Horizontal Global (Global Horizontal Irradiance)
IEA	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
LCC	Costo del Ciclo de Vida (Life Cycle Cost)
LCS	Ahorro del Costo de Ciclo de Vida (Life Cycle Saving)
ORC	Ciclo Rankine Orgánico (Organic Rankine Cycle)
SENER	Secretaría de Energía
SHIP	Calor Solar para Procesos Industriales (Solar Heat for Industrial Processes)
SMN	Servicio Meteorológico Nacional
TIR	Tasa Interna de Retorno
TMY	Año Meteorológico Típico (Typical Meteorological Year)

Resumen

En este trabajo se presenta la elaboración de mapas de diseño de un sistema pensado para precalentamiento solar de agua para calderas tomando en cuenta su almacenamiento térmico. El sistema de colección solar considera tecnología de captación solar de tubo evacuado y su funcionamiento es evaluado en 12 ciudades que presentan un alto potencial industrial en México. Cada ciudad cuenta con un recurso solar diferente y de acuerdo con sus características climatológicas las ciudades han sido englobadas en cuatro tipos de clima: clima seco, muy seco, cálido subhúmedo y templado subhúmedo.

La construcción de los mapas de diseño se realiza a partir de la simulación del comportamiento térmico en estado transitorio del proceso de precalentamiento solar y con la simulación de los beneficios económicos; la fracción solar, la ganancia de calor solar y el ahorro solar son optimizadas a medida que se varía la razón de uso y la razón volumétrica en el mapa. Las plataformas de simulación térmica y económica han sido verificadas a partir de dos casos reportados (IEA, 2012) y (Duffie y Beckman, 2006).

En los resultados se observa que los mapas de diseño permiten elegir la combinación de razón de uso y razón volumétrica que optimice térmica y económicamente el sistema en cada ciudad. Las ciudades que presentan el mejor desempeño del sistema están ubicadas en el clima seco (1023 a 1235 kWh/m²-año) y muy seco (1126 a 1239 kWh/m²-año), logrando fracciones solares en el intervalo de 0.58 a 0.70. En contraparte, las ciudades en donde el desempeño del sistema es más limitado se encuentran en el clima cálido subhúmedo (802 a 1137 kWh/m²-año) y en el clima templado subhúmedo (904 a 988 kWh/m²-año), con fracciones solares que van de 0.46 a 0.64.

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se presenta la motivación y el estado del arte de la tesis. En cuanto al estado del arte se observan las principales aplicaciones industriales del calor solar, las metodologías de diseño e integración de sistemas de precalentamiento solar para procesos industriales, SHIP por sus siglas en inglés, la optimización económica de sistemas de precalentamiento solar, las posibles plataformas de simulación y la localización de los climas presentes en México. También, se presenta el objetivo general, los objetivos particulares y los alcances del presente trabajo.

1.1 Motivación.

Energía y medio ambiente.

El uso de energía es indispensable para cualquier actividad humana actual. A medida que la calidad de vida incrementa, también lo hace la demanda de producción de energía. Actualmente, 90% de la energía producida en el mundo se obtiene a partir de combustibles fósiles (IEA, 2014) como lo son el petróleo, el carbón y el gas natural. Sin embargo, estos recursos se han identificado como limitados, no renovables y cuya sobre explotación puede concluir en consecuencias negativas para el medio ambiente.

La creciente preocupación por el uso sustentable de los recursos naturales, sumada a la cada vez mayor demanda de combustible, ha llevado a promover el uso de fuentes de energías alternas. Entre estas fuentes de energía, se ha destacado el uso de la energía solar, pues se trata de un recurso que se considera renovable por ser poco contaminante, inagotable y disponible en casi cualquier lugar. Sin embargo, el uso de la energía solar por mucho tiempo se ha limitado a aplicaciones para baja temperatura, como el calentamiento de agua para consumo doméstico y a la generación de energía eléctrica, dejando a un lado sectores con alto potencial de aplicación de la energía solar, entre los que se encuentra el sector industrial.

Sector industrial en el panorama energético mundial.

A escala mundial, el sector industrial se caracteriza por ser uno de los mayores consumidores de recursos energéticos. Este sector representa el 32% del consumo final de la energía, de la cual el 74% es destinada a la producción de energía térmica, contra 26% de consumo de electricidad (IEA, 2014). El campo de aplicación de la energía solar térmica a un nivel de media temperatura (80-250°C) es sumamente extenso e incluye: la producción de calor para procesos industriales, refrigeración solar y aire acondicionado, secado solar y desalinización de agua de mar (Kalogirou, 2002).

En años recientes, la comunidad científica ha realizado estudios sobre el diseño y evaluación de sistemas que permitan acoplar el calor de proceso solar a las industrias, dichos estudios se enfocan principalmente a los sectores alimenticio, textil, químico y metalmecánico (Weiss, 2005). Los resultados obtenidos hasta el momento han demostrado que la adecuada implementación de los sistemas de calentamiento solar en la industria puede no solo cubrir parte de su demanda energética, también implica un fuerte ahorro de combustibles fósiles (Kalogirou, 2002).

Sector industrial en el panorama energético nacional.

En el panorama nacional, de acuerdo con el Balance Nacional de Energía, el sector industrial ocupa el segundo lugar en cuanto a consumo energético final, representando el 31.7% del consumo nacional, donde dos terceras partes son destinadas a aplicaciones de calor. Los tipos de combustible mayormente empleados en la industria de nuestro país son la electricidad, el gas seco, el gas licuado y el diésel (SENER, 2015). México se caracteriza por ser un país con gran potencial para la aplicación del recurso solar (Ramos, 2014), lo que ha llevado a considerar que la energía solar podría formar una parte importante del sector industrial en nuestro país. Sin embargo, el uso de la energía solar térmica para procesos industriales en la República Mexicana se encuentra recién en sus primeras etapas y su desarrollo se ha visto obstaculizado por diversos factores como lo son: los altos costos de inversión y por consecuencia, largos periodos de recuperación, poca visibilidad de los sistemas existentes, la falta de especialistas en el tema y la falta de apoyo normativo (Sharma, 2017).

Diseño de sistemas de precalentamiento solar para procesos industriales.

El diseño de sistemas de precalentamiento solar con almacenamiento térmico se realiza considerando el recurso solar, las cargas globalizadas y las características funcionales de los equipos. En el diseño, la parte fundamental implica determinar el área de colección y el volumen del tanque de almacenamiento que cubran las cargas requeridas, de tal manera que se reduzca el costo y se incremente a la vez el desempeño térmico de cada sistema

(Kulkarni, 2008; Hobbi, 2009). Adicionalmente, el acoplamiento al proceso existente, los costos de inversión, los costos de operación y la funcionalidad deben ser consideradas en el diseño del sistema para ser integrado a un proceso industrial.

Sin embargo, el dimensionamiento de sistemas de calentamiento solar, en muchos de los casos, aún suele hacerse basándose en experiencias previas o con análisis basados en el cumplimiento de los requerimientos de las cargas térmicas de manera global, o de una fracción de ésta. En trabajos previos se ha encontrado que aún con una adecuada selección de la tecnología a implementar y una detallada planificación de la metodología de integración del sistema de colección solar al proceso industrial, si la relación área de colección y volumen de almacenamiento no es adecuada, el sistema de precalentamiento tendrá un desempeño débil. Por estas razones, resulta conveniente considerar optimizar el área y los volúmenes de almacenamiento dependiendo del perfil de cargas que se requiere cubrir, buscando el menor costo posible (He, 2014; Silva, 2014; Mauthner, 2014).

1.2 Revisión bibliográfica.

Para el desarrollo de esta tesis se revisaron trabajos sobre la implementación de calor solar para procesos industriales. Los trabajos revisados se clasificaron en cinco subsecciones: 1) Aplicaciones industriales, 2) Metodologías de integración de sistemas, 3) Modelos de evaluación económica, 4) Plataformas de simulación y 5) Localización de climas en México. En la Figura 1.1 se esquematiza y desglosa la clasificación.



Figura 1.1 Clasificación de los trabajos revisados.

1.2.1 Aplicaciones industriales de sistemas de captación solar.

Esta sección de la revisión bibliográfica se aborda en dos partes. La primera parte se centra en el estudio de los procesos que requieren calor en la industria, así como del rango de temperaturas que estos procesos requieren; como lo presentan Weiss en 2005, Jaramillo en 2011, Ramos en 2014, el AEE INTEC en 2016, Cottret y Sharma en 2017.

Weiss et al. (2005) mostraron una visión general sobre el potencial del calor de proceso solar y sus aplicaciones en la industria. Este documento se elaboró dentro del marco del Task 33/IV del Solar Heating and Cooling Program de la IEA. Los estudios realizados fueron para tres países (España, Portugal y Austria), donde se observó la conveniencia del calor a baja y media temperatura. Actualmente, y en concordancia con el Task 33/IV existen más de 60 plantas donde se aplica el calor solar en el sector industrial, con una capacidad instalada total de 42 MW. Las áreas de uso más comunes han sido en las industrias de alimentos, textil, química y procesos de limpieza simples, debido principalmente al

requerimiento de temperatura que presentan, que oscila entre 30-90°C. También se reportó que el calor solar se utiliza no sólo para proporcionar calor de proceso, sino también, para calentar salas de producción. Los autores concluyeron que en media temperatura (80-250°C), para que el suministro de calor solar para procesos industriales presente un precio razonable se requiere optimizar y desarrollar colectores de media temperatura con desempeño óptimo en la temperatura requerida. Por lo que, en los últimos años, se han desarrollado colectores planos con múltiples revestimientos acristalados y antireflectantes, colectores de CPC estacionarios y pequeños colectores cilindro-parabólicos.

Jaramillo (2011) elaboró un documento donde describe las tecnologías de captadores solares de mediana temperatura más usados y su situación actual en el panorama nacional. El autor resaltó que el sector industrial cubre un 30% del consumo total de energía primaria; además, del calor que se consume en el sector industrial una parte importante se encuentra en el rango de baja y media temperatura (80-250°C). Estas dos cuestiones hacen del sector industrial un sector con enorme potencial para aplicaciones térmico-solares. Dentro de los procesos industriales más importantes que utilizan calor a un nivel de temperatura media se encuentran: la esterilización, la pasteurización, el secado, la hidrólisis, la destilación y evaporación, el lavado y la polimerización. Entre las tecnologías de captación solar más comunes se mencionan el colector solar de placa plana, de tubos evacuados, parabólico compuesto, colector lineal-Fresnel y canal parabólico. También se menciona que en la actualidad operan cerca de 90 plantas termo-solares de calor de proceso en todo el mundo, con una capacidad total de alrededor de 25 MW.

Ramos et al. (2014a) presentó un estudio sobre la situación actual del sector energético en México y el potencial de aplicación de la tecnología de colectores cilindro-parabólicos en la micro y pequeña industria de las ramas de alimentos y textiles. El consumo total de energía térmica lo reportan del 68% en procesos industriales. La mayoría de los procesos utilizan agua caliente, vapor de baja y media presión, a temperaturas de 60-180°C. También,

realizaron un estudio sobre los niveles de Irradiancia Normal Directa (DNI) promedio en diferentes áreas del país, donde se encontró que México es un país con gran potencial para la aplicación del recurso solar. Mediante el dimensionamiento y simulación de un campo de colectores cilindro-parabólicos se alcanzó un área total de colección de 75084 m² y una potencia térmica generada de 45051 kW, equivalente a 131.54 GWh/año. Los autores concluyen que la tecnología de concentración solar presenta una alternativa para pequeñas instalaciones no mayores a 100 m² de energía térmica útil para actividades productivas. Sin embargo, económicamente resulta poco atractiva bajo los esquemas económicos vigentes en México.

AEE INTEC (2016) realizaron una base de datos en línea con las plantas de energía solar térmica existentes en todo el mundo. Las plantas estudiadas proporcionan energía térmica para diferentes sectores de la industria, en sus procesos de producción. La descripción de cada planta contiene información sobre el tipo de tecnología empleada, el área de colección solar, la integración del sistema al proceso de producción y el costo por metro cuadrado. La información fue recogida, estructurada e integrada a la base de datos por diferentes empresas de energía solar. En el estudio se observó que entre 2004 y 2016, México reportó 28 plantas, concentradas principalmente en el centro y noroeste del país, las cuales alimentan industrias pertenecientes a los rubros de alimentos, manufactura y farmacéutico principalmente. Las áreas de colección de las diferentes plantas son de 40-6270 m². Las tecnologías de colección empleadas mayormente en México fueron placa plana, cilindro-parabólico y tubos evacuados. En todos los casos los sistemas empleados cubrieron un requerimiento particular de precalentamiento de agua para calderas con temperaturas por debajo de 100°C.

Cottret (2017) presentó un estudio sobre el estado actual del calor solar para procesos industriales en la región mediterránea de Europa. En el documento se describen los aspectos más relevantes de la tecnología de SHIP como los componentes y los procesos de integración. Se presentó también una revisión del potencial del mercado y las principales

aplicaciones para el calor solar de proceso. Por último, se realizó una descripción de las instalaciones de calentamiento solar existentes en el mundo y en la región mediterránea, lo que permitió identificar las principales barreras que obstaculizan el desarrollo del SHIP. En cuanto al proceso de integración se concluyó que, en la mayoría de las fábricas, el sistema central de suministro de calor trabaja con agua caliente o vapor a una presión que corresponde a la temperatura más alta necesaria entre los diferentes procesos. Por lo que los sistemas solares pueden acoplarse al sistema convencional de suministro de calor mediante el precalentamiento de agua, la cual puede ser suministrada directamente al proceso o ser utilizada para la generación de vapor. Respecto al potencial de mercado, se mencionó el enfriamiento solar, la desalinización de agua marina y al calor de proceso. Estas aplicaciones se encuentran aún en investigación y desarrollo, a diferencia de aplicaciones ya consolidadas en el mercado como lo es el calentamiento de agua doméstica. En el documento se concluye que el lento desarrollo de los sistemas de SHIP se debe principalmente al alto costo de inversión comparado con los sistemas tradicionales; a la desconfianza de los inversores industriales y administradores frente a las nuevas tecnologías; a la baja conciencia de los responsables de la toma de decisiones políticas; a la insuficiencia de tecnologías y de profesionales en el tema; y a la falta de directrices y herramientas de planificación adecuadas.

Sharma et al. (2017) presentaron una revisión literaria sobre el calor solar para procesos industriales. Los aspectos incluidos en la revisión fueron: el potencial de utilización y su estado actual, un análisis de los colectores solares más adecuados, aspectos de diseño e integración de sistemas, los métodos de evaluación de desempeño (evaluación térmica, económica y ambiental) y las principales barreras para la adopción a gran escala de estos sistemas. Los autores coinciden en que actualmente existe un enorme potencial para la adopción del calor solar para satisfacer la demanda de calentamiento para procesos industriales en la mayoría de los países del mundo. Dichos procesos se encuentran en un rango de baja y media temperatura que puede ser eficazmente proporcionado por diversas tecnologías de colectores solares térmicos. En el documento se menciona que los estudios

técnico-económicos reportados en la literatura indican que la utilización de la energía solar para el calor de proceso está limitada por la viabilidad económica del sistema. Sin embargo, la internalización de los beneficios de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero con el uso del SHIP podría hacerla económicamente más atractiva y viable. Por último, el alto costo inicial (particularmente para las pequeñas y medianas empresas), la falta de almacenamiento térmico compacto y la falta de incentivos promocionales adecuados se presentan como las principales problemáticas que obstaculizan la aplicación del SHIP a gran escala.

La segunda parte de esta sección se enfoca en los casos donde se reporta que se han desarrollado sistemas de precalentamiento solar para ser integrados a algunos de los procesos industriales más importantes, como lo reporta *Rubio* en 2011, *Hafner, He y Mauther* en 2014.

Rubio et al. (2011) diseñaron una planta de poligeneración de energía alimentada con gas natural, energía solar térmica y biomasa. En el estudio, distintas combinaciones de sistemas se evaluaron para producir electricidad, calor, agua fría y agua desalinizada. La evaluación de cada sistema se basó en el ahorro de energía logrado, la reducción de gases de efecto invernadero y su viabilidad económica. El sistema solar térmico consistió en un campo de colectores de tubos evacuados, intercambiadores de calor de placas y una caldera auxiliar. Las características del colector empleado fueron: $F_r=0.81$, $F_rU_L=2.19 \text{ W/m}^2\text{°C}$ con un ángulo de inclinación de 40° . El modelo de optimización se resolvió con la utilización del software GAMS, tomando en cuenta las variables de potencia neta del motor primario, capacidad de refrigeración y capacidad de producción de agua dulce en la unidad de desalinización. El sistema con aportación de solo gas natural presentó bajos costos económicos, pero con limitados beneficios energéticos y ambientales. Por su parte, la biomasa mostró no ser factible debido a que representa altos costos económicos. Los mejores resultados se obtuvieron con la combinación de gas natural con una aportación de 40% de energía solar. Con este sistema se logró un rendimiento eléctrico equivalente del 67.8% y un ahorro de

energía 18.9% equivalente a 742.3 toneladas anuales de emisiones de gases de efecto invernadero.

Hafner et al. (2014) analizaron la incorporación de un sistema que combina energía solar con combustibles fósiles para la generación directa de vapor en aplicaciones industriales al que llamo sistema hibrido solar-fósil. Los dos componentes principales del sistema hibrido propuesto son una caldera de retorno tubular horizontal y un colector de concentración lineal Fresnel. Se encontró que en los países europeos el 28% del consumo total de energía se utiliza para fines industriales mientras que aproximadamente 2/3 de esta energía se utiliza como calor de proceso. También se considera que este tipo de colectores pueden alcanzar fácilmente temperaturas de hasta 400°C y son capaces de alcanzar su máxima eficacia cuando el sol está en un ángulo cenital transversal de 5° y un ángulo cenital longitudinal de 0°.

He (2014) implementó un sistema de calentamiento solar para un proceso de recuperación de petróleo crudo para reducir su viscosidad y facilitar su transporte por las tuberías. El suministro de calor solar, eleva la temperatura del crudo a 60°C en verano y 68°C en invierno. El sistema de calentamiento solar se compone de un campo de colectores solares de tubos evacuados arreglados en una combinación de serie y paralelo que cubren un área total de apertura de 392 m², un tanque de almacenamiento de calor con una capacidad de 5 m³, un intercambiador de calor de tubos corrugados con un área de intercambio de 55 m², bombas de circulación, tuberías, válvulas y un controlador. El sistema está conformado por dos circuitos, en el primero el calor se transfiere de forma directa a un líquido anticongelante a través de la matriz del colector solar, en el segundo circuito el calor se transfiere indirectamente al petróleo crudo a través del intercambiador de calor. En los resultados se demostró que es posible un ahorro de alrededor del 30% del consumo de gas natural diario promedio, es decir, de 900 a 1,200 m³ al sustituir este combustible por el sistema de calentamiento solar.

Mauthner et al. (2014) integraron sistemas de energía solar térmica a procesos de secado de malta verde, maceración y pasteurización de cerveza en tres locaciones distintas, para lo cual se necesitó cubrir una demanda de energía de 7.5 a 11.5 kW (10 a 15.4 hp) por hectolitro de cerveza, los tres casos presentados en este estudio se describen a continuación:

Caso 1: Brewery Goess en Austria, donde el estudio se basó en una simulación de un proceso de maceración, dos contenedores de vapor fueron adaptados al diseño de un intercambiador de calor. El proceso se alimentó con una planta de cogeneración de biomasa y con un sistema de 100 colectores (1,500 m²) conectados a un tanque de 200 m³. Ambas fuentes suministran calor conjuntamente elevando la temperatura en el proceso de 58°C a 78°C. Considerando los resultados de las simulaciones se demostró que el 30% de la demanda de energía térmica para este proceso puede ser suministrada por el sistema solar-térmico, y todo el proceso puede ser cubierto por energías renovables (solar-térmica + biomasa), lo cual suma un total de 1,570 MWh de gas natural al año, lo que corresponde a un ahorro de alrededor de 38,000 toneladas de CO₂ al año.

Caso 2: Brewery Valencia en España, donde para un proceso de pasteurización se suministró calor a 85°C con un campo de 108 colectores de placa plana (1,620 m²) conectados a un tanque de almacenamiento térmico de 350 m³, en los resultados se observó que el 45% de la demanda de energía térmica para el proceso puede ser suministrada por el sistema de energía solar-térmica en sustitución de 1,100 MWh de gas natural al año, lo que corresponde a un ahorro de 26,750 toneladas de CO₂ al año.

Caso 3: Malting plant Vialonga en Portugal, donde se simuló una aplicación de secado de malta verde. En el proceso se suministró agua caliente a una temperatura de 75-80°C, utilizando 315 colectores de placa plana (4,725 m²) conectados a un tanque de almacenamiento de 400 m³. En los resultados se encontró que es posible cubrir un 20% de

la demanda de la energía térmica requerida, lo que implica un ahorro de 3,670 MWh de gas natural al año, equivalente a 89,000 toneladas de CO₂ al año.

En esta sección de la revisión bibliográfica se concluye que el calor solar es comúnmente incorporado a un proceso industrial mediante agua caliente y/o vapor. Los sectores industriales que se han reportado como los mayores consumidores de este tipo de energía son Químico, Metalmecánico, Textil y Alimentos; mientras que los procesos industriales que generalmente requieren calor a media temperatura (70-250°C) son los procesos de esterilización, pasteurización, secado, destilación, evaporación, lavado y limpieza. En los casos presentados anteriormente, el sistema solar ha logrado cubrir del 20% al 45% de la demanda de calor total requerida, lo que en todos los casos ha representado un importante ahorro en combustibles fósiles que no puede pasar desapercibido. Así mismo, se observa que uno de los procesos más requeridos en la industria es el precalentamiento de agua para calderas, el cual presenta un requerimiento de temperatura de 90°C usualmente. También se pudo observar que, actualmente, existe un considerable potencial para la aplicación del SHIP en la mayoría de los países del mundo, sin embargo, su desarrollo e implementación a gran escala se ha visto obstaculizada por factores comunes. Entre estos factores se encuentran: el alto costo inicial de los sistemas; la desconfianza de los inversionistas industriales y administradores frente a las nuevas tecnologías; la baja conciencia de los responsables de la toma de decisiones políticas, la cual se ve reflejada en la falta de incentivos promocionales adecuados; y la falta de directrices y herramientas de planificación adecuadas.

1.2.2 Metodologías de integración de sistemas de captación solar.

En cuanto a la integración de sistemas de captación solar a procesos industriales se busca resolver tres problemáticas que se presentan, las cuales son: a) La elección del tipo de tecnología a implementar, b) El dimensionamiento del sistema y c) La configuración de los

elementos junto con la elección del punto de integración más adecuado del sistema al proceso industrial.

- a) En cuanto a la elección del tipo de tecnología, se encontraron estudios realizados por *Kalogirou* en 2003, *Ramos y Silva* en 2014 e *Ipaguirre* en 2016.

Kalogirou (2003) estudió la contribución energética de sistemas de captación solar en la industria alimenticia. Se determinó que los procesos industriales más importantes que utilizan calor a media temperatura, es decir de 60 a 180°C, son los procesos de esterilización, pasteurización, secado, destilación, evaporación, lavado y limpieza. Se evaluaron las ventajas que ofrecen algunos tipos de colectores a los procesos antes mencionados, entre los cuales destacan los colectores de placa plana, cilindro-parabólicos y de tubos evacuados. Se encontró que el colector con mayor rendimiento energético y más alta contribución fue el colector de tubo de vacío, mientras que el colector de placa plana tuvo la menor eficiencia. Sin embargo, en cuanto al aspecto económico se refiere, el colector de placa plana resultó ser el sistema con la menor inversión. De acuerdo con esto, se sugiere que un colector solar de placa plana soldado ultrasónicamente podría ser una opción viable para estos sistemas, pues presenta una buena producción de energía en comparación a su costo.

Ramos et al. (2014b) diseñaron diversos prototipos de un concentrador cilindro-parabólico montado en una estructura de seguimiento de un solo eje con hoja de aluminio anodizado de reflectividad solar del 90%. El diseño de los prototipos se llevó a cabo en tres generaciones. La primera generación se centró en la asimilación del concepto y las características que debe cumplir cada uno de sus componentes, en ésta se logró un diseño modular con la instalación de dos equipos, lo cual permite conseguir una demanda de calor relativamente alta. La segunda generación implementó un sistema nuevo de control de seguimiento solar mediante el uso de un accionador mecánico con capacidades más altas; esto permitió optimizar los componentes del sistema para reducir el costo y la complejidad

en su fabricación. En la tercera generación se modificó el sistema de seguimiento solar mediante el uso de un brazo actuador más grande, lo cual permitió una mayor circulación y flexibilidad de control; a su vez, permitió aumentar la temperatura del receptor y la eficiencia térmica. Las pruebas realizadas a los prototipos a lo largo de estas tres generaciones demuestran que es un producto viable para la generación de calor en procesos industriales.

Silva et al. (2014) realizaron simulaciones para evaluar la contribución de una planta solar a la demanda de energía de un proceso industrial de generación de vapor para una aplicación de procesamiento de alimentos. Se buscó suministrar vapor saturado a 7 bar mediante un sistema compuesto por un campo de colectores cilindro-parabólicos y un tanque de almacenamiento vertical estratificado. Los ejes de seguimiento se probaron en dos orientaciones, norte-sur y este-oeste. La planta solar se acopla al proceso industrial mediante un generador de vapor, donde posteriormente se incluyó un intercambiador de vapor para bajar la temperatura de entrada del campo solar y aumentar su eficacia. El modelo fue implementado mediante el software Modelica y a partir de las simulaciones se obtuvo para la orientación Norte-Sur una fracción solar media anual de 34.9% y una eficiencia anual total de 30.4%. Para la orientación Este-Oeste se obtuvo una fracción solar de 33.4% y una eficiencia anual de 31.1%. Con lo anterior se observó que para esta planta solar en particular la orientación norte-sur produce la contribución de energía solar más alta debido a que es capaz de recoger más energía en una base anual, de igual forma se demostró que una parte significativa de la demanda total puede ser cubierta con este sistema.

Iparraquirre et al. (2016) realizaron una base de datos de los colectores solares disponibles en el mercado para aplicaciones de media temperatura. La información fue recogida de diferentes fabricantes de colectores y proveedores. La base de datos incluye la información técnica más importante de las diferentes tecnologías existentes. El desarrollo de la base de datos se abordó en tres etapas: Primero se definieron los parámetros técnicos más

importantes, como los materiales, el diseño, las certificaciones y el comportamiento óptico, geométrico y térmico. Posteriormente, se llevó a cabo la recolección de la información a partir de las especificaciones de los fabricantes, donde se observó que la información varía grandemente de acuerdo con la fuente. Por último, la información fue validada por los diferentes proveedores y a partir de ella, se obtuvo un análisis estadístico. Actualmente, la base de datos tiene registrados 74 colectores de 39 fabricantes. Los colectores con más registros fueron los colectores cilindro parabólico, lineal fresnel, placa plana y tubos evacuados. Las aplicaciones con mayor potencial de acuerdo con los proveedores fueron: calor de proceso industrial, enfriamiento solar, generación de energía con Ciclo Rankine Organico (ORC) y desalinización. También, se encontró que la mayoría de los colectores enlistados utilizan fluidos de transferencia de calor a base de agua a presión (agua o agua/glicol) o aceite térmico.

b) Respecto al dimensionamiento de sistemas se encontró un estudio realizado por *Frasquet* en 2016.

Frasquet (2016) Desarrolló una calculadora en línea orientada a industrias interesadas en integrar energía solar a sus procesos. Esta plataforma integra modelos numéricos en una interfaz basada en la web con el fin de proporcionar un punto de diseño, rendimiento anual e información económica a los usuarios finales. “SHIPCAL” simula la integración de sistemas solares en diferentes sectores industriales. El programa principal está escrito en PHP 5.6.3 y los modelos matemáticos y físicos están escritos en Octave. Los resultados de la simulación se trazan en línea. Los usuarios proporcionan la información de entrada a través de un formulario en línea con 19 campos clasificados en: campo solar, integración de procesos e información financiera. Al terminar la simulación, se presenta un resumen de las características de diseño del sistema, el perfil de producción de energía en el punto de diseño y la producción de energía mensual simplificada, utilizando bibliotecas públicas escritas en JavaScript. La plataforma realizada fue validada con TRNSYS, donde mostró discrepancias en la producción de energía de hasta un 10% en los valores acumulados. Los

autores concluyen que el nivel de precisión hace que “SHIPCAL” sea inadecuado para ser utilizado como un programa de diseño, pero lo convierte en una poderosa calculadora en línea.

- c) En cuanto a la configuración de los elementos del sistema y la elección del punto de integración al proceso industrial, los trabajos más relevantes son los de *Schramm y Adam* en 2013, *Frein* en 2014 y *Muster* en 2015.

Schramm y Adam (2013) midieron los perfiles de carga de los procesos de galvanización y realizaron simulaciones con respecto al dimensionamiento de volumen del tanque solar. En el transcurso de varias semanas se llevaron a cabo mediciones de temperatura y potencia en cinco procesos de galvanoplastia, además se implementaron sistemas solares con tanques para alcanzar rápidamente altas temperaturas. De acuerdo con las simulaciones, los rendimientos máximos solares, es decir, entre 250 y 450 kWh/m² anuales, fueron alcanzados con volúmenes de almacenamiento de 60 a 100 l/m² (entre 1.6 y 4.7 kWh/m² de capacidad de almacenamiento eficaz) y en el caso de la demanda de calor constante fueron alcanzados con un sistema sin tanque. También se demostró que para las plantas de CPS con un almacenamiento solar, la activación de un tanque de volumen dinámico incrementa el rendimiento solar un 25% especialmente en periodos de baja radiación solar.

Frein et al. (2014) implementaron una planta termo-solar a un proceso de teñido donde se buscó suministrar agua a 60°C. En el estudio se utilizaron tres diferentes configuraciones de sistemas con el fin de encontrar el que tuviera el mejor rendimiento con la menor inversión posible. La primera se compuso de un colector de placa plana conectado a un tanque mediante un intercambiador de calor y la salida del tanque de almacenamiento se conectó directamente al proceso. En la segunda configuración se adaptaron dos intercambiadores de calor, el primero fue conectado entre el colector y el termotanque, mientras que el segundo fue implementado entre el tanque y el proceso. Para la tercera propuesta el colector se conectó al tanque de manera directa, con un intercambiador entre la salida del

tanque y el proceso, para esto se necesitó cambiar el líquido de trabajo del colector de una combinación agua/glicol a agua común, lo cual implicó un posible riesgo de congelamiento del colector. El primer sistema propuesto, integrado por dos circuitos que suministra agua caliente de forma directa al proceso, mostró los mejores resultados. Se consideró un área total de captación solar de 955 m², conectado a un intercambiador de calor de placas de capacidad de 500 kW y un termo tanque de 30 m³. Este modelo cumplió con los requerimientos solicitados para el proceso mostrando buenos resultados económicos.

Muster et al. (2015) elaboraron una guía para integrar calor solar en procesos industriales. Los puntos de integración más adecuados y los conceptos del sistema solar térmico fueron identificados y clasificados. En la industria, el calentamiento convencional es a base de combustibles fósiles, los cuales pueden ser sustituidos por energía solar. Debido a la complejidad del suministro de calor y su distribución en el proceso industrial, crearon una metodología para ayudar con los pasos necesarios para una evaluación de factibilidad. La metodología se puede dividir en tres partes principales. En primer lugar, la evaluación de la prefactibilidad, es decir, la adquisición de datos básicos y preparación. La segunda parte es el estudio de viabilidad, este incluye: visita a la instalación, análisis de status quo, elección del proceso y optimización, identificación y análisis de los puntos de integración. El último punto es la decisión y la planificación detallada de la integración. Los criterios de integración se organizaron en cuatro secciones: fiabilidad, costo, beneficio y eficiencia. Se concluyó que el mejor punto de integración de la energía solar a un proceso es de acuerdo con el caso particular de lo que se quiera lograr con la integración. Con el uso de curvas de eficiencia y/o nomogramas, el rendimiento solar se puede estimar en base a la temperatura de operación, demanda de calor y capacidad de almacenamiento.

Las tecnologías de captación solar que se han empleado mayormente para aplicaciones en la industria son los sistemas con colectores solares de placa plana y los colectores de tubos evacuados; por su parte, los colectores cilindro-parabólicos han demostrado tener un buen comportamiento, pero con costos muy elevados; mientras que, los colectores Fresnel

surgen como una nueva propuesta para procesos que requieren altas temperaturas. En los estudios presentados se ha observado que las dimensiones de cada sistema (áreas de colección y volúmenes de tanque) son variables y dependen en gran parte de la demanda de calor que se desea suministrar, así como de las condiciones climatológicas del lugar, sin embargo, estos suelen ser proporcionales. Por otro lado, el termotanque ha demostrado ser imprescindible en procesos donde el requerimiento de agua caliente supera la cantidad de horas sol y en ubicaciones que presentan periodos con baja irradiación solar.

1.2.3 Modelos de evaluación económica.

En esta sección de la revisión bibliográfica se buscaron trabajos que evaluaran económicamente a los sistemas de calentamiento solar y ayudaran a su optimización. Los trabajos encontrados fueron los de *Hawladar* en 1987, *Kalogirou* en 2004, *Kulkarni* en 2008 y *Liu* en 2013.

Hawladar (1987) aplicaron diferentes métodos de optimización económica para un sistema de calentamiento solar de agua. El estudio fue aplicado a un sistema ya existente que provee agua caliente a la cocina del aeropuerto de Singapur. El sistema original está compuesto por dos circuitos, uno abierto y uno cerrado. El área de colección del sistema es de 630 m² y se incorporaron cuatro tanques de almacenamiento de 10 m³ cada uno. El sistema originalmente aportaba 58% de la demanda total requerida. Para el estudio se aplicaron los métodos del costo del ciclo de vida anualizado LCC, el ahorro del costo de ciclo de vida LCS, el tiempo de retorno (payback period) y la tasa interna de retorno TIR. La fracción solar se calculó con un programa de simulación desarrollado por los autores, utilizando datos meteorológicos de la ciudad de Singapur. El sistema optimizado logró una fracción solar máxima de 0.8. Los métodos LCS y LCC obtuvieron la misma área de colección óptima estimada en 1200 m². De igual manera, los métodos de tiempo de retorno y de Tasa interna de retorno predijeron la misma área de colector óptima de 1000 m², con un tiempo de retorno mínimo de 14 años. Los autores concluyeron que la menor área de colección

óptima pronosticada por el método de tiempo de retorno se debe a que este modelo no considera los flujos de efectivo que se producen después del punto en que se alcanza la recuperación de la inversión del sistema. Por otro lado, que los métodos LCC y LCS dan una medida de riesgo y liquidez.

Kalogirou (2004) realizó una comparación económica implementado el método de ahorro del costo de ciclo de vida (LCS). La comparación se aplicó a un sistema de calentamiento solar de agua para la industria alimenticia. En el estudio fueron comparados tres tipos de colectores: un colector plano con eficiencia de 0.79 y coeficiente global de pérdidas de 6.67 W/m² K; un colector plano avanzado con eficiencia de 0.80 y coeficiente global de pérdidas de 4.78 W/m² K; y un colector de tubos evacuados con eficiencia térmica de 0.82 y un coeficiente global de pérdidas de 2.19 W/m² K. El sistema solar se compone de un área de colección de 300 m² y un volumen de almacenamiento de 25 m³. Para estimar las ganancias de energía solar se llevaron a cabo simulaciones utilizando el software TRNSYS con datos meteorológicos de un año típico (TMY) para Nicosia, Chipre. El escenario económico representó una inversión inicial del 30% del costo del sistema solar y el resto del monto a pagar en plazos iguales por 10 años. El período de análisis incluye todo el ciclo de vida del sistema (20 años), mientras que las tasas de inflación de combustible y electricidad fueron valores medios de los últimos 10 años. También se consideraron los gastos de mantenimiento y de energía parásita. Se encontró que el tipo de colector que obtuvo un mayor ahorro solar en su ciclo de vida fue el colector de placa plana avanzado. Las ganancias anuales de energía obtenidas para las diferentes tecnologías de captación fueron de 745 a 994 kWh/m²-año. Los costes de energía resultantes obtenidos para el calor solar van de 0.025 a 0.043 Euro/kWh dependiendo del tipo de colector aplicado. Los autores concluyeron que la viabilidad de los sistemas depende de su costo inicial y del precio del combustible.

Liu (2013) presentó un análisis técnico-económico de un sistema de desalinización solar con colector de tubo evacuado. El sistema solar se compone por un área de 4000 m² de

colectores de tubos evacuados, un almacenamiento térmico, un calentador auxiliar eléctrico y un subsistema de refrigeración eléctrica. Se analizó el área de colección y la temperatura del agua de salida del colector que impacta en el rendimiento térmico y económico del sistema. Los modelos matemáticos y económicos se establecen basados en las ecuaciones de conservación de masa y energía. Para el modelo económico se establecieron los costos de cada elemento del sistema, así como los costos de operación, de mano de obra y el costo de la electricidad. Se encontró que en cuanto al costo de constitución del sistema de desalinización solar con tubo evacuado la mayor proporción del costo del sistema es debido al colector solar con 31%. El costo de la instalación civil y equipo auxiliar representa el 15% al igual que el costo de la mano de obra. Y el costo del tanque de almacenamiento térmico se estableció con 7% del costo total del sistema.

En estos trabajos se observó que los métodos de evaluación económica utilizados más comúnmente son el costo del ciclo de vida anualizado, LCC por sus siglas en inglés, y el ahorro del costo de ciclo de vida, LCS por sus siglas en inglés, debido a que estos métodos proporcionan una medida de riesgo y liquidez. Por otro lado, el tiempo de retorno (payback period) y la tasa interna de retorno TIR se establecen como indicadores económicos deseables de conocer. Se encontró que la optimización basada en la evaluación económica de un sistema puede no solo ayudar a bajar los costos iniciales de dicho sistema, sino que también puede aumentar su desempeño térmico general.

1.2.4 Plataformas de simulación.

En cuanto a las plataformas de simulación que se han reportado, se encuentran los trabajos de *Hobbi y Siddiqui* en 2009, *Ayompe y Taherian* en 2011 y *Banister* en 2015.

Hobbi y Siddiqui (2009) modelaron un sistema de circulación forzada indirecta para calentamiento solar de agua para una aplicación en uso residencial en la ciudad de Montreal, Canadá. El sistema fue compuesto por un colector de placa plana con diferentes

áreas de colección, un intercambiador de calor externo, un tanque de almacenamiento estratificado de seis nodos y dos bombas de circulación de flujo. La salida caliente del intercambiador se conectó al colector, mientras que la salida del lado frío se conectó al tanque. Las bombas fueron controladas con un control diferencial on/off. La salida del sistema se conectó a un calentador auxiliar eléctrico con un set point de 60°C. La simulación se realizó con el software TRNSYS y los datos meteorológicos se tomaron del banco de datos para Montreal del software Meteonorm. Los porcentajes de glicol en el fluido de trabajo del colector se variaron de 20, 30, 40 y 50% para determinar cuál tiene el mejor desempeño en clima frío. Los flujos máscicos, el área de colección y los volúmenes de tanque de almacenamiento se variaron y se determinó que para este sistema la mayor fracción solar se obtuvo con un área de colección de 6 m², un volumen de tanque superior a 80 l/m² y un flujo máscico de 30 kg/h m². También se encontró que para un clima como el de Canadá, la solución de 50% agua y 50% glicol ayudaba a disminuir los riesgos de congelamiento durante los meses más fríos, sin embargo, el porcentaje de glicol usado en el fluido de trabajo tiene poco efecto en la fracción solar obtenida.

Ayompe et al. (2011) desarrollaron un modelado en TRNSYS de un sistema de precalentamiento solar de agua de circulación forzada con colectores de placa plana y tubos evacuados con tubería de calor (heat pipe). El modelo fue validado utilizando datos de campo medidos de dos sistemas instalados en Dublín, Irlanda. En la simulación se implementó el Type 73 para representar el comportamiento del colector de placa plana y el Type 538 que corresponde a un colector de tubos evacuados. En cada sistema se implementó un tanque de almacenamiento de 300 litros a 3 bar de presión, los cuales fueron equipados con dos calentadores de inmersión. En el sistema se implementaron un control diferencial de temperatura y un control PLC para encender y apagar los calentadores de inmersión y las válvulas solenoides. Para la simulación se escogieron tres días que representaran las diferentes condiciones climáticas prevalentes en Dublín. Se eligió un día con cielo notablemente despejado en verano, un día con nubosidad intermitente en otoño y un día muy nublado en invierno. Los resultados obtenidos mostraron que el modelo

simulado predijo la temperatura de salida del fluido del colector con un porcentaje de error absoluto de 16.9% para el sistema de placa plana y de 18.4% para el sistema de tubos evacuados. También se encontró que el calor recogido y entregado a la carga también se predijo con un porcentaje de error absoluto de 14.1% y 6.9% para el sistema FPC y 16.9% y 7.6% para el sistema ETC, respectivamente.

Banister et al. (2015) desarrollaron un modelo para un sistema de doble tanque con una bomba de calor auxiliar para calentar agua de uso sanitario en la plataforma TRNSYS. Para esto fue necesario desarrollar una estrategia de control con el objetivo de minimizar el consumo de energía necesaria para cumplir con la carga. Las simulaciones se realizaron sobre una base anual para una casa residencial con una demanda diaria de 300 litros de agua. El modelo en TRNSYS incluye dos tanques de almacenamiento, tuberías, un colector solar, un intercambiador de calor, una bomba de calor y componentes hidráulicos para dirigir el flujo de fluido. La bomba de calor ayuda al colector solar a extraer energía adicional, lo que mejora la fracción solar y reduce el consumo de energía de la fuente. A partir de las simulaciones, se demostró que el sistema proporciona importantes ahorros de electricidad. Para un área de colección de 5 m², el sistema de doble tanque ahorra un 6% de la energía eléctrica requerida. Para un área de 7.5 m² el ahorro energético aumentó a 9% y para 10 m² se consiguió un ahorro aún mayor de 12%. De manera general se concluyó que este sistema de doble tanque sería más adecuado para una aplicación de calefacción multi-residencial.

En esta sección se concluye que el software TRNSYS ha sido utilizado ampliamente en la simulación de procesos de calentamiento de agua con energía solar, debido a la facilidad que proporciona su estructura modular y que permite simular sistemas térmicos en estado transitorio. Los trabajos revisados hasta ahora sugieren el uso de este software principalmente para modelación de sistemas aplicados a casa habitación, sin embargo, esta plataforma nos proporciona una amplia gama de herramientas que pueden ser implementadas en la simulación de sistemas para aplicaciones industriales.

1.2.5 Localización de climas en la República mexicana.

García (2004) ajustó el sistema de clasificación climática de Köppen a las condiciones particulares de la República Mexicana. El sistema de clasificación de Köppen utiliza formulas empíricas y valores derivados de las variaciones de temperatura y precipitación media mensual y anual para delimitar cinco grupos de clima y sus subdivisiones correspondientes que en conjunto constituyen once tipos climáticos fundamentales. Debido a que este sistema fue concebido para definir las zonas climáticas en todo el mundo, las designaciones de los diversos tipos de clima están basados en formaciones vegetales que constituyen zonas latitudinales que no corresponden exactamente a las condiciones de México, pues esas formaciones vegetales o no existen en el territorio nacional o bien no coinciden con los tipos climáticos que deben definir, por lo cual, se añadieron a las divisiones del sistema de Köppen nuevas descripciones climáticas utilizando métodos de cálculo estadístico que relacionan las variables de temperatura y precipitación. Se modificaron las designaciones para definir el régimen de lluvias, se renombraron las designaciones de las subdivisiones de los tipos de climas y los límites entre los climas calientes y húmedos se modificaron de 18°C a 22°C. Las designaciones originales correspondientes a los grupos climáticos principales se conservaron iguales.

INEGI (2010) elaboró un escrito donde describe las condiciones climáticas en la República mexicana. Estas se determinaron por la altitud sobre el nivel del mar, la latitud geográfica, las diversas condiciones atmosféricas y la distribución existente de tierra y agua. Los climas presentes en México son clasificados según su temperatura, en cálido y templado; y de acuerdo con la humedad existente en el medio, en húmedo, subhúmedo y muy seco. De acuerdo con esta clasificación existen cuatro tipos de clima predominantes en la república mexicana: El clima seco que se caracteriza por escasa nubosidad y precipitaciones de 300 a 600 mm anuales, con temperaturas promedio de 22 a 26°C en algunas regiones, y en otras de 18 a 22°C. El clima muy seco que registra temperaturas promedio de 18 a 22°C, con casos extremos de más de 26°C y precipitaciones anuales de 100 a 300 mm en promedio. El clima

cálido subhúmedo que registra precipitaciones entre 1,000 y 2,000 mm anuales y temperaturas que oscilan de 22 y 26°C, con regiones en donde superan los 26°C. Y, el clima templado subhúmedo que presenta temperaturas entre 10 y 18°C y de 18 a 22°C con precipitaciones promedio de 600 a 1,000 mm anuales.

Forbes México (2014) tomó datos del sitio inmobiliario Lamudi y determinó que las entidades más industrializadas del país son Nuevo León y la Ciudad de México junto con su zona metropolitana. Esta situación se debe al fácil acceso a materias primas e insumos de producción, vías y medios de transporte accesibles y a su ubicación geográfica favorable. Algunos de los rubros con mayor crecimiento económico son el ramo automotriz y aeronáutico. También se determinó que los estados de Baja California, Coahuila, Guanajuato, Querétaro y Veracruz se ubican como los estados que prometen un mayor potencial inmobiliario en los próximos años.

De acuerdo con lo revisado en esta sección se observa que en México existen cuatro tipos fundamentales de climas, los cuales están delimitados de acuerdo con los factores de temperatura y humedad. A pesar de que diversos autores proponen diferentes subdivisiones climáticas, coinciden en la delimitación de los grupos principales. Las ciudades ubicadas en la parte centro y norte del país cuentan con la mayor densidad de requerimientos industriales para calor de proceso.

1.2.6 Conclusiones de la revisión bibliográfica.

A partir de los temas descritos en las secciones 1.2.1, 1.2.2, 1.2.3, 1.2.4 y 1.2.5, que corresponden a esta revisión bibliográfica, se observó que, el calor solar para procesos aplicados a la industria ha ido en aumento en los últimos años y ha sido mayormente aplicado en la industria alimenticia. En la mayoría de los casos, el sistema solar ha alcanzado una fracción solar de hasta 0.45, siendo el precalentamiento la principal aplicación en todos los trabajos reportados.

Las tecnologías de captación solar que se han empleado mayormente para aplicaciones en la industria son los sistemas con colectores solares de placa plana, tubos evacuados y cilindro-parabólicos. El termotanque por su parte ha demostrado ser imprescindible en procesos donde el requerimiento de agua caliente supera la cantidad de horas sol y en ubicaciones que presentan periodos con baja radiación solar. También se encontró que en cuanto al diseño de un sistema de precalentamiento solar el principal problema a resolver es el dimensionamiento de la relación área de captación solar y volumen de almacenamiento térmico, que depende considerablemente de los perfiles de carga, temperaturas del proceso y de las condiciones meteorológicas. Por otro lado, la herramienta conocida como “mapa de diseño” describe el comportamiento, tanto térmico como económico, que tendría un sistema en diferentes condiciones, permitiendo visualizar los puntos donde existan los mayores beneficios.

Optimizar económicamente un sistema de precalentamiento solar permite disminuir los costos iniciales del sistema, además de aumentar su desempeño general. El método de ahorro del costo de ciclo de vida LCS se presenta como unos de los métodos de optimización económica mayormente empleados.

En la escala mundial, en el diseño y modelado de sistemas de precalentamiento solar se han utilizado diversos programas de simulación. Hasta el momento, el software TRNSYS ha sido ampliamente utilizado en simulación de procesos de calentamiento de agua con energía solar, debido a la facilidad que proporciona su estructura modular y a que permite simular sistemas térmicos en estado transitorio.

Los cuatro climas con mayor presencia en México son: seco, muy seco, templado subhúmedo y cálido subhúmedo, los cuales cubren cerca del 93% del territorio nacional.

1.3 Objetivos y alcances.

1.3.1 Objetivo general.

Construir mapas de diseño para un sistema de precalentamiento solar de agua para calderas con almacenamiento térmico, considerando tecnología de captación solar de tubo evacuado, en los cuatro climas más representativos de México.

1.3.2 Objetivos específicos.

1. Configurar los componentes principales de un sistema de precalentamiento solar mediante modelos en estado transitorio basados en balances de energía tomando en cuenta el almacenamiento térmico.
2. Desarrollar mapas de diseño que permitan optimizar la fracción solar, la ganancia de calor solar y el área de captación solar.
3. Aplicar los mapas de diseño de un sistema de captación solar en 12 ciudades, donde se consideren requerimientos térmicos específicos y la disponibilidad del recurso solar de acuerdo con los cuatro tipos de climas más representativos de la república mexicana.

1.3.3 Alcances.

1. Identificar las condiciones meteorológicas de 12 ciudades con los climas más representativos de la república mexicana y que presenten un alto potencial industrial.
2. Desarrollar una plataforma de simulación verificada basada en el software TRNSYS para simular el proceso de calentamiento solar.

3. Realizar mapas de diseño térmico para optimizar el sistema de captación solar en cada ciudad, maximizando la fracción y la ganancia de calor solar.

4. Determinar la razón de uso y la razón volumétrica para cada sistema (12 sistemas), optimizando el área de captación solar y considerando una carga de 27.5 m³/día a 90°C, aplicando tecnología de captación solar de tubo evacuado.

1.4 Escritura de la tesis.

En el Capítulo 2 se presentan los fundamentos teóricos, se seleccionan las ciudades y se describe el sistema en estudio; además, se presenta el modelo físico y el método implementado. En el Capítulo 3 se presenta la estrategia general para construcción de mapas y diseño de sistemas; se explica la construcción de las plataformas de simulación térmica y económica seguido de la construcción de los mapas de diseño y al final se presenta la verificación de las plataformas de simulación. En el Capítulo 4, se muestra la evaluación del recurso solar para las ciudades en estudio; se presentan los mapas de diseño para cada ciudad de acuerdo con su tipo de clima y los comparativos del desempeño del sistema en las 12 ciudades. En el Capítulo 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros.

Capítulo 2

Modelados

En este capítulo, en la primera sección se presentan los fundamentos teóricos acerca de la geometría solar y las tecnologías de captación solar existentes. En la segunda sección se define la muestra y las condiciones del estudio. En la tercera sección se describe de manera general del modelo físico y el método implementado.

2.1 Fundamentos teóricos.

Cuando se habla de calor solar para procesos industriales, SHIP por sus siglas en inglés, se refiere a la recolección y aprovechamiento de la energía solar (a partir de un colector) para aumentar la temperatura de un fluido, el cual será conducido y acoplado a un proceso industrial para aportar energía en forma de calor al proceso en general. Para poder analizar la aplicación del SHIP en nuestro país, es importante entender los fundamentos básicos sobre la forma en que el calor se transfiere desde el Sol, así como las tecnologías necesarias para captar y almacenar esta energía.

2.1.1 Radiación solar.

La radiación, es la transferencia de energía a través de ondas electromagnéticas. A diferencia de otros mecanismos de transferencia de calor como la conducción y la convección, este proceso no requiere la presencia o intervención de un medio material para propagarse. El conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol es conocido como radiación solar. Esta radiación atraviesa el espacio interplanetario y llegan a la Tierra desde el Sol en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias en el intervalo espectral del ultravioleta, luz visible e infrarrojo principalmente. Su distribución espectral se rige mediante la ley de Plank de acuerdo con la temperatura del Sol.

En su paso a través de la atmósfera, parte de la radiación solar es atenuada por dispersión y otra parte por absorción. La radiación que es dispersada por la atmósfera se conoce como radiación difusa. A la radiación que llega a la superficie de la Tierra sin haber sufrido cambio en su trayectoria lineal desde el disco solar se le llama radiación directa, mientras que la suma de la radiación directa y la radiación difusa en una superficie conforman lo que se conoce como radiación solar total. En la Figura 2.1. se muestra el camino que sigue la radiación emitida por el Sol.



Figura 2.1 Camino de la radiación emitida por el Sol.

La energía recibida del sol, al atravesar la atmósfera de la Tierra calienta el vapor de agua en unas zonas de la atmósfera más que otras, provocando alteraciones en la densidad de los gases y, por consiguiente, desequilibrios que causan la circulación atmosférica. Esta energía produce la temperatura en la superficie terrestre y el efecto de la Atmósfera es aumentarla por efecto invernadero y mitigar la diferencia de temperaturas entre el día y la noche y entre el polo y el ecuador.

2.1.2 Tecnologías de captación solar.

Un sistema de captación solar se compone de diversos elementos diseñados para captar y almacenar energía térmica proveniente del Sol. A continuación, se describen algunos de los elementos más importantes en estos sistemas.

a) *Colector solar.*

Los colectores o captadores solares de energía son un tipo especial de intercambiador de calor. Transforman la energía de la radiación solar en energía térmica, que es transportada mediante un fluido térmico o caloportador. En un captador solar, la energía proveniente del Sol llega a un dispositivo receptor donde dicha energía se absorbe en la superficie y se

transforma en calor por conducción, el cual es posteriormente removido por un fluido (normalmente aire, agua o aceite) que fluye a través del receptor. De esta forma, un captador solar es capaz de transformar la energía solar en calor útil para diversas aplicaciones.

b) Intercambiador de calor.

Un intercambiador de calor es un componente que permite la transferencia de calor de un fluido (líquido o gas) a otro fluido. En los intercambiadores de calor, los fluidos utilizados no están en contacto entre ellos, el calor es transferido del fluido con mayor temperatura hacia el de menor temperatura, al encontrarse ambos fluidos en contacto térmico con las paredes metálicas que los separan.

c) Almacenamiento térmico.

En un sistema de captación térmico-solar es importante contar con un almacenamiento térmico, el cual nos permita almacenar la energía solar durante el día y aprovecharla durante la noche o cuando la radiación solar no es suficiente. Esta energía normalmente es almacenada en un fluido contenido por un tanque recubierto con un aislamiento térmico el cual minimiza la transferencia de calor a los alrededores evitando así que el fluido en su interior baje su temperatura.

2.1.3 Colector solar de tubos evacuados.

Los colectores de vacío, también llamados de tubos evacuados, encuentran su principal aplicación en los sistemas de media temperatura (calefacción, acondicionamiento de aire, procesos industriales, etc.) y en lugares fríos con diferencias elevadas entre la temperatura del colector y la del ambiente.

Los tubos evacuados están conformados por dos tubos concéntricos entre los cuales se ha aspirado el aire produciéndose un vacío, como se muestra en la Figura 2.2. En uno de los extremos, ambos tubos se unen sellándose el vacío.

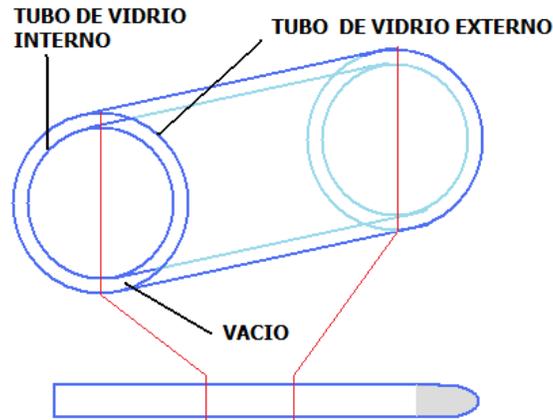


Figura 2.2 Partes que componen un tubo evacuado.

Dentro de los dos tubos concéntricos que componen al tubo evacuado, se sitúan los distintos tipos de absorbedores que determinan tres distintos sistemas, los cuales se describen a continuación.

a) Tubo evacuado simple.

Los tubos evacuados simples son tubos evacuados ensamblados directamente con el depósito acumulador o de manera independiente que pueden contener solo agua o una combinación de agua más anticongelante. En la pared interior del tubo evacuado se sitúa una capa de color oscuro de material absorbente. Cuando la radiación solar incide sobre la capa de material absorbente se transforma en calor y eleva la temperatura del fluido que está en contacto con él. El fluido se calienta por convección y comienza a ascender a través del tubo siendo reemplazado por fluido frío que a su vez se calienta y reinicia el proceso (Figura 2.3).

Este tipo de tubo de vacío ofrece la ventaja de tener escasas pérdidas de calor y los inconvenientes de ser muy sensible a la presión y de no ofrecer ninguna protección contra las bajas temperaturas no siendo posible su utilización en zonas con inviernos fríos sin la inclusión de un calentador eléctrico que caliente el agua del depósito cuando esta alcanza temperaturas muy bajas. Además de eso, en caso de baja temperatura la dilatación del agua al congelarse puede reventar los tubos y arruinar el equipo.

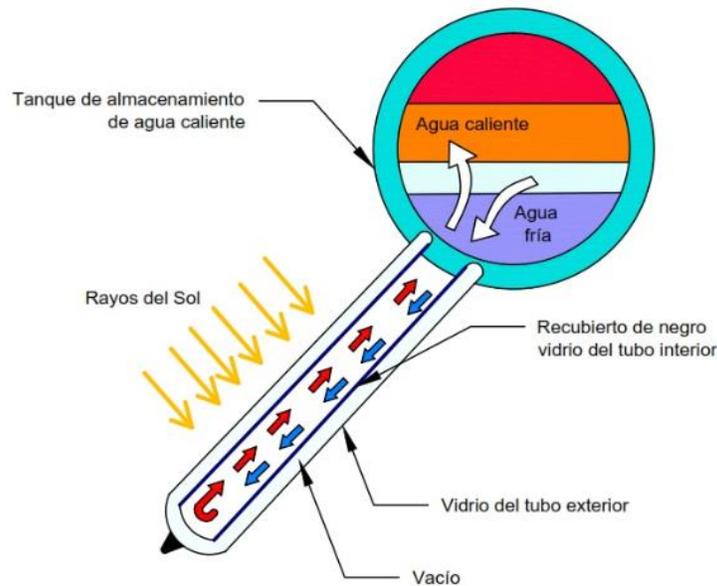


Figura 2.3 Funcionamiento de un tubo evacuado simple.

b) Tubo evacuado de flujo directo.

Los colectores de tubos evacuados de flujo directo o U-Pipe (Figura 2.4) se emplean tanto en colectores individuales como en sistemas solares compactos con depósito integrado. El absorbedor puede situarse en la pared del tubo o en una plancha de material absorbente al interior de él. En cualquier caso, el absorbedor es recorrido en su superficie por una tubería (preferiblemente de cobre) por la que circula el fluido que eleva su temperatura en contacto con él.

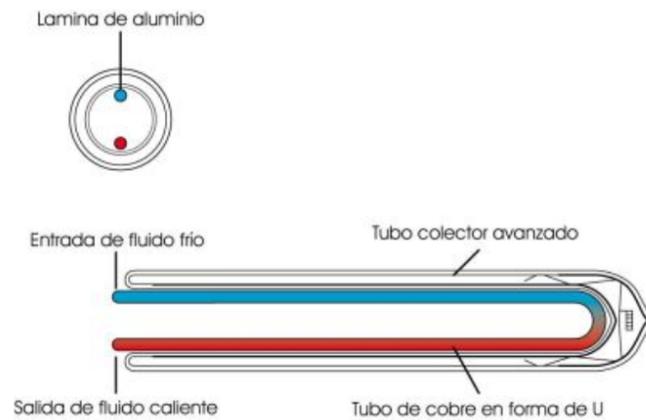


Figura 2.4 Funcionamiento de un tubo evacuado de flujo directo.

Los colectores de tubos evacuados de flujo directo tienen la ventaja de poder adoptar una posición tanto horizontal como vertical sin mermar su rendimiento ya que el tubo puede rotar sobre su eje inclinándose el absorbedor de la manera más adecuada; además de ser utilizable en áreas frías ya que permite usar las estrategias contra la congelación de uso general en la energía solar térmica.

c) Tubo evacuado con heat pipe.

El colector con heat pipe, el cual se muestra en la Figura 2.5, emplea un mecanismo denominado tubo de calor que consiste en un tubo cerrado en el cual se introduce un fluido vaporizante (mezcla de agua-refrigerante) de propiedades específicas. Cuando el Sol incide sobre el absorbedor adosado al tubo, el fluido se evapora y absorbe calor (calor latente). Como el gas asciende sobre el líquido hasta lo alto del tubo donde se sitúa el foco frío, allí se condensa y cede calor al fluido que nos interesa calentar volviendo a caer al fondo del tubo por capilaridad o gravedad. El proceso de evaporación – condensación se repite mientras dure la radiación del Sol o hasta que el colector haya alcanzado una temperatura muy alta (en torno a los 130º C o más).

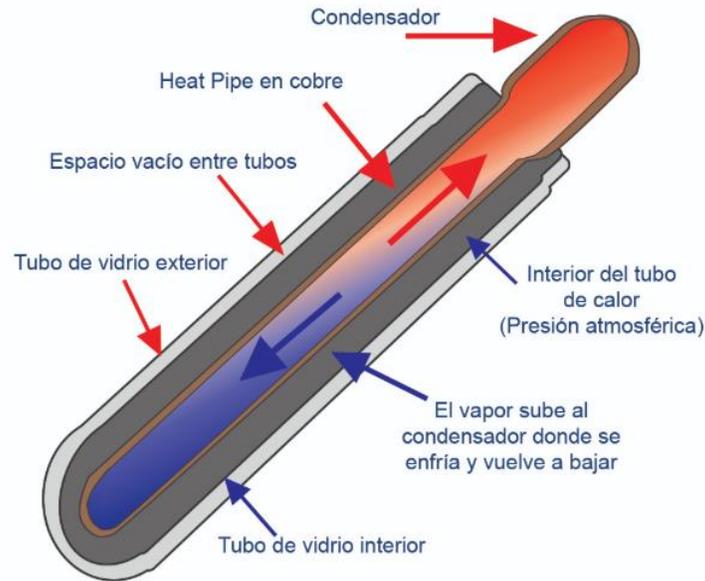


Figura 2.5 Funcionamiento de un tubo evacuado con heat pipe.

El colector con heat pipe tienen la ventaja de que cada tubo es independiente pudiéndose cambiar en pleno funcionamiento del sistema, además es altamente resistente a las heladas. Dado que los tubos también pueden girar sobre su eje, existe la posibilidad de que adopten posiciones verticales y horizontales al igual que ocurre en los sistemas de flujo directo, aunque en este caso generalmente habrá que respetar una inclinación mínima del tubo (entre 15° y 20° según el fabricante) para permitir que el fluido, una vez licuado, pueda descender por gravedad.

Adicionalmente los colectores con heat pipe tienen tres cualidades que destacan su funcionamiento. 1) Unión seca: el intercambio de calor se produce sin contacto directo entre el fluido caloportador y el tubo, lo que los hace muy adecuados en áreas con cualidades desfavorables del agua. 2) Función diodo: la transferencia de calor se realiza siempre en un solo sentido, desde el absorbedor hacia el fluido caloportador, y nunca al revés. 3) Limitación de temperatura: el ciclo de evaporación – condensación tiene lugar mientras no se alcance la temperatura crítica del fluido vaporizante, evitando así los riesgos de un aumento incontrolado de la temperatura en el interior de los tubos.

d) Ventajas del tubo evacuado sobre otras tecnologías de captación solar.

Los colectores de tubos evacuados generan pérdidas poco significativas por conducción y convección, aumentando considerablemente el despeño del sistema. Por su parte, los colectores de placa plana presentan importantes pérdidas de calor por radiación, conducción y convección que causan la disminución progresiva del rendimiento del sistema a medida que aumenta la diferencia de temperatura entre el colector y el medio ambiente. En cuanto al costo de los sistemas, se puede considerar que a pesar de que los colectores de tubo de vacío presentan un mayor costo de con respecto a los de placa plana, ese gasto extra se compensa al ofrecer un mayor rendimiento por m^2 , debido a que es necesario adquirir menos colectores. Por otro lado, la tecnología de tubos evacuados es más accesible que las tecnologías de concentración, lo cual lo vuelve la mejor opción, costo-beneficio, para aplicaciones donde no se requieren altas temperaturas.

2.1.4 Definiciones.**a) Fracción solar.**

La fracción solar FS es la cantidad de energía solar obtenida a través de la tecnología solar utilizada, dividida por el total de la energía requerida. La fracción solar oscila entre 0 (ninguna utilización de la energía solar) y 1.0 (toda la energía que se necesita se obtiene del sistema de captación solar). La fracción solar de un sistema particular depende de muchos factores, como la carga, las dimensiones de los captadores y acumuladores, el funcionamiento y el clima.

b) Calor útil.

El Calor útil se define como el calor realmente aprovechado en un proceso para distinguirlo del calor total utilizado o perdido.

c) Razón de uso.

La razón de uso se define como la cantidad de fluido que pasa por cada m^2 de área de colección solar y está dada en litros/ m^2 día.

d) Razón de volumen.

La razón de volumen se define como los litros de almacenaje por cada m^2 de área de colección expresada en litros/ m^2 .

e) Ahorro solar.

El ahorro solar es la diferencia entre el costo de un sistema que funcione solo con energía convencional (combustible) y el costo de energía de un sistema solar para un periodo anual.

2.2 Selección de parámetros para el estudio.

2.2.1 Lugares de estudio.

a) Consideraciones climáticas para la selección de la muestra.

México es un país con un potencial considerable para el aprovechamiento de la energía solar. Se encuentra en lo que la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica, EPIA por sus siglas en inglés, llama el Cinturón Solar, el cual está compuesto por 66 países ubicados entre los trópicos de Cáncer y de Capricornio. La radiación solar incidente puede variar dependiendo de la época del año y de las condiciones de humedad y nubosidad de cada lugar. En México se tiene en promedio entre 1680 y 2410 kWh/ m^2 de irradiación horizontal global anual, GHI por sus siglas en inglés, en la mayor parte del país como se muestra en la Figura 2.2.



Figura 2.6 Irradiación horizontal global en la República Mexicana (Solargis, 2017).

El clima de un lugar lo componen un conjunto de condiciones atmosféricas que caracterizan a la región en particular. De acuerdo con el INEGI, los climas presentes en México son clasificados según su temperatura, en cálido y templado; y de acuerdo con la humedad existente en el medio en húmedo, subhúmedo y seco. De esta clasificación se derivan 8 tipos de climas: cálido húmedo, cálido subhúmedo, muy seco, seco, seco con lluvias en invierno, templado con lluvias en invierno, templado húmedo y templado subhúmedo. Sin embargo, el clima seco con lluvias en invierno y templado con lluvias en invierno se encuentran solo en una parte muy específica del país representando menos del 1%.

El clima con mayor presencia en México es el clima seco, el cual comprende el 28.3% del territorio nacional y se encuentra en la mayor parte del centro y norte del país; se caracteriza por escasa nubosidad y precipitaciones de 300 a 600 mm anuales, con

temperaturas promedio en algunas regiones de 22° a 26°C y de 18° a 22°C en otras. Mientras que el clima muy seco se encuentra en el 20.8% del país; registra temperaturas promedio de 18° a 26°C con casos extremos de más de 26°C y precipitaciones anuales de 100 a 300 mm en promedio.

El clima cálido se subdivide en cálido húmedo y cálido subhúmedo. El primero se caracteriza por tener una temperatura media anual entre 22° y 26°C y precipitaciones de 2,000 a 4,000 mm anuales, ocupando el 4.7% del territorio mexicano. Mientras tanto, el clima cálido subhúmedo se encuentra en el 23% del país; este clima registra precipitaciones de 1,000 a 2,000 mm anuales y temperaturas que oscilan de 22° a 26°C, con regiones en donde supera los 26°C. El clima templado se subdivide a su vez en templado húmedo y templado subhúmedo. El clima templado húmedo se encuentra presente casi solo en las estribaciones orientales del sistema montañoso del país, representando 2.7% del territorio nacional; se caracteriza por presentar una temperatura media de 18° a 22° y una precipitación anual de 2,000 a 4,000 mm. Por otro lado, el clima templado subhúmedo presenta temperaturas entre 10° a 18°C y de 18° a 22°C con precipitaciones promedio de 600 a 1,000 mm anuales, encontrándose en el 20.5% del territorio nacional.

b) Selección y descripción de las ciudades a estudiar.

De acuerdo con el inciso a) de esta sección, los climas con mayor presencia en México son los climas seco, muy seco, cálido subhúmedo y templado subhúmedo, los cuales, en conjunto representan el 92.6% del territorio nacional. En general, y de acuerdo con la revista Forbes (2014), las zonas con desarrollo industrial considerable se ubican en estos cuatro climas. Por lo que para este estudio se seleccionaron 12 ciudades altamente industrializadas en la república mexicana que correspondieran a estos cuatro tipos de clima.

Para la selección de la muestra, también se tomaron en cuenta los intervalos de temperatura y precipitación característicos de cada tipo de clima. Las ciudades que componen la muestra, además de presentar un alto desarrollo industrial, se eligieron de manera que se cubriera el mayor porcentaje de estos intervalos característicos. Como resultado, cada conjunto de tres ciudades se muestra como una fiel representación del clima al que pertenecen. Con las ciudades seleccionadas se logró cubrir el 69.6% de las características climáticas globales de los cuatro climas. En la Tabla 2.1 se presentan las características generales para cada tipo de clima (fila 1 a 3) y las condiciones climáticas particulares correspondientes a cada una de las ciudades seleccionadas (fila 4 a 6). En la cuarta fila de la tabla se muestran las ciudades por su importancia industrial, en la quinta fila, por su nivel de temperatura media anual y en la sexta fila de acuerdo con su precipitación anual.

Tabla 2.1 Características climáticas de las ciudades de estudio.

Características por clima	Tipo de clima	Seco	Muy seco	Cálido Subhúmedo	Templado subhúmedo
	Temperatura ambiente	18-26°C	18-26°C	22-26°C	10-22°C
	Precipitación	300-600 mm-año	100-300 mm-año	1000-2000 mm-año	600-1000 mm-año
Características por ciudad	Importancia industrial	Monterrey, N.L. Chihuahua, Chih. Hermosillo, Sonora	Torreón, Coahuila Mexicali, B.C. La Paz, B.C.S.	Cd. Victoria, Tamaulipas Poza Rica, Veracruz El Carmen, Campeche	Toluca, Edo de México Ciudad de México Guadalajara, Jalisco
	Temperatura ambiente promedio	Hermosillo 24.8°C Monterrey 22.3°C Chihuahua 18.7°C	La Paz 26.1°C Torreón 23.7°C Mexicali 23.2°C	El Carmen 27.1°C Cd. Victoria 25.7°C Poza Rica 25.1°C	Guadalajara 21.2°C CDMX 16.7°C Toluca 13°C
	Precipitación anual	Monterrey 591 mm Chihuahua 371 mm Hermosillo 364 mm	Torreón 228 mm La Paz 169 mm Mexicali 78 mm	El Carmen 1593 mm Poza Rica 1143 mm Cd. Victoria 744 mm	Guadalajara 962 mm Toluca 748 mm CDMX 600 mm

Las ciudades por estudiar se detallan a continuación, mientras que en la Figura 2.3 se muestra su ubicación geográfica.

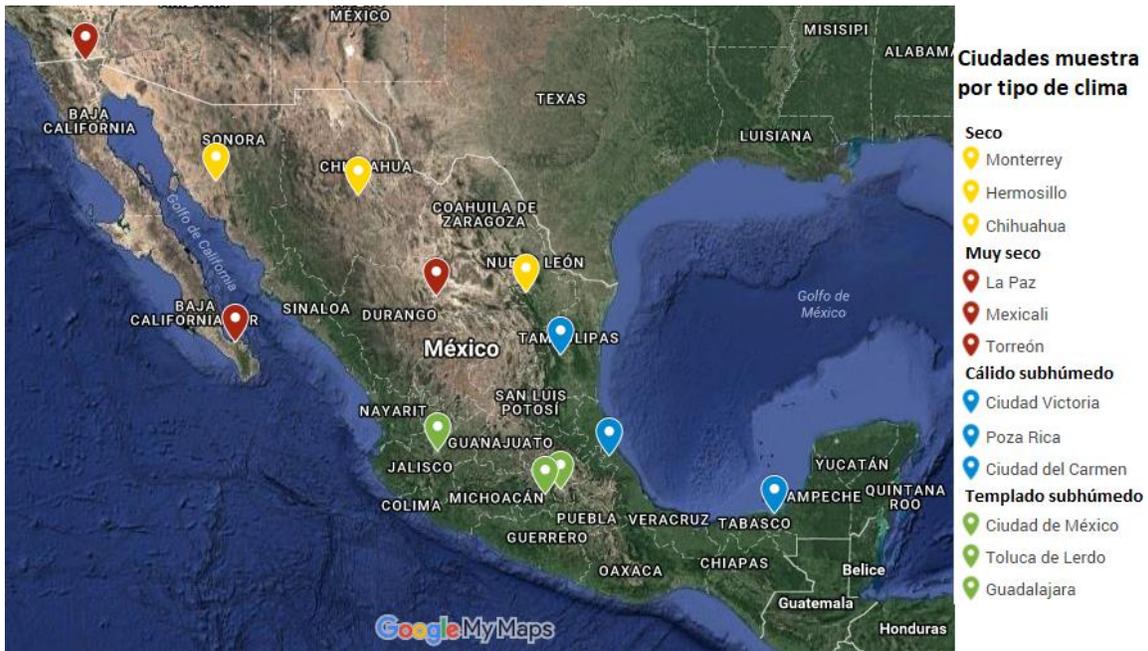


Figura 2.7 Ubicación geográfica de las ciudades muestra.

Para el clima seco se seleccionaron la ciudad de Monterrey ($25^{\circ}40'17''N$ $100^{\circ}18'31''O$), donde la temperatura media anual es de $22.3^{\circ}C$, la precipitación total anual es alrededor de 590.8 mm, y la humedad relativa es de 65%; Chihuahua ($28^{\circ}48'51''N$, $106^{\circ}26'22''O$), la cual cuenta con una temperatura media anual de $18.7^{\circ}C$, una precipitación total anual de 371.8 mm, y una humedad relativa de 50%; y Hermosillo ($29^{\circ}05'44''N$ $110^{\circ}57'03''O$), con una temperatura media anual de $24.8^{\circ}C$, una precipitación total anual de 364.6 mm, y una humedad relativa de 49%.

Las ciudades a estudiar que cuentan con clima muy seco son: Torreón ($25^{\circ}32'40''N$ $103^{\circ}26'30''O$), la cual tiene una temperatura media anual es de $23.7^{\circ}C$, una precipitación total anual de 228 mm, y una humedad relativa de 50%; Mexicali ($32^{\circ}39'48''N$ $115^{\circ}28'04''O$), la cual cuenta con una temperatura media anual de $23.2^{\circ}C$, uno de los registros de precipitación total anual más baja de todo el país, menor a los 78 mm, y una humedad relativa de 36%; y La Paz ($24^{\circ}08'32''N$ $110^{\circ}18'39''O$), con una temperatura

media anual de 26.1°C, una precipitación total anual promedio menor a 169 mm, y una humedad relativa de 60%.

Para el clima cálido subhúmedo se encontró que en Ciudad Victoria (*23°44'00"N 99°08'00"O*), la temperatura media anual es alrededor de 25.7°C, la precipitación media es de 744 mm anuales, y la humedad relativa es de 71%; otra ciudad que se ubica en este tipo de clima es Poza Rica (*20°32'00"N 97°27'0"O*), la cual presenta una temperatura media anual de 25.1°C, una precipitación media de alrededor de 1143 mm anuales, y una humedad relativa de 78%; y Ciudad del Carmen (*18°38'35"N 91°49'50"O*), con una temperatura media anual de 27.1°C, la precipitación total anual es de aproximadamente 1593 mm, y la humedad relativa de 73%.

Las ciudades a estudiar que presentan el tipo de clima templado subhúmedo son Toluca (*19°17'32"N 99°39'14"O*), que presenta una temperatura media anual de 13°C, la precipitación media es de 748 mm anuales, y su humedad relativa es 65%; la Ciudad de México (*19°25'10"N 99°08'44"O*), donde la temperatura media anual es de 16.7°C, la precipitación total anual es variable y va desde 600 mm anuales, y la humedad relativa es de 53.5%; y la ciudad de Guadalajara (*20°39'58"N 103°21'07"O*) la cual presenta una temperatura promedio de 21.2°C, una precipitación anual de 962 mm y una humedad relativa de 58%.

2.2.2 Sistema de precalentamiento solar.

Las características del sistema de precalentamiento solar se tomaron de un caso de referencia (IEA, 2015) el cual integra agua precalentada a un proceso industrial de producción de vapor, donde se requiere que el fluido alcance una temperatura de salida de 90°C y cubra una demanda de 27,500 litros diarios. Cuenta con un área total de colección de 200 m², las características del colector empleado se describen en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Características del colector empleado.

Colector Solar		
Tipo de colector	Tubo evacuado	
Área de colección	200 m ²	
Fluido caloportador	Agua 70% - Etilenglicol 30%	
	Densidad (ρ)	1035 kg/m ³
	Calor específico (C_p)	3.72 kJ/kg K
Parámetros de eficiencia	a_0	0.811
	a_1	2.71
	a_2	0.01
Ángulo Azimutal	Frente al Ecuador	
Ángulo de inclinación	Graz, Austria	40°

El sistema de referencia cuenta con dos intercambiadores de calor con coeficientes de transferencia de calor de 24,000 W/K y 12,000 W/K; en ambos intercambiadores se utilizan dos fluidos de trabajo diferentes. En el primer intercambiador se utiliza una combinación de agua-etilenglicol en el lado caliente y agua común en el lado frío, mientras que en el segundo intercambiador se tiene agua común en el lado caliente y agua tratada químicamente en el lado frío.

Tabla 2.3 Características del primer intercambiador.

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 frío	
	Fluido	Agua común
	Calor específico (C_p)	4.19 kJ/kg K
Coefficiente de transferencia de calor	24,000 W/K	

Tabla 2.4 Características del segundo intercambiador.

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	12,000 W/K	

Las características de capacidad, potencia nominal y eficiencia de las bombas hidráulicas usadas son presentadas a continuación en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Características de las bombas empleadas.

Bomba	Fluido de trabajo	Capacidad (kg/h)	Potencia nominal (kW)	Eficiencia de uso de la bomba	Eficiencia del motor
1	Agua-Etilenglicol	6000	6	0.6	0.9
2	Agua común	6000	6	0.6	0.9
3	Agua común	5000	5	0.6	0.9
4	Agua tratada	5000	5	0.6	0.9

Para este sistema se implementó un termotanque estratificado en posición vertical con un volumen de 12 m³; en la Tabla 2.6 se muestran sus características principales. El análisis del tanque de almacenamiento está dado por un análisis nodal en 5 secciones.

Tabla 2.6 Características del termotanque.

Termotanque		
Tipo de tanque	Estratificado	
Posición	Vertical	
Dimensiones	Altura	3 m
	Volumen	12 m ³
Fluido de trabajo	Agua común	
	Densidad (ρ)	1000 kg/m ³
	Calor específico (C_p)	4.19 kJ/kg K
UL-Tanque	0.83 kJ/h m ² °C	
Secciones de estratificación	5	

Para el perfil de carga de agua se emplea un control On-Off en la bomba 4, el cual está definido por los periodos de tiempo mostrados en la Figura 2.4, para un valor de uno la bomba se encuentra encendida y para un valor de cero se encuentra apagada (On=1, Off=0).

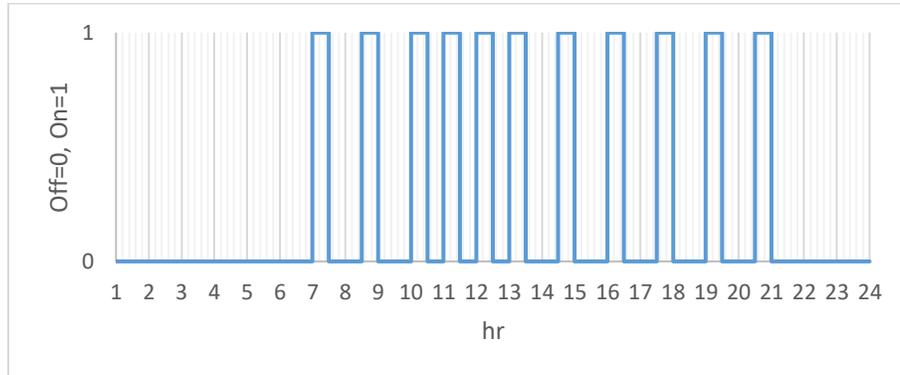


Figura 2.8 Perfil de carga On-Off.

2.3 Descripción del sistema de precalentamiento solar con almacenamiento térmico.

El sistema está compuesto por tres circuitos cerrados: el circuito de colección, el circuito de almacenamiento y el circuito de proceso. En el circuito de colección, el colector solar captura la radiación solar que incide sobre una superficie absorbadora la cual es transformada en energía térmica y transportada por un fluido que se encuentra dentro de un circuito hidráulico. Éste mueve la energía térmica del colector hacia un intercambiador de calor y la transfiere al fluido de menor temperatura, posteriormente el fluido regresa al colector por medio de la bomba hidráulica.

En el circuito de almacenamiento la energía cedida por el circuito de colección es conducida del intercambiador de calor al tanque de almacenamiento mediante el fluido caloportador. Esta energía es almacenada en el tanque hasta que es requerida por el proceso. El fluido de mayor temperatura que se encuentra en la parte superior del tanque es llevado a un segundo intercambiador para transferir su energía al siguiente circuito y posteriormente retorna al tanque de almacenamiento por medio de una bomba hidráulica a la entrada inferior del mismo. El fluido de menor temperatura se mantiene en la parte inferior del tanque, éste es conducido hacia el primer intercambiador para recomenzar el ciclo a través de la segunda bomba.

En el circuito de proceso la energía térmica proveniente del almacenamiento es llevada del segundo intercambiador hacia un calentador eléctrico auxiliar, éste de ser necesario, suministra calor al fluido elevando su temperatura hasta el nivel requerido para ser integrado al proceso industrial. A este punto en el sistema se le conoce como punto de integración del proceso. Después de ser utilizado, el fluido retorna al intercambiador de calor por medio de una cuarta bomba, donde volverá a absorber el calor proveniente del circuito de almacenamiento para continuar alimentando el proceso.

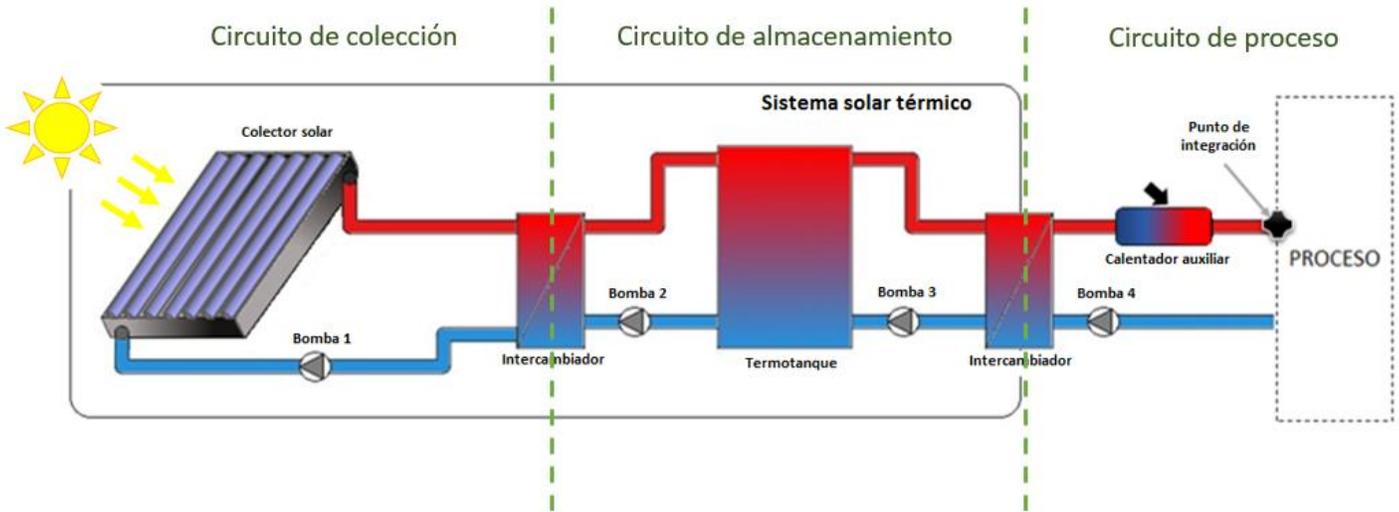


Figura 2.9 Modelo físico.

En el sistema de colección solar se debe mantener una relación adecuada entre la superficie de colección solar y el volumen de almacenamiento. Si se tuviera una superficie de colección demasiado extensa y un almacenamiento insuficiente, el circuito hidráulico no sería capaz de remover toda la energía generada por el colector, teniendo que ceder grandes cantidades de energía al ambiente, teniendo por consecuencia un estancamiento térmico. Por el contrario, si se tuviera una superficie de colección muy pequeña contra un almacenamiento sobredimensionado, el colector no sería capaz de generar energía suficiente para mantener almacenado el calor, por lo que el sistema tendría un efecto contrario al deseable. La relación área de colección-volumen de almacenamiento también varía dependiendo del recurso solar disponible en cada lugar, como puede suceder de un clima a otro.

2.4 Método para la construcción de mapas de diseño.

En la Figura 2.6 se esquematiza la estrategia para la construcción de los mapas para el diseño de sistemas de precalentamiento solar con almacenamiento térmico. La construcción de los mapas se realiza con simulación térmica en estado transitorio del proceso de calentamiento solar y con simulación de los beneficios económicos. La optimización térmica se realiza en términos de la fracción solar y la ganancia de calor solar; por su parte, el área de captación solar se optimiza considerando los mayores beneficios en términos del indicador económico, denominado ahorro solar.

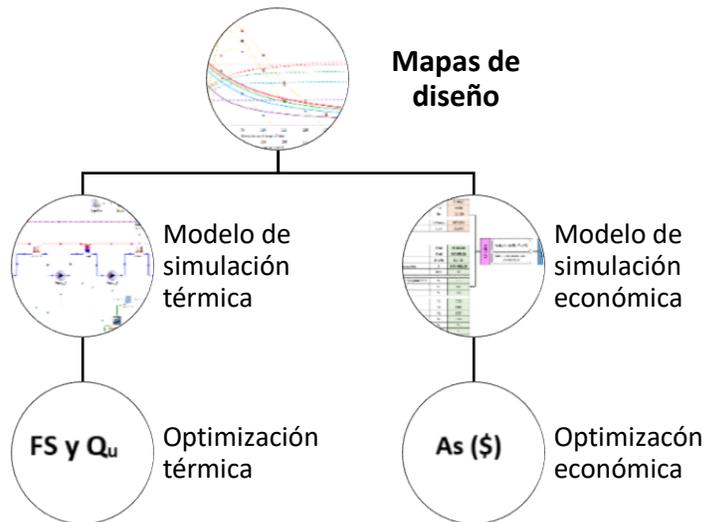


Figura 2.10 Estrategia de construcción de mapas de diseño de sistemas de calentamiento solar con almacenamiento térmico.

2.4.1 Modelo de simulación térmica.

El modelo matemático de simulación térmica de este sistema se compone de una serie de modelos obtenidos mediante balances de energía en cada elemento que lo conforma. Dichos modelos se presentan a continuación:

a) *Colector solar de tubos evacuados*

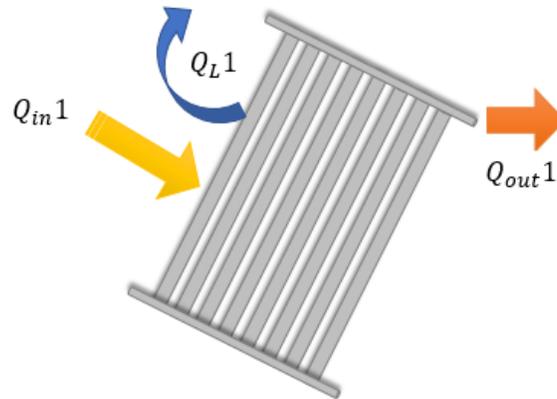


Figura 2.11 Esquema de comportamiento térmico del colector.

El análisis del comportamiento de un colector solar se basa en la primera ley de la termodinámica la cual se cumple a partir de la siguiente ecuación.

$$Q_{in1} = Q_{out1} + Q_{L1} \quad (2.1)$$

donde Q_{in1} es la cantidad de energía aportada por radiación solar, Q_{out1} es la cantidad de calor ganado útil y Q_{L1} es el calor perdido hacia los alrededores.

b) *Intercambiador de calor.*

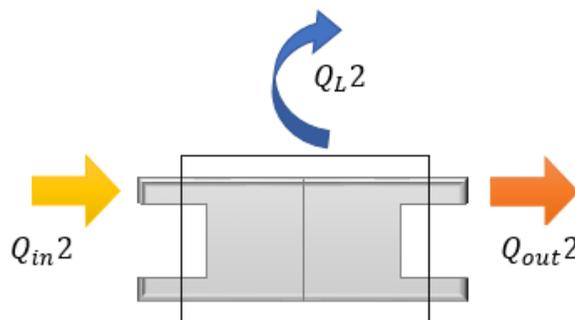


Figura 2.12 Esquema de comportamiento térmico del intercambiador de calor.

El comportamiento térmico de cada uno de los intercambiadores de calor está determinado por las Ecuaciones 2.2 y 2.3.

$$Q_{in2} = Q_{out2} + Q_{L2} \quad (2.2)$$

$$Q_{in4} = Q_{out4} + Q_{L4} \quad (2.3)$$

donde Q_{in2} y Q_{in4} es la energía proveniente del colector solar, Q_{out2} y Q_{out4} es la cantidad de calor que será llevado al almacenamiento, Q_{L2} y Q_{L4} es el calor cedido hacia el medio ambiente.

c) *Tanque de almacenamiento térmico.*

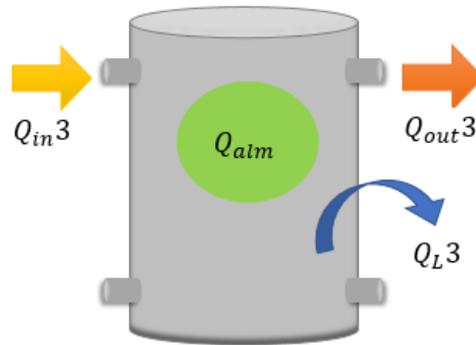


Figura 2.13 Esquema de comportamiento térmico del almacenamiento.

El intercambio de calor que existe dentro del tanque se presenta por la Ecuación 2.4.

$$Q_{in3} = Q_{out3} + Q_{L3} + Q_{alm} \quad (2.4)$$

donde Q_{in3} es la energía proveniente del intercambiador de calor, Q_{out3} es la cantidad de calor a la salida del tanque, Q_{L3} es el calor perdido y Q_{alm} es el calor contenido en el interior del tanque.

d) *Calentador eléctrico auxiliar.*



Figura 2.14 Esquema de comportamiento térmico del calentador auxiliar.

El calentador auxiliar presenta dos entradas y dos salidas. El balance termodinámico del calentador eléctrico está dado por la Ecuación 2.5.

$$Q_{in5} = Q_{out5} - Q_{gen} \quad (2.5)$$

donde Q_{in5} es la energía proveniente del almacenamiento térmico, Q_{out5} es la cantidad de calor a la salida del calentador y Q_{gen} es el calor aportado por el calentador auxiliar.

e) *Sistema de ecuaciones.*

El software TRNSYS implementa los modelos basados en las ecuaciones algebraicas acoplándolos en un sistema matricial el cual es integrado por periodos de tiempo, arrojando resultados en términos de flujos de calor. Lo anterior permite procesar los modelos en un estado permanente integrándolos secuencialmente permitiendo, al término de cada secuencia de simulación, un resultado en estado pseudo-transitorio.

A continuación, en la Figura 2.11 se muestra el diagrama de los componentes y dirección de los flujos de energía que constituyen las variables del sistema. Es de observar que en cada componente se realiza un balance de energía, los cuales fueron detallados anteriormente.

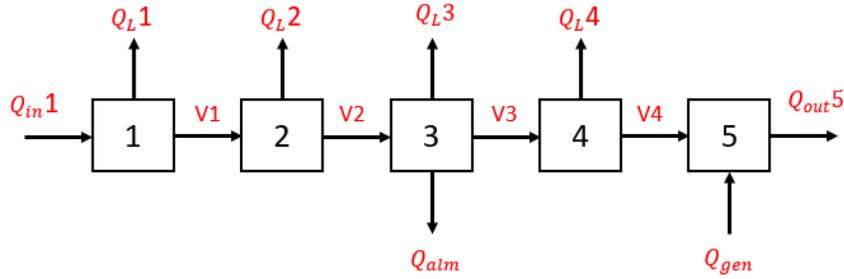


Figura 2.15 Diagrama del sistema.

Al ubicar las ecuaciones 2.1-2.5 dentro del diagrama de flujo es posible determinar el sistema de ecuaciones que corresponde al sistema de precalentamiento (Figura 2.12).

Colector	$-V1$		$= Q_L1 - Q_{in1}$
Intercambiador1	$V1 \quad -V2$		$= Q_L2$
Tanque	$V2 \quad -V3$		$= Q_L3 + Q_{alm}$
Intercambiador2	$V3 \quad -V4$		$= Q_L4$
Calentador	$V4 \quad +V5$		$= Q_{req}$

Figura 2.16 Sistema de ecuaciones.

De la Figura 2.12 se define la matriz a resolver por el software TRNSYS, la cual se presenta en la Figura 2.13:

$$\begin{vmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} V1 \\ V2 \\ V3 \\ V4 \\ V5 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} Q_L1 - Q_{in1} \\ Q_L2 \\ Q_L3 + Q_{alm} \\ Q_L4 \\ Q_{req} \end{vmatrix}$$

Figura 2.17 Sistema matricial.

donde:

$$V1 = Q_{out}1 = Q_{in}2 \quad (2.6)$$

$$V2 = Q_{out}2 = Q_{in}3 \quad (2.7)$$

$$V3 = Q_{out}3 = Q_{in}4 \quad (2.8)$$

$$V4 = Q_{out}4 = Q_{in}5 \quad (2.9)$$

$$V5 = Q_{gen} \quad (2.10)$$

$$Q_{req} = V4 + V5 = Q_{out}5 \quad (2.11)$$

2.4.2 Modelo de optimización térmica.

El cálculo de proporciones entre la relación de área y volumen de los elementos de un sistema de colección solar, requiere del conocimiento del índice de demanda de fluido dada en litros/día o bien en m³/día, así como del establecimiento de una razón de uso (R_U), es decir, la cantidad de fluido que pasará por cada m² de área de colección, esta razón está dada en (litros/m² día) y se obtiene mediante la Ecuación 2.12, donde A_c es el área de colección del sistema planteado.

$$R_U = \frac{Demanda}{A_c} \quad (2.12)$$

Es muy común el adaptar las áreas de acuerdo con la razón de uso deseada, para ello la Ecuación 2.13 se despeja de la siguiente manera:

$$A_c = \frac{Demanda}{R_U} \quad (2.13)$$

Con el conocimiento del área de colección, se puede ubicar la razón de volumen deseada (R_v), esto es, los litros de almacenaje por área de colección, misma que se expresa en términos de litros/m², este parámetro permite establecer una relación para determinar la

razón de volumen de almacenamiento más adecuada para el sistema solar, a partir de la Ecuación 2.14.

$$V_T = A_c * R_v \quad (2.14)$$

El correcto funcionamiento del sistema depende en gran medida de establecer un correcto flujo másico para las bombas, el cual se puede determinar a partir de la relación entre el volumen de almacenamiento y la razón de uso deseada.

$$\dot{m} = V_T * R_U \quad (2.15)$$

2.4.3 Modelo de optimización económica.

La optimización económica consiste en determinar el área de apertura que maximiza el ahorro del costo de ciclo de vida del sistema del calentador solar. El ahorro del costo de ciclo de vida LCS, se determina con la diferencia entre los costos del ciclo de vida de un sistema de calentamiento con combustible convencional menos el costo del ciclo de vida del sistema de aprovechamiento de energía solar en conjunto con el costo de la energía auxiliar.

El LCS considera los costos futuros trasladados a valor presente, esto se hace descontando los costos anticipados a la base común del valor presente, es decir, lo que habría que invertir hoy a una tasa de inversión para tener los fondos disponibles en el futuro para satisfacer todos los gastos por anticipado. El análisis se realiza considerando el ahorro solar en periodos anuales durante un escenario especificado de ciclo de vida, donde el ahorro solar es la diferencia entre el costo de energía de un sistema convencional *CEC* y el costo de energía un sistema solar *CES*, pero para un periodo anual, y se puede expresar con la Ecuación 2.16.

$$AS = CEC - CES \quad (2.16)$$

donde el *CEC* considera el costo de combustible del sistema auxiliar o convencional, a partir del cual se obtiene el ahorro de combustible posible. El *CES* es la suma de los costos de la hipoteca, mantenimiento y seguro, energía parasitaria e impuestos sobre la propiedad menos los ahorros en el impuesto sobre la renta.

Capítulo 3

Estrategias de solución del modelado

En este capítulo se presenta la estrategia general para construcción de mapas y diseño de sistemas. También se explica la construcción de las plataformas de simulación térmica y económica, seguido de la construcción de los mapas de diseño. Por último, se presenta la verificación de las dos plataformas de simulación.

3.1 Estrategia general para construcción de mapas y diseño de sistemas.

La construcción de los mapas de diseño se realiza con simulación térmica en estado transitorio del proceso de calentamiento solar y con simulación de los beneficios económicos, tal como se muestra en la Sección 2.4. La optimización térmica se realiza a partir de los resultados de la simulación térmica en términos de la fracción solar y la ganancia de calor solar. Por su parte, la optimización económica se realiza con los resultados de la simulación económica considerando los mayores beneficios del ahorro solar.

La estrategia general para construcción de mapas y diseño de sistemas se compone de tres etapas, en la Figura 3.1 se presenta el esquema gráfico. En la primera etapa se identifican los datos de entrada necesarios para simular un proceso de calentamiento solar: a) el análisis de los requerimientos de calor por parte de los industriales; b) las condiciones climáticas del lugar donde se aplicará el estudio; c) las tecnologías a utilizar de acuerdo con las características y las ventajas que ofrece cada equipo; y d) la configuración más adecuada de los elementos del sistema de captación solar, que incluye la elección del punto de integración.

En la segunda etapa se elabora una estrategia en TRNSYS para la simulación dinámica del proceso tomando en cuenta los datos recolectados en la primera etapa. El correcto funcionamiento de la plataforma de simulación térmica se verifica mediante balances de energía en los diferentes elementos del sistema de colección y mediante la comparación de la fracción solar con un ejercicio de referencia. Mientras que la optimización térmica del sistema propuesto se realiza con un análisis variacional de la razón de uso y la razón de volumen que optimizan la fracción solar y la ganancia de calor solar, conocido también como análisis Pinch. El análisis variacional nos permite determinar la fracción solar y la cantidad de energía anual que puede entregar el sistema con la que es posible determinar un intervalo de la razón de uso y la razón de volumen que maximizan el desempeño térmico del sistema.

En la tercera etapa se realiza la simulación de los beneficios económicos en términos del ahorro solar, considerando escenarios de costos y tiempos de ciclo de vida, de acuerdo con el método de ahorro del costo de ciclo de vida [Duffie y Beckman, 2006]. La plataforma de simulación se verifica con los resultados del estudio previo reportado por Duffie y Beckman. El área de captación solar y volumen de almacenamiento térmico óptimos se determinan con un segundo análisis variacional de la razón de uso y la razón volumétrica.

El mapa de diseño se construye con los resultados de los dos análisis variacionales (el térmico y el económico), considerando como variables independientes la razón de uso y la razón de volumen. Los máximos valores de la fracción solar y los ahorros solares se obtienen variando la razón de uso y la razón volumétrica sobre el mapa.

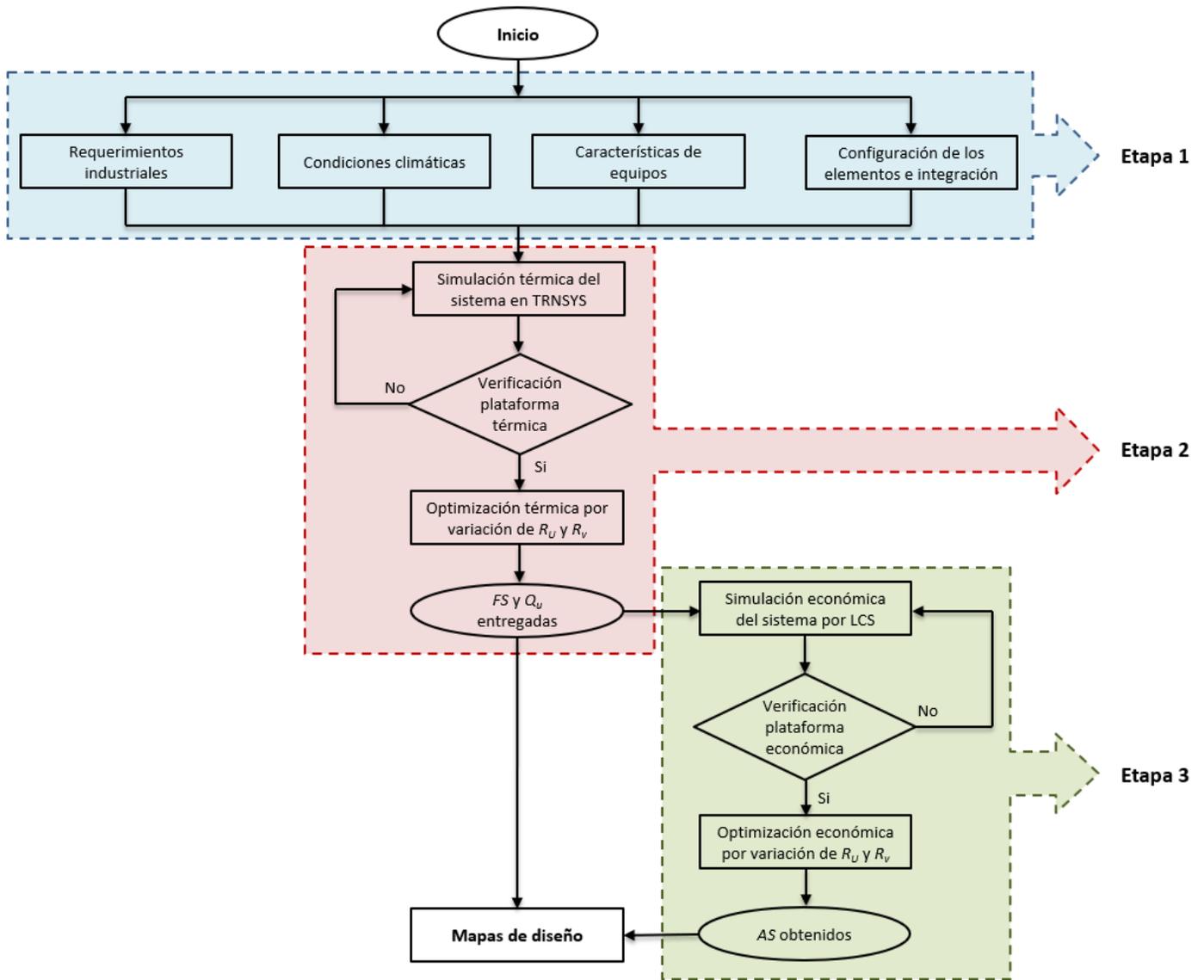


Figura 3.1 Estrategia general para construcción de mapas y diseño de sistemas.

3.2 Plataforma de simulación térmica

De acuerdo con la metodología presentada en la Sección 3.1, el mapa de optimización térmica se construye con el análisis variacional a partir de simulaciones térmicas. Esto se hace con ayuda del software TRNSYS. A continuación, se explican las generalidades del TRNSYS y el desarrollo de la plataforma de simulación térmica.

El software TRNSYS es una plataforma de cómputo desarrollado por la Universidad de Wisconsin para simular sistemas térmicos en estado pseudo-transitorio. Cuenta con una estructura modular abierta, es decir, cada elemento a incluir en el sistema a simular está definido por un módulo, el cual permite datos de entrada que pueden venir de un módulo anterior, y a su vez genera datos de salida, los cuales pueden ser información de entrada a otro módulo. En TRNSYS, los componentes son denominados types, más un número que hace alusión a un módulo o componente en particular. El proceso de simulación consiste en relacionar internamente cada type mediante ligas que permiten especificar la dirección del proceso y la manera en que interactúan dos componentes entre sí.

En la construcción de la plataforma, primero se seleccionaron los types que corresponden a cada uno de los elementos a implementar y se introducen en un nuevo proyecto, como se muestra en la Figura 3.2.

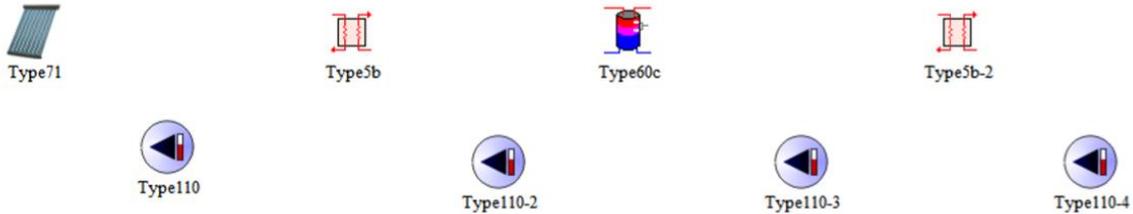


Figura 3.2 Types de los elementos en TRNSYS que conforman el sistema simulado.

Seguido a esto, los Types fueron ligados para crear los tres circuitos que conforman el sistema y los cuales fueron explicados previamente en la Sección 2.2. En el circuito primario el fluido es bombeado por la primera bomba (Type110) hacia el colector (Type71) para que una vez que éste se ha calentado, sea conducido al primer intercambiador (Type5b).

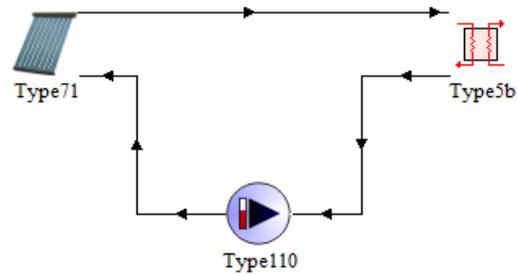


Figura 3.3 *Types que conforman el circuito primario del sistema simulado.*

El comportamiento de la radiación solar y las condiciones ambientales son simuladas mediante el Type15-2, el cual está conectado al colector (Type71). En el circuito secundario, el agua caliente fluye del primer intercambiador (Type5b) a la entrada superior izquierda del tanque (Type60c); el agua fría es expulsada por la parte inferior izquierda del tanque y con la ayuda de la segunda bomba (Type110 2) es regresada al intercambiador (Type5b) por la entrada del lado frío. El agua caliente es llevada del tanque (Type60c) al segundo intercambiador (Type5b-2); el líquido frío es devuelto por una tercera bomba (Type110-3) al tanque por una entrada en la parte inferior derecha.

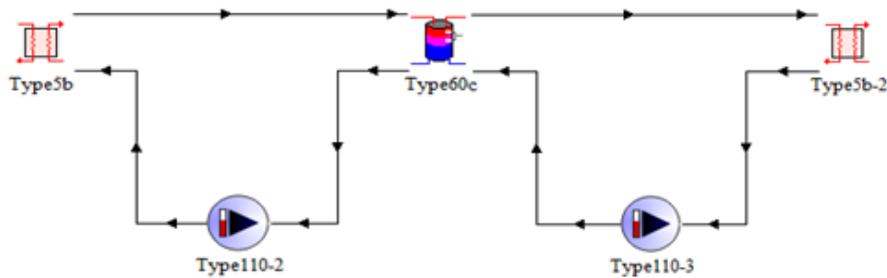


Figura 3.4 *Types que conforman el circuito secundario del sistema simulado.*

Para incorporar el fluido caliente al proceso es necesario un circuito más, en este tercer circuito el agua a la salida del lado frío del segundo intercambiador (Type5b-2) es llevada a un calentador auxiliar (Type6), el cual es el punto de integración al proceso. Una vez que el agua regresa del proceso, es conducida al segundo intercambiador (Type5b-2) por su entrada en el lado frío con ayuda de otra bomba (Type110-4), en este punto hay una

incorporación de agua tratada. La demanda está definida por un control On-Off por periodos definidos (Type14h).

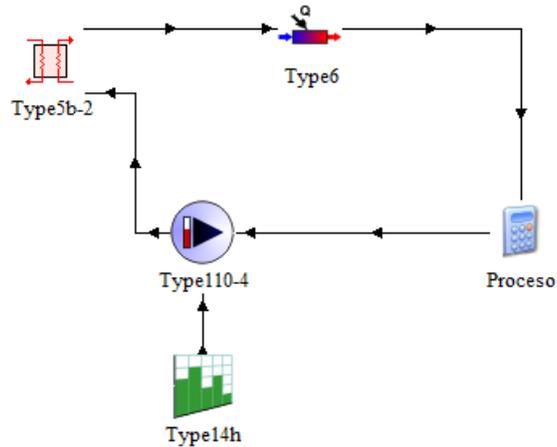


Figura 3.5 *Types que conforman el tercer circuito del sistema simulado.*

El sistema de control (Type2b) regula las bombas, es decir, cuando el proceso está en óptimo desempeño tiene la capacidad de impedir o dar paso al uso de las bombas, mediante un censo de las temperaturas en la salida del colector y del tanque de almacenamiento. Los parámetros de los componentes para llevar a cabo la simulación del sistema de referencia se describen en las tablas 2.2, 2.3, 2.4, 2.5 y 2.6 (IEA, 2015).

En la Figura 3.6 se muestra la representación gráfica del sistema en la plataforma de TRNSYS. El Type65c y Type65d representan únicamente las plataformas de visualización de las salidas arrojadas por la simulación y su incorporación al sistema no afecta en ningún momento su comportamiento.

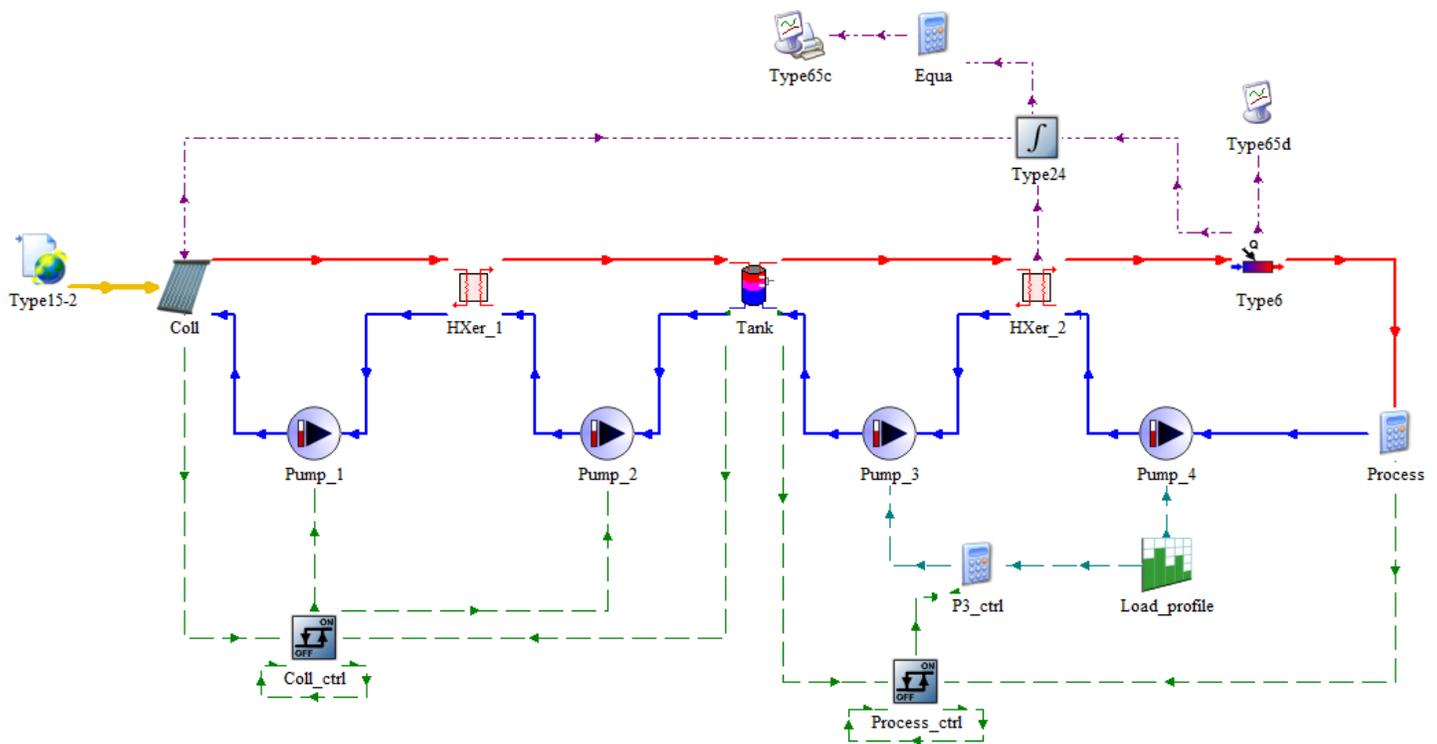


Figura 3.6 Simulación del modelo en TRNSYS.

3.3 Plataforma de simulación económica.

La optimización económica se realiza basándose en el método de ahorro del costo del ciclo de vida, LCS por sus siglas en inglés. El LCS busca determinar el ahorro que puede proporcionar el sistema solar en un ciclo de funcionamiento de 20 años, variando las dimensiones de sistema hasta determinar el diseño óptimo para cada ciudad.

El LCS toma en cuenta la fracción solar para diferentes razones de uso y razones volumétricas junto con la demanda por cubrir, las cuales son las entradas técnicas. Mientras que las entradas económicas las constituyen diversos costos del mercado y factores financieros que varían de acuerdo con el lugar y las legislaciones que lo rijan. Las entradas son introducidas en una hoja de cálculo donde se realiza una sumatoria de los costos de la hipoteca, mantenimiento y seguro, bombeo y energía parasitaria e impuestos sobre la

propiedad menos los ahorros en el impuesto sobre la renta. A partir de la sumatoria es posible determinar el ahorro solar en periodos anuales durante un escenario de ciclo de vida, los cuales son trasladados a valor presente. La plataforma de análisis y optimización económica fue desarrollada utilizando el programa computacional Excel. En la Figura 3.7 se muestra un esquema de las entradas y salidas en la plataforma económica.

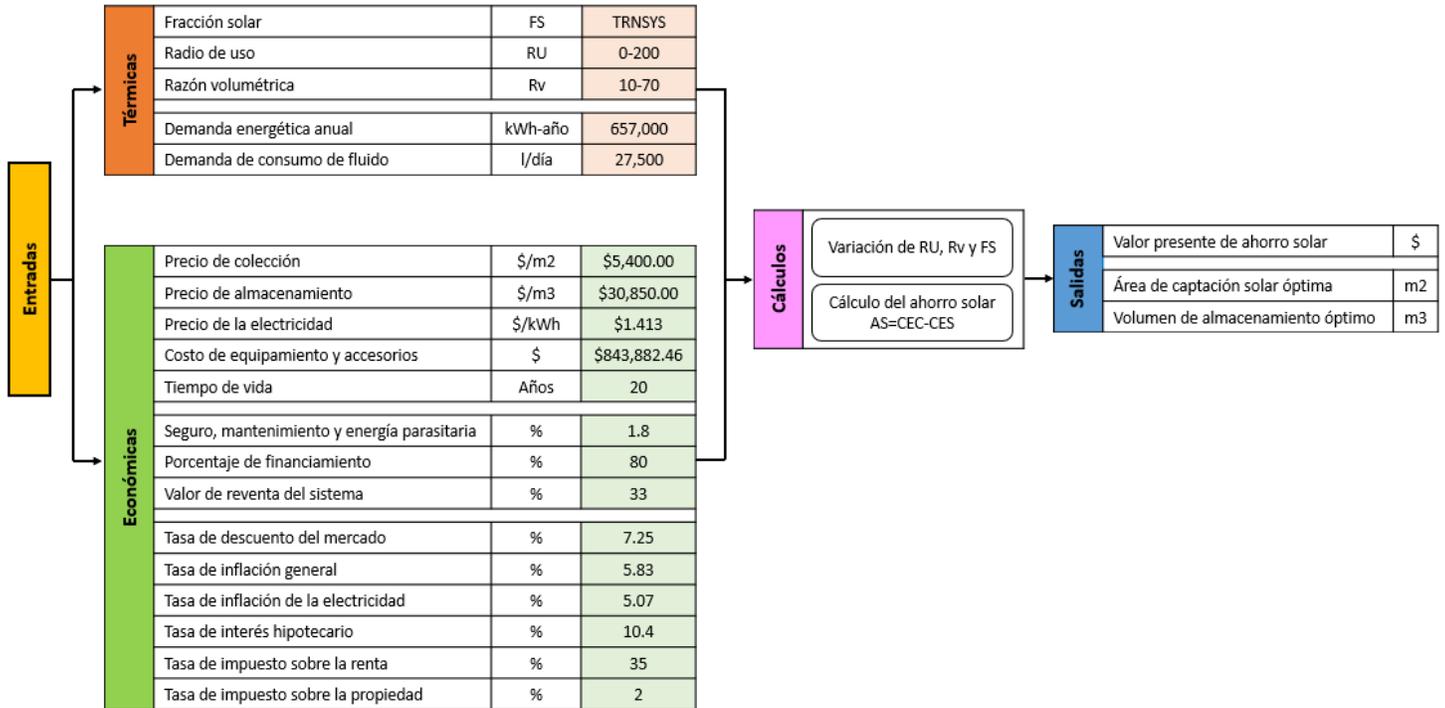


Figura 3.7 Entradas y salidas de la plataforma económica.

3.4 Construcción de mapas de diseño.

Como se muestra en la Sección 3.1, en la construcción de los mapas se toman en cuenta los requerimientos de las cargas térmicas distribuidas por cubrir, las condiciones climáticas de los lugares de estudio, las características de los equipos a implementar y la configuración más adecuada de los elementos del sistema de captación solar junto con la elección del punto de integración al proceso. Estos parámetros fueron introducidos en la plataforma de

simulación térmica construida en TRNSYS y las salidas de las simulaciones son la base para la construcción de los mapas.

Para diferentes capacidades de volúmenes de almacenamiento y áreas de captación, se plasman la fracción solar y la energía útil por unidad de área de apertura para cada una de las ciudades a aplicar el sistema. En la Figura 3.8 se muestra el mapa de diseño para la ciudad de Graz, Austria. En el eje vertical, del lado izquierdo se gráfica la fracción solar FS , al derecho la ganancia de calor solar por unidad de área Q_u ($\text{kWh}/\text{m}^2\text{-año}$). En el eje horizontal la razón de uso R_U ($\text{litros}/\text{m}^2\text{-día}$) y en la parte inferior el área de captación (m^2). Adicionalmente, cada color de línea corresponde a diferentes valores de la razón de volumen de almacenamiento térmico R_v (litros/m^2).

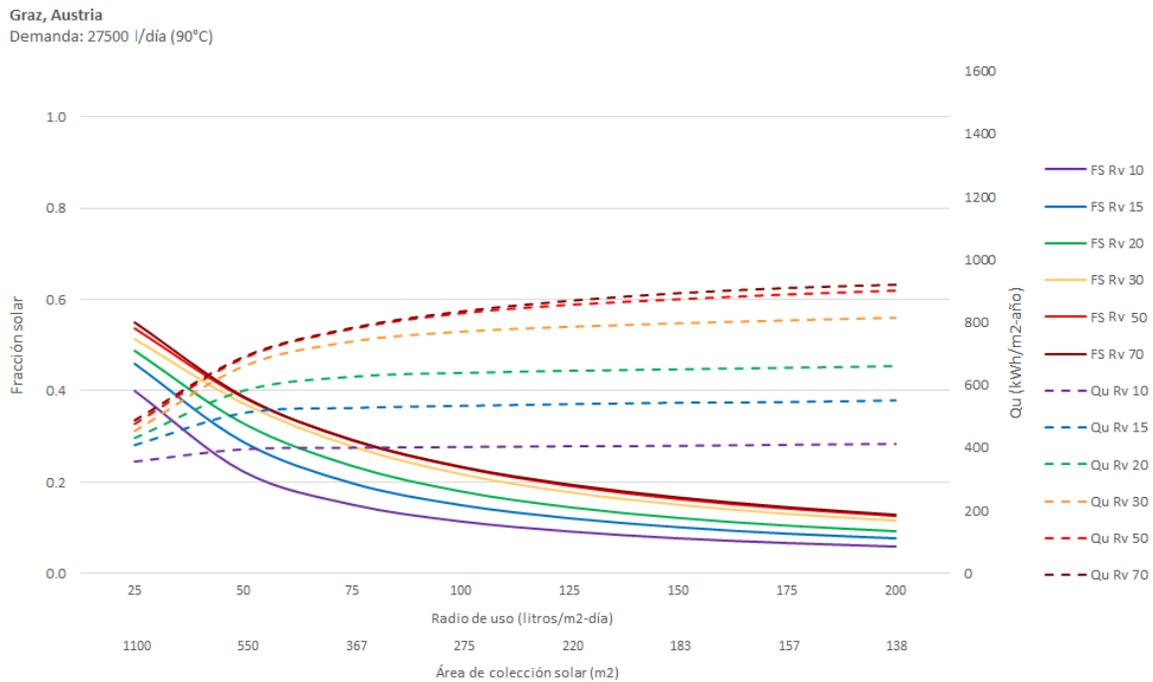


Figura 3.8 Mapa de diseño para Graz, Austria.

Posteriormente, las salidas obtenidas de la plataforma de simulación térmica fueron introducidas en la plataforma de simulación económica construida en Excel, la cual permite determinar los ahorros solares máximos posibles.

3.5.1 Verificación de la plataforma de simulación térmica.

Una vez simulado el sistema de referencia en la plataforma TRNSYS el siguiente paso en la metodología es la validación de los resultados obtenidos, este se realizó en dos partes: a) por medio de un análisis de balance de energía de acuerdo con lo establecido por la primera ley de la termodinámica y b) a partir de un comparativo de los resultados obtenidos con la plataforma y lo reportado para un caso en la ciudad de Graz, Austria (IEA, 2015).

a) Verificación por balances de energía.

Este análisis consistió en evaluar el funcionamiento térmico de cada elemento que compone el sistema de captación solar al comprobar las ecuaciones de balance de energía establecidas en la Sección 2.4.1. Para realizar el análisis se seleccionó el día 105 de un año típico que corresponde al 15 de abril, en un periodo de las 13:00 a las 13:20 horas. El sistema fue evaluado en la ciudad de Graz, Austria y los datos meteorológicos fueron obtenidos de la base de datos METEONORM.

En la Figura 3.10 se muestra el balance de energía en el colector solar. El balance está dado en unidades de kJ/h, y toma en cuenta la energía aportada por radiación solar (Q_{in1}), la energía útil o aprovechada (Q_{out1}) y la cantidad de energía cedida al ambiente (Q_L1) en el período mencionado anteriormente. Se observa que el colector cumple con la ecuación de balance $Q_{in1} = Q_{out1} + Q_L1$.

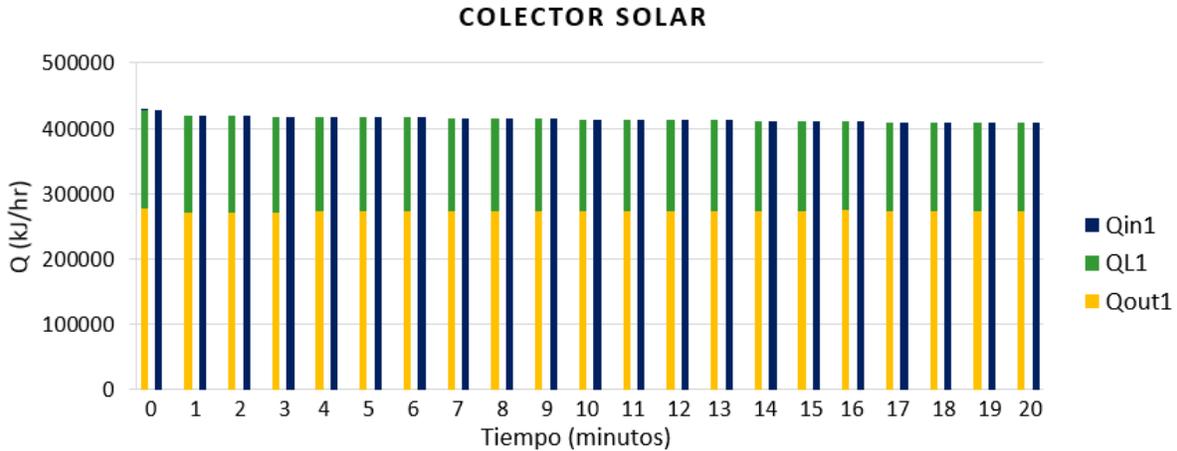


Figura 3.10 Balance de energía en el colector solar.

En la Figura 3.11 se presenta el balance de energía en el intercambiador de calor, se observa el valor de la energía que entra en el lado caliente del intercambiador (Q_{in2}), la energía intercambiada en el lado frío (Q_{out2}) y la energía pérdida hacia el ambiente (Q_L2). El balance muestra que $Q_{in2} = Q_{out2} + Q_L2$, por lo que se observa que se cumple con la primera ley.

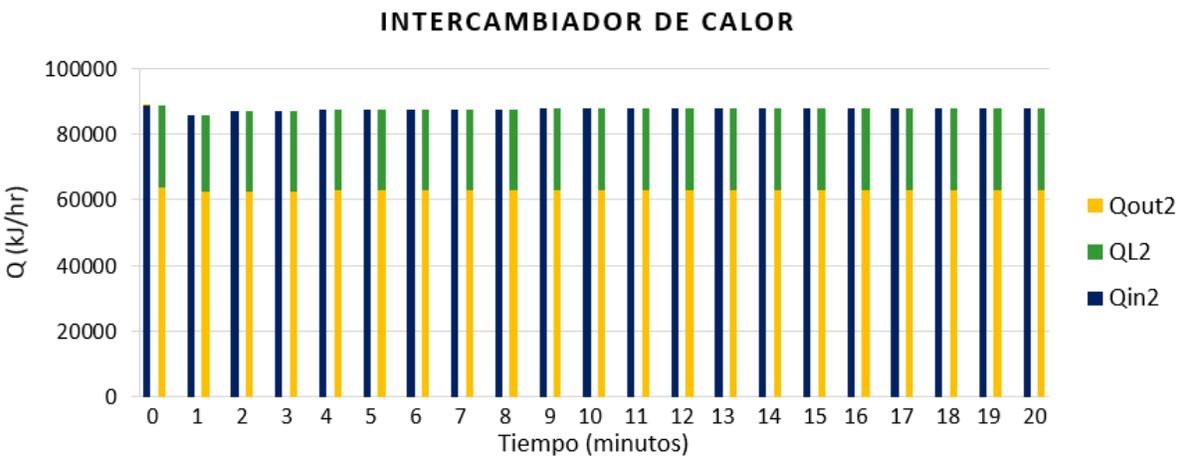


Figura 3.11 Balance de energía en el intercambiador de calor.

Para realizar el balance de energía en el almacenamiento térmico se consideró la energía proveniente del intercambiador de calor (Q_{in3}), la cantidad de calor a la salida del tanque (Q_{out3}), el calor cedido al medio ambiente (Q_L3) y la energía almacenada al interior del

tanque (Q_{alm}). En la Figura 3.12 se puede observar que se cumple con la relación de balance $Q_{in3} = Q_{out3} + Q_L3 + Q_{alm}$.

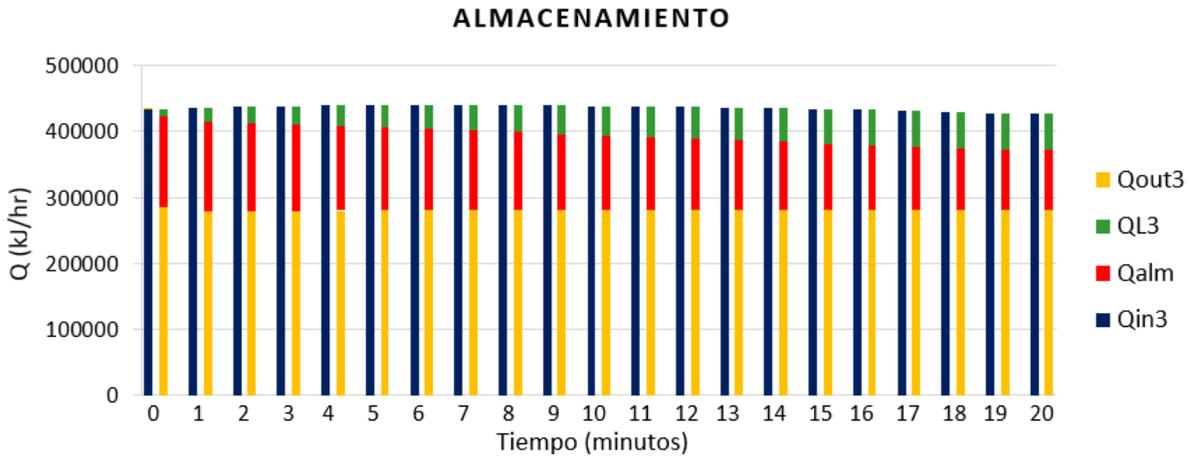


Figura 3.12 Balance de energía en el tanque de almacenamiento.

En la Figura 3.13 se muestra la energía proveniente del almacenamiento térmico (Q_{in5}), la cantidad de calor a la salida del calentador (Q_{out5}) y el calor aportado por el calentador auxiliar (Q_{gen}). Con el cumplimiento de la relación $Q_{in5} = Q_{out5} - Q_{gen}$ se observa un adecuado cumplimiento del balance de energía en el tanque.

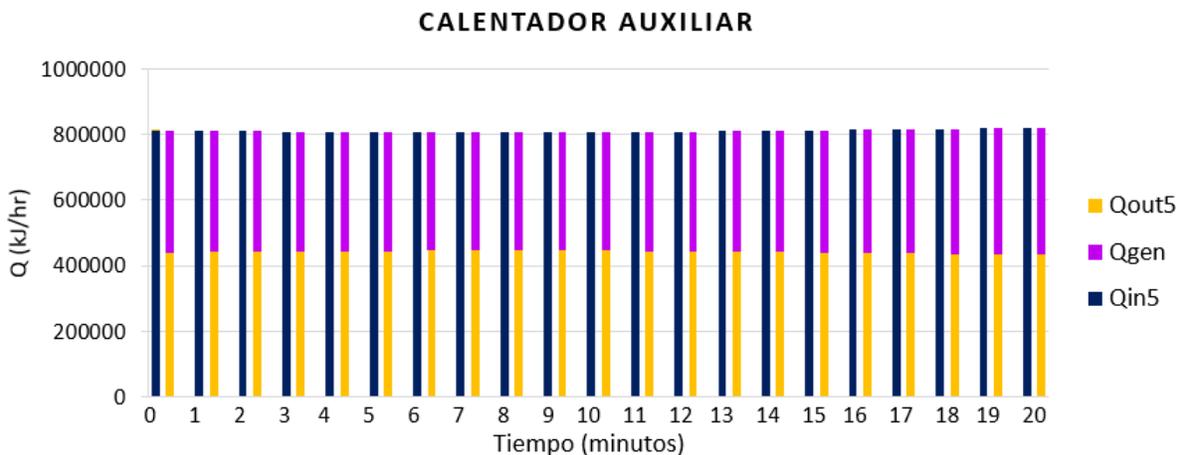


Figura 3.13 Balance de energía en el calentador auxiliar.

b) Verificación por comparativo en Graz, Austria.

En esta parte de la verificación se evaluaron los resultados obtenidos con la plataforma de simulación térmica creada en este trabajo y lo reportado por el caso de referencia (IEA, 2015). El comparativo corresponde a los datos de salida de fracción solar y calor útil obtenido para la ciudad de Graz, Austria al utilizar las razones de volumen (R_v) de 10 y 30 l/m²-día con los radios de uso (R_u) de 50 y 150 l/m².

En la Tabla 3.1 se muestra que las diferencias de la fracción solar y calor útil entre lo reportado y lo simulado son mínimas. En el caso de la FS la mayor desviación fue del 2.32 y en el caso de la Q_u fue del 2.78. Con lo anterior se observó que la plataforma de modelado del sistema es adecuada para la simulación.

Tabla 3.1 Comparativo entre lo simulado con la plataforma en TRNSYS y lo reportado para el caso de Graz, Austria.

R_v	R_u	Presente trabajo		Referencia		Desviación	
		FS	Q_u kWh/m ² -año	FS	Q_u kWh/m ² -año	FS	Q_u
10 l/m ² -día	50 l/m ²	0.23	379.39	0.23	380.65	0.10	0.33
	150 l/m ²	0.08	407.52	0.09	419.18	2.32	2.78
30 l/m ² -día	50 l/m ²	0.35	570.26	0.35	573.31	0.10	0.53
	150 l/m ²	0.16	774.81	0.16	787.42	1.17	1.60

3.5.2 Verificación de la plataforma de simulación económica.

La plataforma de simulación económica se verificó mediante una comparación de los resultados obtenidos para este trabajo y los reportados para un caso de referencia (Duffie, 2006). En la Tabla 3.2 se presenta el comparativo que corresponde al valor presente del ahorro solar obtenido para diversas áreas de colección, para lo cual es necesario conocer los valores para la fracción solar y el costo de instalación.

Tabla 3.2 Comparativo entre lo simulado con la plataforma en Excel y lo reportado por Duffie & Beckman.

Área (m ²)	Fracción solar (FS)	Costo de instalación (\$)	Presente trabajo	Referencia	Desviación
			Valor presente de ahorro solar (\$)		
0.01	0	1,000.00	-1,036.39	-1,036.00	0.28
25	0.37	6,000.00	4,088.07	4,088.00	0.05
39	0.49	8,800.00	4,530.56	4,531.00	0.31
50	0.56	11,000.00	4,202.56	4,203.00	0.31
75	0.71	21,000.00	3,204.19	3,204.00	0.13
150	0.92	31,000.00	-6,468.13	-6,468.00	0.09

En la Tabla 3.2 se muestra que las desviaciones para el valor presente del ahorro solar entre lo reportado y lo simulado van desde 0.05 para el área de 25 m² hasta una desviación máxima de 0.31 para las áreas de 39 y 50 m². Con lo anterior se observa que la plataforma de simulación económica es adecuada para su implementación.

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo se presenta la evaluación del recurso solar en las ciudades estudiadas. Seguido se presentan los mapas de diseño del sistema de calentamiento solar de cada ciudad, los cuales que se agruparon en cuatro tipos de clima. Por último, se presentan los comparativos del desempeño del sistema en las 12 ciudades seleccionadas.

4.1 Evaluación del recurso solar en los lugares de estudio.

Las condiciones climatológicas de las ciudades estudiadas se obtuvieron de la base de datos de años típicos de METEONORM, utilizando la plataforma TRNSYS para su manejo. Los valores de temperatura y humedad relativa obtenidos coinciden significativamente con los valores reportados por el INEGI, con una desviación estándar promedio de 0.5 y 3.25 respectivamente. Las ciudades estudiadas se eligieron de acuerdo con la temperatura promedio anual, la humedad relativa promedio anual y con la precipitación anual, como se muestra en la Sección 2.2.1.

En la Figura 4.1 se muestra que en el clima seco se ubican las ciudades de Monterrey, Chihuahua y Hermosillo; en el clima muy seco las ciudades de Torreón, Mexicali y La Paz; en el clima cálido subhúmedo se encuentran Ciudad Victoria, Poza Rica y Ciudad del Carmen; y en el clima templado subhúmedo las ciudades de Toluca, Guadalajara y la Ciudad de México. En el caso particular de Monterrey, de acuerdo con la identificación de climas de Köppen, corresponde el clima templado subhúmedo, mientras que INEGI (2010) y de acuerdo con los resultados obtenidos se caracteriza como clima seco, ya que la temperatura promedio anual es de 25.1°C y la precipitación anual es de 591 mm.

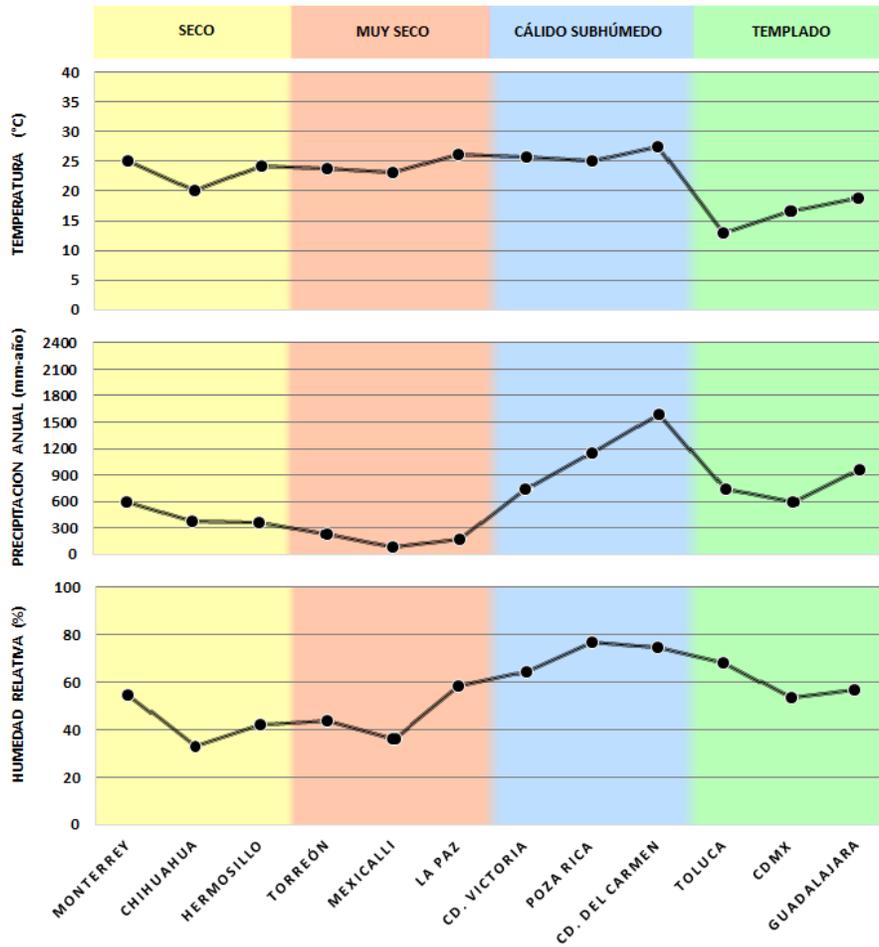


Figura 4.1 Temperatura ambiente, precipitación anual y humedad relativa en las ciudades de estudio.

Al igual que las condiciones climatológicas, el recurso solar en las ciudades de estudio se evaluó considerando la base de datos del año típico de METEONORM para cada ciudad. En el estudio se evaluó la irradiación solar directa, difusa y global. En la Figura 4.2 se presenta la irradiación anual para cada lugar seleccionado, separado por su tipo de clima. La ciudad de la Paz, que tiene un clima muy seco, presenta el mayor recurso solar, seguido por Hermosillo (clima seco) y de Ciudad del Carmen (cálido subhúmedo), con una irradiación anual de 2194 kWh/m²-año, 2127 kWh/m²-año y 2098 kWh/m²-año respectivamente. En contraste, Poza Rica que tiene clima cálido subhúmedo, Toluca (templado subhúmedo) y Ciudad de México (templado subhúmedo) presentan la menor irradiación anual con 1603 kWh/m²-año, 1845 kWh/m²-año y 1859 kWh/m²-año respectivamente.

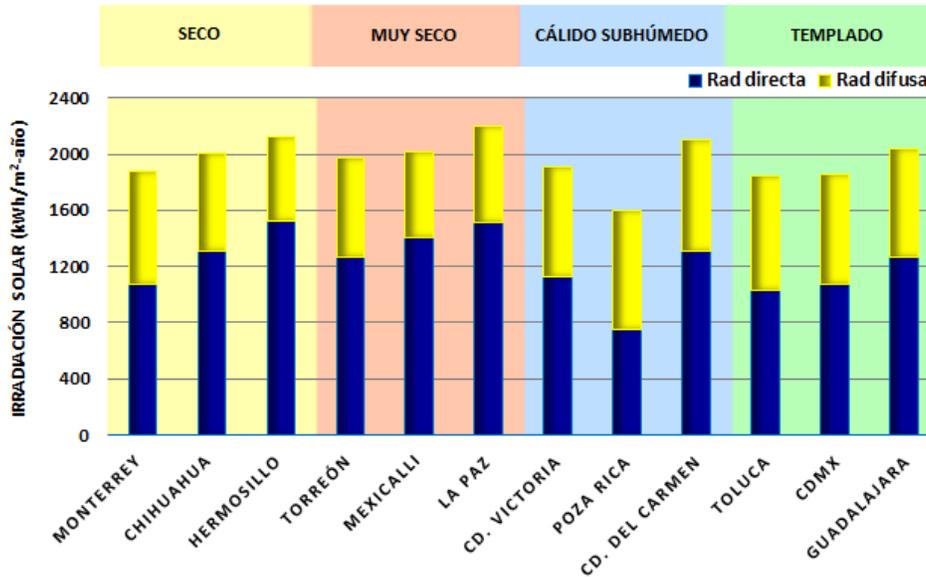


Figura 4.2 Niveles de irradiación global anual en las ciudades de estudio diferenciando la irradiación directa y la difusa.

El recurso solar en las ciudades consideradas con alto potencial industrial en México varía de 1603 a 2194 kWh/m²-año, con un promedio de 1966 kWh/m²-año. En los climas seco y muy seco se observa el mayor potencial para la aplicación del calor solar, con un promedio de 2003 kWh/m²-año y 2061 kWh/m²-año respectivamente. Mientras que el menor potencial de aplicación se observó en el clima cálido subhúmedo con apenas 1850 kWh/m²-año. Por su parte, el clima templado subhúmedo, que es el tipo de clima donde se concentra la mayor capacidad industrial del país, presenta una irradiación solar promedio de 1913 kWh/m²-año.

4.2 Mapas de diseño en los lugares de estudio.

Los mapas de diseño del sistema de precalentamiento solar se presentan por separado de acuerdo con cada uno de los cuatro climas que se estudian. El sistema que se diseña cubre una demanda de 27,500 litros/día a 90°C.

4.2.1 Clima seco.

En la Figura 4.3, y de acuerdo con la metodología que se presenta en la Sección 3.1, se muestra el comportamiento de la FS y del Q_u en función de la R_U y la R_V para las ciudades de Monterrey, Chihuahua y Hermosillo. En cada caso, se buscó el máximo valor del ahorro solar, variando la R_U y la R_V . Las ciudades de Chihuahua y Hermosillo mostraron el máximo ahorro, con una R_U de 50 litros/m²-día y con una R_V de 50 litros/m², lo que corresponde a 550 m² de área de colección con un tanque de almacenamiento de 27.5 m³. Por otro lado, el mayor ahorro para la ciudad de Monterrey se obtuvo también para una R_U de 50 litros/m²-día, pero con una R_V de 30 litros/m², por lo que el almacenamiento para este caso es de únicamente 16.5 m³.

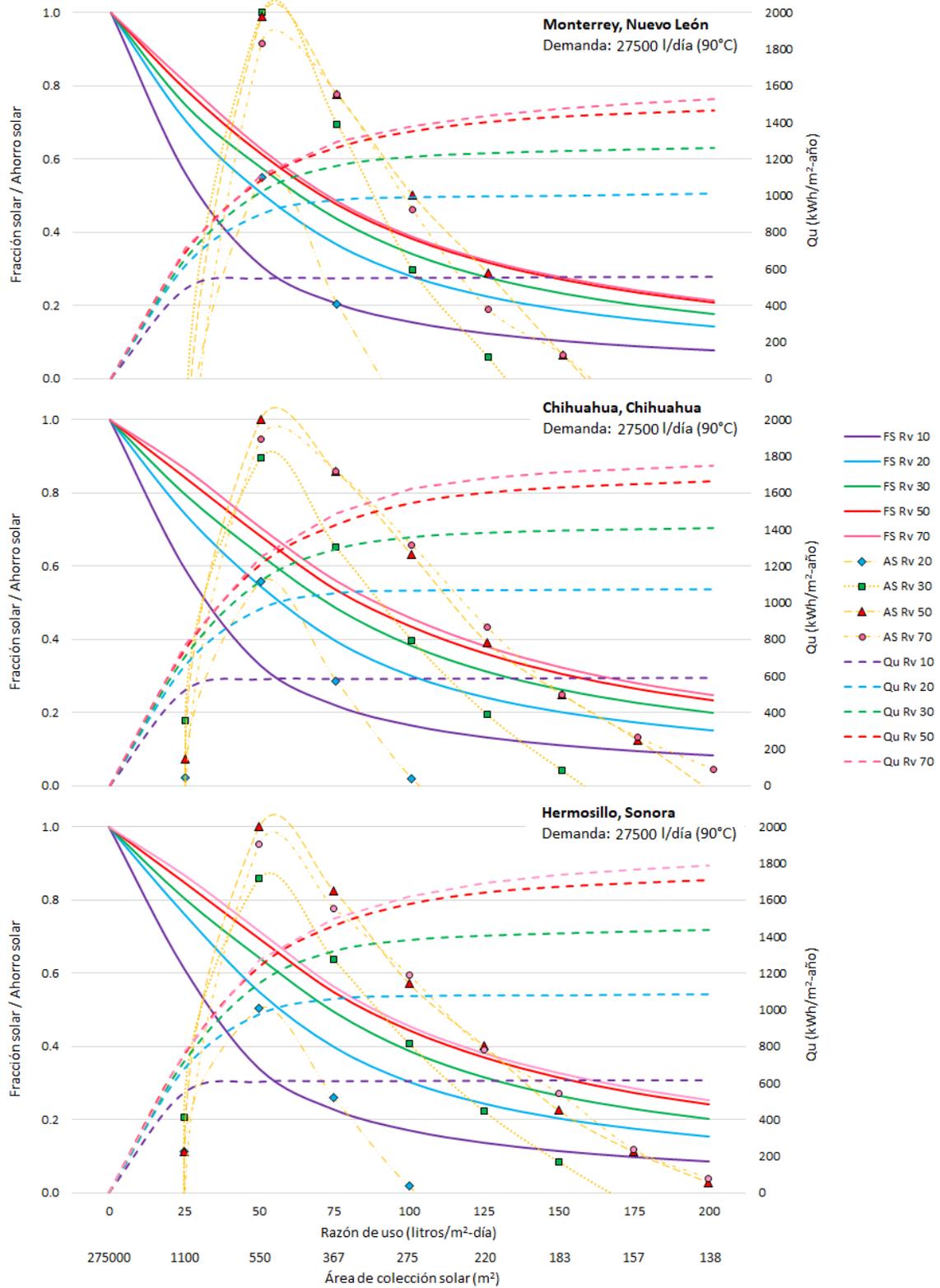


Figura 4.3 Mapas de diseño para Monterrey, Chihuahua y Hermosillo.

En la Tabla 4.1 se presenta un comparativo del desempeño del sistema con el dimensionamiento óptimo en las tres ciudades correspondientes al clima seco, de acuerdo con los mapas de diseño de la Figura 4.3. En la columna 1 se presenta la ciudad junto con la irradiación solar anual. En las columnas 4 y 5 se muestran el área de colección y el volumen de almacenamiento óptimo para el sistema en cada ciudad. La fracción solar se ubica en la columna 6 y la ganancia solar en la columna 7. Se puede observar que la ciudad que presenta una mayor fracción solar, así como el mayor calor útil es la ciudad de Hermosillo (FS de 0.70 y Q_u de 1234.75 kWh/m²-año), seguida por Chihuahua y por último Monterrey. Esto se puede deber a que el almacenamiento sugerido para la ciudad de Monterrey es menor, sin embargo, aumentar el volumen del tanque implica un menor ahorro a lo largo del ciclo de vida del sistema solar.

Tabla 4.1 Comparativo FS y Q_u en las ciudades de clima seco.

Ciudad	R_u	R_v	Área de colección (m ²)	Volumen de tanque (m ³)	FS	Q_u (kWh/m ² -año)
Monterrey (1881 kWh/m ² -año)	50	30	550	16.5	0.58	1022.95
Chihuahua (2001 kWh/m ² -año)	50	50	550	27.5	0.68	1212.55
Hermosillo (2127 kWh/m ² -año)	50	50	550	27.5	0.70	1234.75

4.2.2 Clima muy seco.

En la Figura 4.4 se presentan los mapas de diseño para el clima muy seco, correspondientes a las ciudades de Torreón, Mexicali y La Paz. Se observa en las tres ciudades que el máximo ahorro se obtuvo con una R_u de 50 litros/m²-día y una R_v de 50 litros/m², es decir, 550 m² de área de colección con un tanque de almacenamiento de 27.5 m³.

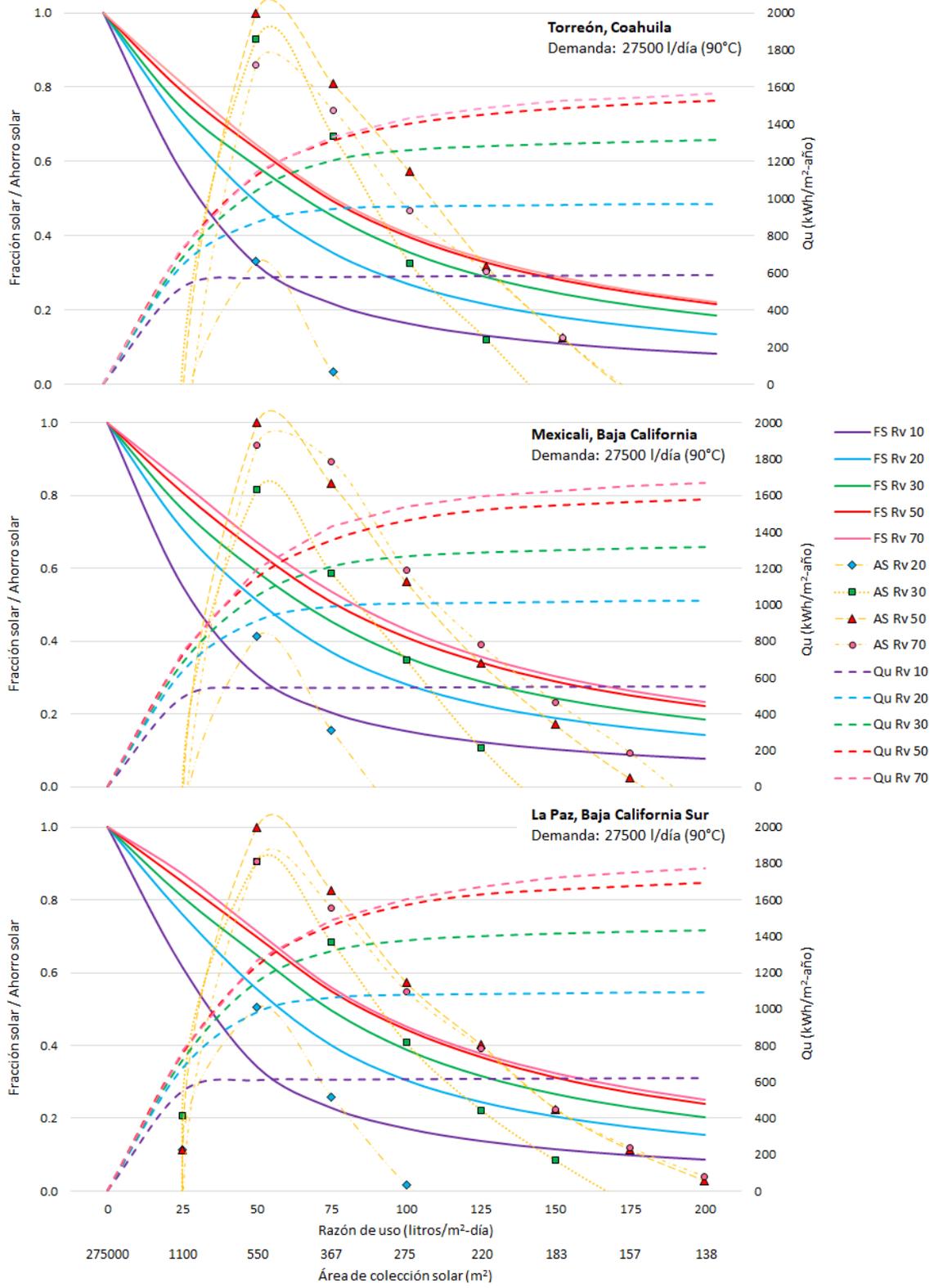


Figura 4.4 Mapas de diseño para Torreón, Mexicali y La Paz.

En la Tabla 4.2 se presenta un comparativo del desempeño del sistema con el dimensionamiento optimizado en las tres ciudades correspondientes al clima muy seco, de acuerdo con los mapas de diseño de la Figura 4.4. En la columna 1 se muestra la ciudad junto con la irradiación solar anual presentada. Mientras que el área de colección y el volumen de almacenamiento óptimo para el sistema en cada ciudad se muestran en las columnas 4 y 5. Se puede observar que la ciudad que presenta un mayor desempeño térmico es la ciudad de La Paz con una FS de 0.70 y un Q_u de 1239.26 kWh/m²-año, seguida por Mexicali y Torreón. En los tres casos las ciudades estudiadas presentan un desempeño satisfactorio del sistema, con fracciones solares mayores a 0.63, esto se debe principalmente a que en este clima se presentan dos de las ciudades con mayor irradiación solar anual.

Tabla 4.2 Comparativo FS y Q_u en las ciudades de clima muy seco.

Ciudad	R_U	R_V	Área de colección (m ²)	Volumen de tanque (m ³)	FS	Q_u (kWh/m ² -año)
Torreón (1970 kWh/m ² -año)	50	50	550	27.5	0.63	1125.66
Mexicali (2018 kWh/m ² -año)	50	50	550	27.5	0.65	1148.79
La Paz (2194 kWh/m ² -año)	50	50	550	27.5	0.70	1239.26

4.2.3 Clima cálido subhúmedo.

Las ciudades que conforman el clima cálido subhúmedo son Ciudad Victoria, Poza Rica y Ciudad del Carmen; los mapas de diseño correspondientes se muestran a continuación en la Figura 4.5. Se puede observar que para Ciudad Victoria y Poza Rica el mayor ahorro se obtuvo para una R_U de 50 litros/m²-día con una R_V de 30 litros/m², por lo que el dimensionamiento para este caso correspondió a 550 m² de área de colección con un tanque de almacenamiento de 16.5 m³. Mientras que para Ciudad del Carmen el mayor ahorro se obtuvo para una R_U de 50 litros/m²-día, pero con una R_V de 50 litros/m², por lo que el almacenamiento aumenta a 27.5 m³.

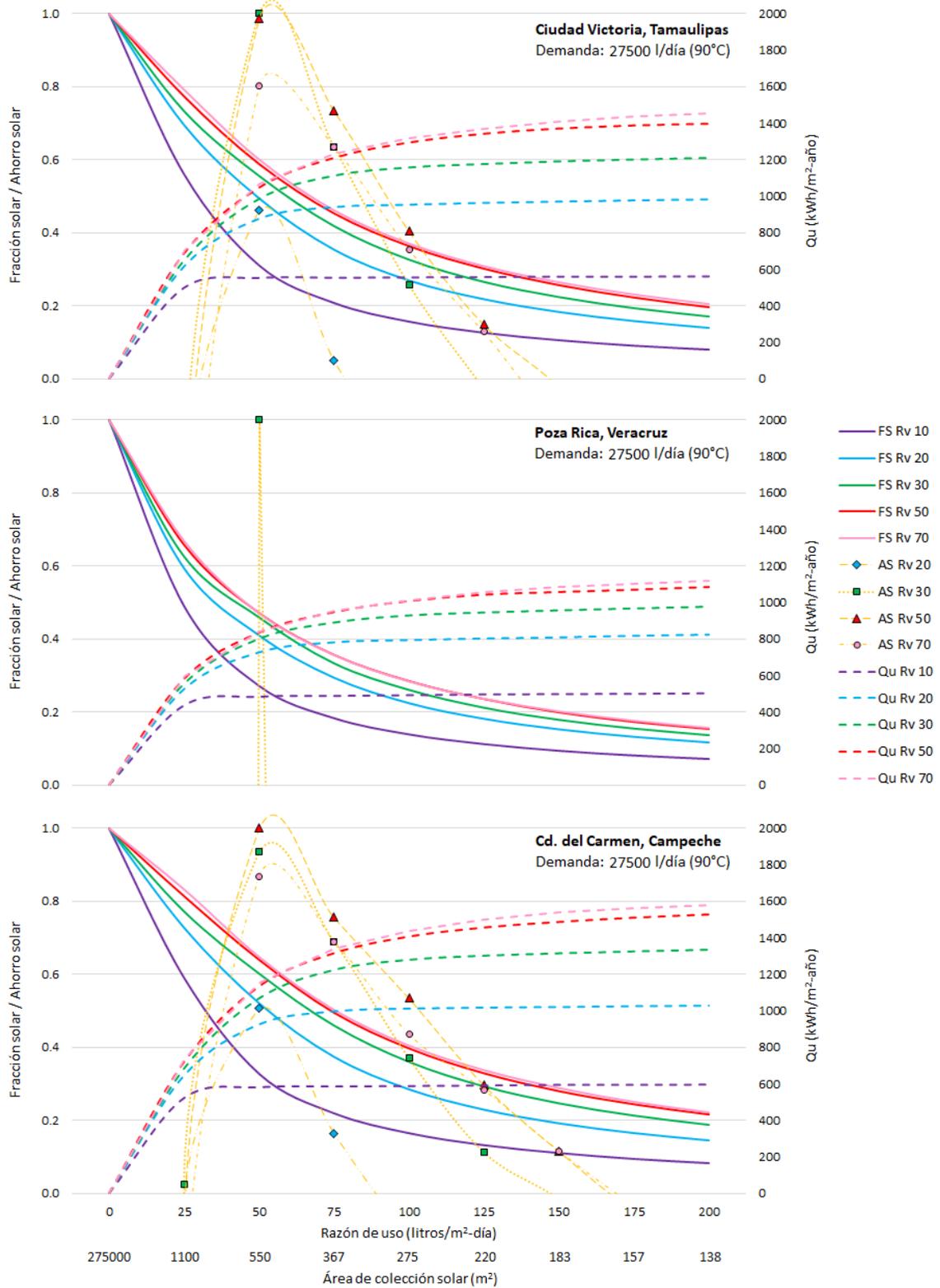


Figura 4.5 Mapas de diseño para Ciudad Victoria, Poza Rica y Ciudad del Carmen.

El despeño del sistema para las ciudades de clima cálido subhúmedo fue particularmente variable, pues en este clima se encuentra tanto Ciudad del Carmen, que una de las ciudades con mayor irradiación anual, como la ciudad de Poza Rica, ciudad que cuenta con el recurso solar más pobre de la muestra. En la Tabla 4.3 se presenta un comparativo del desempeño del sistema en las tres ciudades pertenecientes al clima cálido subhúmedo, de acuerdo con los mapas de diseño de la Figura 4.5 mostrada anteriormente. En la columna 1 se muestra cada ciudad mientras que en las columnas 4 y 5 se muestran el área de colección y el volumen de almacenamiento óptimo para el sistema en cada ubicación. Se puede observar que, en concordancia con los valores de irradiación obtenidos, la ciudad que presenta la mayor fracción solar, así como el mayor calor útil es Ciudad del Carmen (FS de 0.64 y Q_u de 1136.72 kWh/m²-año), seguida por Ciudad Victoria y Poza Rica, con una fracción solar de únicamente 0.46. También se observa que las ciudades que presentan un recurso solar bajo, requieren de un almacenamiento más pequeño para hacer factible la aplicación del sistema, sin embargo, esto se traduce en ganancias solares también bajas.

Tabla 4.3 Comparativo FS y Q_u en las ciudades de clima cálido subhúmedo.

Ciudad	R_u	R_v	Área de colección (m ²)	Volumen de tanque (m ³)	FS	Q_u (kWh/m ² -año)
<i>Cd. Victoria</i> (1910 kWh/m ² -año)	50	30	550	16.5	0.56	987.93
<i>Poza Rica</i> (1603 kWh/m ² -año)	50	30	550	16.5	0.46	801.65
<i>Cd. del Carmen</i> (2098 kWh/m ² -año)	50	50	550	27.5	0.64	1136.72

4.2.4 Clima templado subhúmedo.

En la Figura 4.6 se muestran los mapas de diseño para Toluca, Ciudad de México y Guadalajara, ciudades que componen la muestra del clima templado subhúmedo. Se puede observar que la ciudad de Toluca presenta su ahorro máximo con una R_u de 50 litros/m²-día y una R_v de 50 litros/m², lo que corresponde a 550 m² de área de colección con un tanque de almacenamiento de 27.5 m³. Por otro lado, para la Ciudad de México y Guadalajara el

mayor ahorro se obtuvo también para una R_U de 50 litros/m²-día, pero con una R_V de 30 litros/m², es decir, un almacenamiento de 16.5 m³.

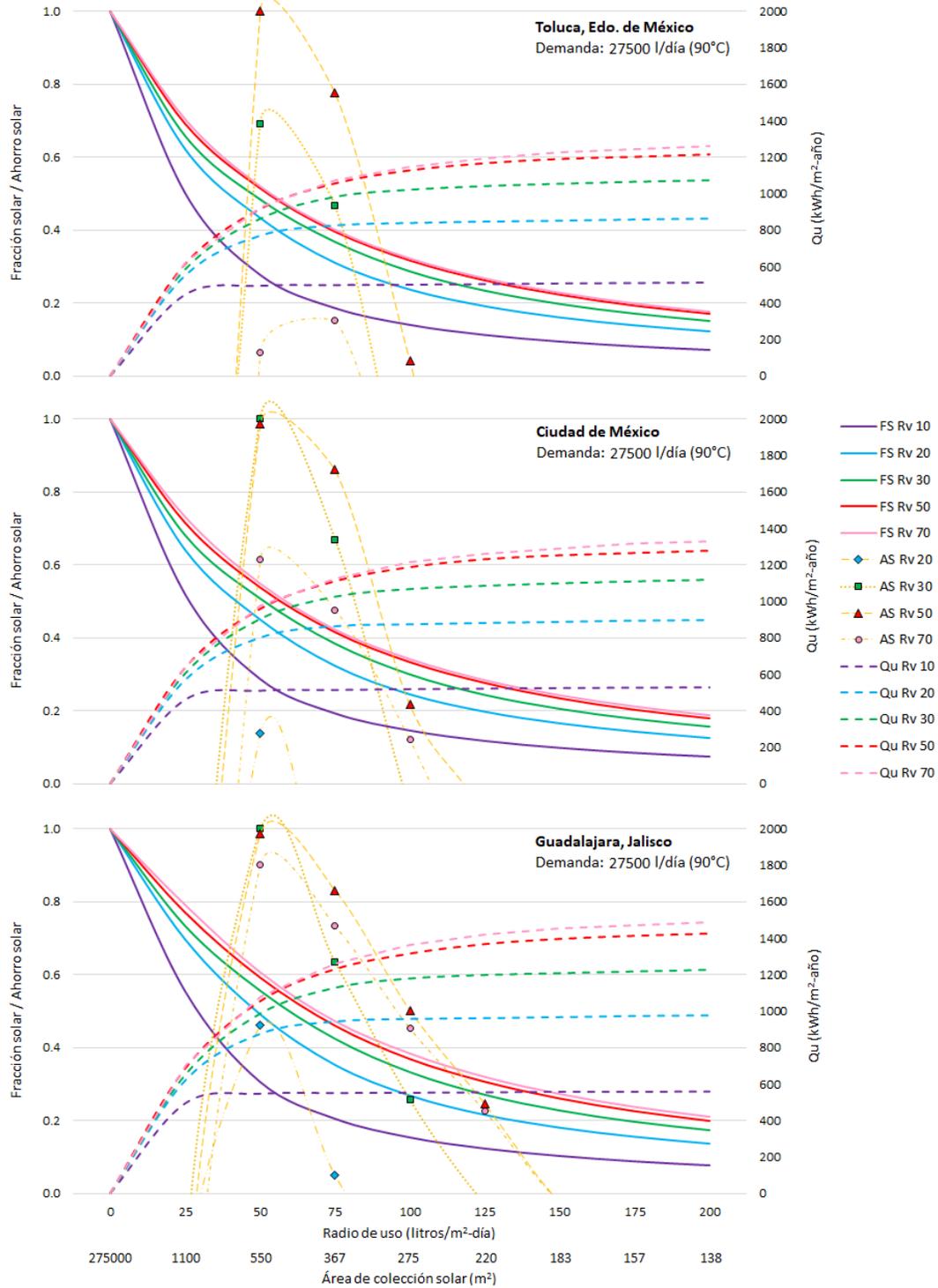


Figura 4.6 Mapas de diseño para Toluca, Ciudad de México y Guadalajara.

En la Tabla 4.4 se presenta un comparativo del desempeño del sistema con el dimensionamiento más adecuado en las tres ciudades correspondientes al clima templado subhúmedo, de acuerdo con los mapas de diseño de la Figura 4.6. En las columnas 4 y 5 se muestran el área de colección y el volumen de almacenamiento óptimo, mientras que la fracción solar y la ganancia solar se ubican en las columnas 6 y 7. Se puede observar que en los tres casos el sistema presenta un desempeño similar, con una fracción solar promedio de 0.53 y un Q_u promedio de 935.92 kWh/m²-año. En general, la ciudad en donde el sistema presenta el mejor desempeño es en Guadalajara, seguida por Toluca y Ciudad de México.

Tabla 4.4 Comparativo FS y Q_u en las ciudades de clima templado subhúmedo.

Ciudad	R_u	R_v	Área de colección (m ²)	Volumen de tanque (m ³)	FS	Q_u (kWh/m ² -año)
Toluca (1845 kWh/m ² -año)	50	50	550	27.5	0.52	915.51
CDMX (1859 kWh/m ² -año)	50	30	550	16.5	0.51	903.92
Guadalajara (2037 kWh/m ² -año)	50	30	550	16.5	0.56	988.33

4.3 Comparativo del desempeño del sistema en las diferentes ciudades

En las figuras 4.7 y 4.8 se presentan los comparativos del desempeño del sistema en las 12 ciudades seleccionadas. Las ciudades se encuentran en orden creciente de acuerdo con la fracción solar obtenida en cada caso. Adicionalmente, el fondo de color representa el tipo de clima en el que se ubica cada ciudad con la siguiente clasificación: amarillo para clima seco, rojo para clima muy seco, azul para clima cálido subhúmedo y verde para clima templado subhúmedo.

En la Figura 4.7 se presenta la irradiación solar, la fracción solar y la ganancia solar obtenidas con las dimensiones óptimas del sistema. Se puede observar que las ciudades que presentan mayor irradiación solar en general obtuvieron una mayor fracción solar y una

mayor ganancia solar. Además, se puede observar que la fracción solar y la ganancia solar presentan tendencias semejantes en todos los casos.

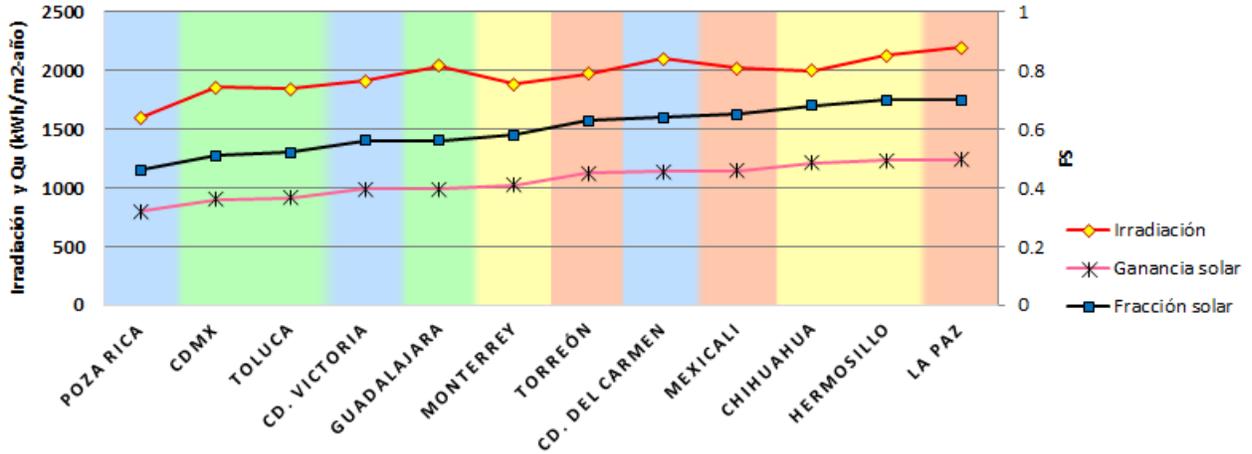


Figura 4.7 Irradiación solar, ganancia solar y fracción solar obtenida en cada ciudad.

Por otro lado, en la Figura 4.8 se presenta el comportamiento de los ahorros solares y la razón de volumen óptima para cada ciudad con respecto a la fracción solar. Se puede observar en la parte superior que conforme la fracción solar aumenta, también aumentan los ahorros posibles. En la parte inferior se observa que las ciudades que presentan una fracción solar mayor a 0.6, la razón de volumen se optimiza en 50 l/m², mientras que las ciudades que presentan una fracción solar menor a 0.6, la razón de volumen óptima es de 30 l/m² con la única excepción de la ciudad de Toluca. También se puede observar que en general los climas que presentaron el mejor desempeño del sistema (respecto a la fracción solar, la ganancia solar y en ahorro solar obtenido) fueron el clima seco y muy seco; mientras que, el clima cálido subhúmedo y el clima templado subhúmedo presentaron los menores rendimientos. Sin embargo, el tipo de clima no es determinante para la selección del diseño óptimo de un sistema de calentamiento solar, pero si depende directamente del recurso solar con el que se cuente en cada lugar.

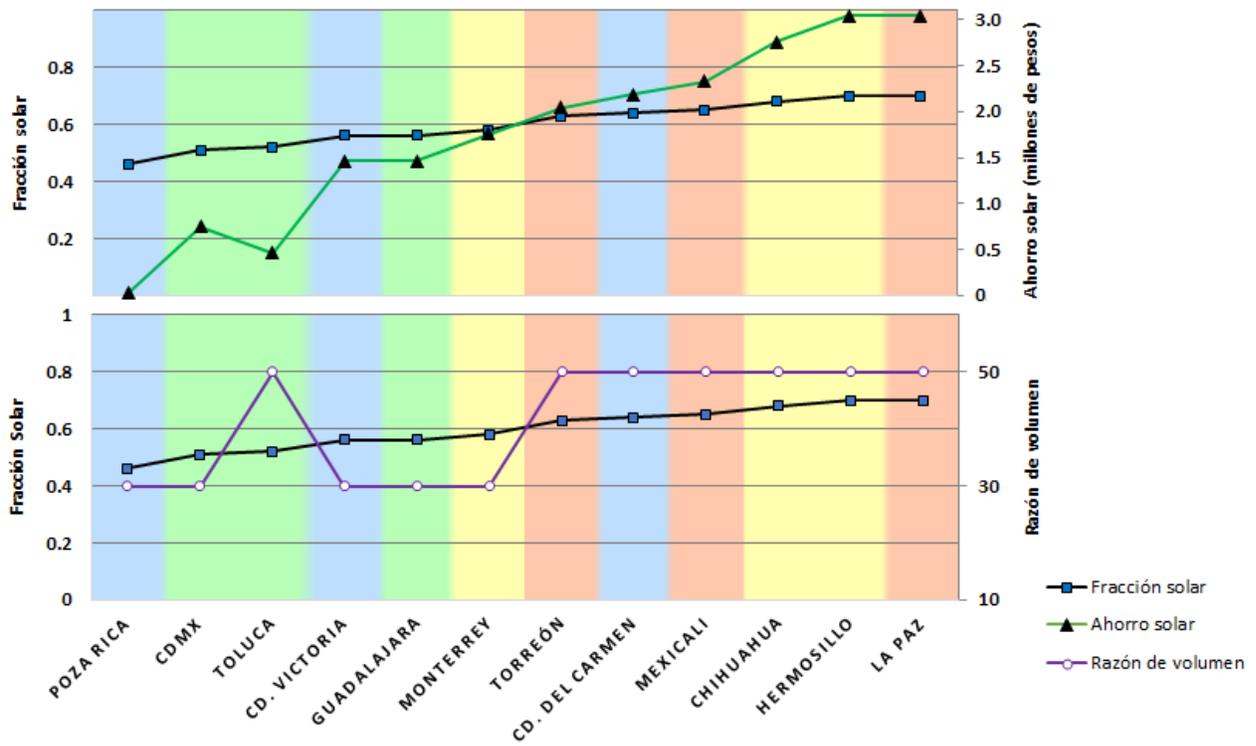


Figura 4.8 Fracción solar en función del ahorro solar y Razón de volumen.

Capítulo 5

Conclusiones y recomendaciones

En este capítulo se presentan las conclusiones de esta tesis y las recomendaciones para trabajos futuros en lo que respecta al diseño de sistemas de precalentamiento solar.

5.1 Conclusiones.

En el trabajo presentado se construyeron mapas de diseño a partir de la simulación del comportamiento térmico-económico de un sistema para precalentamiento solar de agua para calderas con almacenamiento térmico, considerando tecnología de captación solar de tubo evacuado, en clima seco, muy seco, cálido subhúmedo y templado subhúmedo. Se observó que el desempeño en términos de la fracción solar y ganancia solar variaron considerablemente en el intervalo de 0.46 a 0.7 y de 802 a 1239 kWh/m²-año respectivamente.

En el proceso de diseño se desarrolló una estrategia de simulación térmica mediante el software TRNSYS basada en ecuaciones de balance de energía y una estrategia de simulación económica basada en el método de ahorro del costo de ciclo de vida (LCS). El análisis térmico y económico mostraron suficiencia para la optimización térmica y económica, lo que permite disminuir los costos del sistema y mejorar su desempeño térmico. Las plataformas de simulación térmica y económica se verificaron con datos reportados y mostraron una desviación máxima de 2.78 y 0.31 respectivamente.

En el clima cálido subhúmedo se presenta el contraste de ciudades con alta y baja incidencia de irradiación anual, Ciudad del Carmen con 2098 kWh/m²-año y Poza Rica con apenas 1603 kWh/m²-año, por lo que se observa que el clima no está definido por la irradiación anual en este caso; esto se observa en el desempeño sumamente variable del sistema en el clima cálido subhúmedo que puede llegar a ser de 802 a 1137 kWh/m²-año. Sin embargo, en general los climas que presentaron el mejor desempeño del sistema fueron el clima seco (1023 a 1235 kWh/m²-año) y muy seco (1126 a 1239 kWh/m²-año); mientras que los menores rendimientos se presentaron en el clima cálido subhúmedo (802 a 1137 kWh/m²-año) y en el clima templado subhúmedo (904 a 988 kWh/m²-año).

El diseño óptimo de un sistema de calentamiento solar depende directamente de la radiación solar con la que se cuente en cada lugar dejando el tipo de clima como un factor secundario. En general, un recurso solar considerable se traduce en mayor fracción solar, con mayor calor solar útil y con mayores ahorros solares. Por otro lado, las ciudades que presentan una fracción solar mayor a 0.6, la razón de volumen se optimiza en 50 l/m², mientras que en las ciudades en que se obtiene una fracción solar menor a 0.6, la razón de volumen óptima es de 30 l/m² con excepción de la ciudad de Toluca.

5.2 Recomendaciones para trabajos futuros.

Elaborar los mapas de diseño donde se consideren los costos nivelados de la energía, el tiempo de retorno de la inversión y la tasa interna de retorno.

Estudiar el impacto de los perfiles de flujo en las figuras de mérito térmicas y económicas.

Estudiar el desempeño térmico considerando tecnología solar híbrida, como la de concentración con tecnología de captación plana.

Bibliografía

- [1] Ayompe L. M., Duffy A., McCormack S. J., Conlon M. (2011). Validated TRNSYS model for forced circulation solar water heating systems with flat plate and heat pipe evacuated tube collectors. *Applied Thermal Engineering*, ATE. 3411.
- [2] Banister C. J., Collins M. R. (2015). Development and performance of a dual tank solar-assisted heat pump system. Elsevier, *Applied Energy*, Vol. 149, p. 125-132.
- [3] Colín M. (2014). Bajío, dentro del 'top ten' en instalación de parques industriales. Periódico el financiero. URL: <http://www.elfinanciero.com.mx/economia/bajio-dentro-del-top-ten-por-el-numero-de-parques-industriales>.
- [4] Cottret N., Menichetti E. (2007). Technical Study Report on Solar Heat for Industrial Processes (SHIP): State of the art in the Mediterranean region, Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (OME), URL: ome@ome.org.
- [5] Duffie J., Beckman W. (2006). *Solar Engineering of Thermal Processes*, 3rd Ed., Wiley & Sons, Inc, U.S.A.
- [6] Frasquet M. (2016). SHIPcal: Solar heat for industrial processes online calculator. Elsevier, *Energy Procedia*, Vol. 91, p. 611-619.
- [7] Frein A., Calderoni M., Motta M. (2014). Solar thermal plant integration into an industrial process. Elsevier, *Energy Procedia*, Vol. 48, p. 1152-1163.
- [8] Forbes México (2014). Cinco Estados con potencial para el sector inmobiliario industrial. *Economía y finanzas*. URL: <http://www.forbes.com.mx/5-estados-con-potencial-para-el-sector-inmobiliario-industrial>.
- [9] García E. 2004. Modificaciones al Sistema de clasificación climática de Köppen. Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geografía, N. 6.
- [10] Hafner B., Stoppok O., Zahler C., Berger M., Hennecke K., Krüger D. (2014). Development of an integrated solar-fossil powered steam generation system for industrial applications. Elsevier, *Energy Procedia*, Vol. 48, p. 1164-1172.
- [11] Hawlader M. N. A., Ng K. C., Chandratilleke T. T., Sharma D. (1987). Economic evaluation of a solar water heating system. Elsevier, *Energy Convers*, Vol. 27, No. 2, p. 197-204.
- [12] He Z. (2014). Application of solar heating system for raw petroleum during its piping transport. Elsevier, *Energy Procedia*, Vol. 48, p. 1173-1180.
- [13] Hobbi A., Siddiqui K. (2009). Optimal desing of a forced circulation solar water heating system for residential unit in cold climate using TRNSYS. Elsevier, *Solar Energy*, Vol. 83, p. 700-714.

- [14] Horta, P. (7 de Julio de 2015). Solvapor: Solar heat integration in steam production for industrial processes, Session (1/4). Obtenido de Fraunhofer ISE: www.ise.fraunhofer.de
- [15] Horta, P. (8 de Julio de 2015). Solvapor: Solar heat integration in steam production for industrial processes. Recuperado el 15 de agosto de 2015, de Fraunhofer ISE: www.ise.fraunhofer.de
- [16] IEA (International Energy Agency), 2007. Renewable Energy Essentials: Solar Heating and Cooling program. URL: <https://www.iea.org/>.
- [17] Institut für Nachhaltige Technologien (AEE INTEC), Solar Heat for Industrial Processes, Database for applications of solar heat integration in industrial processes, Gleisdorf, Austria. Revisado el 03 de marzo del 2017. URL: <http://ship-plants.info/solar-thermal-plants-map?country=Mexico>.
- [18] Instituto Nacional de Estadística y Geografía, Cuéntame. Revisado el 07 de mayo del 2017. URL: <http://www.cuentame.inegi.org.mx/default.aspx>.
- [19] International Energy Agency, 2012.
- [20] Iparraguirre I., Huidobro A., Fernández-García A., Valenzuela L., Horta P., Sallaberry F., Osório T., Sanz A. (2016). Solar thermal collectors for medium temperature applications: a comprehensive review and updated database. Elsevier, Energy Procedia, Vol. 91, p. 64-71.
- [21] Jaramillo O. A. (2011). Energía solar térmica de mediana temperatura para calor de proceso. Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Energías Renovables.
- [22] Kalogirou S. (2009). Solar Energy Engineering: processes and systems, 1st Ed., Academic Press, U. S. A.
- [23] Kalogirou S. (2004). The potential of low-temperature solar industrial process heat applications in Cyprus, HPC 2004 – 3rd International Conference on Heat Powered Cycles, Cyprus, October 2004.
- [24] Kalogirou S. (2002). The potential of solar energy in food-industry process heat applications.
- [25] Mauthner F., Hubmann M., Brunner C., Fink C. (2014). Manufacture of malt and beer with low temperature solar process heat. Elsevier, Energy Procedia, Vol. 48, p. 1188-1193.
- [26] Muster B., Hassine I. B., Helmke A., Heb S., Krummenacher P., Schmitt B., Schnitzer H. (2015). Integration Guideline, Solar Process Heat for Production and Advanced Applications, IEA SHC Task 49.
- [27] Liu X., Chen W., Gu M., Shen S., Cao G. (2013). Thermal and economic analyses of solar desalination system with evacuated tube collectors. Elsevier, Solar Energy, Vol. 93, p. 144-150.

- [28] Ramos C., Beltran J., Ramirez R. (2014). Advances on the Development of the Parabolic Trough Technology in México. Elsevier, Energy Procedia, Vol. 57, p. 2090-2097.
- [29] Ramos C., Ramirez R., Beltran J. (2014). Potential assessment in Mexico for solar process heat applications in food and textile industries. Elsevier, Energy Procedia, Vol. 49, p. 1879-1884.
- [30] Rubio-Maya C., Uche-Marcuello J., Bayod-Rújula A. A. (2011). Design optimization of a polygeneration plant fuelled by natural gas and renewable energy sources. Elsevier, Applied Energy, Vol. 88, p. 449-457.
- [31] Schramm S., Adam M. (2014). Storage in solar process heat applications. Elsevier, Energy Procedia, Vol. 48, p. 1202-1209.
- [32] Sharma A. K., Sharma C., Mullick S. C. Kandpal T. C. (2017). Solar industrial process heating: A review. Elsevier, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 78, p. 124-137.
- [33] Silva R., Cabrera F. J., Pérez-García M. (2014). Process heat generation with parabolic trough collectors for a vegetables preservation industry in Southern Spain. Elsevier, Energy Procedia, Vol. 48, p. 1210-1216.
- [34] Solartronic S.A. de C.V., Irradiaciones global, directa y difusa, en superficies horizontales e inclinadas para la república mexicana. Revisado el 20 de agosto del 2017.
- [35] TRNSYS Program Manual. Madison (1996). USA: University of Wisconsin. Solar Energy Laboratory.
- [36] TRNSYS 16 release, Mathematical reference (2004). Wisconsin University.
- [37] Weiss W., Schweiger H., Battisti R. (2005). Market potential and system designs for industrial solar heat applications.