



UNIVERSIDAD MICHOACANA
DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UN SISTEMA
DE COGENERACIÓN FV/TERMOSOLAR

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA MECÁNICA

PRESENTA:

ING. EDUARDO RUIZ CASANOVA

ASESORES:

DR. CARLOS RUBIO MAYA

DR. CRISANTO MENDOZA COVARRUBIAS

Morelia, Michoacán; Enero 2016

Resumen

Un sistema híbrido Fotovoltaico/Térmico (FV/T) es capaz de producir simultáneamente electricidad y calor a partir de la radiación solar. La viabilidad de implementar estos sistemas depende principalmente de las características climáticas y económicas del lugar donde se vaya a situar. Actualmente se han llevado a cabo pocos estudios en donde se evalúe la factibilidad de utilizarlos dentro de México, por tal motivo en este trabajo se presenta el desarrollo de un estudio técnico-económico para predecir el desempeño de un sistema de este tipo, y determinar la viabilidad de implementarlo. Para esto, primeramente se propuso la configuración de un sistema híbrido FV/T destinado a cubrir parcialmente las necesidades de electricidad y calentamiento de agua sanitaria en el sector doméstico. Posteriormente, se desarrolló un modelo de transferencia de calor del sistema, para así obtener expresiones con las cuales es posible cuantificar su desempeño, tomando en cuenta desde características de diseño hasta condiciones climáticas. Posteriormente mediante el software TRNSYS, se simuló el funcionamiento del sistema a lo largo de un año completo, utilizando datos del año meteorológico típico de la ciudad de Morelia, Michoacán. Después se realizó un análisis económico en el cual se calcularon los flujos de efectivo inherentes al uso del sistema, y con estos se computaron algunos indicadores económicos para así determinar la viabilidad de implementarlo. Finalmente se construyó un prototipo de un colector híbrido FV/T. El prototipo se puso a funcionar y se le tomaron mediciones de algunas variables térmica y eléctricas. Los resultados del análisis muestran que el sistema propuesto produce de manera simultánea y efectiva, energía eléctrica y térmica, siendo viable desde el punto de vista técnico y económico.

Palabras clave: Energía solar; Sistema híbrido FV/T; Simulación en TRNSYS; Análisis económico; Factibilidad.

Abstract

A Photovoltaic/Thermal (PV/T) hybrid system is able to simultaneously produce electricity and heat from solar radiation. The feasibility of implementing these systems depends primarily on climatic and economic characteristics of the location where it will be placed. Currently there have been a few studies in which the feasibility of using such systems in Mexico is evaluated. Therefore in this work the development of a techno-economic study is presented to predict the performance of a system of this type, and determine the feasibility of implementing it. For this purpose, first a PV/T hybrid system designed to partially cover the needs of electricity and domestic water heating in the domestic sector was proposed. Subsequently, a heat transfer model for the system was developed in order to obtain expressions with which it is possible to quantify its performance taking into account from design features, to weather conditions. Then, using the TRNSYS software, system operation was simulated over a full year using data from typical meteorological year of the city of Morelia, Michoacan. Afterwards, an economic analysis was conducted, in which the inherent cash flows in the use of the system were calculated, later, some economic indicators were computed to determine the feasibility of implementing the system. Finally a prototype of a hybrid collector PV / T is constructed. The prototype was put into operation and both thermal and electrical measurements were taken. The results of the analysis show that the proposed system produces effectively and in simultaneous way, electricity and thermal energy, proving the feasibility.

Keywords: Solar energy; Hybrid PV/T system; TRNSYS simulation; Economic analysis; Feasibility.

Índice general

Resumen	I
Abstract	II
Nomenclatura	XIII
1. Introducción	1
1.1. Energías renovables	1
1.2. Recurso solar en México	2
1.3. Estado de la cuestión	3
1.4. Planteamiento del problema	7
1.5. Objetivos	8
1.5.1. Objetivo general	8
1.5.2. Objetivos específicos	9
1.6. Justificación	9
1.7. Hipótesis	10
1.8. Estructura de la tesis	10
2. Sistemas Híbridos FV/T	12
2.1. Introducción a la energía solar	12
2.1.1. Energía solar fotovoltaica	12
2.1.1.1. Características de las celdas FV	13

2.1.1.2.	Módulos FV	15
2.1.1.3.	Aplicaciones	16
2.1.2.	Energía solar térmica	18
2.1.2.1.	Colectores solares térmicos	19
2.1.2.2.	Aplicaciones	19
2.2.	Sistemas híbridos FV/T	19
2.2.1.	Clasificación de los colectores híbridos	23
2.2.2.	Colectores de placa plana a base de líquido	23
2.2.2.1.	Clasificación de los colectores de placa plana	23
2.2.2.2.	Cubierta	25
2.2.2.3.	Sección fotovoltaica	25
2.2.2.4.	Absorbedor térmico	25
2.2.2.5.	Aislamiento Térmico	27
2.2.3.	Aplicaciones	28
2.3.	Descripción del sistema propuesto	31
2.3.1.	Configuración del sistema	31
2.3.2.	Propuesta de un colector híbrido FV/T	33
3.	Modelo de Transferencia de Calor	36
3.1.	Modelo para el colector híbrido	36
3.1.1.	Flujos de energía en el colector híbrido	37
3.1.2.	Pérdidas de energía	39
3.1.3.	Distribución de temperaturas	42
3.1.4.	Electricidad generada	50
3.2.	Modelo para el tanque de almacenamiento	51
3.3.	Integración del subsistema térmico	52
3.4.	Modelo para un inversor de corriente	55
3.5.	Integración del subsistema eléctrico	55

4. Simulación del Sistema Híbrido FV/T	57
4.1. Simulación en TRNSYS	57
4.1.1. El software TRNSYS	57
4.1.2. Recopilación de datos	58
4.1.2.1. Datos climáticos	58
4.1.2.2. Consumo de agua caliente sanitaria y electricidad	60
4.1.3. Modelado del sistema propuesto en TRNSYS	61
4.1.4. Comparativa energética	64
4.1.4.1. Modelado del sistema con colector descubierta	64
4.1.4.2. Modelado del sistema fotovoltaico	64
4.2. Análisis económico	64
4.2.1. Costos de inversión	66
4.2.2. Costos de operación y mantenimiento	67
4.2.3. Beneficios económicos	67
4.2.3.1. Ahorro en gas	67
4.2.3.2. Ahorro en electricidad	69
4.2.3.3. Ahorros totales	69
4.2.4. Indicadores económicos	70
4.2.4.1. Periodo de retorno simple	70
4.2.4.2. Valor Actual Neto	70
4.2.4.3. Tasa interna de retorno	71
5. Experimentación	72
5.1. Construcción del prototipo	72
5.2. Montaje experimental	75
5.3. Procedimiento experimental	78

6. Resultados	83
6.1. Simulación	83
6.1.1. Sistema propuesto	83
6.1.2. Comparativa energética	84
6.2. Análisis Económico	86
6.2.1. Sistema propuesto	86
6.2.2. Comparativa económica	88
6.3. Experimentación	88
7. Conclusiones	93
7.1. Simulación	93
7.2. Análisis económico	94
7.3. Experimentación	94
7.4. Trabajo futuro	95
Bibliografía	101
A. Solución a las Ecuaciones Diferenciales	102
A.1. Solución a la Ecuación 3.20	102
A.2. Solución a la Ecuación 3.37	105
A.3. Solución a las Ecuaciones 3.56 y 3.65	106
B. Perfiles de Consumo	109
B.1. Agua Caliente Sanitaria	109
B.2. Electricidad	114
C. Código EES	119

Índice de figuras

1.1. Irradiación global anual en el mundo.	2
1.2. Radiación solar diaria promedio en México.	3
1.3. Radiación horizontal en la ciudad de Morelia, Michoacán.	4
1.4. Esquema del sistema FV/T en TRNSYS, [4].	5
1.5. Periodo de tiempo de recuperación de la inversión en años, [5].	6
1.6. Tiempo de recuperación de la inversión de un sistema FV y un sistema FV/T termosifónico con celdas de Silicio policristalinas (p) y amorfas (a) para las tres locaciones (con respaldo eléctrico), [6].	6
1.7. Tiempo de recuperación de la inversión de un sistema FV y un sistema FV/T activo con celdas de Silicio policristalinas (p) y amorfas (a) para las tres locaciones (con respaldo de diesel), [6].	7
2.1. Curva característica representativa Corriente-Voltaje para las celdas fotovoltaicas, [8].	13
2.2. Curva representativa Potencia-Voltaje para celdas fotovoltaicas, [8].	14
2.3. Influencia de: a) la Irradiancia y b) la temperatura de la celda FV sobre la curva característica, [8].	15
2.4. Dos tipos diferentes de paneles solares.	16
2.5. Esquema de un sistema interconectado a la red, [9].	17
2.6. Esquema de un sistema aislado, [9].	18
2.7. Algunos colectores solares térmicos.	21
2.8. Tecnología FV/T, [15].	22

2.9. Clasificación de los colectores FV/T planos basados en agua de acuerdo a sus componentes, [18].	24
2.10. Colector híbrido cubierto (izquierda) y descubierto (derecha), [19].	24
2.11. Colectores híbridos de placa plana disponibles comercialmente.	24
2.12. Variaciones en tipos de absorbedor, [19].	26
2.13. Configuración tipo arpa (tubos paralelos), [19].	28
2.14. Sistemas domésticos para calentar agua sanitaria y generar electricidad a) [2] b) [22].	29
2.15. Enfriador de absorción de efecto sencillo acoplado a una planta de colectores CFV/T como fuente de calor, [29].	30
2.16. Sistema de poligeneración basado en colectores híbridos de concentración (CFV/T), [34].	31
2.17. Representación esquemática de la configuración del sistema FV/T propuesto.	32
2.18. Vista frontal del colector híbrido FV/T.	33
2.19. Vista de sección del ensamble del colector híbrido.	34
2.20. Colector híbrido FV/T propuesto (vista explosionada).	34
3.1. Flujos de energía en el colector híbrido, [28].	38
3.2. Distribución de temperatura en el absorbedor, [53].	38
3.3. Circuito térmico para un colector solar de una cubierta en términos de (a) conducción, convección, y radiación; (b) resistencia entre capas; y (c) circuito térmico simple, [8].	40
3.4. Ilustración de la sección transversal de un colector híbrido FV/T de placa plana tipo lámina y tubo, [37].	42
3.5. Aleta para análisis.	43
3.6. Balance de energía local en un elemento del absorbedor de un colector híbrido FV/T, [37].	43
3.7. Balance de energía en un elemento del fluido, [53].	48
3.8. Tanque sin estratificación operando a una temperatura T_s dependiente del tiempo en un ambiente con temperatura T_a , [53].	51

3.9. Un sistema solar térmico típico usando un tanque de almacenamiento de agua, [53]	53
4.1. Irradiancia horizontal para Morelia, Michoacán.	59
4.2. Velocidad del viento para Morelia, Michoacán.	59
4.3. Temperatura ambiente para Morelia, Michoacán.	59
4.4. Sistema híbrido FV/T modelado en TRNSYS.	62
4.5. Sistema Fotovoltaico modelado en TRNSYS.	65
5.1. Proceso de soldadura de los tubos.	73
5.2. Arreglo de tubos terminado.	74
5.3. Absorbedor térmico.	74
5.4. Prototipo de colector híbrido terminado.	75
5.5. Termopar instalado en el tubo de salida del colector.	77
5.6. Termopar instalado en el tanque de almacenamiento.	78
5.7. Instrumentos conectados al colector para medición de electricidad.	79
5.8. Configuración esquemática del sistema instalado durante la prueba.	79
5.9. Instrumentos de medición instalados.	80
5.10. Vista frontal del arreglo experimental instalado.	80
5.11. Vista lateral del arreglo experimental instalado.	81
5.12. Vista lateral del arreglo experimental instalado.	81
6.1. Irradiación sobre el colector (I), Energía Térmica (Q_{sis}) y Energía Eléctrica (W_{sis}) entregados por el sistema.	84
6.2. Variación de Valor Actual Neto en función de los Costos de inversión.	87
6.3. Temperaturas medidas durante la prueba.	90
6.4. Comparación de generación de electricidad entre el prototipo funcionando con refrigeración y sin refrigeración.	91
6.5. Comparación de eficiencias eléctricas entre el prototipo funcionando con refrigeración y sin refrigeración.	92

B.1. Perfil de consumo de ACS para el mes de enero.	109
B.2. Perfil de consumo de ACS para el mes de febrero.	110
B.3. Perfil de consumo de ACS para el mes de marzo.	110
B.4. Perfil de consumo de ACS para el mes de abril.	110
B.5. Perfil de consumo de ACS para el mes de mayo.	111
B.6. Perfil de consumo de ACS para el mes de junio.	111
B.7. Perfil de consumo de ACS para el mes de septiembre.	111
B.8. Perfil de consumo de ACS para el mes de septiembre.	112
B.9. Perfil de consumo de ACS para el mes de octubre.	112
B.10. Perfil de consumo de ACS para el mes de noviembre.	112
B.11. Perfil de consumo de ACS para el mes de diciembre.	113
B.12. Perfil de consumo de electricidad para el mes de enero.	114
B.13. Perfil de consumo de electricidad para el mes de febrero.	114
B.14. Perfil de consumo de electricidad para el mes de marzo.	115
B.15. Perfil de consumo de electricidad para el mes de abril.	115
B.16. Perfil de consumo de electricidad para el mes de mayo.	115
B.17. Perfil de consumo de electricidad para el mes de junio.	116
B.18. Perfil de consumo de electricidad para el mes de julio.	116
B.19. Perfil de consumo de electricidad para el mes de agosto.	116
B.20. Perfil de consumo de electricidad para el mes de septiembre.	117
B.21. Perfil de consumo de electricidad para el mes de octubre.	117
B.22. Perfil de consumo de electricidad para el mes de noviembre.	117
B.23. Perfil de consumo de electricidad para el mes de diciembre.	118

Índice de tablas

1.2. Desempeños anuales de los sistemas FV/T, [2].	7
1.1. Análisis económico comparativo, [7].	8
2.1. Colectores solares térmicos, [10].	20
2.2. Propiedades principales de materiales para absorbedor, [19].	26
2.3. Características principales del colector híbrido FV/T propuesto.	35
2.4. Características eléctricas del panel Solartec S60PC-250.	35
4.1. Principales parámetros de diseño usados en TRNSYS.	63
4.2. Parámetros obtenidos de trabajos consultados.	63
4.3. Nuevos parámetros usados para modelar el colector descubierto.	64
4.4. Costo de inversión para el sistema.	66
4.5. Tarifas domésticas mensuales por concepto de electricidad (tarifa 01).	69
5.1. Dimensiones principales del prototipo construido.	76
5.2. Características eléctricas del panel Solartec S01PC-80 usado en el prototipo.	76
6.1. Resultados de la simulación del sistema propuesto (energía térmica).	85
6.2. Resultados de la simulación del sistema propuesto (energía eléctrica).	85
6.3. Comparación de la energía producida por los distintos sistemas simulados.	86
6.4. Comparación entre distintos sistemas.	86
6.5. Resultados del análisis económico al sistema propuesto.	87

6.6. Comparación económica entre los distintos sistemas.	88
6.7. Temperaturas medidas durante la prueba.	89
6.8. Mediciones eléctricas al colector refrigerado.	90
6.9. Mediciones eléctricas al colector sin refrigeración.	91

Nomenclatura

Símbolos

A_c	Área de apertura del colector	m^2
A_{cel}	Área de la celda FV	m^2
A_{elec}	Ahorros en electricidad	\$
A_{gas}	Ahorros económicos en gas	\$
A_{total}	Ahorro económico total	\$
$A_{total/anual}$	Ahorro económico total anual	\$
$A_{tot,col}$	Área total del colector	m^2
b	Ancho de la unión entre la lámina y los tubos	m
C_{aux}	Costo de gas usado en el calentador auxiliar	\$
C_b	Conductancia de la unión por unidad de longitud	W/mK
C_{cal}	Costo del gas usado en sistema convencional	\$
C_{elec}	Costo de la electricidad en sistema convencional	\$
$C_{elecaux}$	Costo de la electricidad auxiliar	\$
C_{gas}	Costo unitario del gas	$\$/L$
C_{inv}	Costos de inversión	\$
C_n	Flujo de efectivo neto en el periodo n	\$
$C_{O\&M}$	Costos de operación y mantenimiento	\$
C_p	Calor específico del fluido	J/kgK
C_{unelec}	Costo unitario de electricidad	$\$/kWh$
D	Diámetro exterior del tubo	m
D_i	Diámetro interior del tubo	m
F	Eficiencia de la aleta	-
F'_H	Factor de eficiencia corregido para el colector híbrido	-
F_{RH}	Factor de remoción de calor corregido para el colector híbrido	-
G_T	Irradiancia sobre una superficie inclinada	W/m^2
g	Tasa de inflación	-

$h_{c,b-a}$	Coeficiente de transferencia de calor por convección desde la parte trasera hasta el ambiente	W/m^2K
h_{ca}	Coeficiente de transferencia de calor entre las celdas FV y la lámina	W/m^2K
h_f	Coeficiente de transferencia de calor entre el fluido y la pared del tubo	W/m^2K
h_w	Coeficiente de transferencia de calor para el viento	W/m^2K
I	Intensidad de corriente, Irradiación	A, kWh
I_{max}	Corriente en el punto de máxima potencia	A
I_{SC}	Corriente de corto circuito	A
i	Tasa de descuento	-
k	Conductividad térmica del absorbedor	W/mK
k_b	Conductividad térmica del aislamiento posterior	W/mK
k_{bo}	Conductividad térmica de la unión	W/mK
k_{lam}	Conductividad térmica de la lámina	W/mK
k_e	Conductividad térmica del aislamiento lateral	W/mK
k_f	Conductividad térmica del fluido	W/mK
k_{si}	Conductividad térmica de las celdas FV	W/mK
L_{aux}	Litros de gas usados en un calentador auxiliar del sistema solar	-
L_{cal}	Litros de gas usados en un sistema convencional	-
$\dot{L}_s$	Energía removida del tanque para el consumo	W
$\dot{m}$	Flujo másico del fluido a través del colector	kg/s
$\dot{m}_L$	Flujo másico de consumo	kg/s
$(mC_p)_s$	Producto entre la masa del fluido y su calor específico	J/K
N	Número de cubiertas	-
n	Número de tubos, número de años	-
Nu	Número de Nusselt	-
P_{max}	Potencia en el punto de máxima potencia	W
PC_{gas}	Poder calorífico del gas	kJ/L
PF	Factor de empaquetamiento	-
PRS	Periodo de retorno simple	$\$$
p	Perímetro del colector	m
Q_{aux}	Calor auxiliar	W, kWh
Q_{sis}	Calor entregado por el sistema	W, kWh
Q_{total}	Calor total requerido para calentamiento de agua sanitaria	W, kWh

$Q_{totalaux}$	Calor usado en el calentador auxiliar	W, kWh
Q_{totalc}	Calor usado en el sistema convencional	W, kWh
Q_u	Calor útil ganado por el colector	W, kWh
q'_{aleta}	Calor entregado por la aleta	W/m
q'_{tubo}	Calor ganado encima del tubo	W/m
q'_u	Calor útil por unidad de longitud	W/m
R_{opt}	Resistencia eléctrica óptima	Ω
S	Energía absorbida	W/m^2
S_H	Energía absorbida corregida para el colector híbrido	W/m^2
T	Temperatura local del absorbedor	$^{\circ}C$
T_a	Temperatura ambiente	$K, ^{\circ}C$
T_{acs}	Temperatura del agua caliente sanitaria	$^{\circ}C$
T_f	Temperatura del fluido	$^{\circ}C$
T_{fi}	Temperatura del fluido a la entrada del colector	$^{\circ}C$
T_{fo}	Temperatura del fluido a la salida del colector	$^{\circ}C$
TIR	Tasa interna de retorno	-
T_{mt}	Temperatura media del fluido en el interior del tanque	$^{\circ}C$
T_{mu}	Temperatura del agua de suministro	$^{\circ}C$
T_p	Temperatura de la lámina	$^{\circ}C$
T_{pm}	Temperatura promedio de la lámina	K
T_r	Temperatura de referencia	$^{\circ}C$
T_s	Temperatura del fluido en el interior del tanque	$^{\circ}C$
T_{wo}	Temperatura inicial del fluido en el interior del tanque	$^{\circ}C$
t	Tiempo	s
t_a	Espesor de la capa de aire	m
t_v	Espesor del vidrio	m
t_b	Espesor del aislamiento posterior	m
t_{col}	Espesor del colector	m
t_{lam}	Espesor de la lámina	m
t_e	Espesor del aislamiento lateral	m
t_{si}	Espesor de las celdas FV	m
$(UA)_s$	Producto del área por el coeficiente de pérdidas del tanque	W/K
U_b	Coeficiente de pérdidas por la parte inferior	W/m^2K
U_e	Coeficiente de pérdidas por las orillas	W/m^2K
U_L	Coeficiente global de transferencia de calor para pérdidas	W/m^2K

U_{LH}	Coeficiente global de transferencia de calor para pérdidas corregido para el colector híbrido	$W/m^2 K$
U_t	Coeficiente de pérdidas por la parte superior	$W/m^2 K$
U_{tanque}	Coeficiente de transferencia de calor para pérdidas en el tanque	$W/m^2 K$
u	Velocidad del viento	m/s
V	Voltaje	V
VAN	Valor actual neto	\$
VAN_{inf}	Valor actual neto considerando inflación	\$
V_{max}	Voltaje en el punto de máxima potencia	V
V_{OC}	Voltaje de circuito abierto	V
VP	Valor presente	\$
W	Ancho de la aleta	m
W_{bomba}	Potencia consumida por la bomba	W
W_e	Potencia eléctrica generada por el colector	W, kWh
W_{inv}	Potencia eléctrica saliente del inversor	W, kWh
W_{sis}	Potencia eléctrica entregada por el sistema	W, kWh
w_e	Potencia eléctrica por unidad de área	W/m^2

Griegos

α	Absortancia de las células FV	-
β	Ángulo de inclinación del colector	°
β_r	Coeficiente de temperatura de las células FV	-
γ	Espesor promedio de la unión entre la lámina y el tubo	m
δ	Espesor del absorbedor	m
ε_g	Emitancia de la cubierta	-
ε_p	Emitancia del absorbedor	-
η	Eficiencia de las células FV en su máximo punto de potencia	-
η_a	Eficiencia de las células a la temperatura ambiente	-
η_{cal}	Eficiencia del calentador a gas	-
η_{caux}	Eficiencia del calentador auxiliar	-
$\eta_{ele,col}$	Eficiencia eléctrica del colector	-
$\eta_{ele,sis}$	Eficiencia térmica del sistema	-
η_r	Eficiencia de las células a la temperatura de referencia	-
$\eta_{ter,col}$	Eficiencia térmica del colector	-

$\eta_{ter, sis}$	Eficiencia térmica del sistema	-
$\eta_{tot, col}$	Eficiencia total del colector	-
$\eta_{tot, sis}$	Eficiencia total del sistema	-
ρ	Densidad del agua	kg/m^3

Abreviaturas

AC	Corriente alterna
ACS	Agua Caliente Sanitaria
a-Si	Silicio amorfo
C. O.	Caso Optimista
C. P.	Caso Pesimista
CFV/T	Colector Híbrido Fotovoltaico/Térmico de Concentración
CPC	Colector Parabólico Compuesto
CTC	Colector de Seguidor Cilíndrico
DAC	Doméstica de Alto Consumo
DAP	Derecho al Alumbrado Público
DC	Corriente Directa
EDO	Ecuación Diferencial Ordinaria
EES	Solucionador de Ecuaciones de Ingeniería
EPS	Poliestireno Expandido
ETC	Colector de Tubos Evacuados
EVA	Etilvinilacetato
FPC	Colector de Placa plana
FV	Fotovoltaico
FV/T	Fotovoltaico/Térmico
HFC	Colector de Campo de Heliostatos
IVA	Impuesto al Valor Agregado
LFR	Reflector Lineal Fresnel
LP	Licuado del petróleo
NOCT	Temperatura Nominal de Operación de la Celda FV
PDR	Reflector de Disco Parabólico
PRS	Periodo de Retorno Simple
PTC	Colector de Seguidor Parabólico
pc-Si	Silicio policristalino
STC	Condiciones Estándar de Prueba
TIR	Tasa Interna de Retorno
TMY	Año Meteorológico Típico
TRNSYS	Simulación Transitoria de Sistemas
VAN	Valor Actual Neto

Capítulo 1

Introducción

Se pronostica un incremento en el consumo energético a nivel mundial en los próximos años y con esto, una mayor demanda de combustibles fósiles. Además del gran impacto ambiental que genera su uso, se tendrán efectos como un alza en los precios, y el inminente agotamiento de sus yacimientos. Esto provoca que actualmente haya un gran interés a nivel mundial en la búsqueda de alternativas a los combustibles fósiles, así como de hacer más eficientes los sistemas de transformación de energía actuales. Dentro de las alternativas a los combustibles fósiles se encuentran las llamadas energías renovables, tales como la energía solar, energía geotérmica, energía eólica, etcétera.

1.1. Energías renovables

Las energías renovables son: «todas aquellas energías derivadas de un proceso natural, las cuales son renovadas en una escala de tiempo humana». Entre estas fuentes de energía están: la hidráulica, la solar, la eólica, la geotérmica, la oceánica y la de biomasa, las cuales existen debido a la energía de la radiación solar, la atracción gravitacional de la luna, y el calor interno de la Tierra. A continuación se definen algunos tipos de energía renovable [1].

Eólica. Se obtiene a partir de la energía cinética del viento que es generada gracias al movimiento de las corrientes de aire debido al calentamiento no uniforme de la Tierra.

Biomasa. Es la energía obtenida de la materia orgánica constitutiva de los seres vivos, sus excretas y sus restos no vivos.

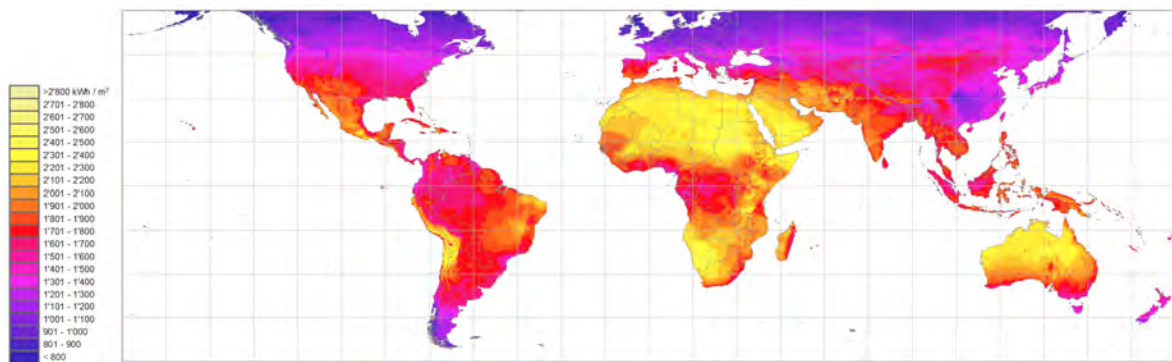


Figura 1.1. Irradiación global anual en el mundo.

Geotérmica. La energía geotérmica se obtiene mediante el aprovechamiento del calor interno de la Tierra. Este calor se encuentra concentrado en sistemas o yacimientos geotérmicos. Estos suelen manifestarse en la superficie en formas de manantiales termales, suelos calientes, volcanes de lodo, fumarolas, géiseres y zonas de alteración hidrotermal.

Oceánica. Los océanos contienen una enorme cantidad de energía de diferentes maneras. Actualmente existe una gran variedad de tecnologías para aprovechar esta energía como: la energía de las mareas, la energía de las corrientes marinas, la energía de las olas, los gradientes de temperatura, y los gradientes de salinidad.

Solar. La energía solar es una de las fuentes de energía alterna más prometedoras, con una enorme cantidad de investigación hecha durante las últimas décadas con el objetivo de mejorar su eficiencia y viabilidad económica. Actualmente existen dos maneras de aprovechar la energía solar; produciendo electricidad directamente a través de las células fotovoltaicas (FV) y produciendo energía térmica mediante los colectores solares térmicos [2].

1.2. Recurso solar en México

México tiene una privilegiada ubicación en el globo terráqueo, la cual permite que el territorio nacional destaque en el mapa mundial de territorios con mayor promedio de radiación solar anual (Figura 1.1), con índices que van de los 4.4 kWh/m^2 por día en la zona centro, a los 6.3 kWh/m^2 por día en el norte del país (Figura 1.2) [3].



Figura 1.2. Radiación solar diaria promedio en México.

Mientras que en el estado de Michoacán, hablando específicamente de la ciudad de Morelia, según el el Año Meteorológico Típico (TMY) generado por el software Meteonorm, incide aproximadamente un total anual de 2001.73 kWh/m^2 de irradiación horizontal global (difusa más directa), dejando un promedio diario de 5.48 kWh/m^2 el cual coincide con el intervalo reportado en la Figura 1.2. Con datos del TMY, en la Figura 1.3 se presenta un gráfico en el cual se muestra la variación de la radiación global sobre una superficie horizontal a lo largo del año para la ciudad de Morelia.

De estos datos se puede concluir que en general México presenta un gran potencial solar principalmente en el noroeste de su territorio. La ciudad de Morelia presenta un nivel de radiación un poco inferior al de la zona del noroeste, pero sigue siendo atractivo para instalar sistemas solares.

1.3. Estado de la cuestión

A la fecha, hay pocos estudios técnico-económicos sobre implementación de sistemas de cogeneración usando colectores híbridos FV/T dentro de México, sin embargo se encontraron bastantes estudios hechos en países extranjeros, principalmente europeos y asiáticos.

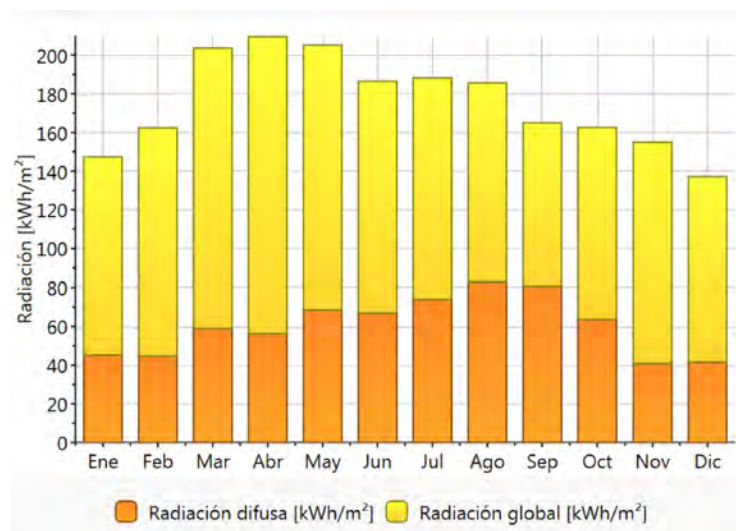


Figura 1.3. Radiación horizontal en la ciudad de Morelia, Michoacán.

A continuación se presenta un resumen de algunos de estos trabajos.

En 2001, Kalogirou [4], modeló y simuló un sistema FV/T a través del software TRNSYS y usó las condiciones del año meteorológico típico de Nicosia, Chipre. El componente principal que usó en TRNSYS fue el «tipo 49» para el colector FV/T acompañado de otros componentes para completar el sistema (ver Figura 1.4). Los resultados que obtuvo mostraron que el sistema híbrido cubrió el 49 % de las necesidades de agua caliente sanitaria en una casa. Los ahorros del ciclo de vida del sistema fueron de £ 790.00 (€ 1352.29) y el tiempo de recuperación de la inversión fue de 4.6 años.

En el 2002, Tselepis y Tripanagnostopoulos [5] seleccionaron un par de aplicaciones típicas para evaluar los beneficios de implementar un sistema híbrido FV/T comparando el tiempo de recuperación de la inversión con sistemas FV y termosolares, bajo condiciones de Grecia. Desarrollaron una hoja de cálculo para predecir la producción anual de energía para los diferentes sistemas. La energía producida y los costos del sistema fueron incluidos en un análisis económico, dónde el tiempo de recuperación de la inversión para cada sistema fue calculado. Los resultados del análisis económico se muestran en la Figura 1.5.

En 2006, Kalogirou y Tripanagnostopoulos [6], presentaron los resultados de una simulación hecha en TRNSYS para un sistema FV/T con aplicación al calentamiento de agua sanitaria, con sistemas pasivo (termosifónico) y activo. Los prototipos fueron hechos con Silicio policristalino (pc-Si) y Silicio amorfo (a-Si), los tipos de paneles FV fueron combinados con unidades de extracción de calor con agua como fluido térmico. Fueron probados con respecto a su eficiencia eléctrica y térmica. La simulación se hizo para tres lugares

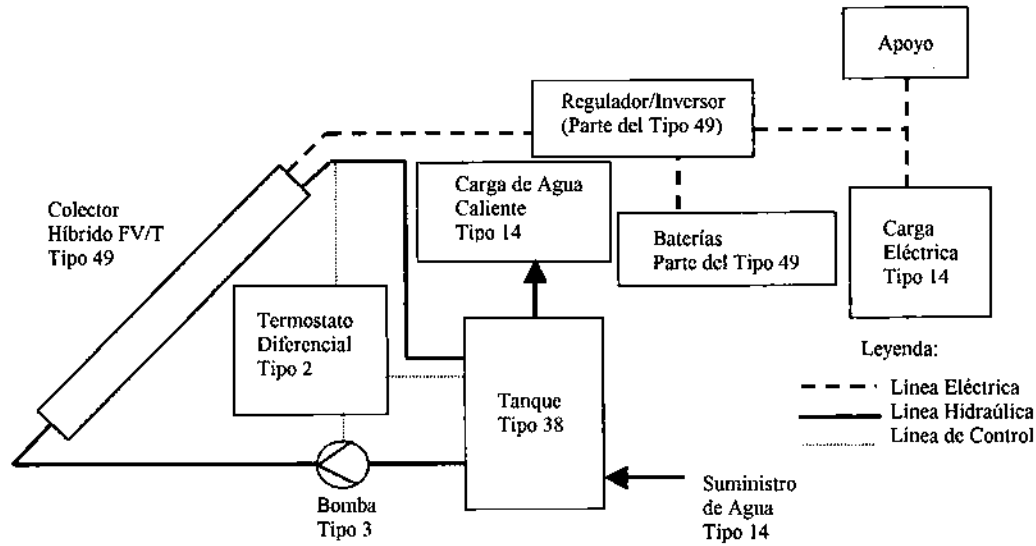


Figura 1.4. Esquema del sistema FV/T en TRNSYS, [4].

con diferentes latitudes, Nicosia (35°), Atenas (38°) y Madison (43°). Se consideró el sistema termosifónico como doméstico, y el sistema activo (más grande) para un edificio de viviendas o para pequeños edificios de oficinas. Los resultados mostraron que una gran cantidad de energía térmica y eléctrica es producida por los sistemas FV/T, y la viabilidad económica mejora con respecto a un sistema fotovoltaico (ver Figuras 1.6 y 1.7).

En el año 2007 Chow et al [7], presentaron una evaluación de desempeño para un sistema FV/T con un nuevo colector híbrido con agua como fluido térmico. Usaron un sistema termosifónico para evitar el costo de bombeo. Realizaron una simulación dinámica para el colector, y la validaron experimentalmente, junto con otros modelos similares para un módulo FV y un colector solar para calentamiento de agua. Esto se usó para predecir la energía producida, y el tiempo de recuperación de la inversión en climas subtropicales, con Hong Kong como ejemplo. Los resultados mostraron un periodo de recuperación de doce años para el sistema FV/T, lo cual es comparable con un sistema lado a lado, y es mucho menor que una aplicación con un sistema FV (ver Tabla 1.1).

En el año 2013, Axaopoulos y Fylladitakis [2], hicieron un estudio del desempeño energético y económico de un sistema FV/T para producción de electricidad y agua caliente, usando un modelo de colector híbrido disponible en el mercado europeo. El estudio fue hecho para tres países europeos (Atenas, Munich y Dundee), cada uno con diferentes condiciones climáticas y económicas. Para el estudio energético, realizaron una simulación

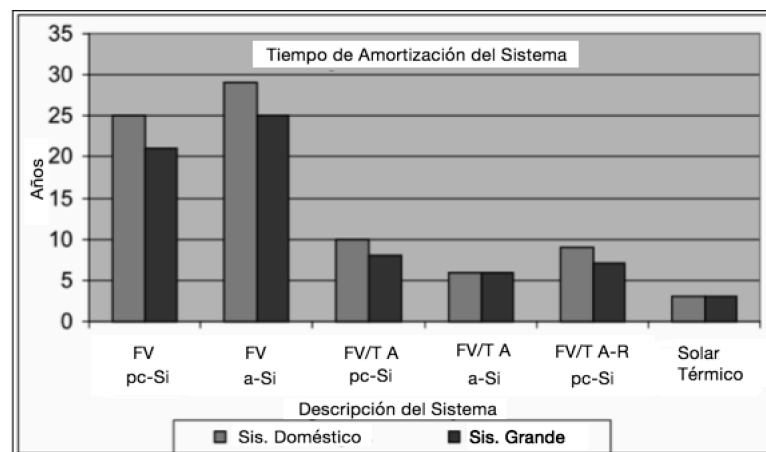


Figura 1.5. Periodo de tiempo de recuperación de la inversión en años, [5].

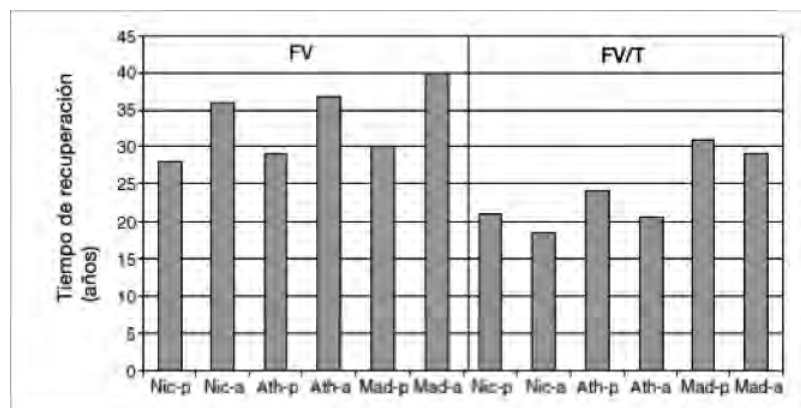


Figura 1.6. Tiempo de recuperación de la inversión de un sistema FV y un sistema FV/T termosifónico con celdas de Silicio policristalinas (p) y amorfas (a) para las tres locaciones (con respaldo eléctrico), [6].

mediante el software TRNSYS y para el estudio económico utilizaron el método de los ahorros del ciclo de vida. Los resultados mostraron que el sistema podía cubrir una parte significativa del consumo de agua caliente sanitaria, mientras alimentaba simultáneamente la red con energía eléctrica. Concluyeron que como era de esperarse, el éxito de los sistemas FV/T depende en gran medida de las condiciones climáticas y de la política de precios de cada país. Pronosticaron una reducción en el precio de los colectores FV/T, debido a la producción en masa y la competencia, lo que llevaría a un menor costo de capital inicial, y por lo tanto a la viabilidad económica del sistema en áreas con condiciones climáticas menos favorables. Los resultados se muestran en la Tabla 1.2.

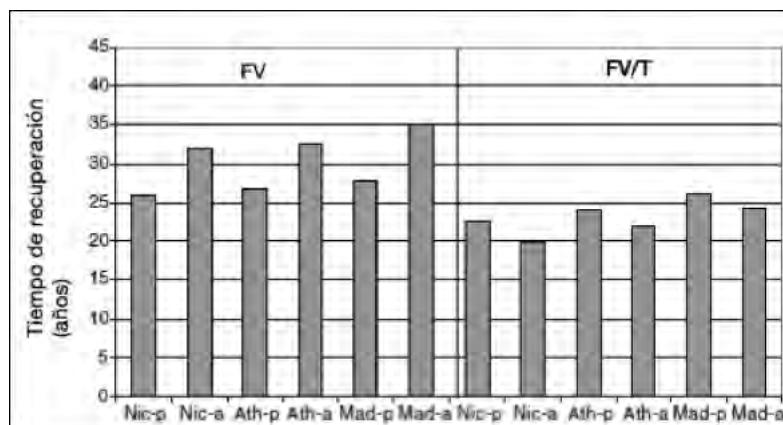


Figura 1.7. Tiempo de recuperación de la inversión de un sistema FV y un sistema FV/T activo con celdas de Silicio policristalinas (p) y amorfas (a) para las tres locaciones (con respaldo de diesel), [6].

Tabla 1.2. Desempeños anuales de los sistemas FV/T, [2].

	Atenas	Munich	Dundee
Irradiación solar por m^2 (kWh/m^2)	1725.2	1314.1	1065
Consumo térmico (kWh)	2905	3203.8	3389.3
Calor útil por m^2 (kWh/m^2)	304.9	127.6	69.5
Eficiencia térmica del sistema (%)	17.7	9.7	6.5
Fracción solar (%)	59.6	50.9	49.5
Electricidad producida (kWh)	940.4	1618	2633.4
Radio de desempeño (%)	79.8	80.2	85.2
Eficiencia de conversión FV (%)	9.6	9.6	10.2
VAN respaldo en electricidad (€)	3174	2105	-382
VAN respaldo en combustible líquido (€)	3361	-559	-2324
VAN respaldo en gas natural (€)	1311	-2040	-3682

Al analizar estos trabajos, se puede observar que el uso de sistemas híbridos FV/T parece ser una buena alternativa. México posee un enorme potencial solar como se mostró al inicio de este capítulo, es lógico pensar que sistemas de este tipo podrían convertirse en una excelente opción en el uso de energías alternas para aplicaciones domésticas.

1.4. Planteamiento del problema

Los colectores híbridos FV/T y su implementación en sistemas de cogeneración para su uso en el sector doméstico son relativamente nuevos a nivel mundial. Han sido estudiados

Tabla 1.1. Análisis económico comparativo, [7].

Descripción del sistema	Calentador solar	Sistema FV	Sistema lado a lado	Sistema FV/T
Inversión (HK\$)				
Costos totales	2520	6280	8800	7900
Ahorros				
En Energía útil (MJ):				
Energía térmica	3004	-	3004	2650.4
Energía eléctrica	-	460.4	460.4	473.2
En costo (HK\$/año):				
Combustible gaseoso	600.8	-	600.8	530.1
Electricidad	-	121.5	121.5	124.9
Ahorros anuales (HK\$/año)	600.8	121.5	722.3	655
Periodo de amortización	4.19	51.69	12.18	12.06

*1 USD equivalía a 7.8 HK

en numerosas ocasiones, principalmente en Europa y Asia. En los estudios hechos, se ha observado que la viabilidad de utilizar dichos sistemas, depende principalmente de las características climáticas y económicas, así como de los hábitos de consumo de los usuarios en el lugar donde se vaya a usar. La revisión de la literatura muestra que no hay estudios realizados en México para este tipo de sistemas. Sin embargo, se sabe por medios no escritos que se está trabajando en este tema, por lo tanto en este proyecto se plantea determinar si es viable técnica y económicamente, implementar un sistema FV/T para producir simultáneamente agua caliente sanitaria y electricidad en el sector doméstico dentro del territorio mexicano.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo general

Conocer el desempeño de un sistema FV/T destinado a usarse en generación de agua caliente sanitaria y electricidad, para satisfacer parcialmente las necesidades de una vivienda promedio situada en la ciudad de Morelia, Michoacán; y determinar si es viable su

implementación, tomando en cuenta aspectos tanto técnicos como económicos.

1.5.2. Objetivos específicos

- Proponer un sistema híbrido FV/T para generación de agua caliente sanitaria y electricidad en el sector doméstico.
- Plantear y deducir el modelo matemático del panel FV, y el de transferencia de calor del sistema.
- Acoplar el modelo FV con el de transferencia de calor, resolverlo y simular el funcionamiento del sistema.
- Realizar un análisis económico para determinar la viabilidad de implementar el sistema.
- Construir un prototipo del colector híbrido para así obtener condiciones reales de operación.

1.6. Justificación

Como se mencionó al inicio de este capítulo, se espera que haya un mayor uso de combustibles fósiles en los próximos años. Son bien conocidos los efectos del uso de estos, por un lado se tiene el gran impacto ambiental, y por otro lado el inevitable agotamiento de sus yacimientos en un futuro no muy lejano. Debido a esto, hoy en día hay un gran interés a nivel mundial por buscar soluciones o alternativas ante esta situación. Las energías renovables son alternativas reales para suplir el uso de los combustibles fósiles. La energía solar es una de las fuentes de energía renovable más prometedoras, y actualmente sus principales líneas de investigación son mejorar la viabilidad económica y aumentar su eficiencia de conversión. Como se verá en el Capítulo 2, el aumento de la temperatura tiene un efecto negativo sobre los dispositivos fotovoltaicos, esto provocó el surgimiento de los sistemas híbridos FV/T. El uso de los sistemas FV/T en México ha sido poco estudiado, debido a esto, surgió la idea para la investigación planteada en esta tesis.

1.7. Hipótesis

Según la información documental sobre la producción simultánea de electricidad y energía térmica mediante sistemas híbridos FV/T, la propuesta de esta tesis parte de la hipótesis de que por un lado es viable técnica y económicamente utilizar este tipo de sistemas, por otro lado, la ciudad de Morelia presenta condiciones que favorecen su implementación.

1.8. Estructura de la tesis

Capítulo 1. En el primer capítulo de esta tesis, se da una breve introducción sobre el uso de energías renovables como alternativas a los combustibles fósiles. Posteriormente se presenta el potencial solar en el territorio mexicano y puntualmente el de la ciudad de Morelia, Michoacán. Luego se presenta un resumen de los trabajos previos hechos en otras partes del mundo en cuanto a estudios técnico-económicos de sistemas FV/T para uso doméstico. Finalmente se describe la formulación del problema y su justificación, así como los objetivos del proyecto y la hipótesis planteada.

Capítulo 2. Al principio de este capítulo se da una breve introducción a lo que es la energía solar, para luego presentar un poco de teoría sobre los sistemas híbridos FV/T. Después se describe la configuración del sistema propuesto para este proyecto, el cual está destinado a satisfacer parcialmente las necesidades de electricidad y calentamiento de agua sanitaria en una casa pequeña en la cual habitan cuatro personas. Finalmente, se presentan detalles sobre un colector híbrido diseñado y destinado a formar parte del sistema propuesto.

Capítulo 3. En el capítulo número tres, primero se desarrolla el modelo de transferencia de calor para un colector híbrido de placa plana. Con este modelo es posible cuantificar la cantidad de electricidad y calor que el colector es capaz de generar. Posteriormente se desarrolla el modelo térmico para un tanque de almacenamiento. Después se acoplan estos modelos para obtener el modelo del subsistema térmico. Finalmente se presenta el modelo del subsistema eléctrico.

Capítulo 4. Dentro de este capítulo, primero se presenta la recopilación de los datos necesarios para alimentar una simulación. Estos se dividen en datos meteorológicos, y

datos sobre consumos de electricidad y ACS. Luego se explica el modelado del sistema bajo estudio mediante el software TRNSYS. A fin de comparar el desempeño energético, también se presentan las simulaciones de una variante del sistema híbrido propuesto (con colector descubierto), y finalmente la simulación de un sistema FV.

Capítulo 5. En este capítulo, primero se describe paso a paso la construcción de un prototipo a escala del colector híbrido FV/T descrito en el Capítulo 3. Posteriormente se describe el montaje del sistema híbrido, y la instalación de los aparatos de medición. Finalmente se presenta el procedimiento seguido para la realización de las pruebas al sistema, y la obtención de datos sobre su comportamiento.

Capítulo 6. En este apartado se presentan los principales resultados obtenidos del análisis hecho al sistema propuesto. Primero se presentan los resultados de la simulación en TRNSYS, los cuales constan de las cantidades anuales de energías térmica y eléctrica producidas por el sistema bajo estudio, también se presentan las cantidades de energía auxiliar necesaria para satisfacer completamente las exigencias. Posteriormente se muestran los indicadores económicos calculados los cuales son el periodo de retorno simple, el valor actual neto y la tasa interna de retorno. Finalmente se presentan los resultados de las pruebas hechas al prototipo.

Capítulo 7. En este último capítulo se presentan las principales conclusiones alcanzadas al terminar el desarrollo de este proyecto.

Apéndice A. En este anexo, se muestra el desarrollo para obtener la solución analítica a las ecuaciones diferenciales que aparecen en el Capítulo 3.

Apéndice B. En este apéndice se presentan las gráficas de los perfiles de consumo de ACS y electricidad usados para alimentar la simulación en TRNSYS.

Apéndice C. En este apartado se incluye el código implementado en el software EES, para resolver iterativamente las ecuaciones resultantes del modelo térmico del colector presentado en el Capítulo 3.

Capítulo 2

Sistemas Híbridos FV/T

2.1. Introducción a la energía solar

El sol es una estrella que está situada en el centro del sistema solar, la tierra junto con los demás planetas del sistema lo orbitan. La superficie del sol está aproximadamente a una temperatura de 6000 K. Genera su energía mediante fusión nuclear de hidrógeno. La radiación solar es la principal fuente de energía en la tierra y puede ser aprovechada mediante procesos naturales o sintéticos. Básicamente todas las formas de energía en el mundo tienen un origen solar [8]. La energía solar es la energía contenida en la radiación solar que es transformada mediante los correspondientes dispositivos, en forma térmica o eléctrica, para su consumo posterior allá donde se necesite [9]. Actualmente existen dos formas de utilizar directamente la energía proveniente del sol, una es convirtiendo dicha energía a electricidad mediante las células fotovoltaicas (energía solar fotovoltaica) a través del efecto fotoeléctrico, y la otra es calentando un fluido para elevar su temperatura (energía solar térmica).

2.1.1. Energía solar fotovoltaica

Se aprovecha directamente la energía del sol para generar electricidad con base al fenómeno fotoeléctrico, a través del cual ciertos dispositivos fabricados con semiconductores son capaces de convertir la «luz» del sol en electricidad. Al dispositivo donde se realiza dicho fenómeno se le llama celda o célula fotovoltaica [1].

Cuando un fotón incide sobre un material fotovoltaico, puede ser absorbido, reflejado o transmitido. Si es absorbido por un electrón de valencia, la energía del electrón aumenta

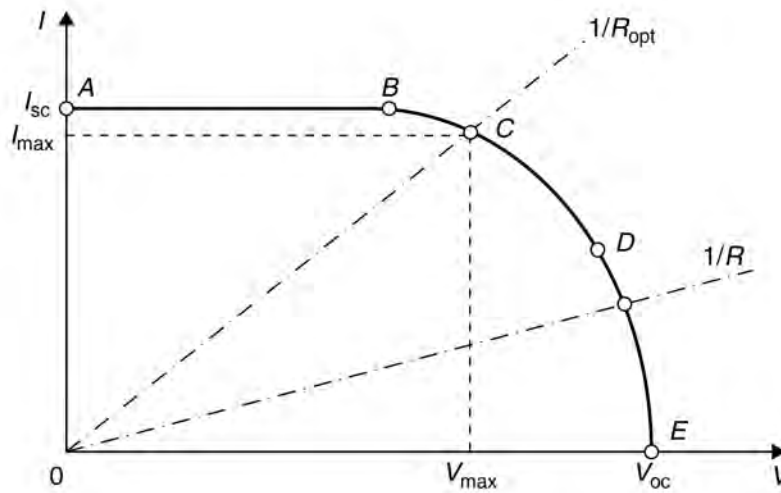


Figura 2.1. Curva característica representativa Corriente-Voltaje para las celdas fotovoltaicas, [8].

por la cantidad de energía del fotón. Si esta es mayor a la de brecha energética (band gap), el electrón brincará a la banda de conducción y puede ser removido mediante un campo eléctrico. Por otro lado, si la energía del fotón es menor a la de la brecha energética, el electrón no tendrá suficiente energía para brincar a la banda de conducción y sólo será excitado causando un incremento en la temperatura [8].

2.1.1.1. Características de las celdas FV

En la Figura 2.1 se muestra la curva característica para una celda solar a cierta irradiancia y temperatura de la célula. Cuando la celda está en corto circuito, la corriente alcanza su valor máximo y es llamada corriente de corto circuito I_{SC} , mientras que el valor del voltaje es de cero. Cuando el circuito se encuentra abierto y no hay paso de corriente, el voltaje llega a su máximo (Voltaje de circuito abierto V_{OC}) y la corriente es nula. En ambos casos, la potencia producida es nula, ya que esta es el producto entre la corriente y el voltaje. Entre estos dos puntos extremos, la potencia es mayor a cero.

Como se dijo antes, la potencia puede ser calculada como el producto entre la corriente y el voltaje. Si esto se hace y es graficado en los mismos ejes, se puede obtener la Figura 2.2. La potencia máxima se obtiene en el llamado punto de máxima potencia (punto C en la Figura 2.1), en el cual la resistencia de la carga es óptima (R_{opt}), y la potencia disipada en la carga resistiva es la máxima. En forma de ecuación, la potencia máxima está dada por

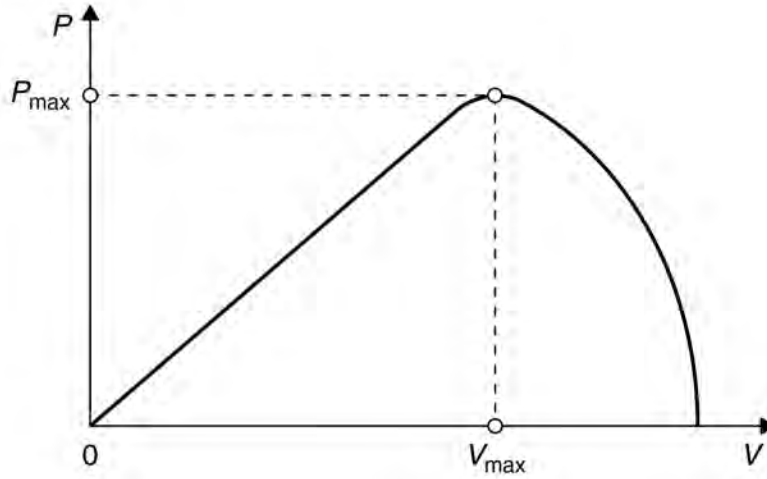


Figura 2.2. Curva representativa Potencia-Voltaje para celdas fotovoltaicas, [8].

$$P_{max} = I_{max}V_{max} \quad (2.1)$$

La eficiencia en el punto de máxima potencia se define como el cociente entre la potencia máxima y la potencia incidente sobre el colector

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{I_{max}V_{max}}{A_{cel}G_T} \quad (2.2)$$

La curva característica presentada anteriormente sólo está definida para cierta irradiancia y temperatura de la celda. El efecto de estos dos parámetros se muestra en la Figura 2.3. Como se muestra en la Figura 2.3 a), el voltaje de circuito abierto se incrementa de forma logarítmica con un aumento en la irradiancia, mientras que la corriente de corto circuito aumenta linealmente. Como se observa en la la Figura 2.3 b), el aumento de la temperatura de la celda provoca un pequeño aumento en la corriente mientras disminuye el voltaje en gran medida. Esto se traduce en una caída en la eficiencia de la celda al aumentar la temperatura.

La influencia de la temperatura en la eficiencia en el punto de máxima potencia puede ser expresada en términos del coeficiente de temperatura β_r como

$$\eta = \eta_r[1 - \beta_r(T_C - T_r)] \quad (2.3)$$

Como se observa en la Ecuación 2.3, la eficiencia en el punto de máxima potencia es una

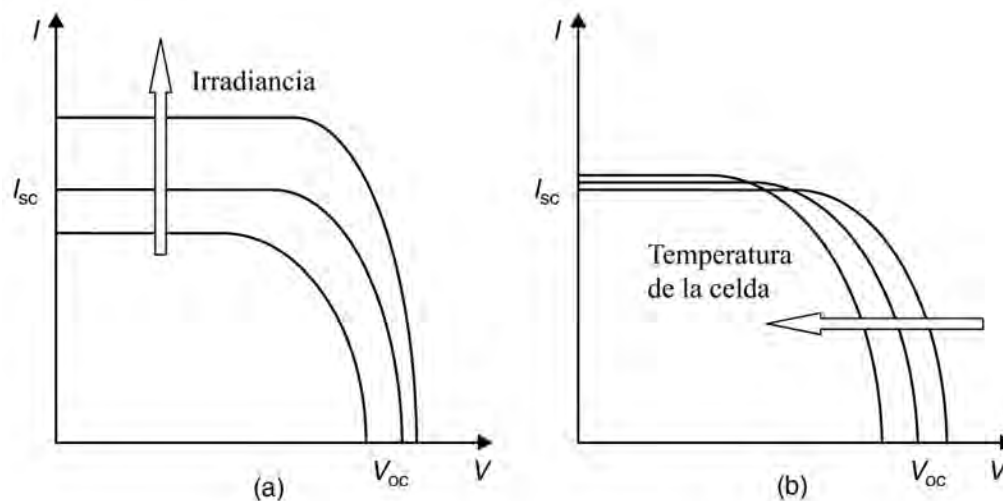


Figura 2.3. Influencia de: a) la Irradiancia y b) la temperatura de la celda FV sobre la curva característica, [8].

función lineal de la temperatura de la celda.

2.1.1.2. Módulos FV

En la práctica las celdas solares se conectan en serie o paralelo. Cuando dos celdas idénticas se conectan en paralelo, el voltaje permanece constante, mientras que la corriente se duplica. Mientras que cuando se conectan en serie, la corriente permanece constante, y el voltaje se duplica. Los módulos o paneles fotovoltaicos se forman por la conexión de celdas en serie o paralelo, de tal forma que se obtengan los valores deseados de corriente y voltaje. Las celdas interconectadas se encapsulan y son montadas sobre un marco, a este conjunto es al que se le conoce como módulo FV. Ya que están expuestos al ambiente, los módulos FV están diseñados para poder soportar las fuertes condiciones ambientales. Los distintos elementos que conforman el módulo son:

- Una cubierta frontal de vidrio templado.
- Encapsulante hecho a base de Etilvinilacetato (EVA).
- Celdas FV con sus respectivas conexiones entre ellas.
- Cubierta posterior a base de fluoruro de Polifluoruro de vinilo (PVF).
- Una caja de conexiones.

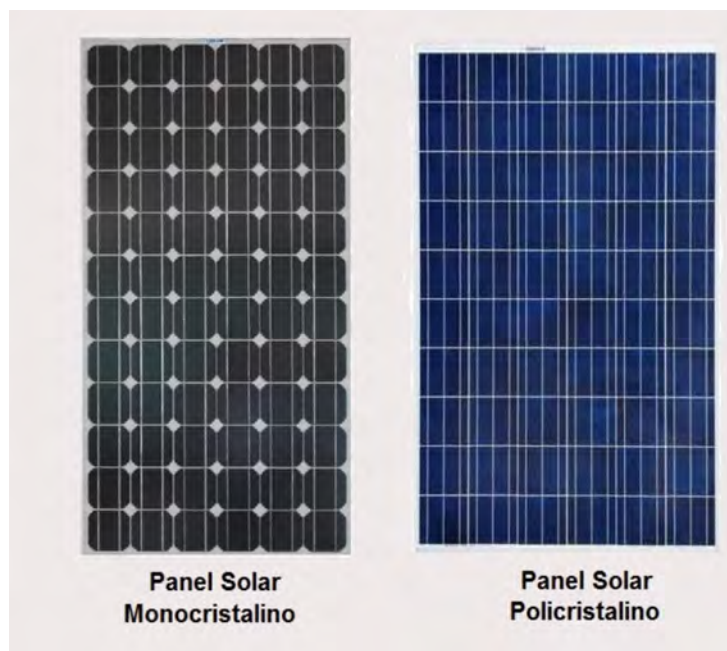


Figura 2.4. Dos tipos diferentes de paneles solares.

- El marco que da estructura al panel.

Las celdas más usadas comercialmente en la fabricación de módulos FV son de Silicio y estas se pueden dividir en:

- Silicio Monocrystalino
- Silicio Policristalino
- Silicio Amorfo

En la Figura 2.4 se muestra un módulo monocristalino (izquierda) y uno policristalino (derecha).

2.1.1.3. Aplicaciones

Sistemas interconectados a la red. En este tipo de sistemas, la corriente eléctrica generada es vertida a la red eléctrica como si fuera una central de producción de energía eléctrica. El consumo de electricidad es independiente de la energía generada, el usuario sigue comprando la energía eléctrica que consume a la compañía distribuidora al precio establecido. En la Figura 2.5 se muestra esquemáticamente la configuración de un sistema

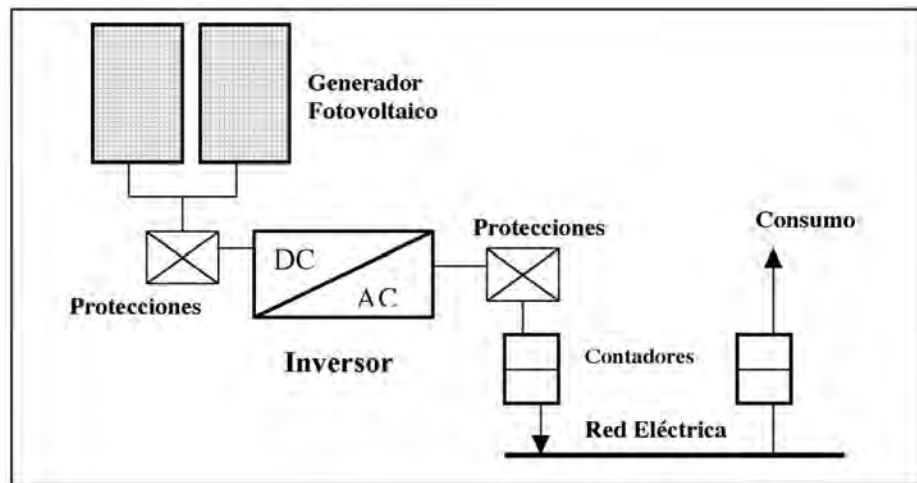


Figura 2.5. Esquema de un sistema interconectado a la red, [9].

conectado a la red. Básicamente consta de paneles FV, protecciones, inversor de corriente y contadores. El inversor como su nombre lo dice sirve para invertir la corriente eléctrica de corriente directa (DC) a corriente alterna (AC). Los contadores sirven para cuantificar la energía producida e inyectada a la red y para contar la energía consumida por el inversor cuando no se está produciendo electricidad [9].

Aplicaciones de los sistemas interconectados a la red:

- Instalaciones en tejados, terrazas, etcétera: Se aprovecha la superficie del tejado para colocar sistemas FV.
- Plantas de producción: Son aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas para otros usos o sobrepuestas en grandes cubiertas de zonas urbanas (estacionamientos, zonas comerciales, etc.).
- Integración en edificios: Consiste en la sustitución de elementos arquitectónicos convencionales por nuevos que incluyen el elemento FV, y que por tanto son generadores de energía (recubrimientos de fachadas, muros cortina, parasoles, pérgolas, etc.).

Sistemas aislados. Estas instalaciones se emplean sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más viable instalar un sistema FV que tender una línea entre la red y el punto de consumo. La electricidad generada se destina a autoconsumo. En la Figura 2.6 se presenta de manera esquemática la configuración de un sistema aislado. Este sistema debe utilizar baterías para acumular la energía producida

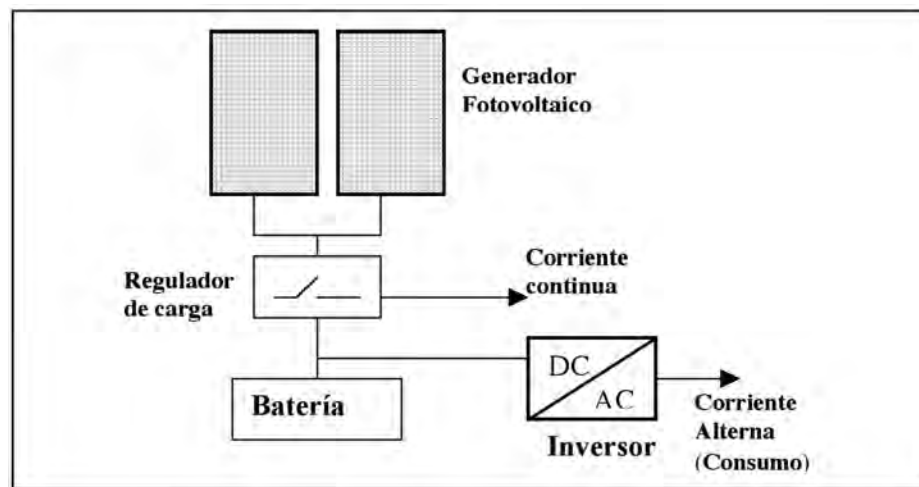


Figura 2.6. Esquema de un sistema aislado, [9].

por los paneles cuando no hay insolación. El regulador de carga sirve par controlar la carga de la batería para evitar sobrecargas o descargas excesivas que puedan dañarla [9]

Las principales aplicaciones de los sistemas aislados son:

- Electrificación de viviendas y edificios, principalmente para iluminación y electrodomésticos de baja potencia.
- Alumbrado público.
- Aplicaciones agropecuarias y ganaderas.
- Bombeo y tratamiento de agua.
- Antenas de telefonía aisladas de la red.
- Señalización y comunicaciones.

2.1.2. Energía solar térmica

La energía solar térmica o termosolar consiste en utilizar la radiación del sol para calentar un fluido que, en función de su temperatura, se puede emplear para producir agua caliente e incluso vapor [9].

2.1.2.1. Colectores solares térmicos

Los colectores solares son un tipo especial de intercambiadores de calor que transforman la radiación solar a energía interna de un medio de transporte. El colector es un dispositivo que absorbe la radiación solar incidente, convirtiéndola en calor, y luego lo transfiere a un fluido (usualmente aire, agua, o aceite) que fluye a través del colector. La energía solar recolectada es luego llevada por el fluido directamente al consumo, o a un equipo de almacenamiento de energía térmica para usarse en la noche o durante días nublados. Básicamente existen dos tipos de colectores solares: los no concentradores y concentradores. Un colector no concentrador tiene la misma área para interceptar y absorber la radiación solar, mientras uno concentrador (usualmente con seguimiento al sol) tiene superficies reflectivas para interceptar y concentrar la radiación directa [10]. En la Tabla 2.1 se muestra una clasificación de los colectores solares térmicos de acuerdo a su tipo de movimiento, y en la Figura 2.7 se muestran fotografías de algunos colectores.

2.1.2.2. Aplicaciones

Algunas aplicaciones de los colectores solares térmicos son:

- Sistemas de calentamiento de agua.
- Calefacción y enfriado.
- Refrigeración.
- Calor para procesos industriales.
- Sistemas de desalinización.
- Generación de electricidad.
- Hornos.
- Aplicaciones químicas.

2.2. Sistemas híbridos FV/T

Las células FV tienen el inconveniente de que sólo aprovechan una pequeña cantidad de la energía solar que incide sobre ellas. La eficiencia de conversión fotoeléctrica de las

Tabla 2.1. Colectores solares térmicos, [10].

Movimiento	Tipo de Colector	Tipo de Absorbedor	Razón de Concentración*	Rango de Temperaturas ($^{\circ}C$)
Estacionario	Placa plana (FPC)	Plano	1	30-80
	Tubos evacuados (ETC)	Plano	1	50-200
	Parabólico compuesto (CPC)	Tubular	1-5	60-240
Seguidor en un eje	Parabólico compuesto (CPC)	Tubular	5-15	60-300
	Fresnel lineal (LFR)	Tubular	10-40	60-250
	Seguidor parabólico (PTC)	Tubular	15-45	60-300
	Seguidor cilíndrico (CTC)	Tubular	10-50	60-300
Seguidor en dos ejes	Disco parabólico (PDR)	Puntual	100-1000	100-500
	Campo de heliostatos (HFC)	Puntual	100-1500	150-2000

*La razón de concentración se define como el área de apertura dividida por el área de receptor/absorbedor del colector.



(a) Placa Plana



(b) Tubos Evacuados



(c) Fresnel



(d) Seguidor Parabólico



(e) Disco Parabólico



(f) Torre Central

Figura 2.7. Algunos colectores solares térmicos.

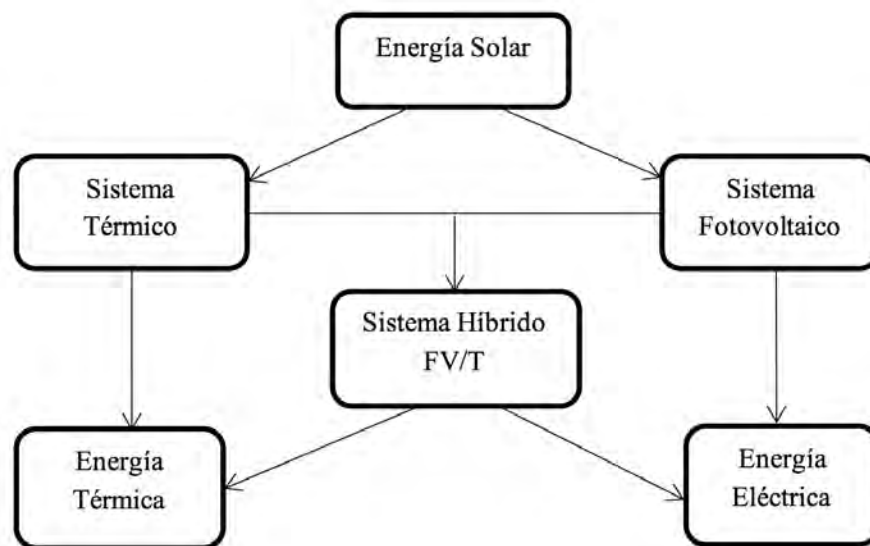


Figura 2.8. Tecnología FV/T, [15].

celdas solares disponibles comercialmente está entre 6–25 % bajo condiciones de operación óptimas dependiendo del tipo [11]. Esto quiere decir que una gran fracción de energía no se aprovecha, y es absorbida por las celdas, produciendo un aumento en su temperatura. El aumento de temperatura tiene un efecto negativo en las células, ya que reduce su eficiencia de conversión [11–14]. Una forma de reducir la temperatura de las celdas es eliminando calor residual montando dispositivos extractores de calor. Si el calor extraído es usado para alguna aplicación práctica, se tiene como resultado una cogeneración al producir simultáneamente electricidad y calor a partir de la radiación solar. El nuevo dispositivo (conjunto FV y extractor de calor) es llamado colector híbrido FV/T. En la Figura 2.8 se muestra esquemáticamente esta tecnología.

El uso de este tipo de colectores tiene dos ventajas. Por un lado, al extraer el calor residual del panel FV, se logra reducir su temperatura, aumentando la eficiencia del módulo. Por otro lado, este calor extraído puede aprovecharse para alguna aplicación como calentamiento de agua, calefacción, refrigeración, etcétera. Para poder aprovechar la energía eléctrica y térmica producida por este colector, debe acoplarse a otros elementos, formando así un sistema. El tipo de sistema es determinado por la forma en la que se van a utilizar los productos (electricidad y calor). La eficiencia de un sistema híbrido es mayor que la lograda usando independientemente un panel FV y un colector solar térmico (sistema lado a lado), esto es útil cuando se tiene un área de instalación limitada [15–17].

2.2.1. Clasificación de los colectores híbridos

Existen varios tipos de sistemas FV/T, los cuales dependen del tipo de módulo FV, así como del diseño, tipo de fluido térmico y la concentración de la radiación incidente. Pueden ser clasificados como [16]:

- Colectores de placa plana a base de líquido.
- Colectores de placa plana a base de aire.
- Colectores integrados al edificio.
- Colectores de concentración.
- Colectores basados en tubo de calor.

Debido a que los colectores híbridos de placa plana basados en agua son los más ampliamente usados en aplicaciones domésticas, se abordan en la siguiente sección.

2.2.2. Colectores de placa plana a base de líquido

2.2.2.1. Clasificación de los colectores de placa plana

Zondag et al. [18] agruparon los diseños de los colectores FV/T con agua como fluido térmico en cuatro categorías como se muestra en la Figura 2.9, estos son: lámina y tubo (A), canal (B), flujo libre (C) y dos absorbedores (D).

Desde el punto de vista de un buen desempeño global y simplicidad estructural, el colector lámina y tubo es el diseño más promisorio. Este tipo de colector además se puede clasificar como cubierto y descubierto [19]. En la Figura 2.10 se muestran esquemáticamente el colector cubierto y el descubierto, mientras que en la Figura 2.11 se muestran fotografías de estos colectores híbridos disponibles comercialmente.

Aste et al. [19] hicieron una revisión de los colectores solares de placa plana tipo lámina y tubo. La revisión se dividió en los elementos que forman este tipo de colectores, yendo desde la cubierta hasta el aislante posterior. A continuación se presenta un resumen de dicho trabajo con el fin de conocer a detalle la forma en que están constituidos estos colectores.

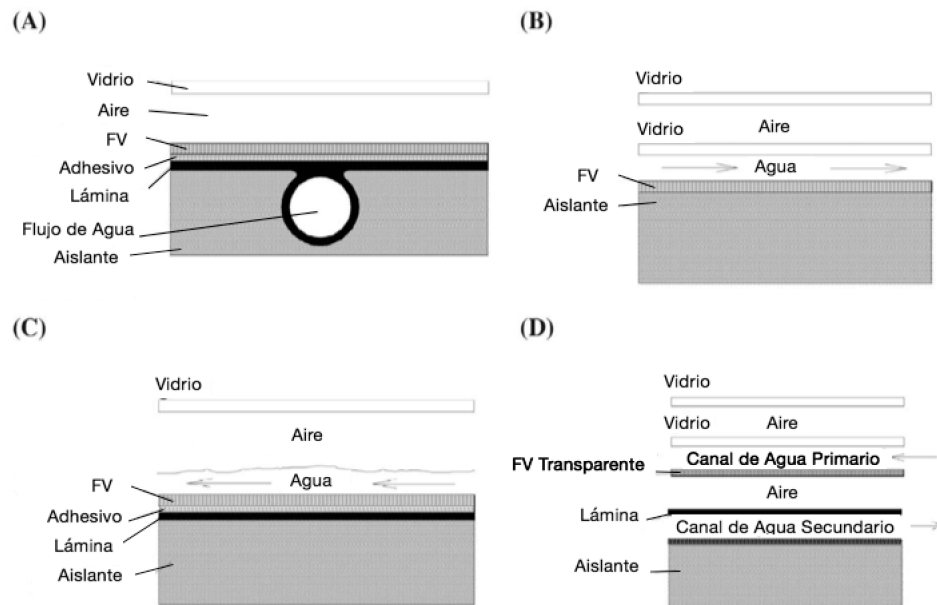


Figura 2.9. Clasificación de los colectores FV/T planos basados en agua de acuerdo a sus componentes, [18].



Figura 2.10. Colector híbrido cubierto (izquierda) y descubierto (derecha), [19].

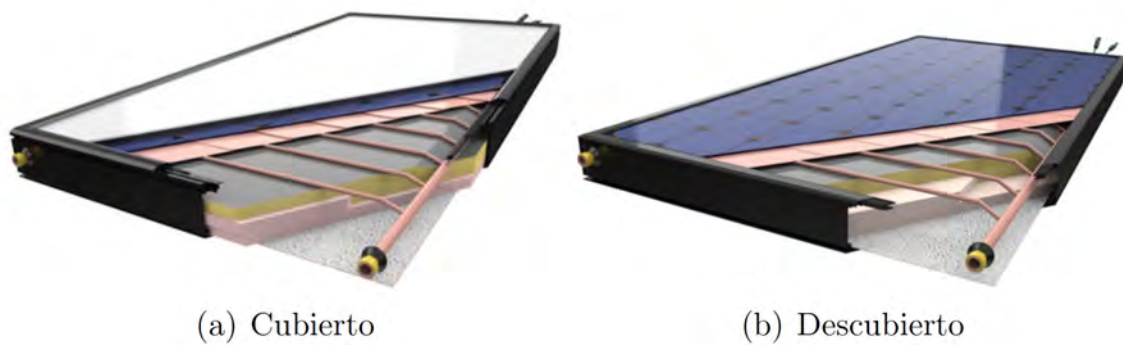


Figura 2.11. Colectores híbridos de placa plana disponibles comercialmente.

2.2.2.2. Cubierta

El uso de la cubierta tiene el fin de reducir la pérdidas de energía que se dan mediante convección y radiación con el ambiente. La cubierta generalmente es de vidrio gracias a sus propiedades mecánicas y ópticas, el tipo de vidrio que se usa normalmente es de bajo contenido de hierro con espesor de $3 - 4\text{ mm}$ [20,21], con transmitancia mayor al 90 %. El espacio de aire entre la cubierta y el panel FV generalmente es de entre 14 y 44 mm . El uso de la cubierta reduce un poco el desempeño eléctrico (entre 1 – 10 %) [18,22], debido a las pérdidas ópticas que se tienen por reflexión, pero su uso aumenta considerablemente el desempeño térmico entre 10 y 30 % [22,23]. Varias investigaciones estiman que un colector cubierto tiene mejor eficiencia total que uno descubierto [18,24,25].

2.2.2.3. Sección fotovoltaica

En general la tecnología de silicio amorfo (a-Si) es más adecuada para colectores cubiertos debido al bajo coeficiente de temperatura ($0.2 - 0.3$), lo que reduce el deterioro en la eficiencia debido a las altas temperaturas alcanzadas. Por otra parte la tecnología de silicio cristalino (c-Si) es mejor opción en los colectores descubiertos, debido a que no se alcanzan temperaturas tan altas. La absorptancia de la radiación solar por parte de la sección FV y su subsecuente emitancia a diferentes longitudes de onda, es otro parámetro que caracteriza a los colectores FV/T. Actualmente en cuanto a valores promedio de la absorptancia de las células fotovoltaicas, se reportan valores de 85 a 90 % en la tecnología cristalina, mientras que en las de película fina son de 88.5 a 93.5 %.

2.2.2.4. Absorbedor térmico

La lámina es el principal elemento funcional, ya que es la que transfiere al fluido la energía solar recolectada. Sus principales propiedades son la conductividad térmica y el calor específico. En la Tabla 2.2 se reportan los materiales más usados para construir absorbedores con sus respectivas propiedades. La conductividad debe ser lo más alta posible para permitir el flujo de calor de las celdas al fluido, mientras que el calor específico debe ser de valor pequeño para tener una reacción rápida a las condiciones meteorológicas variables. Por esta razón, por lo general las láminas se escogen de materiales metálicos como cobre y aluminio, y más raramente de acero o polímeros.

Los diferentes tipos de absorbedores difieren de acuerdo a las técnicas de manufactura, lo que también determina el material a usar y la configuración de los canales. En la Figura

Tabla 2.2. Propiedades principales de materiales para absorbedor, [19].

Material del Absorbedor	Densidad (kg/m^3)	Conductividad Térmica (W/mK)	Calor Específico (J/kgK)
Cobre	8920	380	350
Aluminio	2700	160	900
Acero	7860	50	450
Polímero	900 - 1500	0.2 - 0.8	1200 - 1800



Figura 2.12. Variaciones en tipos de absorbedor, [19].

2.12 se muestran los absorbedores más comúnmente empleados que son: «lámina y tubo» a la izquierda, «unión rolada» en el centro, y «canales de caja» a la derecha.

Lámina y tubo. Esta configuración consiste en una lámina soldada o pegada a tubos de sección circular. La técnica de unión de los tubos circulares involucra una pequeña e imperfecta superficie de contacto entre la lámina y los tubos, lo que consecuentemente reduce el intercambio de calor. Debido al buen desempeño térmico y facilidad de construcción, esta configuración es la más ampliamente usada para producir colectores FV/T de bajo costo [22, 26–28].

Unión rolada. La producción convencional de absorbedores solares tiene la desventaja de que sólo es posible emplear geometrías de tubería simple. Por el contrario la lámina acanalada hecha de acuerdo al proceso de unión rolada (roll bond) permite configurar el canal de patrones con mayor flexibilidad. Este proceso consiste en hacer un sandwich con dos láminas de aluminio mediante un proceso de laminación en caliente o frío. Un absorbedor roll bond tiene los canales integrados en la lámina absorbidora. Esta tecnología «roll bond» se usa actualmente en la manufactura de intercambiadores de calor como evaporadores para refrigeración doméstica o paneles radiantes. Este tipo de absorbedores aseguran un mejor contacto entre el fluido y el absorbedor, lo que mejora la transferencia de calor.

Canal de caja. Este tipo de absorbedor está hecho con ductos paralelos de sección rectangular, los cuales forman la lámina. Puede ser hecho de un perfil extruido, en este tipo de absorbedor, casi toda la superficie está en contacto con el fluido, incrementando significativamente la transferencia de calor. El problema es que se necesitan componentes especiales para unir los distribuidores con los canales rectangulares y esto incrementa el costo de manufactura. Los absorbedores tipo canal de caja, generalmente están hechos de aluminio [20], o más raramente de polímero.

Arreglo de canales. El arreglo de canales así como la conexión entre los tubos y la lámina, deben de ser diseñados para permitir la mayor transferencia de calor y al mismo tiempo tener bajos costos de producción. La posible configuración de los canales depende de la tecnología usada para generar al absorbedor. En general, los arreglos en serpentina y arpa son las configuraciones más usadas en combinación con el diseño «lámina y tubo». El primero consiste en un tubo continuo doblado; está caracterizado por una alta caída de presión y grandes gradientes de temperatura entre la entrada y la salida. La configuración de arpa consiste en ductos paralelos conectados entre sí por dos canales transversales (cabezales), como se muestra en la Figura 2.13. Este arreglo asegura bajos gradientes de temperatura entre la entrada y salida, con una buena distribución de temperatura sobre toda la superficie. La comparación entre las configuraciones de arpa y serpentina bajo las mismas condiciones, muestra que el tipo arpa tiene una eficiencia térmica 4 % mayor que el de serpentina.

Conexión (FV-Absorbedor). La conexión más común para unir la parte FV con el absorbedor es pegándolos. En este sentido, toda la lámina FV es unida a la lámina mediante pegamentos termo-conductivos, los cuales son resistentes a las altas temperaturas. Otro método de conexión más ventajoso es la laminación de todo el conjunto (vidrio, células FV, aislamiento eléctrico y absorbedor) en un paso. El objetivo de la laminación es el minimizar la resistencia térmica entre las células FV y el absorbedor.

2.2.2.5. Aislamiento Térmico

Para reducir las pérdidas térmicas e incrementar la temperatura de salida del fluido desde el colector, normalmente es aplicado aislamiento térmico en la parte posterior del absorbedor. Usualmente consiste en materiales como fibra de vidrio cubierto con hoja reflectiva o fibra mineral mate. Los materiales de aislamiento deben soportar todo el tiempo y no deben

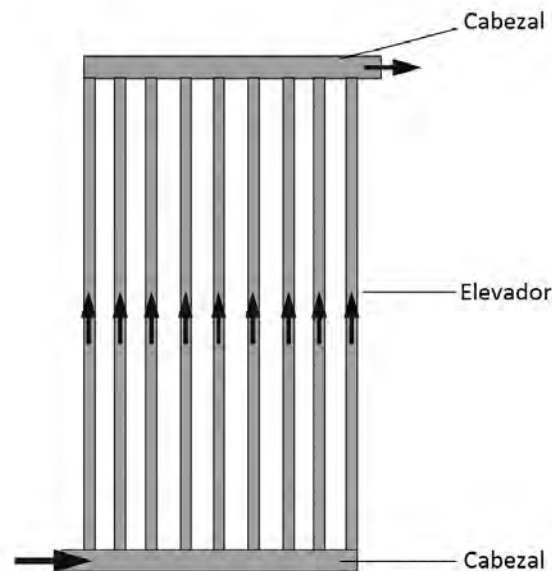


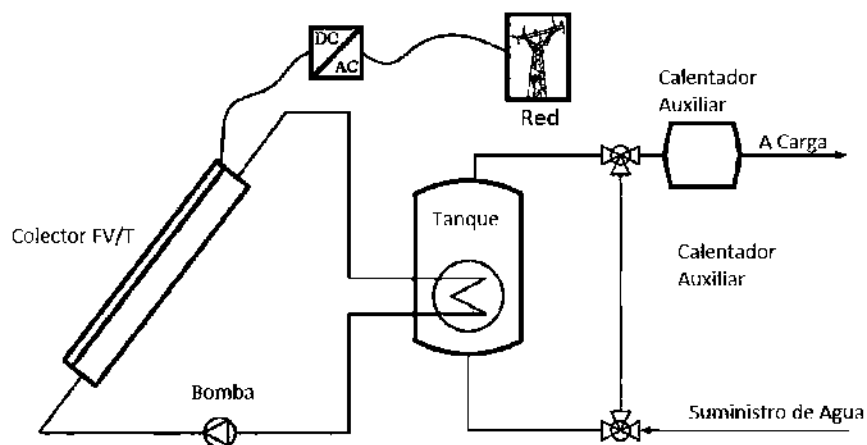
Figura 2.13. Configuración tipo arpa (tubos paralelos), [19].

cambiar sus propiedades a altas temperaturas. Recientemente se ha ampliado el uso de fibra de poliéster.

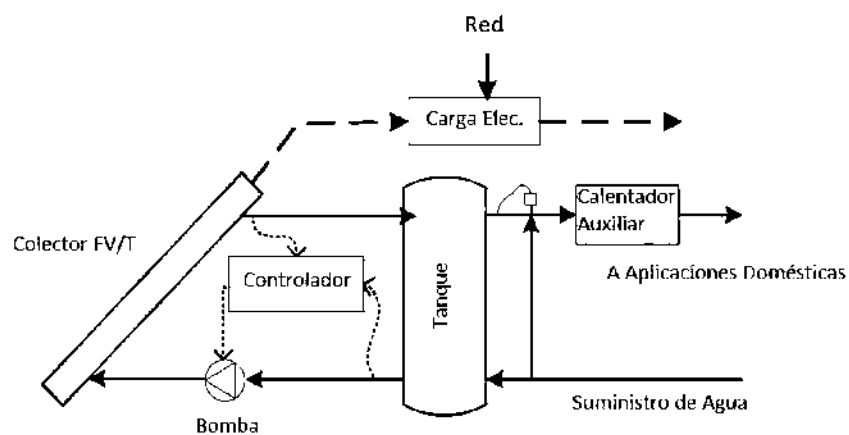
2.2.3. Aplicaciones

Hay múltiples aplicaciones de los colectores híbridos FV/T. Lógicamente se pueden usar donde se requieran calor y electricidad. Pueden existir infinidad de aplicaciones. A continuación se presentan algunos ejemplos de sistemas basados en colectores híbridos FV/T.

Una aplicación sencilla es en un sistema para generación de ACS y electricidad en el sector doméstico. Axaopoulos y Fylladitakis [2], y Nualboonrueng et al. [22] evaluaron sistemas de este tipo. Este es uno de los sistemas más simples y generalmente está formado por colectores híbridos, inversor de corriente, bomba de circulación, tanque de almacenamiento y calentador auxiliar. De este tipo de sistema pueden existir pequeñas variaciones, como la omisión de la bomba de circulación para dejar que el funcionamiento sea por efecto termosifónico. Otra variación puede ser el uso de un intercambiador de calor dentro del tanque de almacenamiento. Esto último se usa normalmente cuando el fluido que fluye a través del colector es agua mezclada con algún refrigerante y por ende no debe mezclarse con al agua del tanque. En la Figura 2.14 se muestran esquemáticamente dos sistemas para generación de ACS y electricidad de uso doméstico.



(a)



(b)

Figura 2.14. Sistemas domésticos para calentar agua sanitaria y generar electricidad a) [2] b) [22].

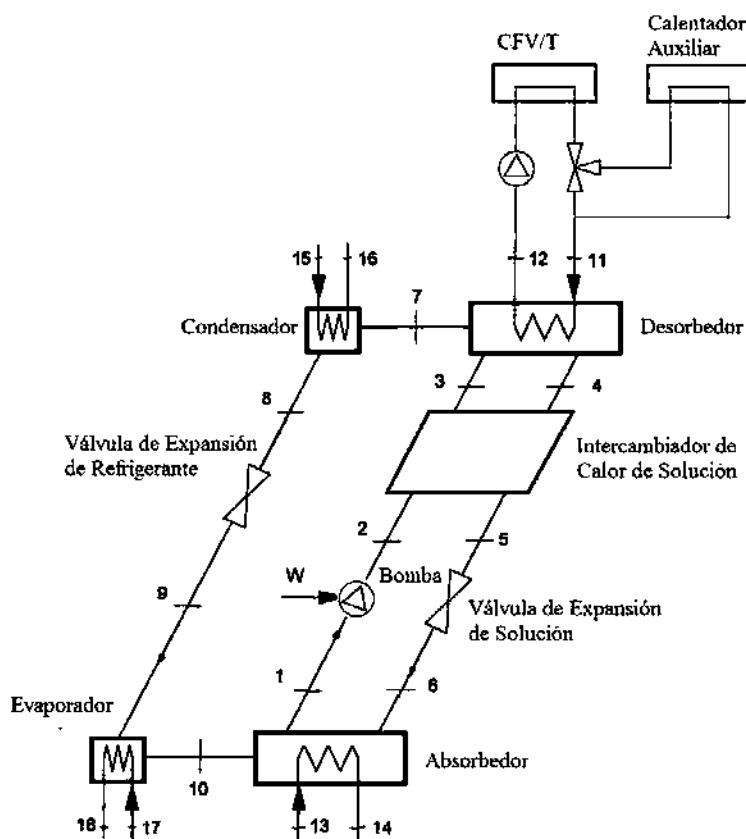


Figura 2.15. Enfriador de absorción de efecto sencillo acoplado a una planta de colectores CFV/T como fuente de calor, [29].

Otra aplicación de los colectores FV/T es el enfriamiento solar, como el propuesto por Mittelman et al. [29]. Ellos usaron colectores híbridos de concentración (CFV/T) como fuente de calor a un enfriador (chiller) de Agua-Bromuro de Litio ($LiBr-H_2O$). En la Figura 2.15 se muestra el esquema de este sistema.

Hay sistemas más complejos en los cuales se incluyen más elementos y se puede lograr trigeneración y poligeneración [30–34]. Un ejemplo de estos es el propuesto en el 2014 por Calise et al. [34] quienes presentaron un novedoso sistema de poligeneración basado en colectores híbridos de concentración (CFV/T) para producir simultáneamente energía eléctrica, energía térmica, enfriamiento y agua dulce. Se muestra esquemáticamente este sistema en la Figura 2.16.

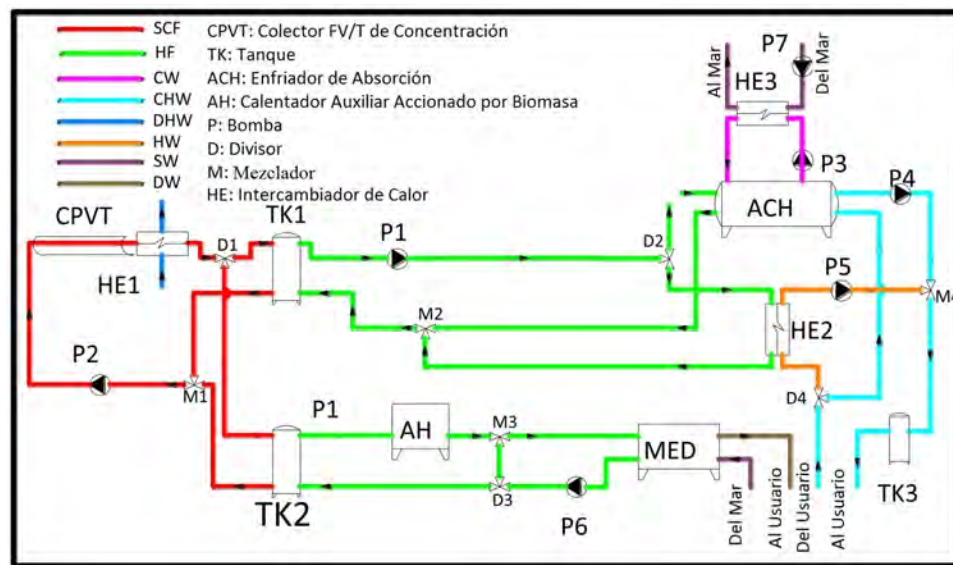


Figura 2.16. Sistema de poligeneración basado en colectores híbridos de concentración (CFV/T), [34].

2.3. Descripción del sistema propuesto

Una vez hecha la revisión bibliográfica, se procedió a iniciar con el desarrollo del proyecto. Primeramente se propuso un sistema FV/T para su posterior análisis. En el siguiente apartado se detalla esto.

2.3.1. Configuración del sistema

El primer paso en el desarrollo del proyecto fue proponer el sistema híbrido FV/T, para la generación de electricidad y agua caliente sanitaria en una casa-habitación pequeña. Se consideró una vivienda habitada por cuatro personas. El sistema está destinado a cubrir parcialmente las necesidades energéticas surgidas por el calentamiento de agua sanitaria, y uso de electricidad.

Como propuesta del sistema, se eligió una versión similar a la del sistema presentado en [35]. Este sistema propuesto consta de dos subsistemas; el eléctrico y el térmico. El subsistema eléctrico es un sistema interconectado a la red de energía eléctrica local, y está conformado por un colector híbrido FV/T con un área de apertura total de 1.55 m^2 y un micro-inversor DC/AC. El subsistema térmico es un sistema directo, y activo. Los elementos que lo constituyen son el colector híbrido FV/T, un tanque de almacenamiento cilíndrico con una capacidad de 120 L , una bomba hidráulica de 10 W de potencia, un

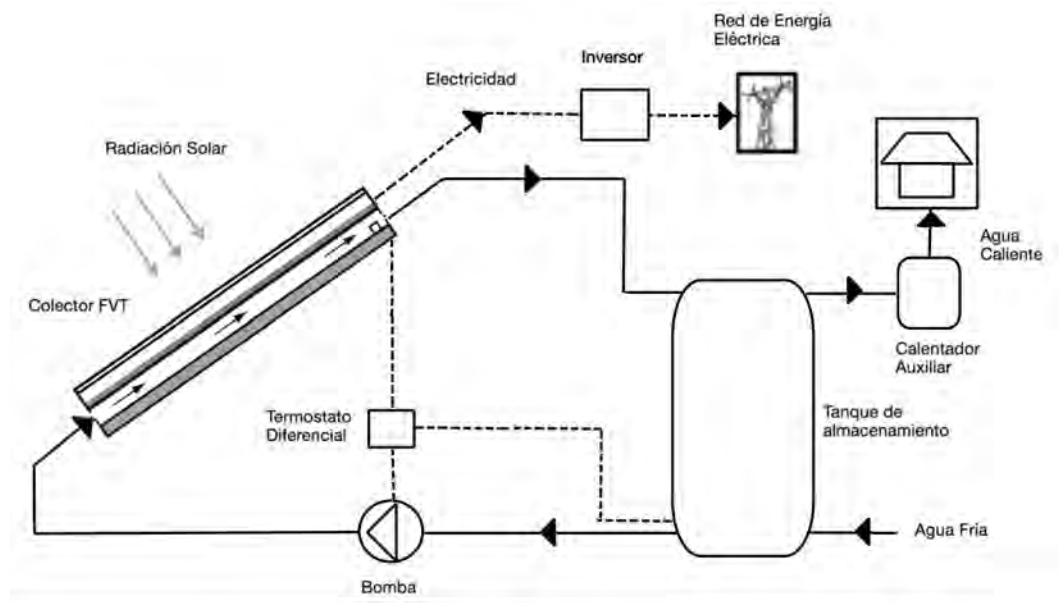


Figura 2.17. Representación esquemática de la configuración del sistema FV/T propuesto.

termostato diferencial, y finalmente un calentador auxiliar (calentador de gas LP). En la Figura 2.17 se ilustra esquemáticamente la configuración del sistema propuesto.

El funcionamiento del sistema se describe a continuación: La radiación solar incide sobre el colector híbrido FV/T, mediante las células FV una parte de esta energía se convierte directamente a electricidad en corriente directa, posteriormente es conducida hacia el inversor, para convertirla a corriente alterna y así, inyectarla en la red local de energía eléctrica. Parte de la radiación no convertida a electricidad, es absorbida por el panel FV en forma de calor, e incrementa su temperatura, entonces a través el colector empieza a circular agua fría proveniente del fondo del tanque de almacenamiento, y extrae calor del colector, enfriándolo; agua caliente sale del colector y se lleva hasta la parte superior del tanque de almacenamiento. En el tanque de almacenamiento el agua caliente proveniente del colector, cede calor al agua fría proveniente del suministro, con esto el agua dentro del tanque comienza a incrementar su temperatura, y puede ser extraída para usarse. Posteriormente, se extrae agua de la parte superior del tanque para llevarla al punto de consumo, si la temperatura de este flujo de agua es menor a la temperatura requerida, entra en funcionamiento el calentador auxiliar para elevar la temperatura del agua hasta la que se requiere.

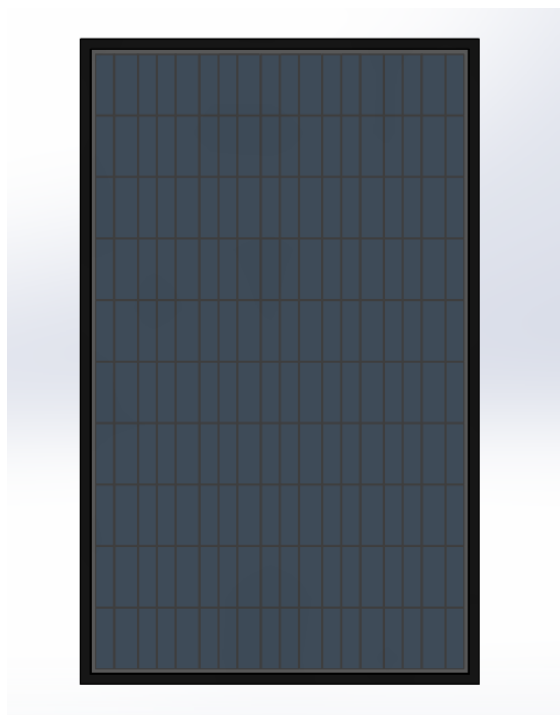


Figura 2.18. Vista frontal del colector híbrido FV/T.

2.3.2. Propuesta de un colector híbrido FV/T

Existen algunos colectores híbridos disponibles en el mercado, pero al no tener acceso a alguno de ellos ni a detalles de su diseño, se debió proponer uno. El tipo de colector elegido, es un colector de placa plana tipo «lámina-tubo», con tubos paralelos (tipo arpa). Se encontró en la revisión bibliográfica que este tipo de colector tiene como ventaja sobre otros tipos de colectores su construcción simple y bajos costos de producción [36], además ya ha sido estudiado tanto teóricamente [37–46] como experimentalmente [47–50]. Con esto se fundamenta su elección. Se usó como base un panel FV disponible en el mercado mexicano (Solartec S60PC-250). Se realizó un modelo tridimensional del colector mediante el software SolidWorks, el cual se muestra en las Figuras 2.18 y 2.19.

El colector propuesto consta de una cubierta (de vidrio con bajo contenido de hierro), un panel FV policristalino de 250 W, una lámina metálica (de cobre), un arreglo de tubos tipo arpa (de cobre), aislamiento lateral, aislamiento posterior, ambos de poliestireno expandido (EPS), y por último un cajón de aluminio, el cual encierra todos los elementos mencionados anteriormente, ver Figura 2.20. En la Tabla 2.3 se muestran las principales características geométricas de diseño del colector híbrido FV/T, mientras que en la Tabla 2.4 se muestran las características eléctricas del panel FV Solartec S60PC-250 usado como base.

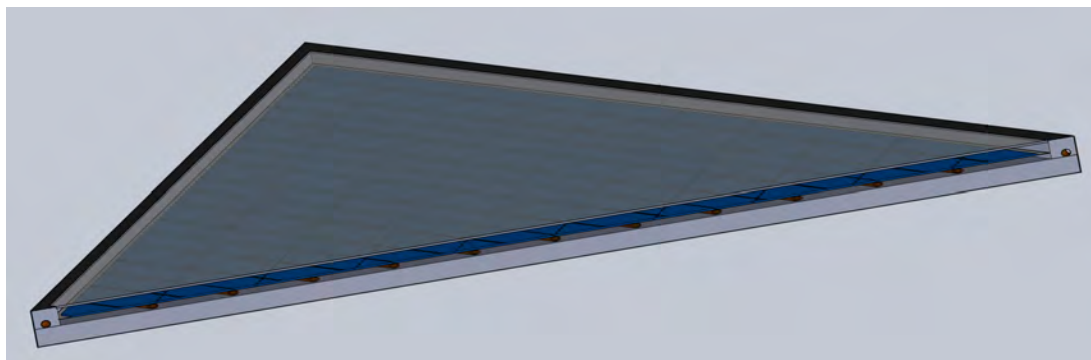


Figura 2.19. Vista de sección del ensamble del colector híbrido.

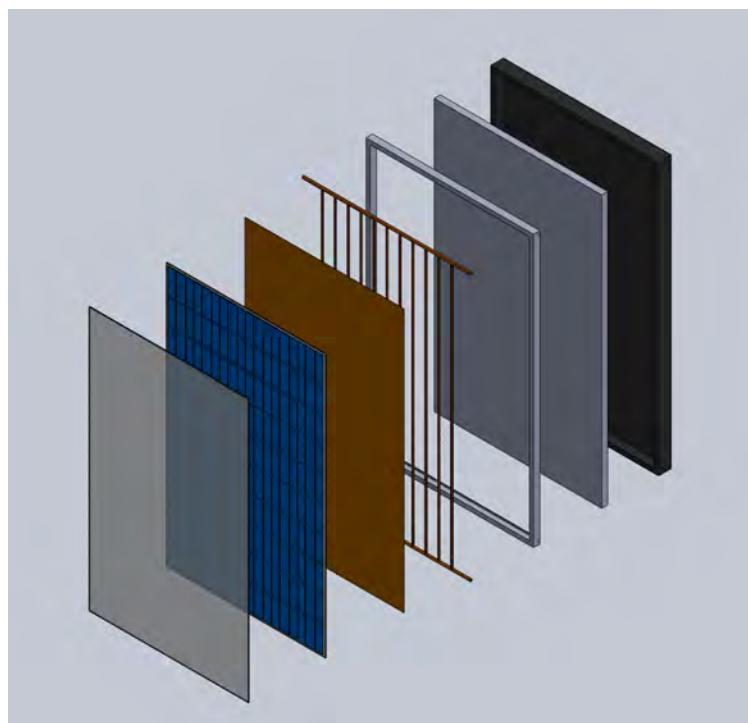


Figura 2.20. Colector híbrido FV/T propuesto (vista explosionada).

Tabla 2.3. Características principales del colector híbrido FV/T propuesto.

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Espesor del vidrio	t_v	4	mm
Espesor de la lámina	t_{lam}	0.20	mm
Espesor del aislante trasero	t_b	50	mm
Espesor del aislante lateral	t_e	25	mm
Espesor de la capa de aire	t_a	20	mm
Distancia entre tubos	W	78.80	mm
Diámetro exterior de los tubos	D_o	10	mm
Diámetro interior de los tubos	D_i	8	mm
Número de tubos	N	11	-
Largo del absorbedor	L	1600.40	mm
Ancho del absorbedor	H	970	mm
Área de apertura	A_C	1.55	m^2
Espesor total del colector	t_{col}	0.08	m
Área total del colector	$A_{tot,col}$	1.69	m^2

Tabla 2.4. Características eléctricas del panel Solartec S60PC-250.

Característica	Condiciones de medición	
	STC*	NOCT*
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	37.85 V	35 V
Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mpp})	30.12 V	28.60 V
Corriente de corto circuito (I_{sc})	8.65 A	7 A
Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp})	8.3 A	6.45 A
Potencia máxima (P_{max})	250 W	184.5 W
Eficiencia del módulo (η)	15.29 %	
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	0.062 %/°C	
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	-0.33 %/°C	
Coefficiente de temperatura de P_{max}	-0.45 %/°C	

*STC: 1000 W/m², 25 °C, AM 1.5. NOCT: 800 W/m², 45 ± °C, AM 1.5.

Capítulo 3

Modelo de Transferencia de Calor

Una vez fijado el sistema a analizar, se procedió a realizar una revisión de la literatura sobre el modelado matemático de la transferencia de calor de los sistemas FV/T. A partir de esta revisión, se presenta la deducción de las ecuaciones que permiten obtener el comportamiento térmico del colector.

3.1. Modelo para el colector híbrido

Se realizó una extensa revisión bibliográfica para saber si ya existía algún trabajo en el cual se hubieran modelado este tipo de colectores. Se encontraron muchos trabajos con una gran variedad de modelos, desde transitorios en tres dimensiones, hasta unidimensionales en estado estable.

Zondag et al. [51], propuso cuatro modelos distintos (3D transitorio, 3D estable, 2D estable, y 1D estable). Encontró que el uso del modelo unidimensional estable, era bastante acertado y útil a la hora de hacer una simulación a lo largo de un año. Esto debido a su simplicidad, lo que ahorra mucho tiempo de cálculos. Teniendo en cuenta esto, se revisaron trabajos sobre modelos unidimensionales en estado estable, y se encontró que los modelos utilizados [37–43, 45, 46] son esencialmente versiones modificadas del conocido modelo Hottel-Whillier [52].

El modelo Hottel-Whillier es muy conocido en el ámbito de los colectores solares térmicos, es un análisis simple y entrega resultados útiles. Estos resultados muestran las variables importantes, cómo se relacionan entre sí, y cómo afectan el desempeño del colector [53]. A continuación se presenta el desarrollo del modelado térmico para un colector híbrido.

Este desarrollo está basado en el trabajo de Florschuetz, quien extendió el modelo Hottel-Whillier para incorporar el uso de celdas FV encima del absorbedor de un colector solar de placa plana [37]. Para poder desarrollar este modelo, además, se revisó el modelo Hottel-Whillier en [8, 53].

3.1.1. Flujos de energía en el colector híbrido

En la Figura 3.1 se muestra una región del colector. Esta región consta de un tubo y un trozo de lámina. Los flujos de energía se dan como sigue: La irradiación solar incide sobre el colector, la mayor parte atraviesa la cubierta y la restante es reflejada por esta misma. La energía que logra pasar a través de la cubierta, incide sobre el panel FV, una fracción es convertida directamente en electricidad, mientras que la restante es absorbida por el panel, elevando su temperatura. Parte de esta energía absorbida por el panel, es conducida hacia la lámina de metal, esta lámina de metal sirve como aleta para los tubos. Entonces esta energía es conducida por la lámina, hasta alcanzar el tubo. Una vez en el tubo, esta energía se transfiere por convección mediante el fluido que circula dentro del tubo. La otra fracción de energía absorbida por el panel, se pierde por medio de convección con el aire atrapado entre la cubierta y el panel, y por radiación entre el panel y la cubierta. Esta energía transferida mediante convección y radiación, es absorbida por la cubierta, se conduce a través de ella, luego vuelve a transmitirse por convección y radiación con el aire y el cielo respectivamente.

La Figura 3.2 (a) muestra la región entre dos tubos. Debido a que dentro de los tubos fluye un fluido a temperatura más baja que la de la lámina, una parte de la energía absorbida por la lámina se conduce hacia la región donde se encuentran los tubos. Así la temperatura a la mitad de la distancia entre los tubos debe ser mayor que la temperatura en la vecindad de los tubos. La temperatura por encima de los tubos será casi uniforme debido a la presencia del tubo y metal de soldadura. La energía transferida al fluido, lo calentará, causando un gradiente de temperatura en la dirección del flujo. En cualquier región en el colector, el nivel de temperatura es gobernado por la temperatura local del fluido, una situación como la mostrada en la Figura 3.2 (b) es esperada. A cualquier distancia y , la distribución general de temperaturas en la dirección x es mostrada en la Figura 3.2 (c), y a cualquier x , la distribución de temperatura en la dirección y se verá como la mostrada en la Figura 3.2 (d).

Para poder modelar la situación mostrada en la Figura 3.2 se deben hacer ciertas suposiciones para simplificar el problema [53] :

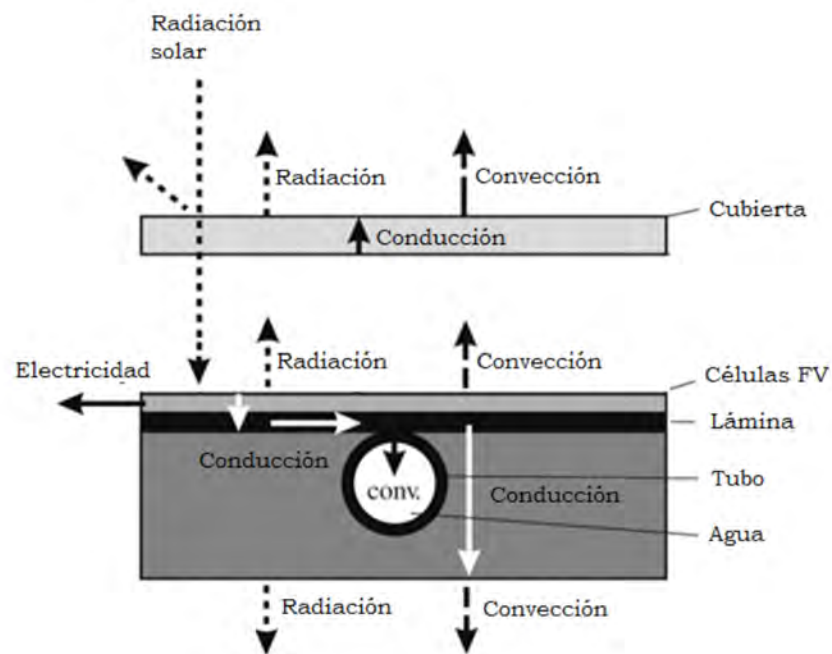


Figura 3.1. Flujos de energía en el colector híbrido, [28].

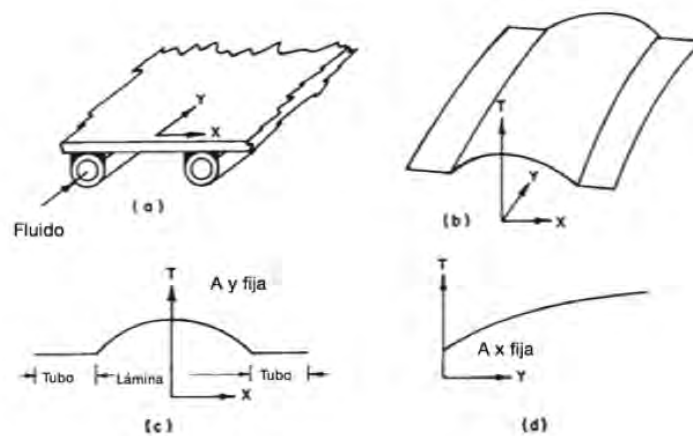


Figura 3.2. Distribución de temperatura en el absorbedor, [53].

1. El desempeño es en estado estable.
2. La construcción es tipo lámina y tubos paralelos.
3. Los tubos distribuidores (cabezales) cubren una pequeña área y pueden ignorarse.
4. Los cabezales proporcionan un flujo másico uniforme a los tubos elevadores.
6. El flujo de calor a través de la cubierta es unidimensional.
7. Hay una caída de temperatura despreciable a través de la cubierta.
8. La cubierta es opaca a la radiación infrarroja.
9. Hay flujo de calor unidimensional a través del aislamiento trasero.
10. El cielo puede ser considerado como un cuerpo negro para radiación de longitud de onda larga a una temperatura equivalente del cielo.
11. Los gradientes de temperatura alrededor de los tubos pueden ser despreciados.
12. Los gradientes de temperatura en la dirección del flujo y entre los tubos pueden ser tratados independientemente.
13. Las propiedades son independientes de la temperatura.
14. Las pérdidas térmicas por delante y por detrás son a la misma temperatura (ambiente).

3.1.2. Pérdidas de energía

Para simplificar el problema de transferencia de calor, es conveniente definir un coeficiente global de transferencia de calor para las pérdidas térmicas en el colector U_L . Para esto se muestra la red de resistencias térmicas de un colector híbrido de placa plana. Se llamará absorbedor al conjunto panel FV, y la lámina de cobre. La temperatura del absorbedor es T_p , la temperatura de la parte trasera del colector es T_b , y la radiación solar absorbida es la irradiancia sobre el colector multiplicada por la transmitancia de la cubierta y por la absorptancia de las celdas FV ($S = G_T(\tau\alpha)$).

Las pérdidas de energía en el colector pueden unirse para formar una resistencia térmica R_L como se muestra en la Figura 3.3, con esto las pérdidas de energía se pueden calcular mediante

$$Q_L = \frac{T_p - T_a}{R_L} = U_L A_C (T_p - T_a) \quad (3.1)$$

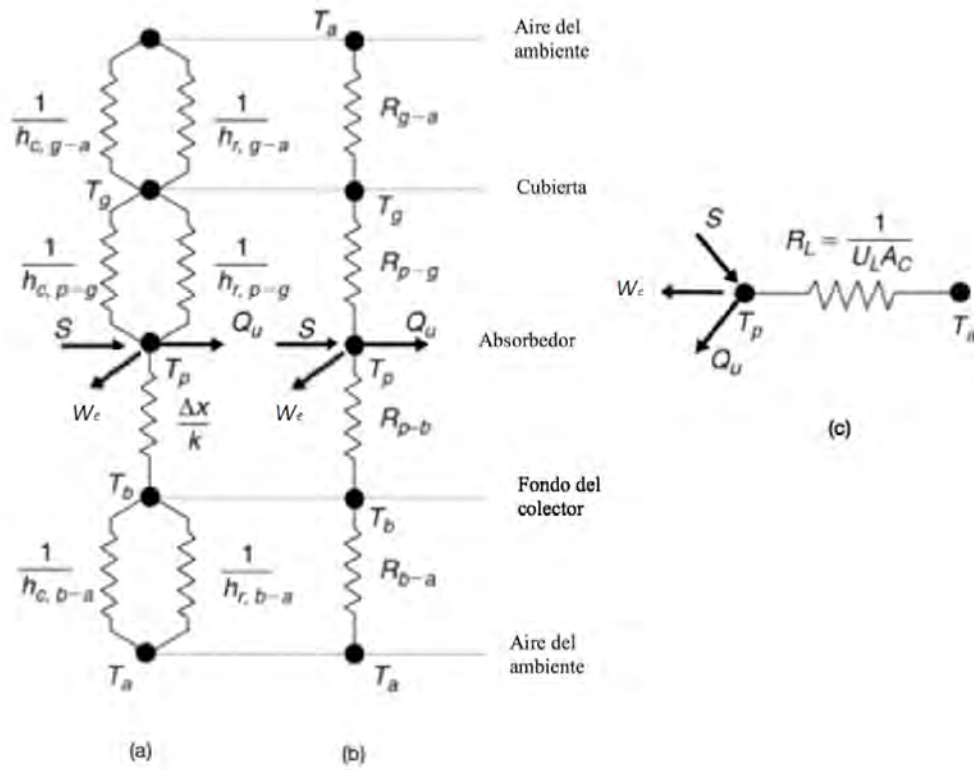


Figura 3.3. Circuito térmico para un colector solar de una cubierta en términos de (a) conducción, convección, y radiación; (b) resistencia entre capas; y (c) circuito térmico simple, [8].

El Coeficiente global de transferencia de calor para las pérdidas está dado por

$$U_L = U_t + U_e + U_b \quad (3.2)$$

Para el cálculo del coeficiente de pérdidas por arriba U_t , es necesario hacer iteraciones ya que hay temperaturas desconocidas que deben suponerse. Debido a que esto es tedioso y complicado, el coeficiente se puede calcular mediante algunas ecuaciones empíricas desarrolladas por Klein [54], las cuales son suficientemente precisas para fines de diseño [8]

$$U_t = \frac{1}{\frac{\frac{c}{T_{pm} \left(\frac{T_{pm} - T_a}{N+f} \right)^e + \frac{1}{h_w}}}{N}} + \frac{\sigma(T_{pm} + T_a)(T_{pm}^2 + T_a^2)}{\frac{1}{\varepsilon_p + 0.00591Nh_w} + \frac{2N+f-1-0.133\varepsilon_p}{\varepsilon_g} - N} \quad (3.3)$$

$$C = 520(1 - 0.000051\beta^2) \quad (3.4)$$

$$f = (1 + 0.089h_w - 0.1166h_w\varepsilon_p)(1 + 0.07866N) \quad (3.5)$$

$$e = 0.430\left(1 - \frac{100}{T_{pm}}\right) \quad (3.6)$$

$$h_w = 2.8 + 3u \quad (3.7)$$

La energía que se pierde a través del fondo del colector, primero se transfiere mediante conducción por el aislamiento y posteriormente se transmite al aire del ambiente mediante una combinación de convección y radiación. Debido a que la temperatura en el fondo del cajón es baja, el término de radiación puede ser despreciado; por lo tanto el coeficiente de pérdidas por el fondo es

$$U_b = \frac{1}{\frac{t_b}{k_b} + \frac{1}{h_{c,b-a}}} \quad (3.8)$$

El coeficiente de transferencia de calor para las pérdidas por los bordes del colector se obtiene con la Ecuación 3.9, [38].

$$U_e = \frac{\frac{k_e}{t_e}pt_{col}}{A_c} \quad (3.9)$$

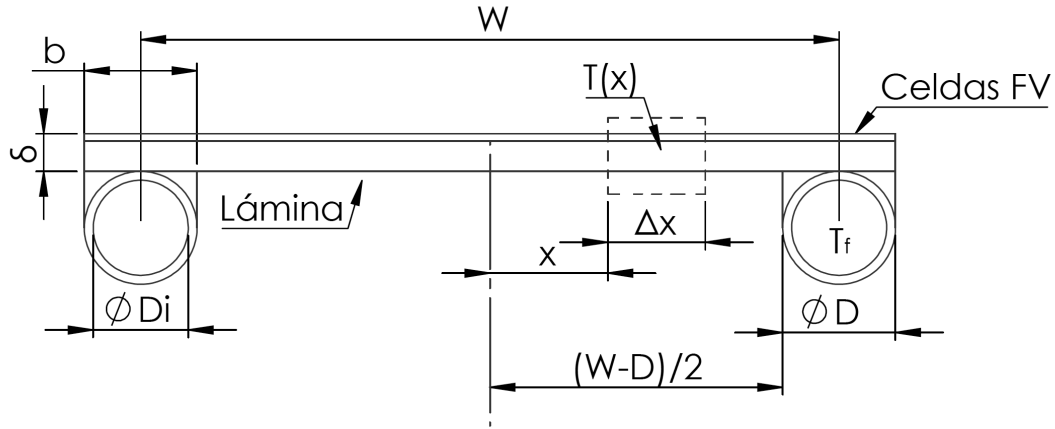


Figura 3.4. Ilustración de la sección transversal de un colector híbrido FV/T de placa plana tipo lámina y tubo, [37].

3.1.3. Distribución de temperaturas

Una vez calculado el coeficiente global de pérdidas, es posible desarrollar un sencillo análisis de transferencia de calor en el colector. Para esto en la Figura 3.4 se muestra la representación esquemática de la sección transversal de un colector híbrido FV/T de placa plana, y se indican sus dimensiones principales. En esta configuración, las celdas FV están unidas a la superficie de la lámina, este conjunto será referido como absorbedor. Para un colector híbrido, el espesor de las celdas será muy pequeño comparado con el espesor de la lámina. Esta suposición es válida mientras sea despreciable la resistencia térmica a través de la unión entre las celdas y la lámina [37].

Ahora, se toma un elemento de tamaño $(W - D)/2$, el cual se considera como una aleta con un extremo aislado y el otro a una temperatura fija T_b . En la Figura 3.5 se muestra este elemento. Luego de esta aleta, se toma un volumen de control diferencial de largo Δx y ancho δ . Como se muestra en la Figura 3.6 al volumen de control entran: energía por conducción y radiación solar. Mientras que salen: energía por conducción, pérdidas con el ambiente y energía eléctrica.

En forma de ecuación, el balance de energía en el elemento diferencial, es

$$S\Delta x - U_L(T - T_a)\Delta x + \left(-k\delta\frac{dT}{dx}\right)\Big|_x - \left(-k\delta\frac{dT}{dx}\right)\Big|_{x+\Delta x} - w_e\Delta x = 0$$

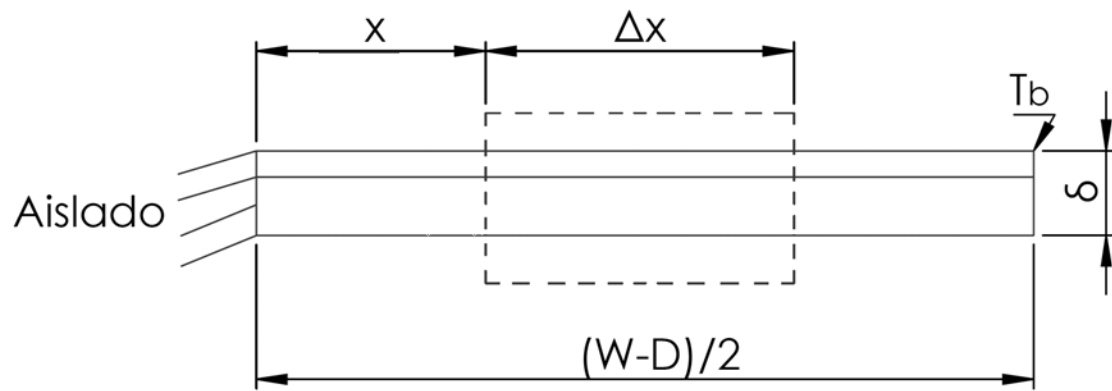


Figura 3.5. Aleta para análisis.

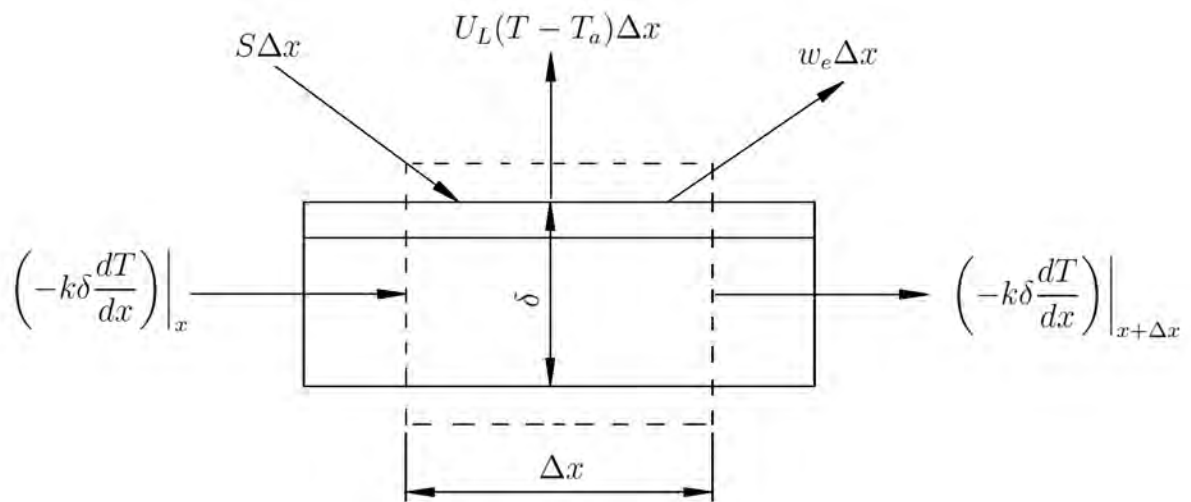


Figura 3.6. Balance de energía local en un elemento del absorbedor de un colector híbrido FV/T, [37].

acomodando y tomando el límite cuando $\Delta x \rightarrow 0$, se llega a una ecuación diferencial no homogénea de segundo orden:

$$\frac{d^2T}{dx^2} = \frac{1}{k\delta}[U_L(T - T_a) - S + w_e] \quad (3.10)$$

Se define a la potencia eléctrica por unidad de área w_e como

$$w_e = \eta \frac{S}{\alpha} \quad (3.11)$$

Está establecido que la eficiencia en el punto de máxima potencia de una célula simple disminuye linealmente con su temperatura, al menos encima de los $0^\circ C$ [37]. Si se asume esto, entonces se tiene que la eficiencia de las celdas FV en función de la temperatura como se mostró en el Capítulo 2 es

$$\eta = \eta_r[1 - \beta_r(T - T_r)] \quad (3.12)$$

Sustituyendo la Ecuación 3.12 en la 3.11 se obtiene

$$w_e = \eta_r[1 - \beta_r(T - T_r)] \frac{S}{\alpha} \quad (3.13)$$

ahora si se sustituye 3.13 en 3.10 se llega a

$$\frac{d^2T}{dx^2} = \frac{1}{k\delta}[U_L(T - T_a) - S + \eta_r[1 - \beta_r(T - T_r)] \frac{S}{\alpha}] \quad (3.14)$$

haciendo algunos acomodados se puede llegar a

$$\frac{d^2T}{dx^2} = \frac{1}{k\delta}[U_{LH}(T - T_a) - S_H] \quad (3.15)$$

donde las variables U_{LH} y S_H son

$$U_{LH} = U_L - \frac{S}{\alpha\eta_r\beta_r} \quad (3.16)$$

$$S_H = S \left(1 - \frac{\eta_a}{\alpha}\right) \quad (3.17)$$

En la Ecuación 3.17, η_a es la eficiencia (Ecuación 3.12) evaluada a la temperatura ambiente T_a , esto es

$$\eta_a = \eta_r[1 - \beta_r(T_a - T_r)] \quad (3.18)$$

Ahora, se define

$$m = \sqrt{\frac{U_{LH}}{k\delta}} \quad (3.19)$$

Haciendo un re acomodo en la Ecuación 3.15, y sustituyendo 3.19, se llega a la siguiente ecuación diferencial ordinaria

$$\frac{d^2T}{dx^2} - m^2T = m^2 \left(-T_a - \frac{S_H}{U_{LH}} \right) \quad (3.20)$$

Las dos condiciones frontera necesarias para resolver esta ecuación diferencial (como se muestra en la Figura 3.5) son:

En un extremo ($x = 0$) la aleta está aislada

$$\left. \frac{dT}{dx} \right|_{x=0} = 0 \quad (3.21)$$

La temperatura en el otro extremo de la aleta ($x = (W - D)/2$) es T_b

$$T|_{x=(W-D)/2} = T_b \quad (3.22)$$

Se resuelve la ecuación diferencial (en el Apéndice A se muestra el procedimiento analítico de solución), y con esto se obtiene la distribución de temperaturas entre los tubos

$$\frac{T - T_a - S_H/U_{LH}}{T_b - T_a - S_H/U_{LH}} = \frac{\cosh(mx)}{\cosh(m(W - D)/2)} \quad (3.23)$$

La energía conducida a la región del tubo por unidad de longitud se encuentra aplicando la Ley de Fourier en la base de la aleta.

$$q'_{aleta} = -k\delta \left. \frac{dT}{dx} \right|_{x=(W-D)/2} = \frac{k\delta m}{U_{LH}} [S_H - U_{LH}(T_b - T_a)] \tanh(m(W-D)/2) \quad (3.24)$$

En la Ecuación 3.24 sólo se considera la energía que se recolecta en la aleta de un lado del tubo, para tomar en cuenta la otra aleta se usa

$$2q'_{aleta} = (W-D)[S_H - U_{LH}(T_b - T_a)] \frac{\tanh((m(W-D))/2)}{m(W-D)/2} \quad (3.25)$$

Para simplificar se define la eficiencia de la aleta F como

$$F = \frac{\tanh(m(W-D)/2)}{m(W-D)/2} \quad (3.26)$$

sustituyendo en 3.19, se llega a

$$2q'_{aleta} = (W-D)F[S_H - U_{LH}(T_b - T_a)] \quad (3.27)$$

La energía recolectada también debe considerar la energía absorbida en la región que está por encima del tubo

$$q'_{tubo} = D[S_H - U_{LH}(T_b - T_a)] \quad (3.28)$$

En consecuencia, la energía útil por unidad de longitud en dirección del flujo de fluido es la suma de la energía ganada por las dos aletas y la recolectada encima del tubo

$$q'_u = 2q'_{aleta} + q'_{tubo} = [(W-D)F + D][S_H - U_{LH}(T_b - T_a)] \quad (3.29)$$

Finalmente la energía útil recolectada por el absorbedor debe ser transferida al fluido. Esta energía ganada puede ser expresada en términos de la resistencia térmicas de la unión con el tubo y del tubo con el fluido

$$q'_u = \frac{T_b - T_f}{\frac{1}{\pi D_i h_f} + \frac{1}{C_b}} \quad (3.30)$$

La conductancia de la unión por unidad de longitud está dada mediante

$$C_b = \frac{k_{bo}b}{\gamma} \quad (3.31)$$

Normalmente cuando hay una buena unión, la conductancia tiende a infinito.

El coeficiente de transferencia de calor entre el fluido y la pared del tubo se calcula con

$$h_f = \frac{Nuk_f}{D_i} \quad (3.32)$$

En un tubo circular en condiciones laminares completamente desarrolladas con flujo de calor uniforme, el número de Nusselt está dado por [55]

$$Nu = 4.36 \quad (3.33)$$

Despejando T_b de la Ecuación 3.30, sustituyendo en 3.29, y resolviendo la ecuación resultante para el calor útil q'_u

$$q'_u = F'_H [S_H - U_{LH}(T_f - T_a)] \quad (3.34)$$

en la ecuación anterior F'_H es el factor de eficiencia del colector, el cual está dado por 3.35

$$F'_H = \frac{\frac{1}{U_{LH}}}{W(\frac{1}{U_{LH}(D+(W-D)F)} + \frac{1}{C_b} + \frac{1}{\pi D_i h_{fi}})} \quad (3.35)$$

La energía útil calculada con la Ecuación 3.34 conducida hacia el tubo, debe ser transferida al fluido. El fluido entra al colector a una temperatura T_{fi} , la cual se incrementa hasta la temperatura de salida T_{fo} . En la Figura 3.7 se esquematizan los flujos de energía que se dan en el fluido. En base a esto se puede expresar un balance de energía sobre el fluido que fluye a través de un tubo de longitud Δy como

$$\left(\frac{\dot{m}}{n}\right) C_p T_f \Big|_y - \left(\frac{\dot{m}}{n}\right) C_p T_f \Big|_{y+\Delta y} + q'_u \Delta y = 0 \quad (3.36)$$

Dividiendo entre Δy , encontrando el límite cuando $\Delta y \rightarrow 0$, y sustituyendo para q'_u , se llega a la siguiente ecuación diferencial de primer orden

$$\dot{m} C_p \frac{dT_f}{dy} - n W F'_H [S_H - U_{LH}(T_f - T_a)] = 0 \quad (3.37)$$

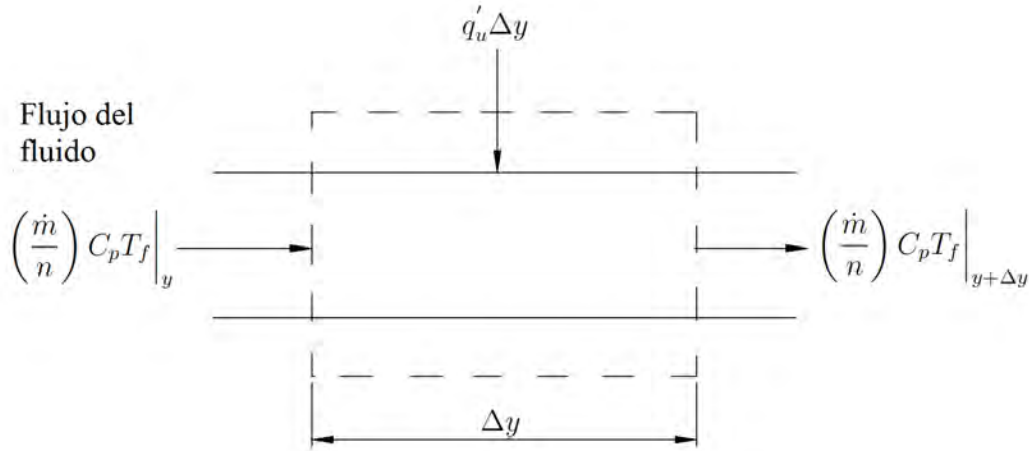


Figura 3.7. Balance de energía en un elemento del fluido, [53].

con la condición de que la temperatura a la entra es igual a T_{fi}

$$y = 0, \quad T_f = T_{fi} \quad (3.38)$$

Suponiendo que F'_H y U_{LH} son independientes de la posición, se procede a resolver la ecuación diferencial (el procedimiento analítico de solución a la ecuación se puede encontrar en el Apéndice A).

Entonces la solución para la temperatura del fluido en cualquier posición y es

$$\frac{T_f - T_a - S_H/U_{LH}}{T_{fi} - T_a - S_H/U_{LH}} = \exp\left(-\frac{U_{LH} n W F'_H y}{\dot{m} C_p}\right) \quad (3.39)$$

Si el colector tiene una longitud L en la dirección del flujo, entonces la temperatura del fluido a la salida T_{fo} se encuentra sustituyendo L en lugar de y en la ecuación anterior, quedando

$$\frac{T_f - T_a - S_H/U_{LH}}{T_{fi} - T_a - S_H/U_{LH}} = \exp\left(-\frac{U_{LH} F'_H n W L}{\dot{m} C_p}\right) \quad (3.40)$$

El producto nWL es igual al área del colector A_c , sustituyendo se llega a

$$\frac{T_{fo} - T_a - S_H/U_{LH}}{T_{fi} - T_a - S_H/U_{LH}} = \exp\left(-\frac{U_{LH}F'_H A_c}{\dot{m} C_p}\right) \quad (3.41)$$

Es conveniente definir una cantidad que relacione la ganancia de energía útil del colector con la ganancia si toda la superficie del colector estuviera a la temperatura del fluido a la entrada. Esta cantidad es llamada el factor de remoción de calor F_{RH} . En forma de ecuación esto es

$$F_{RH} = \frac{\dot{m} C_p (T_{fo} - T_{fi})}{A_c [S_H - U_{LH} (T_{fi} - T_a)]} \quad (3.42)$$

haciendo un arreglo e introduciendo la Ecuación 3.41,

$$F_{RH} = \frac{\dot{m} C_p}{A_c U_{LH}} \left[1 - \exp\left(-\frac{U_{LH}F'_H A_c}{\dot{m} C_p}\right) \right] \quad (3.43)$$

El resultado final para calcular el calor útil producido por un colector híbrido FV/T [37] es

$$Q_U = F_{RH} A_c [S_H - U_{LH} (T_{fi} - T_a)] \quad (3.44)$$

Para tomar en cuenta el espesor y la conductividad térmica de las celdas FV, en algunos trabajos [38, 40, 41, 43, 45, 56], se propone hacer una pequeña modificación en el cálculo de m , quedando

$$m = \sqrt{\frac{U_{LH}}{k_{lam} t_{lam} + k_{si} t_{si}}} \quad (3.45)$$

También existe una ecuación alternativa para el cálculo de F'_H [38, 41, 43, 56]. En esta nueva ecuación, se considera la resistencia térmica debida a la unión entre las celdas FV y la lámina del absorbedor

$$F'_H = \frac{\frac{1}{U_{LH}}}{W \left(\frac{1}{U_{LH}(D+(W-D)F)} + \frac{1}{C_b} + \frac{1}{\pi D_i h_{fi}} + \frac{1}{w h_{ca}} \right)} \quad (3.46)$$

Para poder hacer uso de las ecuaciones presentadas anteriormente, es necesario conocer el coeficiente global de transferencia de calor para las pérdida modificado (U_{LH}) el cual es función de la temperatura media de la placa (T_{pm}). Primero un estimado de la temperatura

media de la placa es hecho y se calcula U_{LH} . Con valores aproximados de F_{RH} , y Q_U , una nueva temperatura media de la placa es obtenida con la siguiente ecuación

$$T_{pm} = T_{fi} + \frac{Q_U}{A_C F_{RH} U_{LH}} (1 - F_{RH}) \quad (3.47)$$

esta nueva temperatura de la placa es usada para encontrar un nuevo valor del coeficiente de pérdidas. El nuevo valor de U_{LH} es usado para refinar F_{RH} , y el proceso es repetido.

La eficiencia térmica del colector se define mediante

$$\eta_{ter,col} = \frac{Q_U}{G_T A_c} \quad (3.48)$$

3.1.4. Electricidad generada

Una vez que el calor útil producido para un colector híbrido ha sido determinado, queda por calcular la potencia eléctrica producida. Utilizando la Ecuación 3.11 y multiplicando por el área A_c

$$W_e = \frac{\eta S A_c}{\alpha} \quad (3.49)$$

sustituyendo 3.12 en 3.49, la potencia eléctrica producida por el colector está dada por

$$W_e = \frac{S A_c \eta_r}{\alpha} [1 - \beta_r (T_{pm} - T_r)] \quad (3.50)$$

En la Ecuación 3.50, T_{pm} se calcula por medio de la expresión dada en 3.47, sustituyendo 3.47 en 3.50, haciendo un desarrollo y un arreglo de términos, se obtiene la potencia eléctrica producida por el colector híbrido [37]

$$W_e = \frac{S A_c \eta_a}{\alpha} \left\{ 1 - \frac{\eta_r \beta_r}{\eta_a} \left[F_{RH} (T_{fi} - T_a) + \frac{S_H}{U_{LH}} (1 - F_{RH}) \right] \right\} \quad (3.51)$$

Este resultado permite calcular directamente la potencia eléctrica producida por un colector híbrido en términos de parámetros convencionales relacionados con el diseño de un colector solar puro, más dos parámetros del panel fotovoltaico (η_r y β_r).

La eficiencia eléctrica del colector se calcula mediante la Ecuación 3.52

$$\eta_{ele,col} = \frac{W_e}{G_T A_c} \quad (3.52)$$

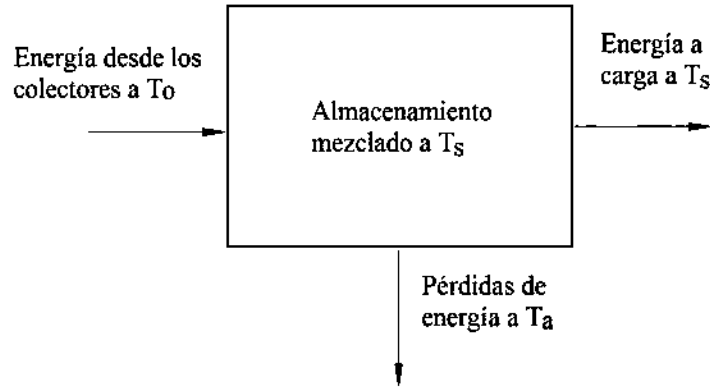


Figura 3.8. Tanque sin estratificación operando a una temperatura T_s dependiente del tiempo en un ambiente con temperatura T_a , [53].

Finalmente, la eficiencia total del colector es

$$\eta_{tot,col} = \frac{Q_U + W_e}{G_T A_c} = \eta_{ter,col} + \eta_{ele,col} \quad (3.53)$$

Con esto es posible simular tanto la producción de energía térmica como de la eléctrica logradas por un colector híbrido FV/T a partir de datos de diseño del colector así como de las características climáticas.

3.2. Modelo para el tanque de almacenamiento

Considerando un tanque de almacenamiento con el fluido mezclado, esto es, a temperatura constante T_s como el de la Figura 3.8, haciendo un balance de energía en estado transitorio se llega a [53]:

$$(mC_p)_s \frac{dT_s}{dt} = Q_u - \dot{L}_s - (UA)_s(T_s - T_a) \quad (3.54)$$

La Ecuación 3.54 se puede re acomodar para quedar de la siguiente manera

$$\frac{dT_s}{dt} + \frac{(UA)_s}{(mC_p)_s} T_s = \frac{Q_u - \dot{L}_s - (UA)_s T_a}{(mC_p)_s} \quad (3.55)$$

definiendo las variables

$$\kappa = \frac{(UA)_s}{(mC_p)_s} \quad (3.56)$$

y

$$\lambda = \frac{Q_u - \dot{L}_s - (UA)_s T_a}{(mC_p)_s} \quad (3.57)$$

la Ecuación 3.55 queda

$$\frac{dT_s}{dt} + \kappa T_s = \lambda \quad (3.58)$$

la cual es una ecuación diferencial lineal no homogénea de primer orden. Usando la condición de que para $t = 0$, $T_s = T_{wo}$ se resuelve (solución en el Apéndice A), se llega a la solución en función del tiempo

$$T_s = \frac{\lambda}{\kappa} (1 - \exp(-\kappa t)) + T_{wo} \exp(-\kappa t) \quad (3.59)$$

3.3. Integración del subsistema térmico

En la Figura 3.9 se muestra un sistema solar térmico simple usado para calentamiento de agua sanitaria. Al colector entra agua proveniente del tanque a T_{fi} , y sale a T_{fo} la cual es llevada de regreso al tanque. De la carga entra agua hacia el tanque a T_{mu} y sale a T_s . El agua dentro del tanque tiene temperatura T_s , la cual depende del tiempo, de la energía entregada por el colector, de la energía removida para consumo, y de las pérdidas con el ambiente.

Para modelar el funcionamiento del subsistema térmico, primero se define que la energía removida para el consumo es

$$\dot{L}_s = \dot{m}_L C_p (T_s - T_{mu}) \quad (3.60)$$

La Ecuación 3.60 para el consumo, y la Ecuación 3.44 que define el calor útil del colector, se sustituyen en la ecuación para el tanque 3.54, y se obtiene [53]

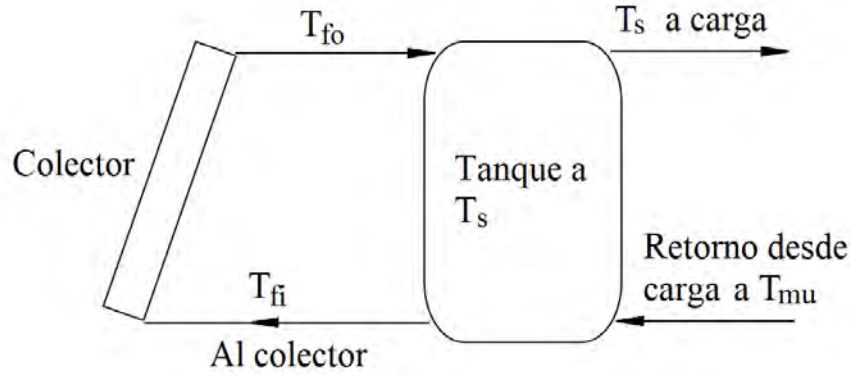


Figura 3.9. Un sistema solar térmico típico usando un tanque de almacenamiento de agua, [53]

$$(mC_p)_s \frac{dT_s}{dt} = F_{RH} A_c [S_H - U_{LH}(T_{fi} - T_a)] - \dot{m}_L C_p (T_s - T_{mu}) - (UA)_s (T_s - T_a) \quad (3.61)$$

Para resolver la ecuación anterior primero se supone que no hay pérdidas térmicas en las tuberías de conexión entre el tanque y el colector, con esto la temperatura del agua que entra al colector, es igual a la temperatura del tanque $T_{fi} = T_s$, luego se considera que la temperatura del suministro de agua es igual a la temperatura ambiente $T_{mu} = T_a$. Sustituyendo esto en la Ecuación 3.61 se obtiene

$$(mC_p)_s \frac{dT_s}{dt} = F_{RH} A_c [S_H - U_{LH}(T_s - T_a)] - \dot{m}_L C_p (T_s - T_a) - (UA)_s (T_s - T_a) \quad (3.62)$$

desarrollando un poco los términos de la ecuación anterior y re acomodando se llega a

$$(mC_p)_s \frac{dT_s}{dt} = -T_s [F_{RH} A_c U_{LH} + \dot{m}_L C_p + (UA)_s] + T_a [F_{RH} A_c U_{LH} + \dot{m}_L C_p] + F_{RH} A_c S_H \quad (3.63)$$

haciendo otro re acomodo

$$\frac{dT_s}{dt} + T_s \left(\frac{F_{RH} A_c U_{LH} + \dot{m}_L C_p + (UA)_s}{(mC_p)_s} \right) = T_a [F_{RH} A_c U_{LH} + \dot{m}_L C_p + (UA)_s] + F_{RH} A_c S_H \quad (3.64)$$

ahora se definen

$$\phi = \frac{F_{RH} A_c U_{LH} + \dot{m}_L C_p + (UA)_s}{(mC_p)_s} \quad (3.65)$$

$$\xi = \frac{T_a [F_{RH} A_c U_{LH} + \dot{m}_L C_p + (UA)_s] + F_{RH} A_c S_H}{(mC_p)_s} \quad (3.66)$$

sustituyendo las Ecuaciones 3.65 y 3.66 en 3.64 se llega a:

$$\frac{dT_s}{dt} + \phi T_s = \xi \quad (3.67)$$

usando la condición inicial de que cuando $t = 0$, $T_s = T_{wo}$, se resuelve la EDO (de igual manera, su solución se muestra en el Apéndice A). Se obtiene la temperatura del tanque en función del tiempo

$$T_s = \frac{\xi}{\phi} (1 - \exp(-\phi t)) + T_{wo} \exp(-\phi t) \quad (3.68)$$

Con esto, el calor que aporta el subsistema térmico se calcula mediante

$$Q_{sis} = \dot{m}_L C_p (T_s - T_{mu}) \quad (3.69)$$

El agua caliente que sale del tanque para su consumo, está a temperatura T_s , cuando esta es menor que la temperatura requerida de consumo ($T_s < T_{acs}$), entra en funcionamiento el calentador auxiliar. La energía auxiliar requerida para elevar la temperatura del agua desde T_s hasta T_{acs} , se obtiene mediante:

$$Q_{aux} = \dot{m}_L C_p (T_{acs} - T_s) \quad (3.70)$$

En los demás casos, cuando la temperatura del tanque es igual o mayor a la temperatura requerida $T_s = T_{acs}$ y $T_s > T_{acs}$, el calor auxiliar requerido será igual a 0 ($Q_{aux} = 0$).

La eficiencia térmica del sistema es entonces

$$\eta_{ter, sis} = \frac{Q_{sis}}{G_T A_c} \quad (3.71)$$

3.4. Modelo para un inversor de corriente

Suponiendo que el inversor de corriente eléctrica tiene una eficiencia constante η_{inv} , entonces la energía que sale de él, está dada por

$$W_{inv} = W_e \eta_{inv} \quad (3.72)$$

3.5. Integración del subsistema eléctrico

La potencia eléctrica producida por el subsistema eléctrico, es la misma que sale del inversor de corriente al ser el último elemento $W_{inv} = W_{sis}$, entonces al sustituir la Ecuación 3.51 en 3.72

$$W_{sis} = \frac{S A_c \eta_a}{\alpha} \left\{ 1 - \frac{\eta_r \beta_r}{\eta_a} \left[F_{RH} (T_{fi} - T_a) + \frac{S_H}{U_{LH}} (1 - F_{RH}) \right] \right\} \eta_{inv} \quad (3.73)$$

Y por su parte, la eficiencia eléctrica del sistema se puede calcular con

$$\eta_{ele, sis} = \frac{W_{sis}}{G_T A_c} \quad (3.74)$$

Análogamente a la eficiencia total del colector, la eficiencia total del sistema es

$$\eta_{tot, sis} = \frac{Q_{sis} + W_{sis}}{G_T A_c} = \eta_{ter, sis} + \eta_{ele, sis} \quad (3.75)$$

Las ecuaciones obtenidas en este modelado matemático, deben ser alimentadas con datos climáticos tales como irradiancia, velocidad del viento y temperatura ambiente. Estos datos son dependientes del tiempo. Generalmente no hay expresiones que permitan calcularlos en función del tiempo, si no que estos datos están disponibles en forma de tabla donde se reportan para varios instantes que están separados por ciertos periodos de tiempo. Durante la duración del periodo, los datos se consideran constantes a lo largo del mismo, esto es, si se tiene un dato reportado a cada hora, este valor se considera constante durante la

hora a la cual está reportado. Por lo tanto las ecuaciones presentadas anteriormente, deben resolverse una vez por cada periodo de tiempo que usualmente es de una hora.

Además de los datos climatológicos, el modelo del sistema también requiere información sobre el consumo de ACS. Esta información, de igual manera debe tenerse para cada periodo de tiempo en que se desee realizar la simulación.

Capítulo 4

Simulación del Sistema Híbrido FV/T

Para el presente análisis de viabilidad, se requirió estimar la cantidad de energía (térmica y eléctrica) producida por el sistema durante su periodo de vida, y así calcular los beneficios económicos que generará su implementación. Para lograr esto se planteó estimar la energía producida durante un año de funcionamiento, y se supuso que esta misma se generará cada año durante el ciclo de vida del sistema. La manera de poder predecir el desempeño del sistema y la estimación de los flujos de energía se logra realizando simulaciones.

Una forma de simular el comportamiento del sistema es desarrollando un código computacional propio, introduciendo las ecuaciones presentadas en el capítulo anterior. Otra manera es utilizar un software especial. En la revisión bibliográfica se observó que existía una programa computacional llamado TRNSYS, el cual es ampliamente utilizado en la comunidad científica y útil para simular este tipo de sistemas [2, 4, 6, 22, 35].

4.1. Simulación en TRNSYS

4.1.1. El software TRNSYS

TRNSYS es un acrónimo para «Transient System Simulation» (simulación transitoria de sistemas) el cual es un programa de simulación cuasi estable. Este programa fue desarrollado en la Universidad de Wiconsin por los miembros del laboratorio de energía solar. El programa consiste en subrutinas que modelan los componentes de un sistema. Los modelos matemáticos para el sistema son dados en términos de sus ecuaciones diferenciales ordinarias o ecuaciones algebraicas. TRNSYS tiene la capacidad de interconectar componentes de un sistema en cualquier manera deseada, resolviendo las ecuaciones y facilitando

la salida información. Una vez que todos los componentes del sistema han sido identificados y una descripción matemática está disponible, es necesario construir un diagrama de flujo de información para el sistema. El propósito del diagrama de flujo de información es facilitar la identificación de los componentes y el flujo de información entre ellos. Cada componente es representado por una caja la cual requiere un número de constantes llamadas parámetros y entradas dependientes del tiempo, y produce salidas dependientes del tiempo. Una salida dada puede ser usada como una entrada para cualquier número de otros componentes. Los componentes disponibles en TRNSYS incluyen colectores solares, controladores diferenciales, bombas, calentadores auxiliares, cargas de enfriamiento y calentamiento, termostatos, válvulas, cilindros de agua caliente, bombas de calor y muchos más. También hay subrutinas para procesar datos de radiación, realizar integraciones, y manejar entradas y salidas, [10].

4.1.2. Recopilación de datos

Antes de comenzar la simulación del sistema mediante TRNSYS, se requirió la obtención de información relevante que es necesaria para alimentar la simulación. Esta información consta de datos sobre el clima, así como de consumos de agua caliente sanitaria y de electricidad para una casa pequeña (cuatro habitantes).

4.1.2.1. Datos climáticos

Predecir el desempeño anual de las tecnologías solares por lo general requiere de datos meteorológicos horarios que cubran todo un año. Para este proyecto, mediante el software Meeonorm se generó un archivo con datos del llamado «Año Meteorológico Típico» para la ciudad de Morelia, Michoacán. Año Meteorológico Típico (TMY por sus siglas en inglés), se define como un año, que resume toda la información climática que caracteriza un período tan largo como la vida media del sistema [6], es usado en un amplio rango de programas de simulación en lugar de usar datos meteorológicos de varios años los cuales pueden variar ampliamente. El TMY está compuesto por datos meteorológicos horarios que cubren los doce meses del año. Cada mes es llamado Mes Meteorológico Típico y fue ordenado durante varios años con la condición de que tiene que representar las características estadísticas de las condiciones meteorológicas para ese mes [22].

Un TMY consiste en 12 meses representativos seleccionados de años individuales de un periodo de tiempo y cotejado en una base de datos meteorológica. Este concepto fue intro-

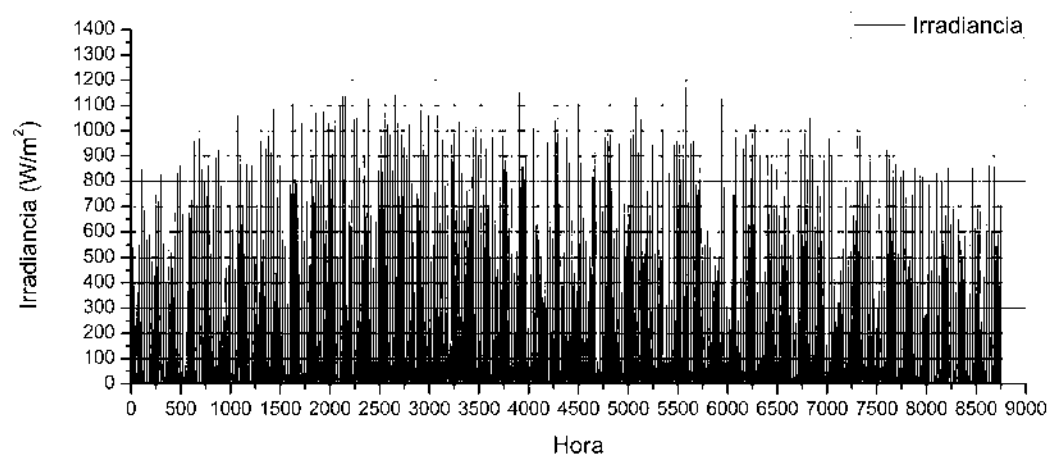


Figura 4.1. Irradiancia horizontal para Morelia, Michoacán.

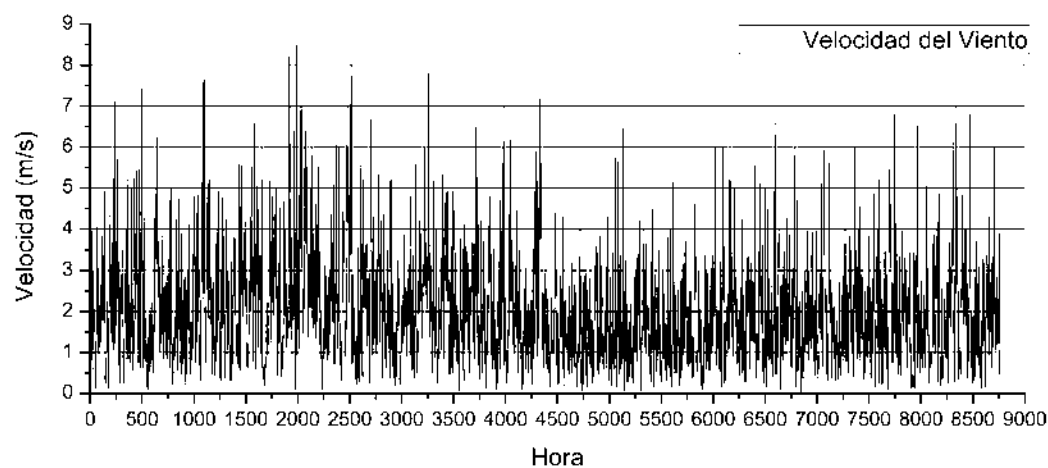


Figura 4.2. Velocidad del viento para Morelia, Michoacán.

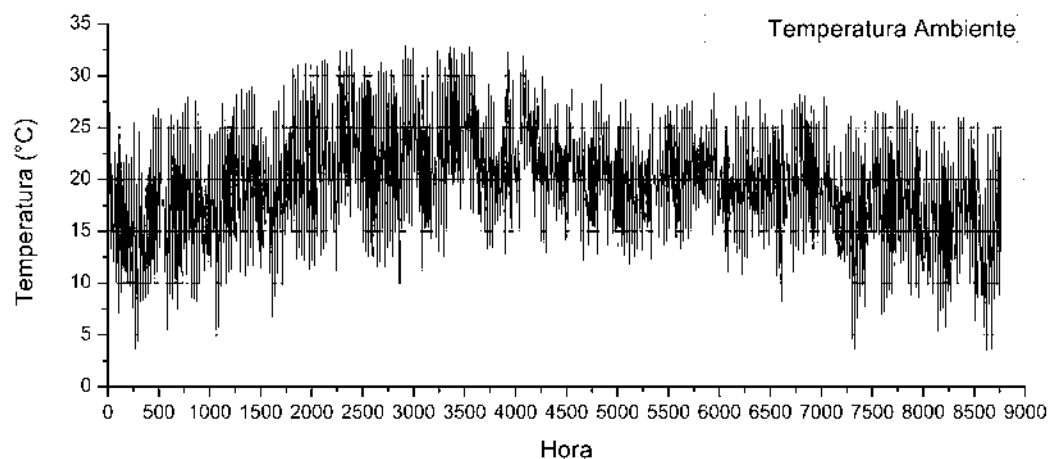


Figura 4.3. Temperatura ambiente para Morelia, Michoacán.

ducido por Finkelstein y Schafer [57]. El TMY es definido basado en el método Finkelstein-Schafer (FS), un método estadístico seleccionando los doce meses con la mínima diferencia de las condiciones a largo plazo [58].

Los datos tomados del TMY, y necesarios para alimentar la simulación fueron: la irradiancia sobre una superficie horizontal (W/m^2), la velocidad del viento (m/s) y la temperatura ambiente ($^{\circ}C$). En las Figuras 4.1, 4.2 y 4.3 se presentan los datos graficados para estas tres variables a lo largo del año.

4.1.2.2. Consumo de agua caliente sanitaria y electricidad

El sistema se dimensionó de tal manera que pudiera cubrir parcialmente las necesidades de electricidad y agua caliente sanitaria para una casa-habitación promedio. Para realizar la simulación se requirió recopilar información sobre los consumos tanto de electricidad como de agua caliente. Por un lado, esto se hizo para saber cuánta energía se requiere, y qué porcentaje puede cubrir la instalación solar. Por otro lado hay que mencionar que el perfil de consumo de ACS impacta directamente en el funcionamiento térmico del sistema. El perfil de consumo de electricidad no tiene efecto alguno en el funcionamiento del sistema al ser interconectado a la red.

La información sobre los hábitos de consumo de ACS en una casa de cuatro habitantes en México, fue obtenida del trabajo de Sánchez-Bautista et al. [59]. En este trabajo consultado, se presentan en forma de tabla los consumos hechos a lo largo de un día tipo para cada mes del año tomando en cuenta actividades tales como ducha, lavado de trastes y lavado de ropa. Con esta información, se generó un perfil de consumo de ACS de un día tipo para cada mes. Cada perfil generado se normalizó, es decir, se dividió entre su consumo total, luego este perfil normalizado se multiplicó por el consumo total diario, el cual se consideró de $45 L/persona$, siendo en total 180 litros diarios. Se consideró que la temperatura requerida para el ACS era de $60^{\circ}C$.

En cuanto a consumo de electricidad, se tuvieron disponibles mediciones hechas cada diez minutos durante un año en una casa habitación de Morelia. De esta información, se tomó al azar, un día de cada mes, y con esto se generó un perfil de consumo de electricidad para un día tipo de cada mes del año.

En el Apéndice B se muestran gráficamente los perfiles de consumo tanto de ACS como de electricidad generados.

4.1.3. Modelado del sistema propuesto en TRNSYS

Una vez recopilada la información necesaria, se procedió a modelar el sistema híbrido mediante el software TRNSYS. El principal componente en TRNSYS es el que representa al híbrido FV/T, este es el «Tipo 50b». Adicionalmente el sistema incluye los demás componentes que representan los elementos físicos del sistema, estos son el tanque de almacenamiento «Tipo 4», la bomba de circulación «Tipo 3», un controlador diferencial «Tipo 2b», un divisor de flujo «Tipo 11b», un mezclador «Tipo 11h», un calentador auxiliar «Tipo 6» y un inversor «Tipo 48». Además de los componentes que representan elementos físicos del sistema, se requirieron otros para introducir información al programa. Para importar los datos del clima se usó el lector de datos «Tipo 9», para suministrar los perfiles de consumos se utilizaron funciones forzadas «Tipo 14». También fueron requeridas algunas ecuaciones para procesar información, hacer conversiones y realizar operaciones. El interés principal radica en conocer la energía total transferida y no sólo las potencias, por esto se utilizaron componentes para realizar la integración numérica a lo largo de la simulación («Tipo 24»). Por último, para visualizar los resultados, se insertaron graficadoras «Tipo 65», e impresoras «Tipo 25». En la Figura 4.4 se muestra al sistema modelado en TRNSYS, se muestran todos los componentes usados y la interacción entre ellos, Las líneas punteadas representan flujo de información, mientras que las coloreadas representan flujos de materia y/o energía.

En la Tabla 4.1 se muestran los principales parámetros de diseño utilizados en los componentes que representan a los elementos físicos del sistema. De los parámetros mostrados en la Tabla 4.1, la mayoría son fáciles de obtener y/o calcular, a excepción del factor de eficiencia del colector (F'_H), el cual, como se mostró en la Subsección 3.1.3, está dado por la Ecuación 3.35. El cálculo de este factor de eficiencia no es nada sencillo, ya que como se observa, depende de muchas variables, de las cuales la mayoría se conocen, pero para calcular el coeficiente global de pérdidas modificado U_{LH} es necesaria la temperatura promedio de la placa, la cual se calcula de manera iterativa resolviendo las ecuaciones presentadas en el modelado para el colector híbrido como se explicó en la Sección 3.1. Para poder realizar todos estos cálculos se utilizó el programa EES, en el cual se introdujeron y se resolvieron iterativamente las ecuaciones. De tal suerte que al resolver el sistema de ecuaciones, se determinó el factor de eficiencia del colector, parámetro en el componente «Tipo 50b». Además con este código en EES, se calcularon los coeficientes de pérdidas por detrás y por las orillas, los cuales también son parámetros. Otros parámetros necesarios fueron obtenidos de trabajos consultados, y algunos otros fueron obtenidos de la hoja de

Tabla 4.1. Principales parámetros de diseño usados en TRNSYS.

Componente	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
Colector	A_c	Área del colector	1.55	m^2
	F'_H	Factor de eficiencia del colector	0.92	-
	C_p	Calor específico del fluido térmico	4.18	kJ/kgK
	α	Absortancia del panel FV	0.95	-
	ϵ	Emitancia del panel FV	0.90	-
	τ	Transmitancia de la cubierta	0.90	-
	N	Número de cubiertas	1	-
	δ	Inclinación del colector	20	$^\circ$
	$U_b + U_e$	Coef. de pérdidas por atrás y orillas	1.30	W/m^2K
	β_r	Coef. de temp. de las células FV	-0.0045	$1/^\circ C$
	T_{ref}	Temp. de ref. para la eficiencia	25	$^\circ C$
	PF	Factor de empaquetamiento	1	-
Tanque	η	Eficiencia del panel	0.1529	-
	Vol	Volumen	120	L
	ρ	Densidad del fluido	1000	kg/m^3
Bomba	U_{tanque}	Coef. global de pérdidas	0.7	W/m^2K
	$\dot{m}$	Flujo másico máximo	40	kg/h
	W_{bomba}	Potencia máxima	10	W
Cal. auxiliar	η_{caux}	Eficiencia	0.76	-
Inversor	η_{inv}	Eficiencia	0.96	-

Tabla 4.2. Parámetros obtenidos de trabajos consultados.

Parámetro	valor	Unidad	Fuente
Absortancia del panel FV (α)	0.95	-	[40, 45]
Emitancia del panel FV (ϵ)	0.90	-	[60–62]
Transmitancia de la cubierta (τ)	0.90	-	[8, 60]

datos del panel FV usado como base del colector híbrido, los cuales se presentaron en la Tabla 2.4. En la Tabla 4.2 se muestran las fuentes de las cuales se obtuvieron algunos de los parámetros.

Una vez fijados los parámetros de cada componente en el TRNSYS, y hechas las conexiones entre cada uno, se procedió a realizar las simulaciones. Debido a que se cuenta con doce perfiles de consumo de electricidad y de consumo de ACS (uno para cada mes), se hizo por separado una simulación para cada mes del año. Lo que varió en cada simulación, fueron los datos climáticos, y los perfiles de consumo de electricidad y ACS. El paso de tiempo usado en la simulación fue de una hora, esto quiere decir que los cálculos se realizaron una vez por cada hora del mes.

Tabla 4.3. Nuevos parámetros usados para modelar el colector descubierto.

Parámetro	Valor	Unidad
Número de cubiertas	0	-
Transmitancia	1	-
Factor de eficiencia del colector	0.81	-

4.1.4. Comparativa energética

Para fines de comparación, además de las simulaciones del sistema propuesto, se realizaron simulaciones de un sistema híbrido FV/T con colector descubierto, y otra de un sistema FV.

4.1.4.1. Modelado del sistema con colector descubierto

Para modelar el colector híbrido descubierto se usó exactamente el mismo modelo en TRNSYS que el usado en el sistema híbrido propuesto (con cubierta). Lo único que cambió fueron algunos parámetros del colector híbrido. Los cuales fueron el número de cubiertas, la transmitancia, y por último el factor de eficiencia el cual se calculó mediante el código EES. En la Tabla 4.3 se muestran los parámetros distintos utilizados para modelar el colector descubierto.

4.1.4.2. Modelado del sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico sólo consta de un panel FV y su inversor de corriente. Para modelarlo se usaron los componentes «Tipo 94a» y el «Tipo 48» para panel e inversor respectivamente. Así como en los demás sistemas, se usaron los elementos complementarios para leer datos, procesar información, realizar operaciones y generar los resultados. En la Figura 4.5 se muestra el modelo en TRNSYS. Los parámetros usados para alimentar el panel (Tipo 94a) fueron sacados de la hoja de datos del panel Solartec S60PC-250, los cuales se presentaron en la Tabla 2.4.

4.2. Análisis económico

Luego de hecha la simulación, y conocer el desempeño energético del sistema solar híbrido, fue necesario llevar a cabo un análisis económico para valorar el beneficio económico que se podría obtener implementando el sistema, y determinar si es factible su implementación.

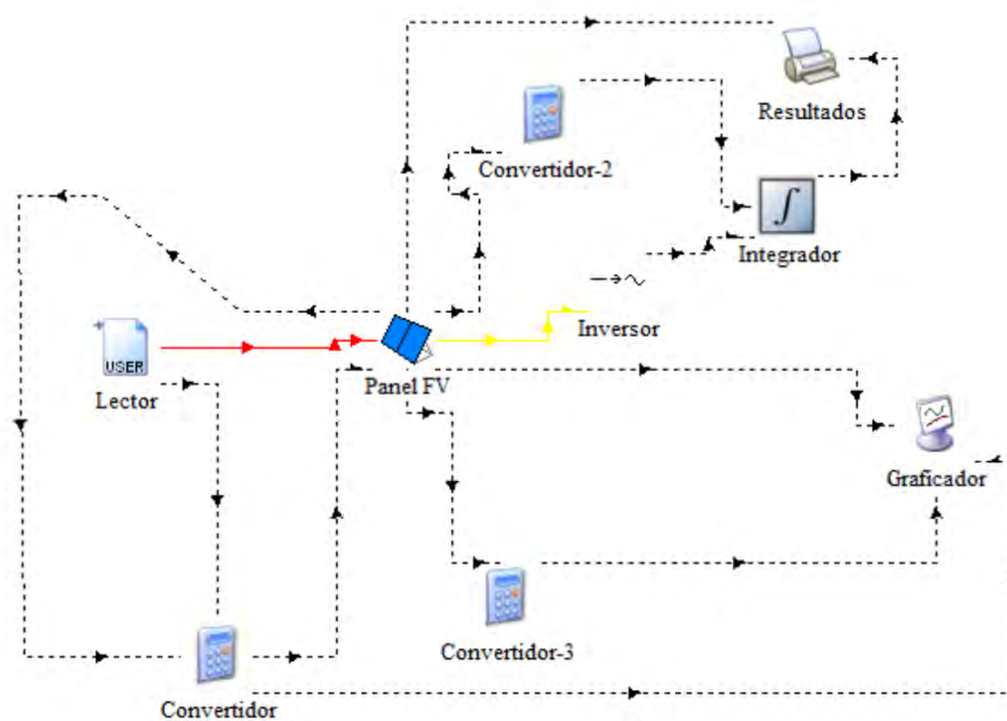


Figura 4.5. Sistema Fotovoltaico modelado en TRNSYS.

Tabla 4.4. Costo de inversión para el sistema.

Elemento	Costo (\$)
Sistema fotovoltaico (Panel policristalino de 250 W y microinversor)	7500-12750
Sistema de calentador solar para cuatro personas (Colector de placa plana 1.5 m^2 y termotanque de 120 L)	7650-10500
Instalación	1500
Total	16650-24750

Para realizar el análisis económico, primero se debieron estimar todos los flujos de efectivo que se van a presentar a lo largo del periodo de vida del sistema. Se prevé que estos flujos estén integrados por: costos de inversión C_{inv} , costos de operación y mantenimiento $C_{O\&M}$, y los ahorros totales al dejar de comprar un porcentaje de gas LP y energía eléctrica, por ser consumos energéticos evitados por el sistema híbrido.

4.2.1. Costos de inversión

Para determinar los costos de inversión C_{inv} , al no contar con un proveedor de paneles y/o sistemas híbridos FV/T dentro de la república mexicana, se supuso que el costo total del sistema de cogeneración es igual al costo de un sistema fotovoltaico mas el costo de un sistema de calentador solar. Con esto se consultaron varias fuentes, para así averiguar precios de los dos sistemas completos, así como los de los elementos individuales que los componen.

En primera instancia se podría considerar que debe existir un costo adicional para unir el panel fotovoltaico y colector solar plano, y así volverlo híbrido, lo cual es correcto, pero hay que considerar que si se instalaran el panel FV y el colector solar de manera separada, tendrían que usarse soportes para ambos, en cambio en el caso del sistema híbrido, al ser sólo un dispositivo, sólo se requiere de un soporte. Así que se supuso que el costo de volver híbrido al colector, se absorbe por el ahorro en costo de soporte.

Se pudo observar que los precios son muy variables, entonces se determinó un intervalo de precios encontrados, desde el más bajo, hasta el más alto. Para el análisis se utilizaron dos escenarios, el optimista usando los precios más bajos, y su contraparte, el pesimista haciendo uso de los precios más altos encontrados.

4.2.2. Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación se consideraron nulos, esto es porque la electricidad requerida por el motor de la bomba es tomada del mismo sistema, y el costo del gas LP para usar en el calentador auxiliar, se valora en el cálculo de los beneficios económicos. Los costos de mantenimiento se descartan al ser muy pequeños.

4.2.3. Beneficios económicos

Los beneficios económicos que se tendrán con el uso del sistema solar de cogeneración, son los ahorros logrados debido a la reducción en el consumo de gas LP, y a la generación de electricidad. A continuación se detalla la forma de calcular dichos ahorros, separando los ahorros de gas y de electricidad.

4.2.3.1. Ahorro en gas

Los ahorros obtenidos por el aporte de energía térmica gracias al sistema solar, serán la diferencia entre el costo que se tendría usando un sistema convencional y el costo que se tendrá por concepto del gas usado en el calentador auxiliar para completar la demanda cuando el sistema solar no pueda cubrirla por sí solo. Aquí se considera un sistema convencional como un sistema en el cual la energía térmica requerida para calentar agua, se obtiene de un calentador a gas. En forma de ecuación los ahorros económicos en gas son

$$A_{gas} = C_{cal} - C_{aux} \quad (4.1)$$

El costo de usar gas en un sistema convencional para satisfacer las demandas de calentamiento de agua, se obtiene multiplicando el costo de un litro de gas LP (C_{gas}) por el número de litros usados en el año (L_{cal}).

$$C_{cal} = C_{gas}L_{cal} \quad (4.2)$$

Según las fuentes consultadas en octubre del año 2015, en Michoacán el litro de gas LP tiene un costo de \$ 7.75.

Para poder calcular el número de litros consumidos por un sistema convencional, se debe dividir la energía térmica usada en él (Q_{totalc}) entre el poder calorífico del gas LP (PC_{gas})

$$L_{boiler} = \frac{Q_{totalc}}{PC_{gas}} \quad (4.3)$$

Nótese que este poder calorífico usado, debe estar dado en energía por unidad de volumen.

Finalmente, para calcular la energía térmica consumida en el sistema convencional, la energía total requerida para satisfacer las necesidades de ACS (Q_{total}) se divide entre la eficiencia del calentador a gas

$$Q_{totalc} = \frac{Q_{total}}{\eta_{cal}} \quad (4.4)$$

Para calcular los costos por consumo de energía usada en el calentador auxiliar, se hace algo similar, sólo que ahora la energía consumida para complementar al sistema solar, será solamente la fracción de energía usada en el calentador auxiliar, la cual es Q_{aux} . De igual manera, se debe tomar en cuenta la eficiencia del calentador auxiliar para obtener la energía real consumida por este

$$Q_{totalaux} = \frac{Q_{aux}}{\eta_{caux}} \quad (4.5)$$

Entonces para calcular el número de litros de gas LP consumidos por el calentador auxiliar, se usa

$$L_{aux} = \frac{Q_{totalaux}}{PC_{gas}} \quad (4.6)$$

Por lo tanto, el costo por concepto de consumo de gas en el calentador auxiliar está dado por

$$C_{aux} = C_{gas}L_{aux} \quad (4.7)$$

Una vez calculados C_{cal} y C_{aux} , los ahorros en gas se encuentran con la Ecuación 4.1

Tabla 4.5. Tarifas domésticas mensuales por concepto de electricidad (tarifa 01).

Rango de consumo (kWh)	tarifa ($\$/kWh$)
Básico 1-75	0.809
Intermedio 76-140	0.976
Excedente	2.859

4.2.3.2. Ahorro en electricidad

Los ahorros económicos por concepto de electricidad logrados por el subsistema eléctrico, son el costo actual por compra de electricidad a la red C_{elec} (o costo sin sistema solar) menos el costo con el uso del sistema solar $C_{elecaux}$, que se tendrá para comprar la energía faltante a la red

$$A_{elec} = C_{elec} - C_{elecaux} \quad (4.8)$$

Para calcular C_{elec} se usa la energía total requerida sin el sistema solar W_{total} , y usando la información de la Tabla 4.5 se obtiene el costo multiplicando la cantidad de energía por su costo unitario. A esta cifra se le agrega 16 % de IVA y 10 % por concepto de DAP (Derecho al Alumbrado Público). Con esto se obtiene el costo total de electricidad.

$$C_{elec} = 1.26C_{unelec}W_{total} \quad (4.9)$$

Para obtener el costo de la electricidad auxiliar, se usa el mismo procedimiento descrito anteriormente, sólo que ahora se usa W_{aux} en lugar de W_{total} .

Con esto se obtienen los ahorros económicos en electricidad mediante la Ecuación 4.8.

4.2.3.3. Ahorros totales

Finalmente, los ahorros económicos producidos por el uso del sistema de cogeneración solar, se obtienen sumando los ahorros en calor y en electricidad:

$$A_{total} = A_{gas} + A_{elec} \quad (4.10)$$

Estos ecuaciones se pueden utilizar para determinar los ahorros producidos por el sistema durante cualquier periodo de tiempo.

4.2.4. Indicadores económicos

Luego de determinar los flujos de efectivo, es posible calcular algunos indicadores económicos para evaluar la factibilidad económica de implementar el sistema. Para esto se utilizarán los ahorros totales en base anual ($A_{total/anual}$).

4.2.4.1. Periodo de retorno simple

El periodo de retorno simple (PRS), se define como el tiempo necesario (en años) para recuperar la inversión hecha. Este es el indicador económico más sencillo de calcular, y no toma en cuenta el valor del dinero a través del tiempo. EL PRS, supone que se generará un ahorro constante durante cada año, entonces simplemente se calcula como el cociente entre los costos de inversión, y los ahorros anuales. En forma de ecuación:

$$PRS = \frac{C_{inv}}{A_{total/anual}} \quad (4.11)$$

4.2.4.2. Valor Actual Neto

El método del valor actual neto (VAN), es un análisis económico para evaluación de proyectos, que considera el valor del dinero a través del tiempo. Esto se hace calculando el valor presente de todos los flujos de efectivo originados en una inversión [63].

En forma general el valor actual neto es igual a la diferencia entre el valor presente de los flujos de efectivo netos generados por el sistema menos los costos de inversión:

$$VAN = \sum_{r=1}^n \frac{C_n}{(1+i)^n} - C_{inv} \quad (4.12)$$

En el sistema propuesto, como se vio anteriormente, existen varios flujos de efectivo que son: el desembolso inicial y los beneficios económicos. Si se supone que el sistema producirá la misma cantidad de energía térmica y eléctrica anualmente, y que la energía consumida por el hogar se mantendrá constante a lo largo del ciclo de vida del sistema, se tendrán ahorros constantes durante cada año, estos ahorros anuales se tienen que trasladar al presente para calcular su valor presente. Para calcular el valor presente de anualidades constantes se usa la siguiente ecuación [64]

$$VP = A_{total/anual} \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad (4.13)$$

con esto el VAN será la diferencia entre el valor presente de las anualidades y los costos de inversión

$$VAN = A_{total/anual} \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] - C_{inv} \quad (4.14)$$

Si se considera un incremento anual en los precios de electricidad y gas, cada año se obtendrá un ahorro mayor que en el año anterior, entonces los beneficios económicos aumentarán en forma de un gradiente geométrico y el VAN estará dado por [64]

$$VAN_{inf} = \begin{cases} \frac{A_{total/anual} [1 - (\frac{1+g}{1+i})^n]}{i-g} - C_{inv} & \text{Para } i \neq g \\ A_{total/anual} \left(\frac{n}{1+i} \right) - C_{inv} & \text{Para } i = g \end{cases} \quad (4.15)$$

Si el VAN resulta tener un valor mayor o igual a cero, esto quiere decir que es una inversión económicamente viable.

4.2.4.3. Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno, simplemente es la tasa de descuento que vuelve cero al VAN. En forma de ecuación es

$$0 = A_{total/anual} \left[\frac{(1+TIR)^n - 1}{TIR(1+TIR)^n} \right] - C_{inv} \quad (4.16)$$

Para el cálculo de los indicadores económicos, en este proyecto se consideró una tasa de descuento (i) de 12 %.

Capítulo 5

Experimentación

El último de los objetivos planteados en el desarrollo de esta tesis fue la construcción de un prototipo del colector híbrido. El propósito de este prototipo es por un lado, verificar que es posible construir de manera relativamente sencilla un sistema híbrido FV/T y por otro lado, cuantificar de manera directa el comportamiento del sistema bajo las condiciones de climatológicas de la ciudad de Morelia.

5.1. Construcción del prototipo

Se decidió construir un prototipo a escala, esto con la finalidad de manipularlo fácilmente así como evitar los altos costos de hacerlo de tamaño real.

Los materiales principales que se utilizaron para la construcción del prototipo fueron:

- Un panel fotovoltaico policristalino de 80 W (Solartec S01PC).
- Tubos de cobre de 1.27 cm (media pulgada) de diámetro nominal.
- Tes, codos y conexiones roscadas de cobre.
- Lámina de cobre calibre 26 (0.457 mm de espesor).
- Soldadura de estaño.
- Pasta térmica.
- Placa de Poliestireno expandido (unicel).



Figura 5.1. Proceso de soldadura de los tubos.

- Madera.
- Vidrio.

El primer paso en la construcción fue realizar el arreglo de tubos paralelos (tipo arpa). Se tuvo una limitante en el número de tubos elevadores empleados, ya que la distancia entre ellos debía ser mayor al ancho de la caja de conexiones del panel FV, esto para poder ensamblarse. Una vez que se tomó en consideración esto, se determinó que sólo se podrían usar cuatro tubos elevadores. Para formar el arreglo, se cortaron en tramos los tubos de cobre, posteriormente estos se unieron a los cabezales mediante codos y tes, y se fijaron mediante soldadura de estaño. En la Figura 5.1 se muestra la aplicación de soldadura para unir un cabezal a una conexión roscada y en la Figura 5.2 se muestra el arreglo terminado.

El siguiente paso fue hacer un corte en la lámina para poder librar la caja de conexión y permitir el ensamble entre ambos elementos. Posteriormente para terminar el absorbedor térmico, se unió el arreglo de tubos a la lámina mediante soldadura de estaño. Luego de esto, el próximo paso fue unir el absorbedor al panel FV. Para esto, primero se hicieron unos cortes en el marco del panel, esto con el fin de abrir espacio para el paso de los tubos elevadores. Posteriormente la cara frontal de lámina se impregnó con pasta térmica y se unió a la cara posterior del panel FV. En la Figura 5.3 se muestra el absorbedor unido al panel FV.



Figura 5.2. Arreglo de tubos terminado.



Figura 5.3. Absorbedor térmico.



Figura 5.4. Prototipo de colector híbrido terminado.

Finalmente para aislar el absorbedor del ambiente, se encerró en un cajón de madera. En las orillas y parte posterior del cajón previamente se añadió placa de unicel, mientras que la parte frontal se cubrió con un vidrio. En la Figura 5.4 se muestra el prototipo terminado. En las Tablas 5.1 y 5.2 se presentan las características geométricas y eléctricas del prototipo construido.

5.2. Montaje experimental

Para poder funcionar, el colector requiere de otros elementos para así formar un sistema. Por sencillez, se optó por utilizar circulación natural del agua mediante el llamado efecto termosifón, y con esto eliminar el uso de una bomba hidráulica. Se construyó un pequeño tanque de almacenamiento, el cual se unió al colector mediante mangueras. El colector se instaló en la parte trasera del laboratorio de termofluidos de la ciudad universitaria de la UMSNH. Se orientó hacia el oeste y se puso con un ángulo de inclinación de 15° . La orientación se eligió así ya que en esa parte del laboratorio sólo incide el sol durante

Tabla 5.1. Dimensiones principales del prototipo construido.

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Espesor del vidrio	t_v	4	mm
Espesor de la lámina	t_{lam}	0.45	mm
Espesor del aislante trasero	t_b	50	mm
Espesor del aislante lateral	t_e	25	mm
Espesor de la capa de aire	t_a	20	mm
Distancia entre tubos	W	165	mm
Diámetro exterior de los tubos	D_o	15.87	mm
Diámetro interior de los tubos	D_i	14.45	mm
Número de tubos	N	4	-
Largo del absorbedor	L	795	mm
Ancho del absorbedor	H	610	mm
Área de apertura	A_C	0.51	m^2
Espesor total del colector	t_{col}	0.12	m
Área total del colector	$A_{tot,col}$	0.73	m^2

Tabla 5.2. Características eléctricas del panel Solartec S01PC-80 usado en el prototipo.

Característica	Condiciones de medición	
	STC*	NOCT*
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	25.96 V	24.10 V
Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mpp})	20.30 V	19 V
Corriente de corto circuito (I_{sc})	4.23 A	3.42 A
Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp})	3.94 A	3.11 A
Potencia máxima (P_{max})	80 W	59 W
Eficiencia del módulo (η)	14.06 %	
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	0.062 %/°C	
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	-0.33 %/°C	
Coefficiente de temperatura de P_{max}	-0.45 %/°C	

*STC: 1000 W/m^2 , 25 °C, AM 1.5. NOCT: 800 W/m^2 , 45 ± °C, AM 1.5.



Figura 5.5. Termopar instalado en el tubo de salida del colector.

la tarde, y poniendo el colector de esta manera, se tendría mejor incidencia de los rayos solares.

En la parte térmica, para lograr medir las temperaturas del agua a la entrada y salida del colector, previo al ensamble completo del mismo, se instalaron termopares tipo J en los tubos de entrada y salida, como se muestra en la Figura 5.5. Además de los termopares instalados en el colector, se situó uno dentro del tanque de almacenamiento. Este se instaló a la mitad de su altura como se muestra en la Figura 5.6. Posteriormente en el montaje del experimento, los termopares fueron conectados a una tarjeta de adquisición de datos.

Por el lado eléctrico, para consumir la electricidad producida por el colector, lo ideal hubiese sido conectarlo a una resistencia variable (reóstato), esto para ir cambiando el valor de la resistencia, y así encontrar la resistencia óptima la cual logra que el colector trabaje en el punto de máxima potencia como se vio en el Capítulo 2. Lamentablemente no fue posible adquirir este equipo. Debido a lo anterior, lo que se hizo fue conectar el colector a una resistencia eléctrica hecha a partir de varias resistencias pequeñas conectadas en serie sobre un protoboard. Se utilizaron 16 resistencias de alambre de 0.35 Ohms y 5 Watts cada una. Dando como resultado una resistencia equivalente de 5.6 Ohms y 80 Watts. Se decidió usar este valor de resistencia equivalente ya que de la curva característica del panel proporcionada por el fabricante, se obtuvo que la resistencia óptima para llegar al máximo punto de potencia en las condiciones estándar (STC) de prueba fue de 5.15 Ohms. Para poder calcular la potencia eléctrica producida se tomaron lecturas de corriente y el voltaje. Esto se hizo conectando un multímetro en serie para medir la corriente, y otro



Figura 5.6. Termopar instalado en el tanque de almacenamiento.

conectado en paralelo para el voltaje. En la Figura 5.7 se muestran las conexiones entre las terminales del colector, los multímetros y la resistencia eléctrica.

En la Figura 5.8 se muestra un esquema de las conexiones. En esta imagen, T representa a los termopares, DAS la tarjeta de adquisición de datos, R la resistencia eléctrica o carga, V el voltímetro y A el amperímetro. En la Figura 5.9 se observan los instrumentos de medición instalados. En la parte superior izquierda está la tarjeta de adquisición de datos. En la zona inferior izquierda se observan los multímetros para medir voltaje (izquierda) y corriente (derecha). Finalmente del lado derecho de la fotografía se puede ver al fondo la resistencia eléctrica.

En las Figuras 5.10, 5.11 y 5.12 se muestra el sistema instalado, y listo para probarse.

5.3. Procedimiento experimental

Una vez construido e instalado el sistema, la siguiente etapa fue ponerlo en funcionamiento y tomar las respectivas mediciones.

La primera prueba se realizó el día 1 de Octubre del año 2015. Inició a la 1:25 pm, y se dio por terminada a las 3:45 pm, esto debido a que el cielo se nubló completamente. En esta prueba se registraron cada diez minutos los valores de las temperaturas de entrada, de



Figura 5.7. Instrumentos conectados al colector para medición de electricidad.

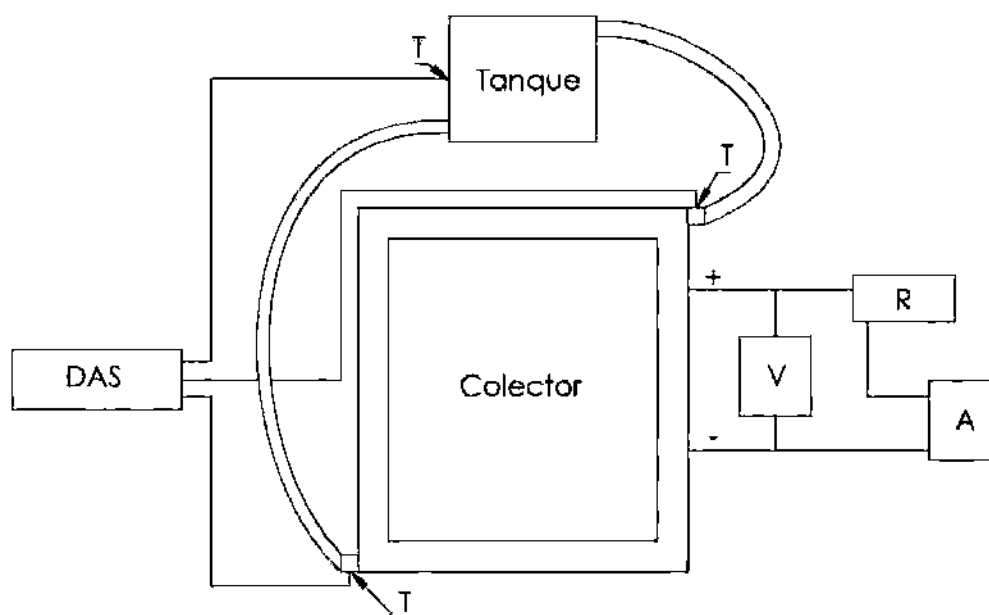


Figura 5.8. Configuración esquemática del sistema instalado durante la prueba.



Figura 5.9. Instrumentos de medición instalados.



Figura 5.10. Vista frontal del arreglo experimental instalado.



Figura 5.11. Vista lateral del arreglo experimental instalado.



Figura 5.12. Vista lateral del arreglo experimental instalado.

salida y al interior del tanque; así como los valores de intensidad de corriente y diferencia de potencial.

La segunda prueba fue hecha al colector produciendo electricidad únicamente (sin flujo de agua). Esta se llevó a cabo el día 2 de Octubre del 2015. De igual manera se tomaron lecturas de corriente y voltaje cada diez minutos, sólo que esta prueba se comenzó a la 1:55 pm y se terminó a las 3:45 pm.

Para obtener la potencia eléctrica producida por el colector, simplemente se hizo el producto entre el voltaje y la corriente como se muestra en la Ecuación 5.1

$$W_e = VI \quad (5.1)$$

Una forma de comparar el desempeño del colector refrigerado y sin circulación de agua, es por medio de la eficiencia eléctrica. Para calcular las eficiencias, se obtuvieron los datos de la irradiancia en los instantes a los cuales se llevaron a cabo las pruebas. Los datos se obtuvieron de una estación meteorológica situada en CU. Debido a que la irradiancia registrada por la estación es sobre una superficie horizontal y el colector tenía cierta inclinación y orientación, se utilizó el TRNSYS para estimar la irradiancia que incidió realmente sobre el colector.

Capítulo 6

Resultados

En este capítulo, se presentan los resultados de las diferentes etapas del desarrollo del proyecto. Primero se presentan los resultados de las simulaciones hechas en TRNSYS, tanto al sistema propuesto como a las dos variantes que se analizaron para fines de comparación. Los resultados básicamente constan de las cantidades de energía eléctrica y térmica que producen los distintos sistemas. Posteriormente se muestran los resultados de los estudios económicos hechos para los tres sistemas simulados. Estos resultados incluyen el cálculo de los flujos de efectivo, así como de los indicadores económicos descritos en el capítulo anterior. Finalmente se llega a los resultados de las mediciones hechas durante las pruebas al prototipo del colector híbrido.

6.1. Simulación

6.1.1. Sistema propuesto

De las simulaciones hechas, se estimaron las cantidades de energía térmica y eléctrica producidas mensualmente por el sistema a lo largo de un año.

En las Tablas 6.1 y 6.2 se muestran tabulados los resultados energéticos en base mensual. Se muestran las cantidades de energía generadas por el sistema, así como las cantidades de energía auxiliar necesaria para completar la energía total demandada por la vivienda. Se estimó que el sistema genera anualmente 1480.95 y 393.57 *kWh* de energía térmica y eléctrica respectivamente, mientras que sobre el colector incidió un total de 3260.51 *kWh* de radiación solar. Con esto se calcularon eficiencias anuales térmica de 45.42 % y eléctrica

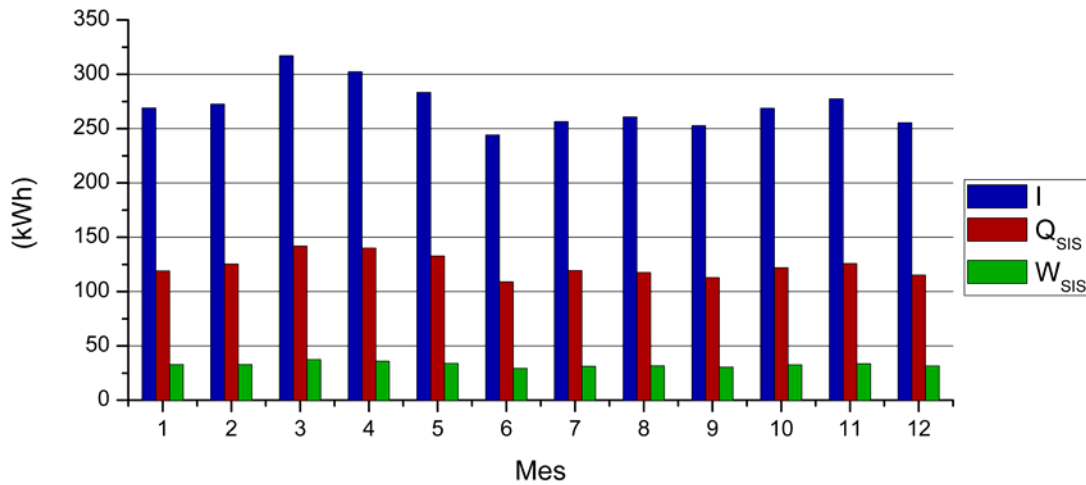


Figura 6.1. Irradiación sobre el colector (I), Energía Térmica (Q_{sis}) y Energía Eléctrica (W_{sis}) entregados por el sistema.

de 12.07 %. El sistema aporta el 51.15 % de la energía térmica para calentamiento de agua, y el 29.23 % de la electricidad consumida por los habitantes de la casa. En la Figura 6.1 se muestra la producción mensual de energía térmica y eléctrica, así como la irradiación sobre el colector. Puede verse que el mes durante el cual se tuvo mayor incidencia de radiación solar fue en el mes de marzo, mientras que en el de junio fue cuando menos recurso solar estuvo disponible, esto se refleja directamente en la energía producida por el sistema.

6.1.2. Comparativa energética

En la Tabla 6.3 se presentan juntos los resultados de las simulaciones hechas a los tres sistemas. Se observa que el sistema que produce más energía eléctrica es el de colector híbrido descubierto seguido por el sistema FV y por último el sistema FV/T cubierto. Esto se debe a que el uso de una cubierta induce alrededor del 10 % de pérdida de energía incidente por reflexión, además de que las celdas FV están sujetas a mayores temperaturas y esto contribuye a una tener una pequeña reducción en la eficiencia eléctrica. Por otro lado, el uso de la cubierta produce un gran aumento en cuanto a calor ganado, siendo más significativo el aumento de la energía térmica que la disminución de energía eléctrica. Con esto el sistema que más calor produjo fue el FV/T cubierto.

El sistema propuesto es el que tiene la mayor eficiencia total, como se muestra en la Tabla 6.4. Con esto se confirma que se hizo una buena elección al seleccionar este sistema. También se puede ver que al volver híbrido a un panel FV, se logra aprovechar la energía

Tabla 6.1. Resultados de la simulación del sistema propuesto (energía térmica).

Mes	Q_{sis} (kWh)	Q_{aux}^* (kWh)	Q_{total}^* (kWh)
Enero	119.06	127.62	246.68
Febrero	125.44	104.47	229.91
Marzo	141.88	101.42	243.31
Abril	139.98	83.44	223.43
Mayo	132.81	100.35	233.16
Junio	109.03	117.72	226.75
Julio	119.39	130.35	249.74
Agosto	117.55	142.85	260.40
Septiembre	112.76	129.83	242.59
Octubre	121.94	134.94	256.88
Noviembre	125.87	105.88	231.75
Diciembre	115.24	135.24	250.48
Total	1480.95	1414.12	2895.07

*Los valores dados aquí no toman en cuenta la eficiencia de los calentadores. Solamente indican la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura del agua.

Tabla 6.2. Resultados de la simulación del sistema propuesto (energía eléctrica).

Mes	W_{sis} (kWh)	W_{aux} (kWh)	W_{total} (kWh)
Enero	32.90	115.90	148.80
Febrero	32.90	41.30	74.20
Marzo	37.51	71.61	109.12
Abril	35.92	77.18	113.10
Mayo	33.88	47.03	80.91
Junio	29.36	83.44	112.80
Julio	31.22	55.27	86.49
Agosto	31.72	91.97	123.69
Septiembre	30.46	73.04	103.50
Octubre	32.57	102.90	135.47
Noviembre	33.62	121.48	155.10
Diciembre	31.51	71.72	103.23
Total	393.57	952.84	1346.41

Tabla 6.3. Comparación de la energía producida por los distintos sistemas simulados.

	FV/T (cubierto)		FV/T (descubierto)		FV
Mes	Q_{sis} (kWh)	W_{sis} (kWh)	Q_{sis} (kWh)	W_{sis} (kWh)	W_{sis} (kWh)
Enero	119.06	32.90	79.01	37.95	36.35
Febrero	125.44	32.90	83.50	37.97	35.24
Marzo	141.88	37.51	96.45	43.62	39.61
Abril	139.98	35.92	93.68	41.50	37.43
Mayo	132.81	33.88	94.60	39.02	35.29
Junio	109.03	29.36	73.31	33.83	31.60
Julio	119.39	31.22	81.18	35.79	33.94
Agosto	117.55	31.72	79.97	36.32	34.44
Septiembre	112.76	30.46	79.50	35.19	33.31
Octubre	121.94	32.57	83.94	37.48	35.23
Noviembre	125.87	33.62	81.20	38.75	36.75
Diciembre	115.24	31.51	78.89	36.13	34.76
Total	1480.95	393.57	1005.23	453.56	423.96

Tabla 6.4. Comparación entre distintos sistemas.

Sistema	$Q_{sis} + W_{sis}$ (kWh)	$\eta_{ter, sis}$	$\eta_{ele, sis}$	$\eta_{tot, sis}$
FV/T (Cubierto)	1874.52	45.42 %	12.07 %	57.48 %
FV/T (Descubierto)	1458.79	30.83 %	13.91 %	44.74 %
FV	423.96	-	13 %	13 %

solar de una mejor manera ya que la eficiencia total se eleva de 13 % hasta casi el 58 %, esto gracias a que se produce energía térmica además de la eléctrica. Esto toma más sentido si el costo adicional es compensando con la energía extra producida, lo cual se comprobará en la siguiente sección donde son presentados los resultados del análisis económico.

6.2. Análisis Económico

6.2.1. Sistema propuesto

Del análisis económico como se ve en la Tabla 6.5, se calculó que el sistema bajo estudio tiene un costo de inversión que va desde los 16650 hasta los 24750 y logra un ahorro total anual de 2514 (todo en pesos mexicanos). El periodo de retorno simple muestra que el sistema es viable en ambos casos al ser este menor que el periodo de vida estimado

Tabla 6.5. Resultados del análisis económico al sistema propuesto.

	Caso Optimista	Caso Pesimista
C_{inv} (\$)	16650	24750
A_{gas} (\$/año)	2035	
A_{elec} (\$/año)	479	
$A_{total/anual}$ (\$/año)	2514	
PRS (años)	6.62	9.84
VAN (\$)	2129	-5971
VAN_{inf} (\$)	6054	-2046
TIR	14 %	8 %

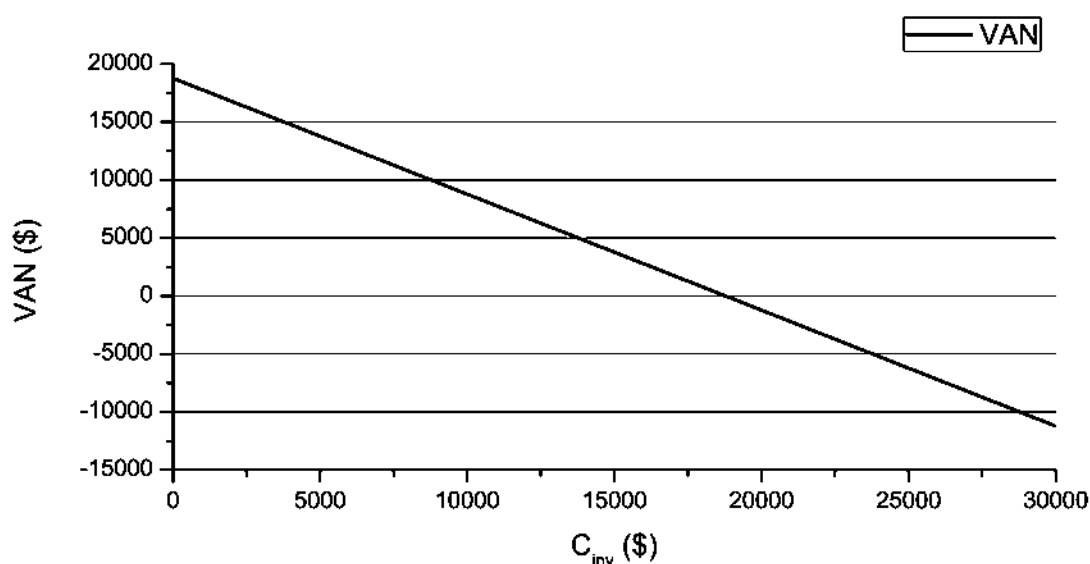


Figura 6.2. Variación de Valor Actual Neto en función de los Costos de inversión.

para el sistema (veinte años). El valor actual neto resultó ser positivo para el caso optimista y negativo para el pesimista esto indica viabilidad e inviabilidad respectivamente. Finalmente la TIR da rentabilidades de 14.00 y 8.00 % para el caso optimista y pesimista respectivamente.

Como se observa en la Figura 6.2, se puede variar el VAN en función de los Costos de inversión, dejando las demás variables constantes. Con esto vemos que el VAN sigue una relación lineal y que se hace mayor a cero para costos de inversión menores a 18779 pesos. Esto quiere decir que si el sistema costara menos de 18779 pesos, sería viable implementarlo.

Tabla 6.6. Comparación económica entre los distintos sistemas.

	FV/T (Cubierto)		FV/T (Descubierto)		FV	
	C. O.	C. P.	C. O.	C. P.	C. O.	C. P.
C_{inv} (\$)	16650	24750	15650	23750	8250	13500
A_{gas} (\$/año)	2035		1381		No aplica	
A_{elec} (\$/año)	479		546		514	
$A_{total/anual}$ (\$/año)	2514		1927		514	
PRS (años)	6.62	9.84	8.12	12.32	16.05	26.26
VAN (\$)	2129	-5971	-1260	-9360	-4413	-9663
VAN_{inf} (\$)	6054	-2046	1748	-6352	-3610	-8860
TIR	14 %	8 %	10.07 %	5.13 %	2.19 %	-2.47 %

6.2.2. Comparativa económica

Además del análisis económico hecho al sistema propuesto, también se realizó uno para cada uno de los otros dos sistemas simulados. Esto se hizo para comparar económicamente los distintos sistemas.

En la Tabla 6.6 se muestran los resultados del análisis económico para los tres sistemas. En cuanto al sistema híbrido con colector descubierto se hizo un cambio en los costos de inversión. Los costo de inversión se redujeron en una cantidad de mil pesos, esto debido a que omitir el uso de la cubierta debe hacerlo más barato. De la Tabla 6.6 se puede notar inmediatamente que el sistema con colector descubierto es viable según el PRS y el VAN considerando inflación, esto para en el caso optimista. En todos los demás indicadores, el sistema resulta ser no es viable.

El sistema FV es aún menos viable que el sistema FV/T descubierto. Sólo aparece viable según el PRS para el caso optimista. Esto no es raro ya que es bien sabido que usar sistemas FV resulta ser no factible económicamente en la mayoría de los casos. Esto se debe principalmente a que los costos de inversión son altos, y esto aunado a que la tarifa de electricidad usada en una vivienda de bajo consumo (tarifa 01) es relativamente baja, provoca la inviabilidad.

6.3. Experimentación

De las pruebas hechas al prototipo funcionando con circulación de agua, se lograron medir las temperaturas a la entrada (T_{fi}) y salida del colector (T_{fo}), así como a la mitad de

Tabla 6.7. Temperaturas medidas durante la prueba.

Hora	T_{fi} ($^{\circ}C$)	T_{fo} ($^{\circ}C$)	T_{mt} ($^{\circ}C$)
1:25	23.9	44.73	24.4
1:35	25.53	45.71	35.96
1:45	34.13	49.92	42.63
1:55	39.45	54.62	45.35
2:05	42.47	57.34	49.91
2:15	45.96	60.62	52.43
2:25	47.59	61.07	55.01
2:35	48.47	60.83	54.83
2:45	50.05	64.58	55.49
2:55	52.25	67.03	58.87
3:05	53.9	68.48	58.86
3:15	52.61	68.5	60.97
3:25	53.92	66.89	61.7
3:35	54.97	68.79	61.32
3:45	54	68.26	59.2

la altura del tanque de almacenamiento (T_{mt}). En la Tabla 6.7 se muestran los datos obtenidos, mientras que en la Figura 6.3 se muestran estos mismos graficados.

En cuanto a la electricidad, se obtuvieron lecturas de intensidad de corriente y voltaje producidos por el colector híbrido. En la Tabla 6.8 se muestra las lecturas obtenidas de corriente y voltaje, y la potencia eléctrica producida por el prototipo. En cuanto al colector funcionando sin circulación de agua, esto es produciendo solamente electricidad, se obtuvo de igual manera la intensidad de corriente y el voltaje. Al igual que como se hizo anteriormente, se determinó la potencia haciendo el producto de estos dos. En la Figura 6.4 se muestra gráficamente la comparación de generación de potencia eléctrica entre el prototipo funcionando con agua fluyendo dentro de él, y sin esta.

En la gráfica mostrada en la Figura 6.4 se pueden observar algunas caídas de potencia súbitas (picos hacia abajo) en la línea del colector refrigerado. Esto ocurre a la 1:45, 2:15, 2:25, 2:55 y 3:25. Esto se debe principalmente a que en el momento de tomar las lecturas de corriente y voltaje, alguna nube estaba tapando parcialmente el sol, y por lo tanto se redujo la radiación que llegaba hacia el colector. Lo que es indicativo de que el sistema está sujeto a las condiciones ambientales. Por lo tanto se tuvieron caídas en la potencia eléctrica muy marcadas. En esta gráfica se puede ver que el colector refrigerado produjo más electricidad (en los puntos donde no se tapó el sol) que el colector sin agua circulando dentro de él.

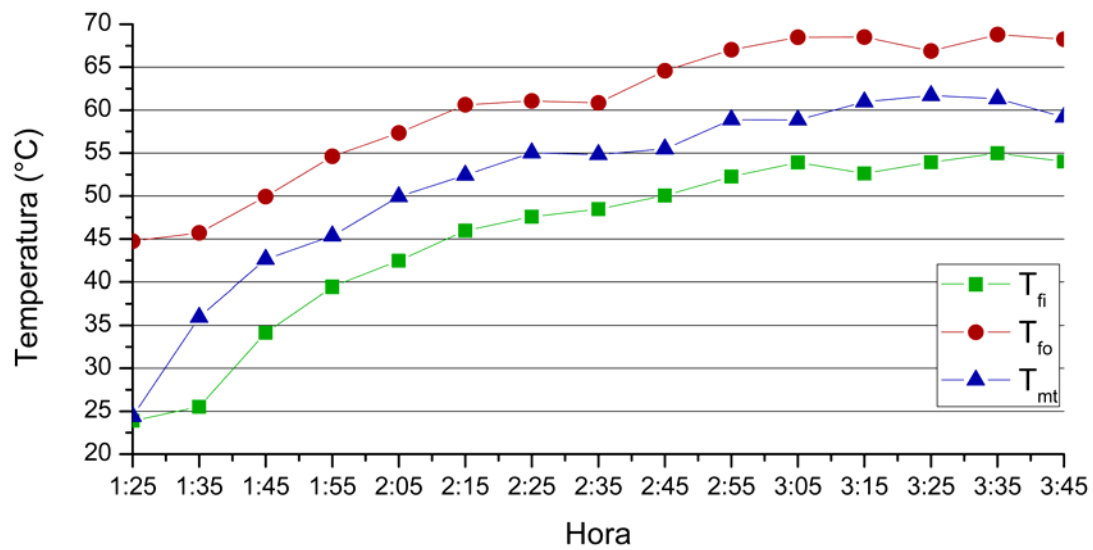


Figura 6.3. Temperaturas medidas durante la prueba.

Tabla 6.8. Mediciones eléctricas al colector refrigerado.

Hora	I (A)	V (V)	W_e (W)
1:25	2.74	17.89	49.02
1:35	2.71	17.96	48.67
1:45	2.6	17.95	46.67
1:55	2.67	17.98	48.01
2:05	2.69	18.18	48.90
2:15	2.6	17.29	44.95
2:25	2.5	17.06	42.65
2:35	2.63	18.26	48.02
2:45	2.58	17.63	45.49
2:55	2.47	16.86	41.64
3:05	2.55	17.41	44.40
3:15	2.52	17.27	43.52
3:25	1.14	7.79	8.88
3:35	2.5	17.16	42.90
3:45	2.43	16.44	39.95

Tabla 6.9. Mediciones eléctricas al colector sin refrigeración.

Hora	I (A)	V (V)	W_e (W)
1:55	2.76	18.58	51.28
2:05	2.61	17.63	46.01
2:15	2.48	16.88	41.86
2:25	2.4	16.38	39.31
2:35	2.33	15.92	37.09
2:45	2.27	15.56	35.32
2:55	2.21	15.24	33.68
3:05	2.17	15.03	32.62
3:15	2.1	14.92	31.33
3:25	2.06	14.77	30.43
3:35	2.08	14.65	30.47
3:45	2.04	14.63	29.85

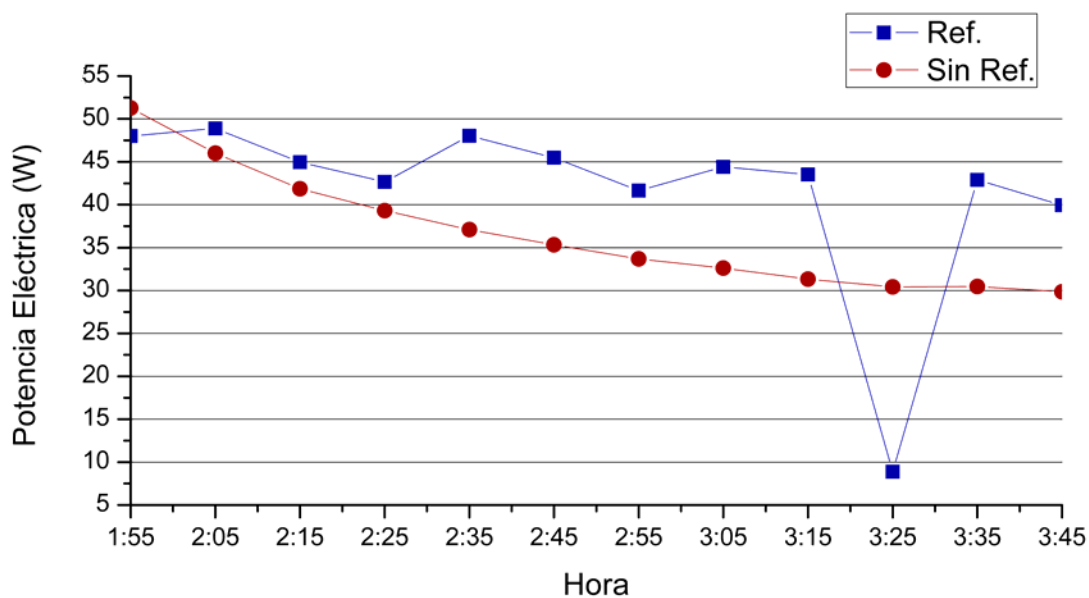


Figura 6.4. Comparación de generación de electricidad entre el prototipo funcionando con refrigeración y sin refrigeración.

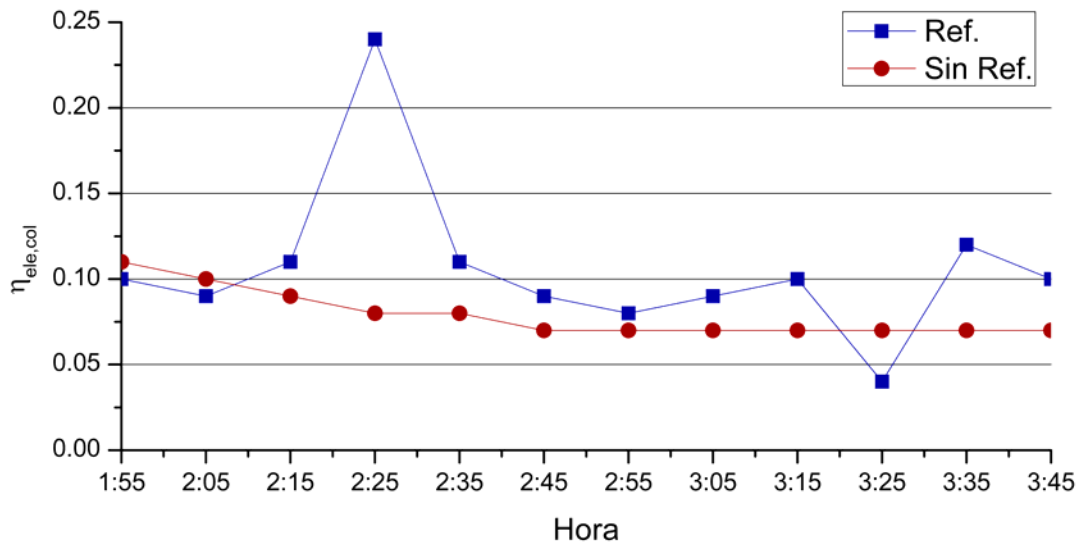


Figura 6.5. Comparación de eficiencias eléctricas entre el prototipo funcionando con refrigeración y sin refrigeración.

Otra forma de comparar el desempeño entre ambos fue mediante el cálculo de las eficiencias eléctricas, estas se muestra en la Figura 6.5. Aquí se puede observar que la curva de eficiencia del colector con refrigeración es suave y va disminuyendo a medida que pasa el tiempo, esto por al aumento de la temperatura en el colector. Mientras que la curva del colector refrigerado es un tanto caótica. A las 2:25, 3:25 y 3:35 existen valores erráticos para la eficiencia. Este comportamiento se explica debido a pequeñas inconsistencias entre la irradiancia que registró la estación meteorológica y la que realmente incidió sobre el colector. Eliminando estos puntos, y considerando los demás, puede verse que al reducir la temperatura de las celdas FV, efectivamente se tiene un incremento en la eficiencia eléctrica.

Capítulo 7

Conclusiones

Como conclusiones generales se pueden enunciar las siguientes:

- Debido a su privilegiada ubicación, México tiene un gran potencial en cuanto a aprovechamiento de la energía solar. Es importante conocer y utilizar las tecnologías disponibles hoy en día, así como desarrollar nuevas que sean más eficientes y menos costosas.
- Los sistemas híbridos producen una gran cantidad de energía por unidad de área. En comparación con el uso de sistemas solares térmicos y FV por separado, usando sistemas híbridos FV/T se puede reducir el espacio destinado a la instalación de los dispositivos solares.
- Con el estudio realizado se generaron resultados ingenieriles provenientes del análisis y del modelado matemático, lo que garantiza que los resultados aportados en esta tesis, dan la seguridad de que un sistema con características similares a las del sistema propuesto, tendrá un buen funcionamiento y será viable implementarlo tanto técnica como económicamente.

7.1. Simulación

De la etapa de simulación se concluye que:

- El sistema propuesto, con tan sólo $1.55 m^2$ de área de colector, puede cubrir poco más de la mitad (51.15 %) de calor para calentamiento de agua sanitaria, y casi un

tercio (29.23 %) de la electricidad demandada por una casa pequeña situada en la ciudad de Morelia, Michoacán.

- El sistema bajo estudio produce energía térmica y eléctrica logrando una eficiencia total de 57.48 %, mientras que un sistema FV con la misma área de captación produce solamente electricidad y tan sólo llega al 13 % de eficiencia. Con esto se ve que un sistema híbrido aprovecha de mejor manera la energía proveniente del sol.

7.2. Análisis económico

Con el análisis económico se generan las siguientes conclusiones:

- De acuerdo con los indicadores económicos, el sistema propuesto resulta viable en el caso optimista, mientras que en el caso pesimista sólo el PRS indica factibilidad.
- Volver híbrido a un panel FV aumenta notablemente la viabilidad económica de utilizarlo.
- Existen pocos colectores híbridos disponibles comercialmente, se espera que con el tiempo haya mayor producción y competencia, lo que supone que habrá una reducción en costos, lo que seguramente provocará que sea mucho más barato usar un sistema híbrido que los elementos térmicos y FV por separado.

7.3. Experimentación

De las pruebas realizadas se concluye que:

- Se puede construir un colector híbrido de una manera relativamente sencilla.
 - Un dispositivo de este tipo sí es capaz de producir simultáneamente energía térmica y eléctrica.
 - Refrigerar un panel FV provoca un aumento en su eficiencia eléctrica.
-

7.4. Trabajo futuro

Existen algunos trabajos que pueden realizarse para dar seguimiento y expandir el estudio realizado en esta tesis.

Un trabajo para complementar este análisis de factibilidad es estudiar el efecto del uso del sistema en ciudades con características climáticas diferentes a las de Morelia.

El objetivo de un análisis de viabilidad es predecir el futuro éxito o fracaso de un proyecto. Como se mostró, de acuerdo con los resultados obtenidos en este trabajo, se prevé que utilizar un sistema de este tipo es factible. Con esto se puede considerar seguir con las siguientes etapas que podrían ser:

- Llevar a cabo una optimización y un diseño detallado de colector, así como de la configuración del sistema, para así aprovechar al máximo el uso del mismo;
 - Fabricar y utilizar este tipo de sistemas dentro de la República Mexicana.
-

Bibliografía

- [1] SENER, “Recursos renovables para la producción de electricidad en México,” 2014.
- [2] P. J. Axaopoulos and E. D. Fylladitakis, “Performance and economic evaluation of a hybrid photovoltaic/thermal solar system for residential applications,” *Energy and Buildings*, vol. 65, pp. 488–496, oct 2013.
- [3] SENER, “Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables,” p. 109, 2010.
- [4] S. Kalogirou, “Use of TRNSYS for modelling and simulation of a hybrid pv - thermal solar system for Cyprus,” *Renewable Energy*, vol. 23, no. 2, pp. 247–260, jun 2001.
- [5] S. Tselepis and Y. Tripanagnostopoulos, “Economic analysis of hybrid photovoltaic/thermal solar systems and comparison with standard PV modules,” in *In Proceedings of the international conference PV in Europe*, 2002, pp. 7–11.
- [6] S. A. Kalogirou and Y. Tripanagnostopoulos, “Hybrid PV/T solar systems for domestic hot water and electricity production,” *Energy Conversion and Management*, vol. 47, no. 18-19, pp. 3368–3382, nov 2006.
- [7] T. Chow, W. He, J. Ji, and A. Chan, “Performance evaluation of photovoltaic - thermosyphon system for subtropical climate application,” *Solar Energy*, vol. 81, no. 1, pp. 123–130, jan 2007.
- [8] S. Kalogirou, *Solar energy engineering: processes and systems*, 2013.
- [9] FENERCOM, *Guía de la Energía Solar*, 2006, vol. 7.
- [10] S. A. Kalogirou, “Solar thermal collectors and applications,” *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 30, pp. 231–295, 2004.

-
- [11] A. Makki, S. Omer, and H. Sabir, “Advancements in hybrid photovoltaic systems for enhanced solar cells performance,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 658–684, jan 2015.
 - [12] J. Joe, S. Iniyar, and R. Goic, “Flat plate solar photovoltaic-thermal (PV/T) systems: A reference guide,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51, pp. 62–88, 2015.
 - [13] S. Abdul Hamid, M. Yusof Othman, K. Sopian, and S. H. Zaidi, “An overview of photovoltaic thermal combination (PV/T combi) technology,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 212–222, oct 2014.
 - [14] M. S. Buker, B. Mempo, and S. B. Riffat, “Performance evaluation and techno-economic analysis of a novel building integrated PV/T roof collector: An experimental validation,” *Energy and Buildings*, vol. 76, pp. 164–175, jun 2014.
 - [15] S. Riffat and E. Cuce, “A review on hybrid photovoltaic/thermal collectors and systems,” *International Journal of Low-Carbon Technologies*, vol. 6, no. 3, pp. 212–241, jul 2011.
 - [16] A. Kumar, P. Baredar, and U. Qureshi, “Historical and recent development of photovoltaic thermal (PVT) technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 1428–1436, feb 2015.
 - [17] X. Zhang, X. Zhao, S. Smith, J. Xu, and X. Yu, “Review of R&D progress and practical application of the solar photovoltaic/thermal (PV/T) technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 1, pp. 599–617, 2012.
 - [18] H. Zondag, D. de Vries, W. van Helden, R. van Zolingen, and A. van Steenhoven, “The yield of different combined PV-thermal collector designs,” *Solar Energy*, vol. 74, no. 3, pp. 253–269, mar 2003.
 - [19] N. Aste, C. del Pero, and F. Leonforte, “Water flat plate PV-thermal collectors: A review,” *Solar Energy*, vol. 102, pp. 98–115, apr 2014.
 - [20] T. T. Chow, W. He, and J. Ji, “Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application,” *Solar Energy*, vol. 80, no. 3, pp. 298–306, 2006.
 - [21] B. Sandnes and J. Rekstad, “A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate. Experimental study and analytical model,” *Solar Energy*, vol. 72, no. 1, pp. 63–73, jan 2002.
-

-
- [22] T. Nualboonrueng and P. Tuenpusa, “The performance of PV-t systems for residential application in Bangkok,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2012.
 - [23] Y. Tripanagnostopoulos, T. Nousia, M. Souliotis, and P. Yianoulis, “Hybrid photovoltaic/thermal solar systems,” *Solar Energy*, vol. 72, no. 3, pp. 217–234, mar 2002.
 - [24] Y. Tripanagnostopoulos, M. Souliotis, R. Battisti, and a. Corrado, “Energy, cost and LCA results of PV and hybrid PV/T solar systems,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 13, no. January, pp. 235–250, 2005.
 - [25] R. Santbergen, “Optical Absorption Factor of Solar Cells for PVT Systems,” Ph.D. dissertation, Eindhoven University., 2008.
 - [26] T. Bergene and O. Løvvik, “Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells,” *Solar energy*, vol. 55, no. 6, pp. 453–462, 1995.
 - [27] T. Chow, “A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology,” *Applied Energy*, vol. 87, no. 2, pp. 365–379, feb 2010.
 - [28] R. Santbergen, C. C. M. Rindt, H. A. Zondag, and R. J. C. van Zolingen, “Detailed analysis of the energy yield of systems with covered sheet-and-tube PVT collectors,” *Solar Energy*, vol. 84, pp. 867–878, 2010.
 - [29] G. Mittelman, A. Kribus, and A. Dayan, “Solar cooling with concentrating photovoltaic/thermal (CPVT) systems,” *Energy Conversion and Management*, vol. 48, no. 9, pp. 2481–2490, 2007.
 - [30] F. Calise, M. D. D’Accadia, and L. Vanoli, “Design and dynamic simulation of a novel solar trigeneration system based on hybrid photovoltaic/thermal collectors (PVT),” *Energy Conversion and Management*, vol. 60, pp. 214–225, 2012.
 - [31] F. Calise, M. Dentice D’Accadia, A. Palombo, and L. Vanoli, “Dynamic simulation of a novel high-temperature solar trigeneration system based on concentrating photovoltaic/thermal collectors,” *Energy*, vol. 61, pp. 72–86, 2013.
 - [32] F. Calise, A. Cipollina, M. Dentice D’Accadia, and A. Piacentino, “A novel renewable polygeneration system for a small Mediterranean volcanic island for the combined production of energy and water: Dynamic simulation and economic assessment,” *Applied Energy*, vol. 135, pp. 675–693, 2014.
-

-
- [33] F. Calise, M. D. D'Accadia, M. Vicidomini, G. Ferruzzi, and L. Vanoli, "Design and Dynamic Simulation of a Combined System Integration Concentrating Photovoltaic/Thermal Solar Collectors and Organic Rankine Cycle," *American Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 8, no. 1, pp. 100–118, 2015.
- [34] F. Calise, M. D. D'Accadia, and A. Piacentino, "A novel solar trigeneration system integrating PVT (photovoltaic/thermal collectors) and SW (seawater) desalination: Dynamic simulation and economic assessment," *Energy*, vol. 67, pp. 129–148, 2014.
- [35] T. Nualboonrueng, P. Tuenpusa, Y. Ueda, and A. Akisawa, "Field experiments of PV-Thermal collectors for residential application in Bangkok," *Energies*, vol. 5, no. 4, pp. 1229–1244, 2012.
- [36] T. Chow, "Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model," *Solar Energy*, vol. 75, no. 2, pp. 143–152, aug 2003.
- [37] L. L. Florschuetz, "Extension of the Hottel-Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors," *Solar energy*, vol. 22, no. 4, pp. 361–366, jan 1979.
- [38] G. Vokas, N. Christandonis, and F. Skittides, "Hybrid photovoltaic-thermal systems for domestic heating and cooling-A theoretical approach," *Solar Energy*, vol. 80, no. 5, pp. 607–615, may 2006.
- [39] A. Ibrahim, K. Sopian, and M. Othman, "Simulation of different configuration of hybrid Photovoltaic Thermal Solar Collector (PVTS) Designs," *Selected Papers from Communications & Information Technology*, pp. 1–3, 2008.
- [40] A. Ibrahim, R. Daghigh, and G. Jin, "Thermal theoretical study on PV/T water based collectors," in *Proceedings of the 2010 American conference on applied mathematics*, 2010, pp. 545–551.
- [41] H. Najafi and B. Najafi, "Sensitivity analysis of a hybrid photovoltaic thermal solar collector," in *2011 IEEE Electrical Power and Energy Conference*. IEEE, oct 2011, pp. 62–67.
- [42] J. Bilbao and A. Sproul, "Analysis of flat plate photovoltaic-thermal (PVT) models," in *World Renewable Energy Forum*, 2012, pp. 95–102.
-

-
- [43] H. Farghally and N. Ahmed, "Design and Sensitivity Analysis of Photovoltaic/Thermal Solar Collector," *International Journal of Chemical and Environmental Engineering*, vol. 4, no. 5, 2013.
- [44] K. Touafek, A. Khelifa, and M. Adouane, "Theoretical and experimental study of sheet and tubes hybrid PVT collector," *Energy Conversion and Management*, vol. 80, pp. 71–77, 2014.
- [45] A. Fudholi, K. Sopian, M. H. Yazdi, M. H. Ruslan, A. Ibrahim, and H. a. Kazem, "Performance analysis of photovoltaic thermal (PVT) water collectors," *Energy Conversion and Management*, vol. 78, pp. 641–651, feb 2014.
- [46] S. Dubey and A. A. O. Tay, "The Theoretical Modelling and Optimization of a 10 KW P Photovoltaic Thermal System for a Student Hostel in Singapore," *International Journal of Green Energy*, vol. 11, no. 3, pp. 225–239, mar 2014.
- [47] B. Huang, T. Lin, W. Hung, and F. Sun, "Performance evaluation of solar photovoltaic/thermal systems," *Solar Energy*, vol. 70, no. 5, pp. 443–448, jan 2001.
- [48] E. Erdil, M. Ilkan, and F. Egelioglu, "An experimental study on energy generation with a photovoltaic (PV)-solar thermal hybrid system," *Energy*, vol. 33, no. 8, pp. 1241–1245, aug 2008.
- [49] J. H. Kim and J. T. Kim, "Comparison of electrical and thermal performances of glazed and unglazed PVT collectors," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2012, 2012.
- [50] T. Matuska, "Performance and Economic Analysis of Hybrid PVT Collectors in Solar DHW System," in *Energy Procedia*, vol. 48. Elsevier B.V., 2014, pp. 150–156.
- [51] H. A. Zondag, D. W. De Vries, W. G. J. Van Helden, R. J. C. Van Zolingen, and A. A. Van Steenhoven, "The thermal and electrical yield of a PV-thermal collector," *Solar Energy*, vol. 72, pp. 113–128, 2002.
- [52] H. Hottel and A. Whillier, "Evaluation of flat-plate solar collector performance," *Trans. Conf. Use of Solar Energy Part 2*, vol. 3, jan 1955.
- [53] J. Duffie and W. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*, 2013.
- [54] S. Klein, "Calculation of flat-plate collector loss coefficients," *Solar Energy*, 1975.
-

-
- [55] T. Bergman, F. Incropera, and A. Lavine, *Fundamentals of heat and mass transfer*, 2011.
- [56] D. de Vries, “Design of a photovoltaic/thermal combi-panel,” Ph.D. dissertation, Eindhoven Technical University, 1998.
- [57] J. Finkelstein and R. Schafer, “Improved goodness-of-fit tests,” *Biometrika*, 1971.
- [58] C. Scaini, “Modeling strategies for volcanic ash dispersal and management of impacts on civil aviation,” Ph.D. dissertation, Politechnic University of Catalonia Doctoral, 2015.
- [59] A. d. F. Sánchez-Bautista, J. E. Santibañez-Aguilar, J. M. Ponce-Ortega, F. Nápoles-Rivera, M. Serna-González, and M. M. El-Halwagi, “Optimal design of domestic water-heating solar systems,” *Clean Technologies and Environmental Policy*, vol. 17, no. 3, pp. 637–656, aug 2014.
- [60] M. Herrando, C. N. Markides, and K. Hellgardt, “A UK-based assessment of hybrid PV and solar-thermal systems for domestic heating and power: System performance,” *Applied Energy*, vol. 122, pp. 288–309, jun 2014.
- [61] J. Tamayo Vera, T. Laukkanen, and K. Sirén, “Performance evaluation and multi-objective optimization of hybrid photovoltaic-thermal collectors,” *Solar Energy*, vol. 102, pp. 223–233, 2014.
- [62] G. Evola and L. Marletta, “Exergy and thermoeconomic optimization of a water-cooled glazed hybrid photovoltaic/thermal (PVT) collector,” *Solar Energy*, vol. 107, pp. 12–25, sep 2014.
- [63] C. R. Ramirez Ferreira, “Integración de energía solar a un sistema geotermoeléctrico de media entalpía,” Ph.D. dissertation, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, 2014.
- [64] L. Blank and A. Tarquin, *Engineering economy*, 2011.
-

Apéndice A

Solución a las Ecuaciones Diferenciales

En este apéndice, se desarrollan los procedimientos analíticos para resolver las ecuaciones diferenciales que aparecen en el Capítulo 3.

A.1. Solución a la Ecuación 3.20

La primera ecuación en aparecer es la 3.20, la cual es una ecuación diferencial ordinaria de segundo orden no homogénea.

$$\frac{d^2T}{dx^2} - m^2T = m^2 \left(-T_a - \frac{S_H}{U_{LH}} \right) \quad (\text{A.1})$$

La solución a esta ecuación diferencial se puede obtener mediante la suma de la solución particular y la solución complementaria

$$T = T_c + T_p \quad (\text{A.2})$$

Para obtener la solución complementaria se escribe la ecuación homogénea relacionada

$$\frac{d^2T}{dx^2} - m^2T = 0 \quad (\text{A.3})$$

se define la ecuación auxiliar

$$n^2 - m^2 = 0 \quad (\text{A.4})$$

de aquí se despeja n

$$n = \pm m \quad (\text{A.5})$$

el caso corresponde a raíces reales y repetidas, con lo que la solución para la ecuación diferencial homogénea A.3 queda

$$T_c = c_1 \exp(mx) + c_2 \exp(-mx) \quad (\text{A.6})$$

Ahora se asume que la solución particular tiene la forma de una constante

$$T_p = A \quad (\text{A.7})$$

de aquí

$$\frac{dT_p}{dx} = 0 \quad (\text{A.8})$$

y

$$\frac{d^2 T_p}{dx^2} = 0 \quad (\text{A.9})$$

entonces sustituyendo T_p y sus derivadas en A.1 se llega a

$$\frac{d^2 T}{dx^2} - m^2 T = -m^2 A \quad (\text{A.10})$$

ahora se sustituye A.10 en A.1

$$-m^2 A = m^2 \left(-T_a - \frac{S_H}{U_{LH}} \right) \quad (\text{A.11})$$

despejando A

$$A = T_a + \frac{S_H}{U_{LH}} \quad (\text{A.12})$$

se encuentra la solución particular

$$T_p = T_a + \frac{S_H}{U_{LH}} \quad (\text{A.13})$$

La solución general de la Ecuación A.1 queda como sigue

$$T = c_1 \exp(mx) + c_2 \exp(-mx) + T_a + \frac{S_H}{U_{LH}} \quad (\text{A.14})$$

las dos condiciones de frontera son:

$$\left. \frac{dT}{dx} \right|_{x=0} = 0 \quad (\text{A.15})$$

$$T|_{x=(W-D)/2} = T_b \quad (\text{A.16})$$

se comienza derivando la Ecuación A.14 con respecto a x

$$\frac{dT}{dx} = c_1 \exp(mx)m - c_2 \exp(-mx)m \quad (\text{A.17})$$

y se sustituye en A.15

$$\left. \frac{dT}{dx} \right|_{x=0} = m(c_1 - c_2) = 0 \quad (\text{A.18})$$

de aquí se llega a que

$$c_1 = c_2 = c \quad (\text{A.19})$$

ahora se usa la segunda condición de frontera A.16

$$T_b = c(\exp(m(W-D)/2)) + \exp(-m(W-D)/2) + T_a + \frac{S_H}{U_{LH}} \quad (\text{A.20})$$

de aquí se despeja c

$$c = \frac{T_b - T_a - S_H/U_{LH}}{\exp(m(W-D)/2) + \exp(-m(W-D)/2)} \quad (\text{A.21})$$

la Ecuación A.21 se sustituye en A.14, y se obtiene la solución a la Ecuación A.1

$$T = \left(\frac{T_b - T_a - S_H/U_{LH}}{\exp(m(W-D)/2) + \exp(-m(W-D)/2)} \right) (\exp(mx) + \exp(-mx)) + T_a + \frac{S_H}{U_{LH}} \quad (\text{A.22})$$

reacomodando términos

$$\frac{T - T_a - S_H/U_{LH}}{T_b - T_a - S_H/U_{LH}} = \frac{\exp(mx) + \exp(-mx)}{\exp(m(W-D)/2) + \exp(-m(W-D)/2)} \quad (\text{A.23})$$

Finalmente sustituyendo la definición de *cosh* queda

$$\frac{T - T_a - S_H/U_{LH}}{T_b - T_a - S_H/U_{LH}} = \frac{\cosh(mx)}{\cosh(m(W-D)/2)} \quad (\text{A.24})$$

A.2. Solución a la Ecuación 3.37

La segunda ecuación diferencial que aparece en el desarrollo de esta tesis es la 3.37, la cual es:

$$\dot{m}C_p \frac{dT_f}{dy} - nWF'_H[S_H - U_{LH}(T_f - T_a)] = 0 \quad (\text{A.25})$$

Si se supone que F'_H y U_{LH} son independientes de la posición, se procede a resolver la ecuación diferencial mediante separación de variables. Haciendo algunos reacomodos se llega a

$$\frac{dT_f}{S_H - U_{LH}(T_f - T_a)} = \frac{nWF'_H}{\dot{m}C_p} dy \quad (\text{A.26})$$

usando un poco de álgebra se obtiene

$$\frac{dT_f}{T_f - T_a - \frac{S_H}{U_{LH}}} = -\frac{U_{LH}nWF'_H}{\dot{m}C_p} dy \quad (\text{A.27})$$

integrando ambos lados de la ecuación anterior

$$\int \frac{dT_f}{T_f - T_a - \frac{S_H}{U_{LH}}} = \int -\frac{U_{LH}nWF'_H}{\dot{m}C_p} dy \quad (\text{A.28})$$

se llega a

$$\ln \left[T_f - T_a - \frac{S_H}{U_{LH}} \right] = -\frac{U_L n W F'_H y}{\dot{m} C_p} + C \quad (\text{A.29})$$

para encontrar la constante de integración, se usa la condición de que en la entrada del tubo, la temperatura del fluido es igual a T_{fi}

$$y = 0, \quad T_f = T_{fi} \quad (\text{A.30})$$

se sustituye en A.29

$$\ln \left[T_{fi} - T_a - \frac{S_H}{U_{LH}} \right] = -\frac{U_L n W F'_H(0)}{\dot{m} C_p} + C \quad (\text{A.31})$$

ahora se despeja C

$$C = \ln \left[T_{fi} - T_a - \frac{S_H}{U_{LH}} \right] \quad (\text{A.32})$$

Finalmente se sustituye el valor encontrado para C en A.29 y se llega a la solución de la ecuación diferencial

$$\ln \left[T_f - T_a - \frac{S_H}{U_{LH}} \right] = -\frac{U_L n W F'_H y}{\dot{m} C_p} + \ln \left[T_{fi} - T_a - \frac{S_H}{U_{LH}} \right] \quad (\text{A.33})$$

lo que es igual a

$$\ln \left[\frac{T_f - T_a - \frac{S_H}{U_{LH}}}{T_{fi} - T_a - \frac{S_H}{U_{LH}}} \right] = -\frac{U_L n W F'_H y}{\dot{m} C_p} \quad (\text{A.34})$$

tomando el exponencial de ambos lados de la ecuación se llega a la solución de la ecuación diferencial, dada por A.35

$$\frac{T_f - T_a - S_H/U_{LH}}{T_{fi} - T_a - S_H/U_{LH}} = \exp \left(-\frac{U_{LH} n W F'_H y}{\dot{m} C_p} \right) \quad (\text{A.35})$$

A.3. Solución a las Ecuaciones 3.56 y 3.65

Las Ecuaciones 3.58 y 3.67 son similares, así que sólo se muestra la solución a la 3.58

$$\frac{dT_s}{dt} + \kappa T_s = \lambda \quad (\text{A.36})$$

la cual es una ecuación diferencial lineal de primer orden de la forma

$$\frac{dy}{dx} + p(x)y = f(x) \quad (\text{A.37})$$

se usa el factor de integración $\exp(\int p(x)dx)$ y ya que $p(x) = \kappa$, se tiene que

$$\exp\left(\int \kappa dt\right) = \exp(\kappa t) \quad (\text{A.38})$$

se multiplica toda la Ecuación A.36 por A.38

$$\exp(\kappa t) \frac{dT_s}{dt} + \exp(\kappa t) \kappa T_s = \exp(\kappa t) \lambda \quad (\text{A.39})$$

el lado izquierdo de la ecuación se puede reemplazar por una derivada

$$\frac{d}{dt} [\exp(\kappa t) T_s] = \exp(\kappa t) \lambda \quad (\text{A.40})$$

integrando ambos lados de la Ecuación A.40

$$\exp(\kappa t) T_s = \int \exp(\kappa t) \lambda dt \quad (\text{A.41})$$

donde la integral del lado derecho es

$$\int \exp(\kappa t) \lambda dt = \frac{\lambda}{\kappa} \exp(\kappa t) + C \quad (\text{A.42})$$

sustituyendo el lado derecho de A.42 en A.41

$$\exp(\kappa t) T_s = \frac{\lambda}{\kappa} \exp(\kappa t) + C \quad (\text{A.43})$$

despejando T_s

$$T_s = \frac{\lambda}{\kappa} + C \exp(-\kappa t) \quad (\text{A.44})$$

Usando la condición inicial de que cuando $t = 0$, $T_s = T_{wo}$

$$T_{wo} = \frac{\lambda}{\kappa} + C \exp(-\kappa(0)) \quad (\text{A.45})$$

despejando la constante C

$$C = T_{wo} - \frac{\lambda}{\kappa} \quad (\text{A.46})$$

Finalmente sustituyendo C en A.44

$$T_s = \frac{\lambda}{\kappa} + \left(T_{wo} - \frac{\lambda}{\kappa}\right) \exp(-\kappa t) \quad (\text{A.47})$$

Se llega a la solución de la ecuación diferencial

$$T_s = \frac{\lambda}{\kappa} (1 - \exp(-\kappa t)) + T_{wo} \exp(-\kappa t) \quad (\text{A.48})$$

Apéndice B

Perfiles de Consumo

B.1. Agua Caliente Sanitaria

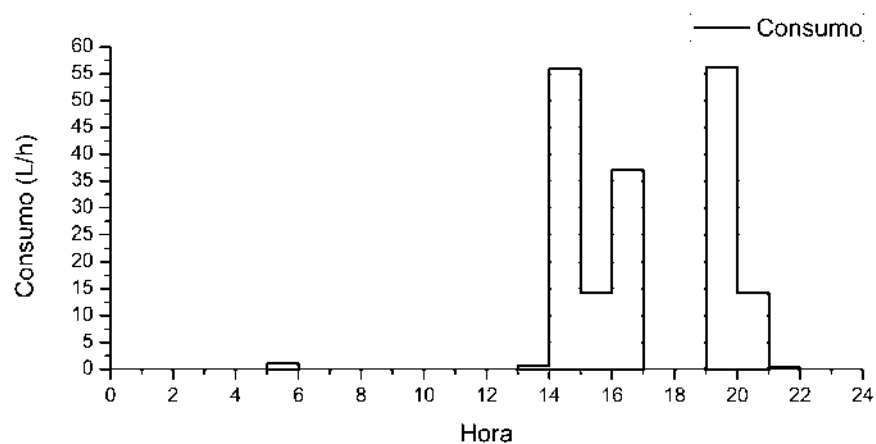


Figura B.1. Perfil de consumo de ACS para el mes de enero.

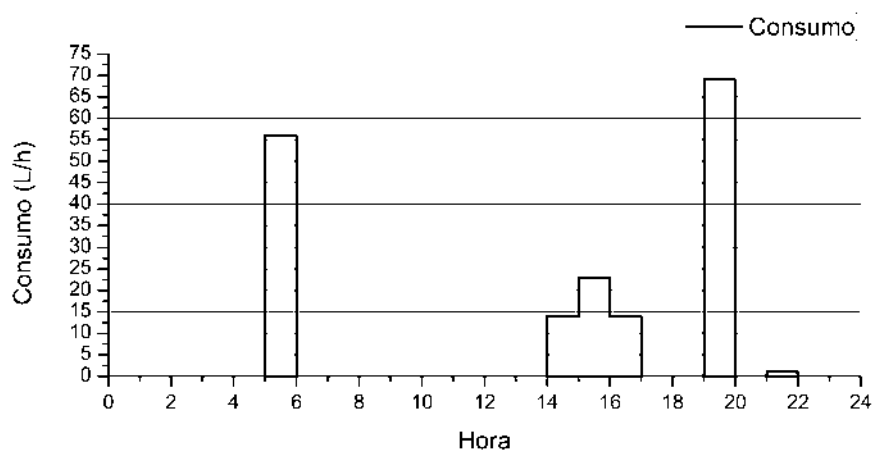


Figura B.2. Perfil de consumo de ACS para el mes de febrero.

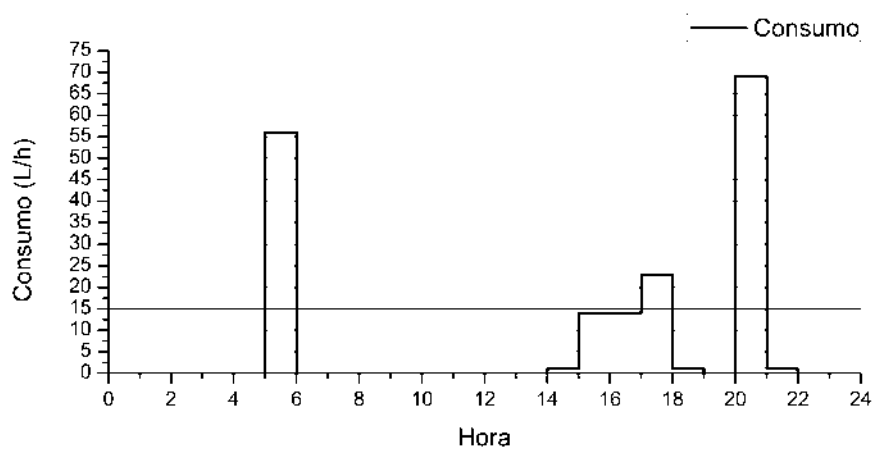


Figura B.3. Perfil de consumo de ACS para el mes de marzo.

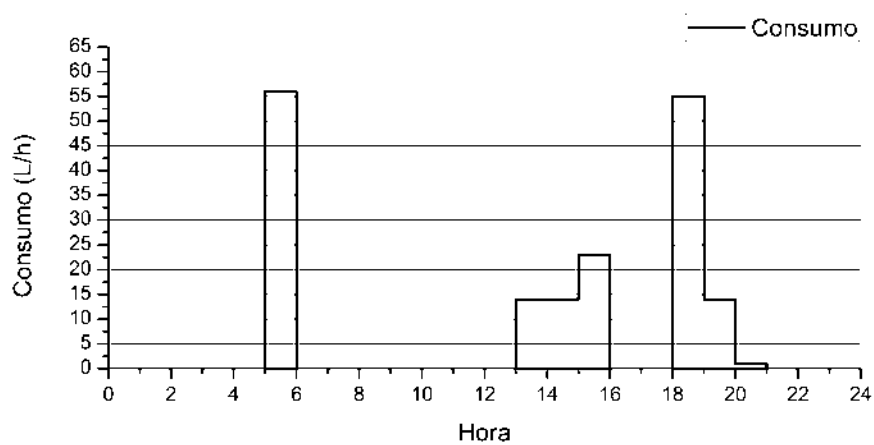


Figura B.4. Perfil de consumo de ACS para el mes de abril.

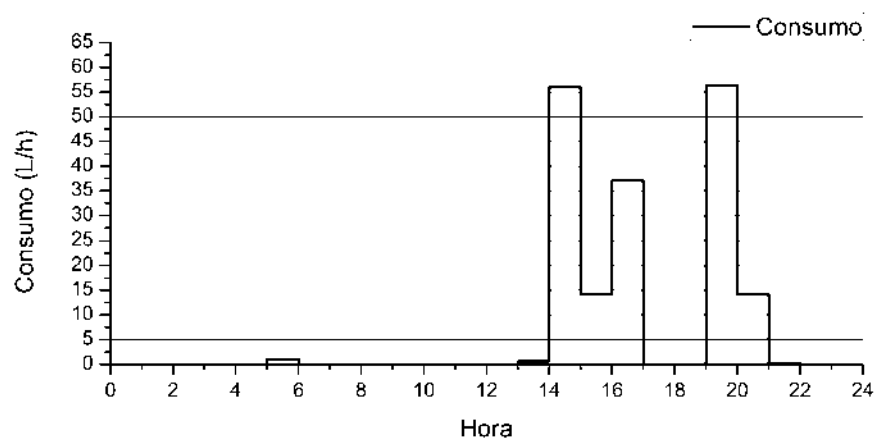


Figura B.5. Perfil de consumo de ACS para el mes de mayo.

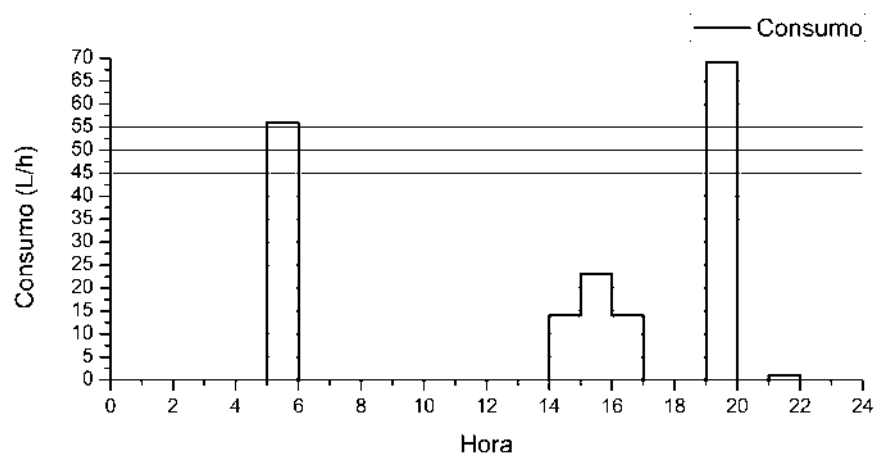


Figura B.6. Perfil de consumo de ACS para el mes de junio.

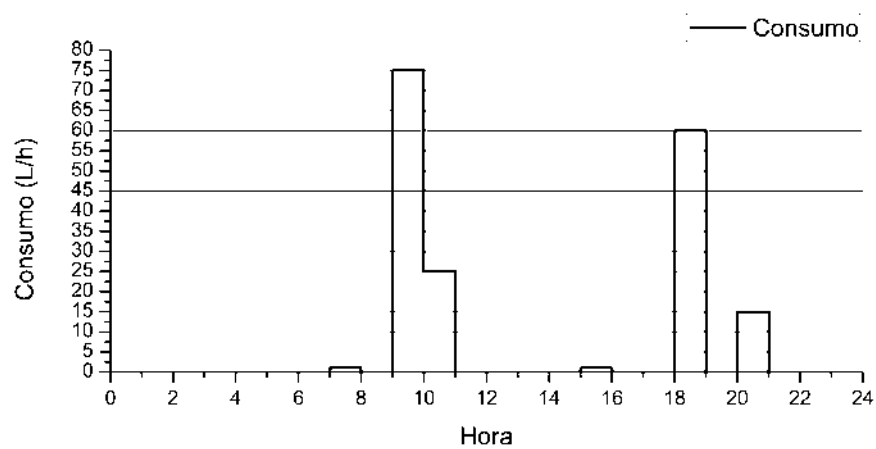


Figura B.7. Perfil de consumo de ACS para el mes de septiembre.

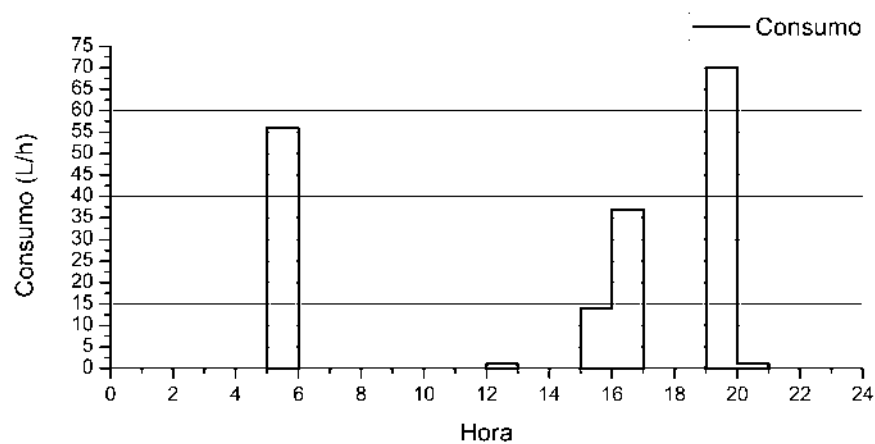


Figura B.8. Perfil de consumo de ACS para el mes de septiembre.

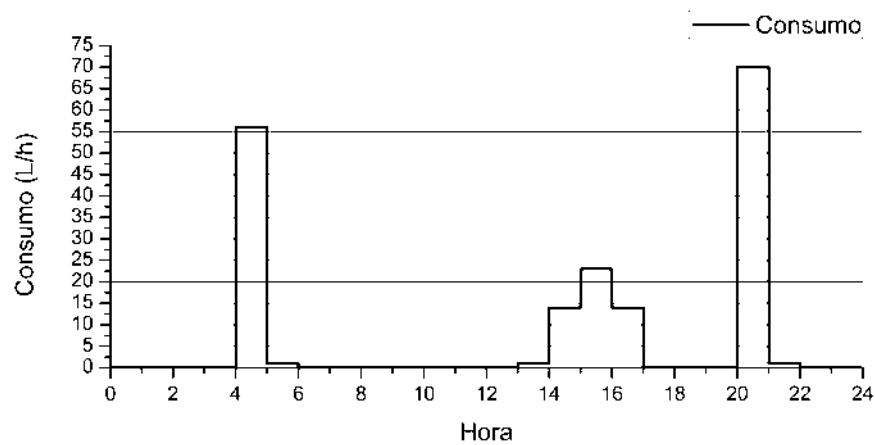


Figura B.9. Perfil de consumo de ACS para el mes de octubre.

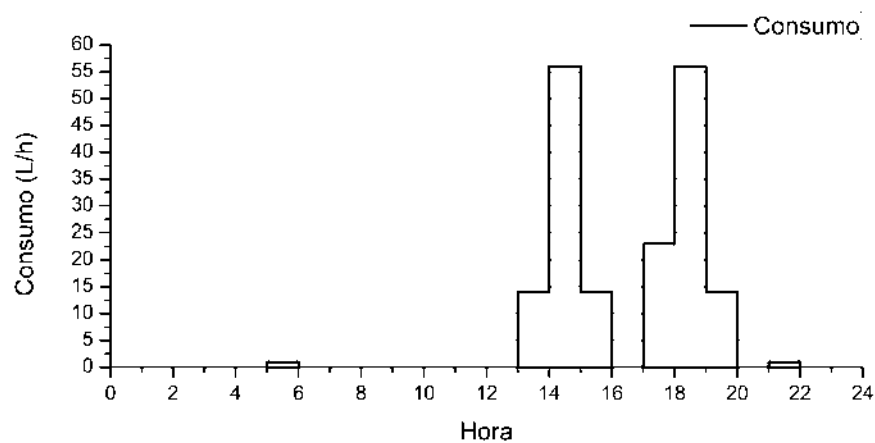


Figura B.10. Perfil de consumo de ACS para el mes de noviembre.

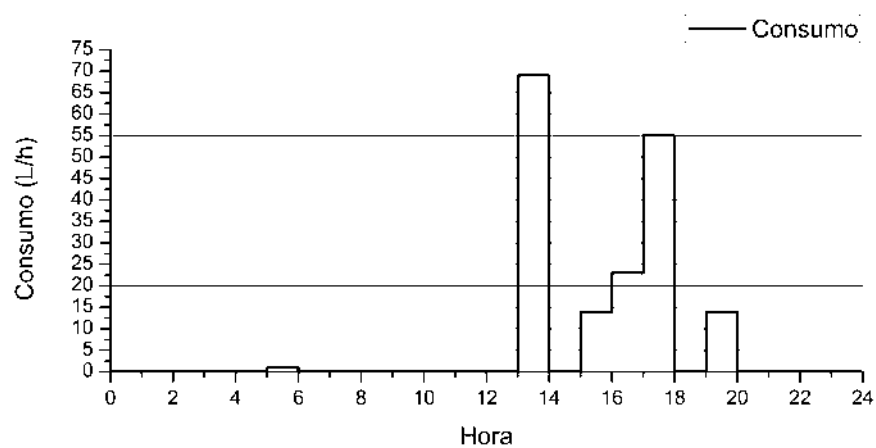


Figura B.11. Perfil de consumo de ACS para el mes de diciembre.

B.2. Electricidad

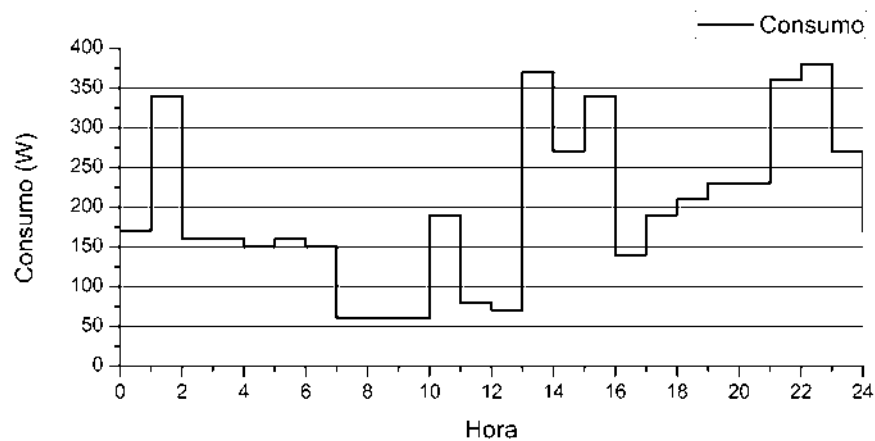


Figura B.12. Perfil de consumo de electricidad para el mes de enero.

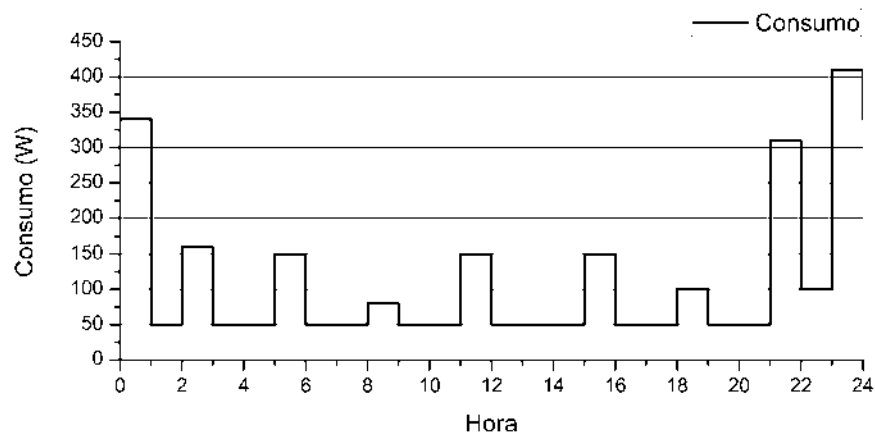


Figura B.13. Perfil de consumo de electricidad para el mes de febrero.

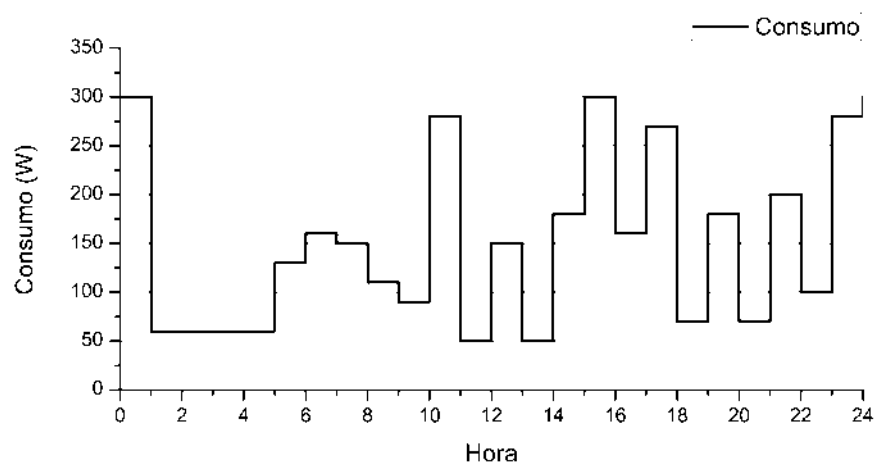


Figura B.14. Perfil de consumo de electricidad para el mes de marzo.

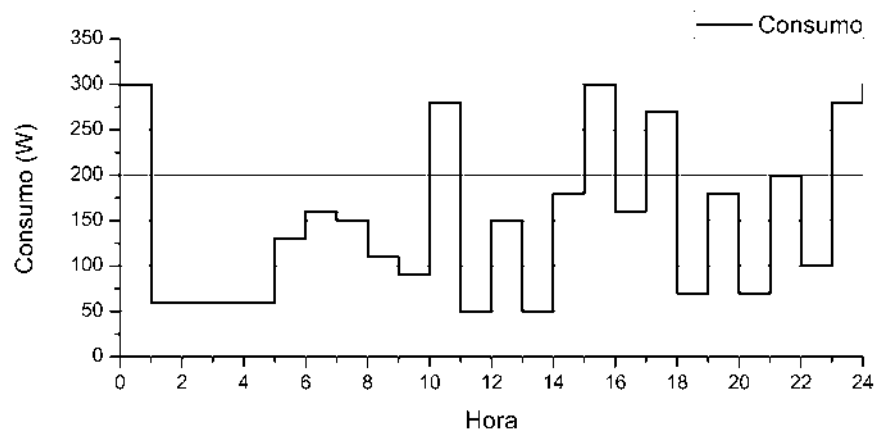


Figura B.15. Perfil de consumo de electricidad para el mes de abril.

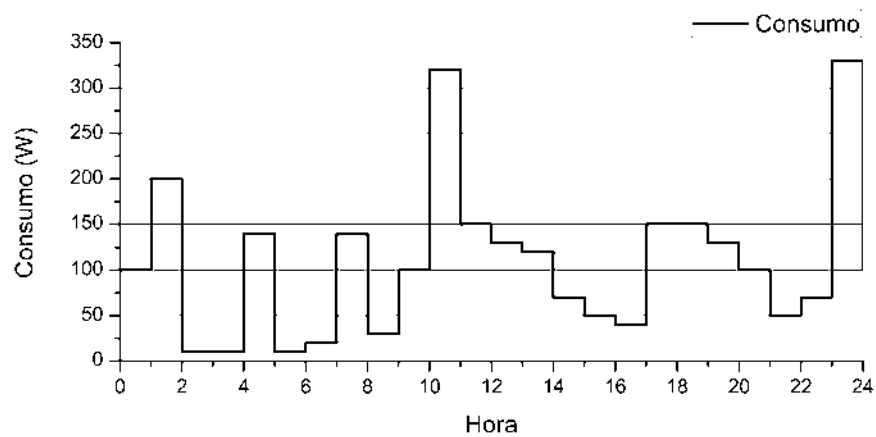


Figura B.16. Perfil de consumo de electricidad para el mes de mayo.

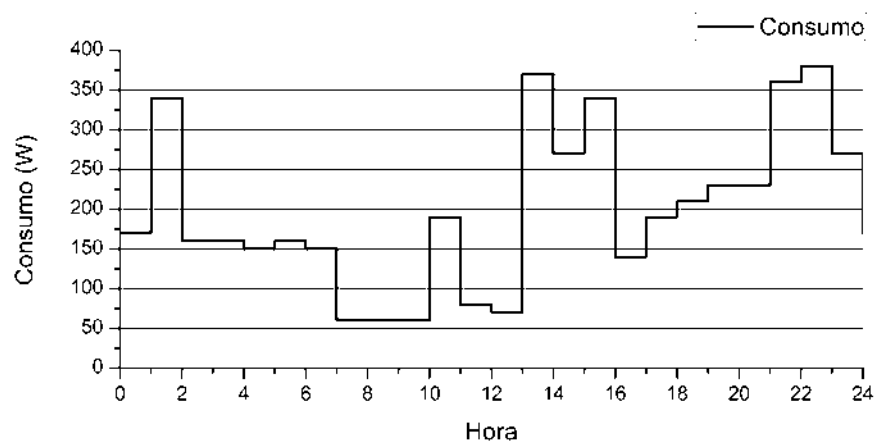


Figura B.17. Perfil de consumo de electricidad para el mes de junio.

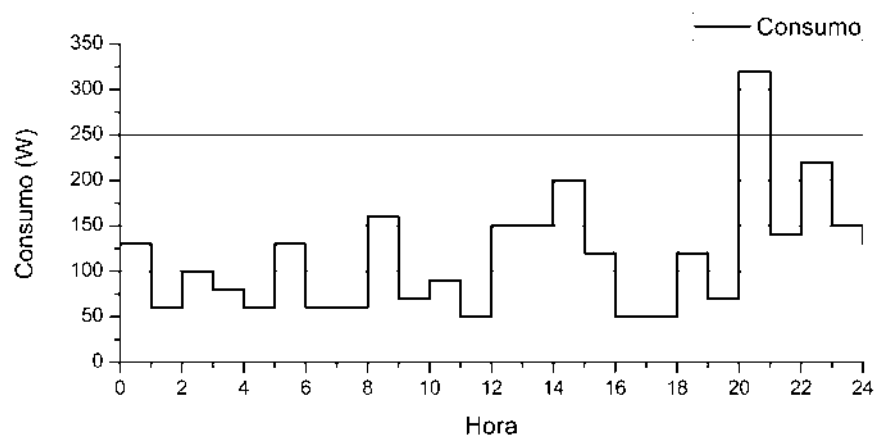


Figura B.18. Perfil de consumo de electricidad para el mes de julio.

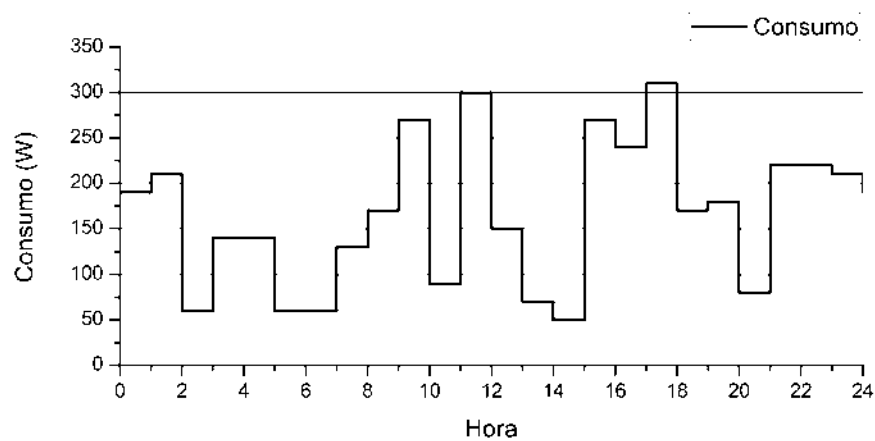


Figura B.19. Perfil de consumo de electricidad para el mes de agosto.

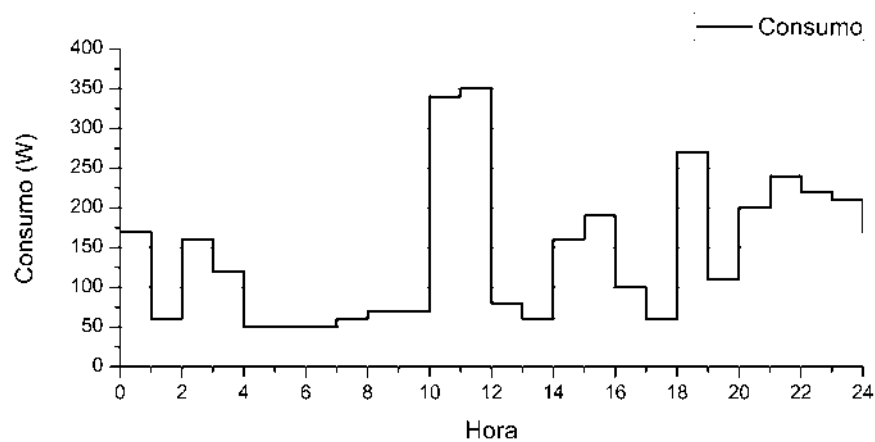


Figura B.20. Perfil de consumo de electricidad para el mes de septiembre.

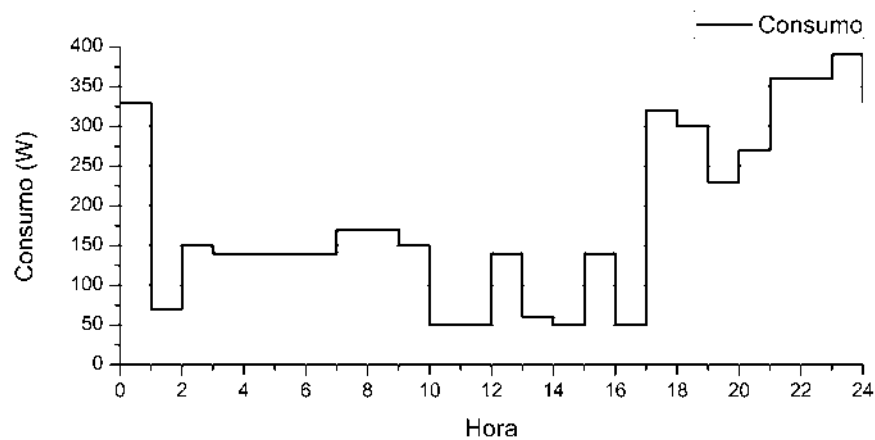


Figura B.21. Perfil de consumo de electricidad para el mes de octubre.

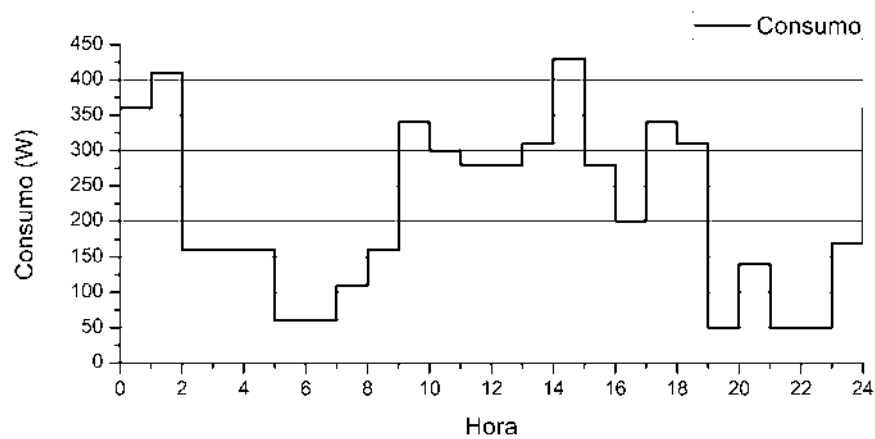


Figura B.22. Perfil de consumo de electricidad para el mes de noviembre.

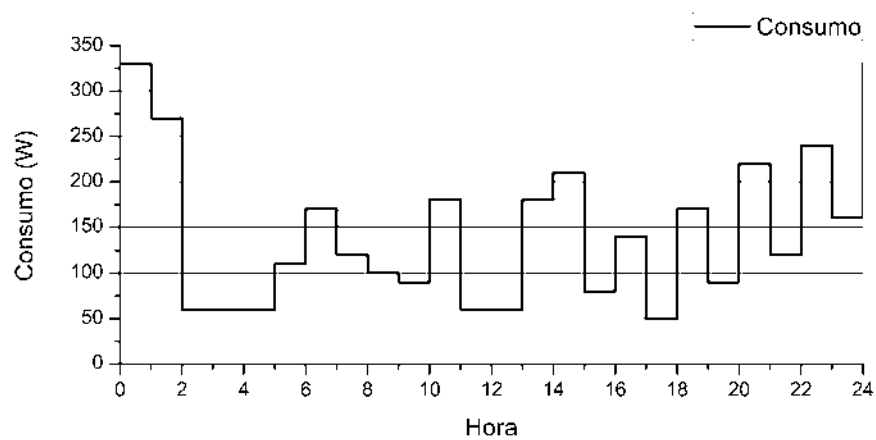


Figura B.23. Perfil de consumo de electricidad para el mes de diciembre.

Apéndice C

Código EES

"EL SIGUIENTE CÓDIGO ESTÁ DESTINADO A RESOLVER ITERATIVAMENTE LAS ECUACIONES RESULTANTES DEL MODELO DE TRANSFERENCIA DE CALOR DEL COLECTOR HÍBRIDO FV/T, USANDO LAS CARACTERÍSTICAS DESCRITAS EN LA PROPUESTA DEL SISTEMA"

"PARÁMETROS"

m_._=40/3600 "flujo másico (kg/s)"
T_i=25 "Temperatura del fluido a la entrada del colector (°C)"
T_a=25 "Temperatura ambiente (°C)"
v=2 "velocidad del viento (m/s)"
A_c=1.5523 "Área del colector (m)"
G=1000 "Irradiancia (W/m²)"
beta=20 "Ángulo de inclinación del colector (°)"

"DIMENSIONES DEL COLECTOR"

delta=0.0002 "Espesor del absorbedor (m)"
t_b=0.05 "Espesor del aislamiento trasero (m)"
t_e=0.025 "Espesor del aislamiento lateral (m)"
pe=1.022*2+1.652*2 "Perímetro del colector (m)"
t_col=0.077 "Espesor del colector (m)"
W=0.0788 "Distancia entre tubos (m)"
D=0.01 "Diámetro exterior de los tubos (m)"
D_i=0.008 "Diámetro interior de los tubos (m)"

"PROPIEDADES TÉRMOFÍSICAS"

$k=401$ "Conductividad térmica de la lámina (W/mK)"
 $C_p=4180$ "Calor específico del agua (J/kgK)"
 $\alpha=0.95$ "Absortancia de las celdas"
 $k_b=0.045$ "Conductividad térmica del aislamiento trasero (W/mK)"
 $k_e=0.045$ "Conductividad térmica del aislamiento lateral (W/mK)"
 $k_f=0.6165$ "Conductividad térmica del agua (W/mK)"
 $Nu=4.36$ "Número de Nusselt"
 $h_{cba}=h_w$ "Coef. de transferencia de calor por detrás (W/m² K)"
 $\Sigma=5.67 \times 10^{-8}$ "Constante de Stephan-Boltzman"
 $\epsilon_g=0.88$ "Emisividad de la cubierta"
 $\epsilon_p=0.9$ "Emisividad del absorbedor"
 $C_b=999999999$ "Conductancia de la unión (tiende a infinito)"

"CONSTANTES MÓDULO FV"

$\eta_r=0.1529$ "Eficiencia de referencia"
 $\beta_r=0.0045$ "Coeficiente de caída de potencia"
 $T_r=25$ "Temperatura de referencia (°C)"
 $\eta_a=\eta_r \cdot (1 - \beta_r \cdot (T_a - T_r))$ "Eficiencia evaluada a la temperatura ambiente"

"COLECTOR HÍBRIDO CON UNA CUBIERTA"

$N=1$ "Número de cubiertas"
 $\tau=0.9$ "Transmitancia de la cubierta"
 $S=G \cdot \tau \cdot \alpha$ "Energía absorbida"
 $S_h=S \cdot (1 - \eta_a / \alpha)$
 $h_w=2.8 + 3 \cdot v$ "Coef. de transferencia de calor por convección"
 $h_f=Nu \cdot k_f / D_i$ "Coef. de transferencia de calor dentro de los tubos"
 $C=520 \cdot (1 - 0.000051 \cdot \beta^2)$
 $e_f=(1 + 0.089 \cdot h_w - 0.1166 \cdot h_w \cdot \epsilon_p) \cdot (1 + 0.07866 \cdot N)$

```

U_b=1/(t_b/k_b+1/h_cba)
U_e=(k_e/t_e*pe*t_col)/A_c

T_pm[1]=45 "Temperatura media del absorbedor supuesta (°C)"

"CÁLCULOS"
duplicate i=1;5
e[i]=0.430*(1-100/(t_pm[i]+273))
U_t[i]=(N/((c/(t_pm[i]+273))*((t_pm[i]-T_a)/
(N+efe))^e[i])+1/h_w)^(-1)+((sigma*(t_pm[i]+273+T_a+273)*
((t_pm[i]+273)^2+(T_a+273)^2))/(1/(epsilon_p+0.00591*N*h_w)+
(2*N+efe-1-0.133*epsilon_p)/epsilon_g-N))
U_L[i]=U_t[i]+U_e+U_b
U_Lh[i]=U_L[i]-((S/alpha)*(ETA_r*BETA_r))
m[i]=sqrt(u_lh[i]/(k*delta))
F_h[i]=tanh((m[i]*(W-D))/2)/((m[i]*(W-D))/2)
F_primh[i]=(1/u_lh[i])/(W*(1/(u_lh[i]*(D+(W-D)*F_h[i]))+
(1/C_b)+(1/(pi*D_i*h_f))))
F_Rh[i]=(m_._*C_p)/(A_C*u_lh[i])*
(1-exp((-u_lh[i]*F_primh[i]*A_C)/(C_p*m_._)))
Q_u[i]=F_Rh[i]*A_c*(S_h-u_lh[i]*(T_i-T_a))
W_e[i]=(A_c*S*eta_a)/alpha*(1-(ETA_r*BETA_r)/
ETA_a*(F_Rh[i]*(T_i-T_a)+S_H/u_lh[i]*(1-F_Rh[i])))
T_pm[i+1]=T_i+(Q_u[i]/A_c)/(F_Rh[i]*u_lh[i]*(1-F_Rh[i]))
end

"COLECTOR HÍBRIDO DESCUBIERTO"
N_d=0 "Número de cubiertas"
tau_d=1 "Transmitancia de la cubierta"
S_D=G*tau_d*alpha
S_hd=S_D*(1-ETA_a/alpha)
efe_d=(1+0.089*h_w-0.1166*h_w*epsilon_p)*(1+0.07866*N_d)
T_pmd[1]=45 "Temperatura media del absorbedor supuesta (°C)"

"CÁLCULOS"

```

```

duplicate i=1;5
e_d[i]=0.430*(1-100/(t_pmd[i]+273))
U_td[i]=(N_d/((c/(t_pmd[i]+273))*((t_pmd[i]-T_a)/
(N_d+efe_d))^e_D[i])+1/h_w)^(-1)+((sigma*(t_pmd[i]+273+T_a+273)*
((t_pmd[i]+273)^2+(T_a+273)^2))/(1/(epsilon_p+0.00591*N_D*h_w)+
(2*N_D+efe_d-1-0.133*epsilon_p)/epsilon_g-N_d))
U_Ld[i]=U_td[i]+U_e+U_b
U_Lhd[i]=U_Ld[i]-((S_d/alpha)*(ETA_r*BETA_r))
md[i]=sqrt(u_lhd[i]/(k*delta))
F_hd[i]=tanh((md[i]*(W-D))/2)/((md[i]*(W-D))/2)
F_primhd[i]=(1/u_lhd[i])/((W*(1/(u_lhd[i]*(D+(W-D)*F_hd[i]))+
(1/C_b)+(1/(pi*D_i*h_f))))))
F_Rhd[i]=(m_._*C_p)/(A_C*u_lhd[i])*
(1-exp((-u_lhd[i]*F_primhd[i]*A_C)/(C_p*m_._)))
Q_ud[i]=F_Rhd[i]*A_c*(S_hd-u_lhd[i]*(T_i-T_a))
W_ed[i]=(A_c*S_d*eta_a)/alpha*(1-(ETA_r*BETA_r)/
ETA_a*(F_Rhd[i]*(T_i-T_a)+S_Hd/u_lhd[i]*(1-F_Rhd[i])))
T_pmd[i+1]=T_i+(Q_ud[i]/A_c)/(F_Rhd[i]*u_lhd[i]*(1-F_Rhd[i]))
end

```
