



CENTRO DE INVESTIGACIONES
EN ÓPTICA, A.C.

“DESARROLLO DE UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO DE CONCENTRACIÓN PARA
APLICACIONES DE CO-GENERACIÓN”



Como requisito para obtener el grado de
Maestro en Optomecatrónica

Asesor: Dr. Iván Salgado Tránsito

Estudiante: Marthoz Angulo Calderón

Junio de 2018
Aguascalientes, Aguascalientes, México

JURADO ASIGNADO:

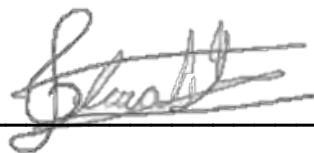
Presidente: Dr. Iván Salgado Tránsito

Primer sinodal: Dr. Arturo Días Ponce

Segundo sinodal: Dr. Fernando Martell Chávez

TUTOR DE TESIS:

Dr. Iván Salgado Tránsito

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Iván Salgado Tránsito', is written over a solid horizontal line.

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Avelino y Olga, por su apoyo incondicional en el desarrollo de mi vida, tanto en lo económico como en lo moral, por sus consejos y por ser la mano que me guía por el buen camino, a ustedes les debo lo que ahora soy.

A mi hermana Nallely por estar siempre disponible para escuchar mis problemas y apoyarme a tomar las mejores decisiones, por apoyarme en mis sueños y ser mi ejemplo a seguir.

A Lizeth G. por acompañarme durante esta etapa, por todo el cariño y la paciencia brindada, por soportar las noches en las que solo estaba escribiendo cosas, por permitirme formar parte de tu familia y por el apoyo para poder dar este importante paso en mi vida.

A mis amigos, compañeros y hermanos de maestría, por darme la oportunidad de compartir tantas aventuras que vivimos juntos, por apoyarme en todo lo que necesité en mi estadía, por todas las charlas profundas y por soportar mi peculiar forma de expresarme.

A la M.O. Amanda S. por su sincera amistad desde el primer momento en que nos conocimos, por decirme mis errores de forma directa, por hacerme sentir en confianza en cada momento, por estar siempre pendiente de mi progreso en el posgrado y presionarme siempre a ser mejor.

Al Dr. Iván Salgado T. por ser mi asesor de tesis, por ser mi guía, por todo el apoyo brindado para poder concretar este trabajo, por compartir su conocimiento de forma abierta, por su paciencia y por ser mi amigo.

Al Centro de Investigaciones en Óptica A.C. (CIO) por la oportunidad de cursar un posgrado de calidad, por facilitar las herramientas necesarias para que este trabajo y por todas las atenciones que han tenido conmigo.

Al taller de manufactura del CIO León, por su trabajo profesional en la construcción de piezas para el prototipo, por ser tan responsables y amables. Al Dr. Juan S. por todos sus consejos en el diseño mecánico y electrónico.

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y a la Secretaría de Energía (SENER) por la asignación de la beca de maestría, así como el apoyo recibido a través del proyecto Desarrollo Científico para atender Problemas Nacionales 2015-01-1651: "Diseño y Construcción de Potabilizador Integral Solar de Agua para Comunidades Rurales".

DEDICATORIA

A mis padres, hermana y sobrino, por todo su amor y apoyo.

RESUMEN

Los sistemas Fotovoltaicos de Concentración (CPV, por sus siglas en inglés) son una alternativa a los sistemas fotovoltaicos convencionales, al sustituir las grandes áreas de paneles fotovoltaicos por dispositivos ópticos como lentes o espejos; los cuales concentran la radiación solar (en un orden superior a 300 soles) en una zona focal donde se coloca una celda solar de menor tamaño y de alta eficiencia. El beneficio obtenido es la reducción del costo de generación de electricidad al disminuir drásticamente el área a cubrir con celdas solares y al incrementar la eficiencia de conversión del sistema a más del 30 %. No obstante, el hecho de utilizar radiación solar concentrada conlleva nuevos retos: la necesidad de contar con un sistema fiable de seguimiento solar, un sistema de enfriamiento para disipar el calor y evitar la fundición de la celda, así como el propio sistema de concentración solar.

Estas dificultades, aunadas a la reducción de precios de los módulos solares de Silicio, han frenado la proliferación comercial de sistemas CPV. La tendencia mundial en esta tecnología ha sido apostar por sistemas robustos de grandes dimensiones. Por otra parte, esta tendencia ha impedido que se exploren otros nichos de oportunidad para la tecnología CPV, como son los usuarios domésticos e industriales con restricciones de disponibilidad de terreno.

En el presente trabajo de tesis se presenta el diseño y construcción de un prototipo de un sistema fotovoltaico de concentración con una potencia nominal de $231.36 W_e$ y área de captación solar de $1 m^2$. El sistema está integrado por un sistema óptico a base de lentes de Fresnel con factor de concentración teórico de 627 Soles y un sistema de seguimiento solar de dos grados de libertad, para el movimiento en el eje acimutal se cuenta con una transmisión de banda dentada y motor a pasos, mientras que para el movimiento en el eje de elevación se utilizó una transmisión de moto reducción y motor a pasos. La estructura de soporte está fabricada con acero y aluminio estructural para asegurar que sea ligero y de bajo costo. El sistema de control es de lazo abierto y fue desarrollada en la plataforma de Arduino. El prototipo está diseñado para aplicaciones de cogeneración de energía (electricidad + calor) en usuarios domésticos o industriales de pequeña y mediana escala.

A lo largo de este proyecto de tesis se presentan el diseño, construcción y pruebas de funcionamiento de un prototipo de panel fotovoltaico de alta concentración a partir de celdas de triple unión, utilizando un sistema de seguimiento solar autónomo, de tal manera que pueda funcionar sin intervención alguna a lo largo del día solar.

El prototipo se realizó utilizando el software de diseño asistido por computadora (CAD por sus siglas en inglés) SolidWorks 2016®, partiendo de algunas especificaciones mecánicas. Se utilizaron 9 lentes

de Fresnel de foco puntual de 300 mm, con dimensiones de 280 mm x 280 mm, donde se colocaron los receptores fotovoltaicos. Para el diseño de la estructura se contemplaron dos materiales predominantes: aluminio estructural y acero al carbón. El sistema de seguimiento se realizó utilizando una tarjeta de desarrollo con el controlador Arduino Mega 2560.

Con las especificaciones del diseño mecánico, electrónico y del desempeño óptico, se obtuvo la relación de concentración y, utilizando un modelo de transferencia de calor, se estimó la temperatura que podría alcanzar el receptor bajo las condiciones climatológicas de la región de Aguascalientes, Ags., México.

Finalmente, se procedió con la construcción del prototipo, logrando concluir la estructura, acoplamiento de motores y electrónica de control. Posteriormente se realizaron pruebas en campo del funcionamiento del concentrador, manteniendo una estabilidad parcial en el punto focal a lo largo del día solar.

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Comparación entre sistemas PV, PVT y térmicos solares [Hasan and Sumathy, 2010].	3
Figura 2. Capacidad y tipo de CPV instalada anualmente en el mundo	4
Figura 3. Incrementos en la capacidad instalada global solar fotovoltaica	5
Figura 4. Proceso de absorción de un fotón en un semiconductor con banda prohibida	12
Figura 5. Modelo básico de una celda solar PV.	13
Figura 6. Formación de una región de carga espacial.	14
Figura 7. Clasificación de la tecnología solar fotovoltaica.	15
Figura 8. Proceso de producción para celdas solares típicas de silicio cristalino comercial	16
Figura 9. Componentes típicos en una instalación PV con conexión a la red eléctrica.	17
Figura 10. Diagrama esquemático de un sistema PVT con enfriamiento a base de agua	19
Figura 11. Vista de la sección transversal de diseños comunes para sistemas de enfriamiento.	19
Figura 12. Materiales comúnmente utilizados en la fabricación de celdas PV [Ogbomo et al, 2017].	23
Figura 13. Categorías de los sistemas fotovoltaicos y térmicos fotovoltaicos [Ju et al, 2017].	25
Figura 14. Configuración básica de un sistema de concentración térmica fotovoltaica	26
Figura 15. Configuración básica de un sistema de concentración térmica fotovoltaica.	27
Figura 16. Configuraciones de los sistemas de concentración.	28
Figura 17. (a) Diagrama esquemático de un sistema LFR (b) Diagrama esquemático de un PTC	29
Figura 18. Comparativa entre dos lentes (a) lente de Fresnel (b) lente convencional	30
Figura 19. Configuración básica para un concentrador térmico fotovoltaico.	32
Figura 20. Tipos de seguidores solares de dos ejes para sistemas de CPVT.	34
Figura 21. Ecuación del tiempo (E) en minutos durante todo un año.	36
Figura 22. Esfera celeste con el recorrido aparente del Sol y el ángulo de declinación solar.	37
Figura 23. Definición del ángulo cenit, acimutal y altura solar.	38
Figura 24. Interacción de un haz incidente en un medio con un índice de refracción distinto.	40
Figura 25. Vista transversal del efecto de refracción en una lente de Fresnel.	41
Figura 26. Vista transversal del efecto de refracción en una lente de Fresnel.	42
Figura 27. Grafica de radiación incidente sobre la celda CPV contra el ángulo de incidencia	43
Figura 28. Dimensiones del diseño en CAD de la estructura de movimiento en altura solar	46
Figura 29. Vista frontal de la estructura de seguimiento en altura solar	46
Figura 30. Diseño en CAD de la base de la estructura.	48
Figura 31. Detalle del mallado con énfasis en la estructura de altura solar	49
Figura 32. Deformación total de la estructura de altura solar con cargas de gravedad.	50
Figura 33. Deformación total de la estructura de azimut con cargas de gravedad.	50
Figura 34. Rampa de aceleración de movimiento en elevación solar.	52

Figura 35. Gráfica de torque contra tiempo para el movimiento del prototipo en altura solar.	52
Figura 36. Gráfica de torque contra tiempo para el movimiento del prototipo en azimut.....	53
Figura 37. Ubicación del sensor de posición para altura solar.....	55
Figura 38. Ubicación del sensor de posición para movimiento de Azimut.	56
Figura 39. Vista inferior del shield diseñado para un Arduino Atmega2560 elaborado en Proteus 8. .	57
Figura 40. Vista superior del shield diseñado para un Arduino Atmega2560 elaborado en Proteus 8.	57
Figura 42. Diagrama de flujo del el algoritmo básico de seguimiento solar para el prototipo.....	60
Figura 43. Proceso de taladrado para las piezas de aluminio estructural careadas	61
Figura 44. Escuadras en ángulo de 90° como refuerzo estructural en puntos estratégicos.....	61
Figura 45. Instalación de policarbonato celular en la estructura de altura solar.....	62
Figura 46. Estructura de altura solar con polímeros tensores de lentes de Fresnel.....	62
Figura 47. Unión de la estructura base de acero, con la estructura de aluminio de 40 mm.	63
Figura 48. Estructura mecánica final del prototipo.....	64
Figura 49. Método de sujeción de las placas para el proceso de impresión.	65
Figura 50. Placa de FR4 impresa, previa al proceso de soldadura de componentes.	66
Figura 51. Shield para el controlador Arduino ATmega2560.	66
Figura 52. Sistema de control para el prototipo de seguimiento solar.	67
Figura 53. Diagrama de conexiones del controlador, sensores y actuadores.....	68
Figura 54. Prototipo del sistema fotovoltaico de concentración solar.	72
Figura 55. Sistema de transmisión para movimiento en Azimut por banda dentada.....	73
Figura 56. Receptor fotovoltaico suncorePHOTOVOLTAICS CPV de 10 mm.	74

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Criterios utilizados para el desarrollo de estructuras en sistemas CPVT [Winter et al, 1991].	33
Tabla 2. Características técnicas del aluminio estructural 6063 (Al Mg Si 0,5).	44
Tabla 3. Composición química de proporciones masivas del aluminio estructural en %.	45
Tabla 4. Fases necesarias en el método de análisis de elementos finitos.	49
Tabla 5. Características del sistema de transmisión de altura solar.	53
Tabla 6. Características del sistema de transmisión en azimut.	54
Tabla 7. Especificaciones generales del sistema de control.	69
Tabla 8. Especificaciones generales del sistema fotovoltaico.	75

NOMENCLATURA

<i>Acolec</i>	Área del colector
AlMgSi	Aleación de aluminio, magnesio y silicio
HCPV	Alta concentración fotovoltaica (High concentration photovoltaic)
HCPVT	Alta concentración térmica fotovoltaica (High concentration WHR CPVT system)
FEA	Análisis de elementos finitos (Finite Element Analysis)
γ_s	Ángulo acimutal solar en grados
θ_z	Ángulo cenital en grados
α_s	Ángulo de altura solar en grados
θ_t	Ángulo de inclinación final
θ_i	Ángulo de inclinación inicial
GaSb	Antimoniuro de Galio
m^2	Área en metros cuadrados
GaAs	Arseniuro de Galio
LCPV	Baja concentración fotovoltaica (Low concentration photovoltaic)
LCPVT	Baja concentración térmica fotovoltaica (Low concentration WHR CPVT system)
E_g	Banda prohibida (<i>Bandgap</i>)
USB	Bus Universal en Serie (Universal Serial Bus)
AWG	Calibre de alambre estadounidense (American wire gauge)
C_p	Calor específico del fluido
Q_{cal}	Calor útil del sistema PVT
DSSC	Celdas solares sensibilizadas por colorantes
cm	Centímetros
cm^3	Centímetros cúbicos
CIO	Centro de investigaciones en óptica A.C.
CIGS	Cobre, Indio y Diseleniuro de Galio
β	Coeficiente de temperatura en $^{\circ}C^{-1}$
PTC	Colectores de Canal parabólico (Parabolic Trough Collector)
PC	Computadora personal (Personal computer)
CSP	Concentración de energía solar (Concentrating solar power)
CPV	Concentración fotovoltaica (Concentration photovoltaic)
CPVT	Concentración térmica fotovoltaica (Concentrating photovoltaic thermal)
h	Constante de Planck
PLC	Controlador lógico programable (Programmable Logic Controller)
DC	Corriente directa (Direct current)
I	Corriente eléctrica
A	Corriente eléctrica en Amperes
δ	Declinación solar en grados
B	Día angular
ΔT	Diferencia de temperatura entre dos fluidos
CO ₂	Dióxido de carbono
CAD	Diseño asistido por computadora (Computer-aided design)
η_r	Eficiencia de referencia de un panel fotovoltaico
E_{rd}	Eficiencia del reductor
η_{elec}	Eficiencia del sistema eléctrico

η_{term}	Eficiencia del sistema térmico
η_{total}	Eficiencia total de un sistema PVT
E_{ph}	Energía de los fotones
NIR	Espectro solar infrarrojo cercano
UV	Espectro solar ultravioleta
Vis	Espectro solar visible
F_D	Factor de diseño
\dot{m}	Flujo másico del fluido en un sistema PVT
GaInP	Fosfuro de Galio-Indio
InP	Fosfuro de Indio
PV	Fotovoltaico (Photovoltaic)
ν	Frecuencia de la luz en Hertz
Khz	Frecuencia en kilohertzio
Ge	Germanio
GW	Giga Watts
$^{\circ}/s$	Grados por segundo
ω	Hora angular
n_t	Índice de refracción final
n_i	Índice de refracción original
n_{ti}	Índice de refracción relativo
DIP	Interruptor de doble línea (Dual In Line Package)
I_s	Intensidad de la radiación solar en (W/m^2)
km/h	Kilómetro por hora
Φ	Latitud geográfica en grados
TTL	Lógica transistor a transistor (Transistor-transistor logic)
L_{Est}	Longitud geográfica estándar
L_{Loc}	Longitud geográfica local
FR4	Material para construir placas de circuito impreso con retardante de flama
MCPV	Media concentración fotovoltaica (Medium concentration photovoltaic)
MCPVT	Media concentración térmica fotovoltaica (Medium concentration WHR CPVT system)
MW	Megawatts
μm	Micrómetros
mm	Milímetros
mm/s^2	Milímetros sobre segundo al cuadrado
nm	Nanómetros
Nm	Newton metro
N/m^2	Newton sobre metro cuadrado
E_c	Nivel de banda de conducción
E_v	Nivel de banda de valencia
E_f	Nivel de energía del electrón final
E_i	Nivel de energía del electrón inicial
n	Número de día (1-365)
E	Parámetro de la ecuación del tiempo en minutos
PCB	Placa de circuito impreso (Printed Circuit Board)
PMMA	Polimetilmetacrilato
LFR	Reflectores lineales de Fresnel (Linear Fresnel Reflector)

RTC	Reloj en tiempo real (Real Time Clock)
rpm	Revoluciones por minuto
MPPT	Seguidor de punto de máxima potencia
CIS	Seleniuro de Cobre e Indio
Si	Silicio
a-Si	Silicio amorfo
c-Si	Silicio cristalino
μ c-Si	Silicio microamorfo
sc-Si	Silicio monocristalino
mc-Si	Silicio policristalino
WHR	Sistema con recuperación de calor residual (Waste heat recovery)
EDF	Sistemas con ajuste de distribución de energía (Energy distribution fitting)
SBS	Sistemas con división espectral del haz (Spectral beam splitting)
BIPV	Sistemas fotovoltaicos integrados en construcciones
BIPVT	Sistemas térmicos fotovoltaicos integrados en construcciones
CdTe	Teluro de Cadmio
T_r	Temperatura de referencia en un panel fotovoltaico
T_{sc}	Temperatura de un panel fotovoltaico
VAC	Tensión eléctrica en corriente alterna
VDC	Tensión eléctrica en corriente directa
v	Tensión eléctrica en Voltios.
PVT	Térmica fotovoltaica (Photovoltaic/Thermal)
T_{Est}	Tiempo estándar
T_{Sol}	Tiempo solar
τ_{rd}	Torque ideal del reductor en Nm
τ_{elv}	Torque real del reductor en Nm
V	Voltaje eléctrico
W	Watts

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Planteamiento del problema y motivación	4
1.4 Justificación.....	5
1.5 Objetivos del proyecto	8
1.5.1 Objetivo general.....	8
1.5.2 Objetivos Específicos.....	8
1.5.3 Metas	8
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO.....	10
2.1 Energía solar fotovoltaica	10
2.2 Principio de funcionamiento de una celda PV.....	11
2.2.1 Generación de portadores de carga por la absorción de fotones en los materiales que forman una unión.....	11
2.2.2. Separación de los portadores de carga generados en la unión.....	13
2.2.3. Recolección de los portadores de carga	13
2.2.4 Uniones semiconductoras.....	14
2.3 Tipos de celdas fotovoltaicas según su generación	15
2.3.1 Celdas de primera generación	15
2.4 Tecnología térmica fotovoltaica	16
2.3.2 Celdas de segunda generación.....	21
2.3.3 Celdas de tercera generación	22
2.5 Tipos de concentradores Térmicos Fotovoltaicos.....	24
2.6 Sistemas CPVT según el seguimiento solar	27
2.6.1 Sistemas CPVT con seguimiento en 1 eje	29
2.6.2 Sistemas CPVT con seguimiento en 2 ejes.....	30
2.7 Estructuras de seguimiento solar.....	32

2.8 Ecuación del tiempo	34
2.9 Declinación solar	36
2.10 Posición del Sol respecto a superficies planas	37
CAPÍTULO 3. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL CPV	39
3.1 Diseño óptico.....	39
3.1.1 Fenómenos ópticos.....	39
3.1.2 Lentes de Fresnel	40
3.1.3 Dimensionamiento del sistema óptico	41
3.2 Diseño mecánico.....	43
3.2.1 Selección de materiales	44
3.2.3 Diseño estructura de elevación del sistema de seguimiento solar.....	45
3.2.4 Diseño de base en el eje acimutal del seguidor solar.....	47
3.2.5 Simulación mediante análisis por elemento finito	48
3.3 Diseño de control.....	51
3.3.1 Selección de motores.....	51
3.3.2 Detección de posición	54
3.3.3 Diseño electrónico	56
3.3.4 Desarrollo del código para el control	58
3.4 Manufactura mecánica	61
3.5 Elaboración de shield para controlador.....	65
CAPÍTULO 4. PUESTA EN MARCHA DEL PROTOTIPO	68
4.1 Periféricos de conexión	68
4.2 Pruebas de funcionamiento	70
4.2 Resultados del diseño del sistema fotovoltaico de concentración	72
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES.....	76
5.1 Conclusiones.....	76
5.2 Trabajo futuro.....	77
Referencias.....	78

Anexos.....	84
Código de control en Arduino	84
Tabla de costos de las piezas del CPV	98

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

El uso irracional de fuentes de energía convencionales como el gas natural, petróleo y carbón afecta el balance ecológico de nuestro planeta de manera preocupante. Anualmente, se generan aproximadamente 8 millones de toneladas métricas de carbón, las cuales son arrojadas a la atmósfera. El incremento de la población y la industrialización han incrementado a su vez el consumo de combustibles fósiles y el subsecuente incremento en las emisiones de gases de efecto invernadero, que en caso de continuar a este ritmo acelerado podríamos llegar a un punto de no retorno [Kumar et al, 2012]. La situación se torna aún más complicada para países en desarrollo, ya que el consumo de energía presenta un incremento a razón de una tasa anual promedio de 3.2%, en comparación con países económicamente desarrollados, los cuales presentan una tasa de 1.1%. En caso de continuar con esta tendencia, se estima que para el año 2020 el uso de energía en países con economías emergentes superará a aquellos actualmente desarrollados [Pérez et al, 2008].

Por esta razón, uno de los grandes desafíos que enfrenta la sociedad actual es satisfacer la demanda de energía mediante fuentes que sean amigables con el medio ambiente. Una alternativa son las tecnologías de energía renovable, que en la última década han ganado mayor aceptación, una encuesta en 2013 arrojó que en Estados Unidos de América, la población aprueba “hacer mayor énfasis” en energías solar y eólica en comparación con energías fósiles [Herche, 2017].

Las tecnologías de captación de energía solar presentan una prometedora solución ante la problemática actual, con la ventaja que a diferencia de otros tipos de tecnologías renovables ésta puede ser aprovechada en la mayor parte del mundo, siempre y cuando las condiciones climáticas sean las adecuadas. Ejemplo de tecnologías solares son la fotosíntesis artificial, procesos fotoquímicos, la energía solar térmica, la tecnología fotovoltaica (PV, por sus siglas en inglés), energía solar concentrada (CSP, por sus siglas en inglés), entre otras. Aunque existen varias alternativas para aprovechar la energía solar, sobresale la tecnología CSP y la tecnología solar PV. La primera de estas consiste en aprovechar el calor generado por el efecto de la absorción de radiación solar concentrada. Este tipo de tecnología consiste en concentrar la radiación solar sobre un área focal e incrementar el flujo radiactivo sobre ella, para mediante un mecanismo de transferencia de calor por radiación se consiga el incremento de la temperatura del receptor. Algunos ejemplos de estos sistemas son, concentradores solares de canal parabólico, plantas de torre central, o incluso calentadores solares de agua o aire. Otra manera de aprovechar la radiación electromagnética del sol es mediante paneles fotovoltaicos y los convierte directamente en energía eléctrica de corriente directa (DC, por sus siglas en inglés).

La generación de electricidad mediante energía solar está dominada por el uso de paneles solares a base de celdas fotovoltaicas de silicio (Si). Sin embargo una de sus principales desventajas es su baja eficiencia, dado que la conversión energética oscila entre 10%-26%. Existen otros tipos de celdas como las fabricadas a base de perovskita con un 16%-20%, celdas con película delgada de calcogenuro con un 10%-21% o incluso las celdas orgánicas con 9%-11% de eficiencia, entre otras [Green et al, 2017].

Es importante señalar que la eficiencia de una celda PV está estrechamente ligada a la temperatura en la que opera, ya que mientras mayor sea la temperatura a la que estén sometidas las celdas, es menor la eficiencia que estas presentan. Bajo estas circunstancias es importante mantener la temperatura de las celdas lo más bajo posible.

Aunque existen diferencias entre las tecnologías PV y solar térmica, es posible combinar estas dos tecnologías en busca de mejorar la eficiencia de conversión. Esto se puede lograr aprovechando el flujo térmico generado por la radiación solar y el efecto fotovoltaico de las celdas. Otra forma de aumentar la eficiencia de un sistema fotovoltaico, es mejorando la calidad de las celdas, en la actualidad las celdas solares más eficientes son las de triple y cuádruple unión, sin embargo la fabricación de estas aun representa un desafío tecnológico por su un alto costo en comparación con las celdas convencionales de silicio. Las celdas fotovoltaicas de múltiple unión pueden alcanzar una eficiencia mayor al 30%. Si además se logra concentrar la radiación solar utilizando elementos ópticos más económicos, se podría reducir el costo del sistema de manera significativa, reduciendo la inversión que implican las celdas de múltiple unión. A estos sistemas se les conoce como sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV, por sus siglas en inglés), y ésta es la tecnología desarrollada en este proyecto.

1.2 Antecedentes

La energía solar es una de las fuentes de energía más prometedoras, ya que se le considera una fuente de energía limpia, amigable con el medio ambiente y prácticamente ilimitada. Buscando aprovechar al máximo esta fuente de energía, los investigadores han desarrollado algunos métodos de captación de energía como los reflectores lineales de Fresnel (LFR, por sus siglas en inglés) o los concentradores cilindros parabólicos (PTC, por sus siglas en inglés), los cuales son capaces de incrementar la eficiencia del proceso de recolección de radiación solar. Algunas de estas tecnologías son resultantes de la unión de 2 o más tecnologías independientes, como es el caso de la unión de tecnología PV con concentradores. Esta unión dio como resultado la tecnología de concentración fotovoltaica, la tecnología térmica fotovoltaica o incluso la tecnología de concentración térmica fotovoltaica (CPVT, por sus siglas en inglés). Siendo esta última diseñada y desarrollada

principalmente para propósitos de investigación y experimentación científica. En la figura 1, se muestra un esquema comparativo entre los sistemas de aprovechamiento solar.

Las primeras investigaciones en tecnologías PVT de las que se tienen registro datan de los años 1970's, las cuales se enfocaron en desarrollar sistemas concentradores con el interés principal de incrementar la eficiencia energética general, siendo las aplicaciones domésticas hacia dónde estaba dirigido el mercado [Hasan and Sumathy, 2010]. Aunque el desarrollo de esta tecnología ha tenido un relativo éxito, no todo ha sido favorecedor. Desde el año 2011 las principales compañías involucradas con sistemas CPV, han enfrentado dificultades. Algunas de estas empresas han tenido que cambiar de CPV a PV, han entrado en bancarrota o incluso clausurado sus actividades permanentemente, llegando incluso a ser absorbidas por empresas más grandes para poder subsistir [Wiesenfarth et al, 2017]. El principal desafío que presentan las compañías de CPV es la competencia con sistemas PV de silicio de panel plano, ya que en los últimos años esta tecnología fotovoltaica ha experimentado un importante decrecimiento en su costo de producción, y como resultado los sistemas CPV han perdido competitividad al ser mucho más costosos.

El desarrollo de diseños con aplicaciones para la industria espacial utilizando tecnología CPV ha permitido su subsistencia. Estos sistemas CPV en su mayoría utilizan lentes de Fresnel como sistemas primarios de refracción y de tipo de enfoque puntual. Por otro lado, algunas compañías han optado por utilizar celdas de menor tamaño y concentraciones más altas, con el fin de lograr una reducción en costos, así como darle un uso al calor residual. Igualmente algunas empresas que desarrollan celdas de triple unión que son aptas para aplicaciones terrestres de CPV se encuentran activas y desarrollando nuevas mejoras en sus productos.

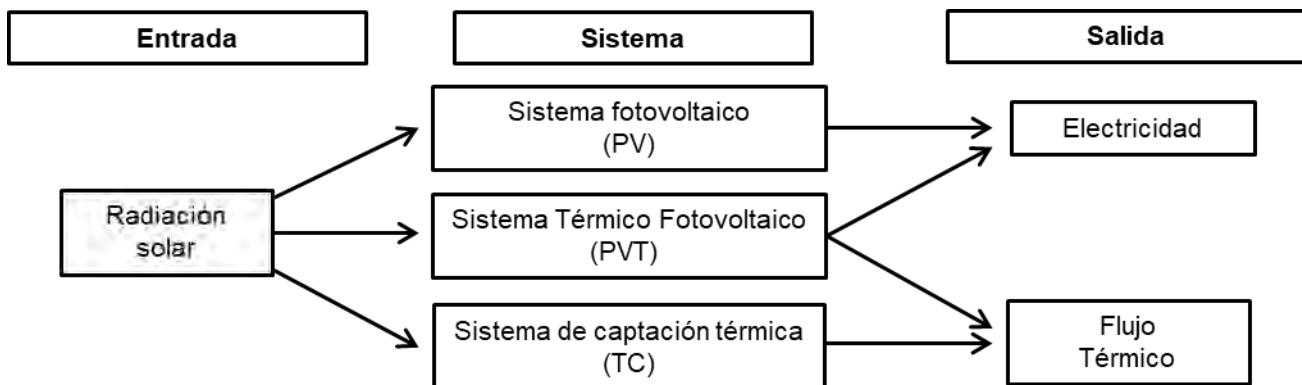


Figura 1. Comparación entre sistemas PV, PVT y térmicos solares [Hasan and Sumathy, 2010].

Entre el año 2011 y el 2014 se presentó un importante incremento global en la instalación de sistemas CPV. En la figura 2, podemos observar cómo esta tendencia se vio interrumpida en el año 2015, cuando se redujo significativamente la capacidad anual instalada a alrededor de 17 MW. Posteriormente, durante el año 2016 se realizaron algunas instalaciones que estabilizaron y rescataron los números de la capacidad anual. Dentro de estas instalaciones se encuentra la realizada por la compañía Redsolar de origen chino con capacidad de 12 MW, además de algunas de menor capacidad por las compañías Sumitomo (1 MW), BSQ (algunas de 0.25 MW) y ARZON Solar (0.3 MW). A pesar de que en estas instalaciones se utilizan lentes de Fresnel como dispositivo óptico para concentrar la radiación solar, el interés por desarrollar sistemas CPV utilizando espejos crece cada vez más. Además, los receptores PV son enfriados mediante un fluido hidráulico que extrae la energía térmica (CPVT), lo cual incrementa aún más la eficiencia del sistema [Wiesenfarth et al, 2017].

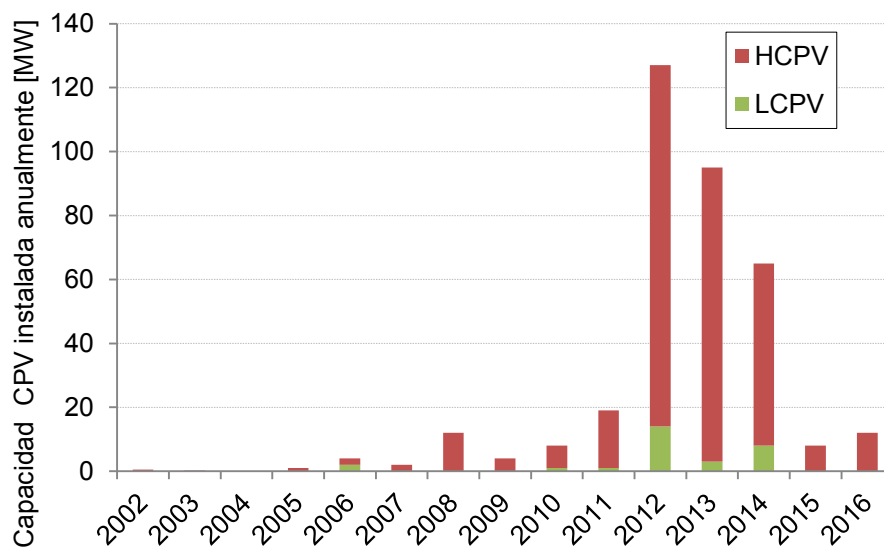


Figura 2. Capacidad y tipo de CPV instalada anualmente en el mundo indicando el tipo (HCPV o LCPV), según se deriva de los anuncios públicos, actualizado hasta marzo de 2017 [Wiesenfarth et al, 2017].

1.3 Planteamiento del problema y motivación

Uno de los mayores retos que actualmente enfrenta la sociedad es el acelerado incremento en el consumo de energía eléctrica, esto debido en gran parte por una creciente en la población mundial, demanda de comodidad y rápido desarrollo industrial. Esta necesidad se satisface principalmente mediante el uso de combustibles fósiles como el petróleo, carbón y gas natural. La continua dependencia a estos recursos no renovables, aunado a la baja eficiencia de conversión energética de estos, ha generado como consecuencia un severo problema de contaminación ambiental. Esto

generado principalmente por las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), que contribuyen al incremento del efecto invernadero en nuestro planeta.

La dependencia del sector energético en los combustibles fósiles y la búsqueda por reducir las emisiones de CO₂, han ayudado a que nuevas tecnologías sean desarrolladas como alternativas. Una de las utilizadas es la tecnología PV, la cual se está convirtiendo lentamente en una importante fuente de energía. Para América Latina y el Caribe esto no es diferente, aunque la mayoría de las instalaciones registradas son para proyectos a gran escala, hay un importante nicho de oportunidad para los sistemas distribuidos de baja y mediana capacidad. Un ejemplo a seguir puede ser Chile, al alcanzar el décimo lugar en instalaciones a nivel mundial durante el año 2016. Seguido por México, el cual alcanzó a instalar 150 MW de un total de 0.3 GW [REN21, 2017]. En la figura 3 podemos encontrar una gráfica de barras, con los 10 países con mayor capacidad instalada de tecnología solar PV hasta el año 2016.

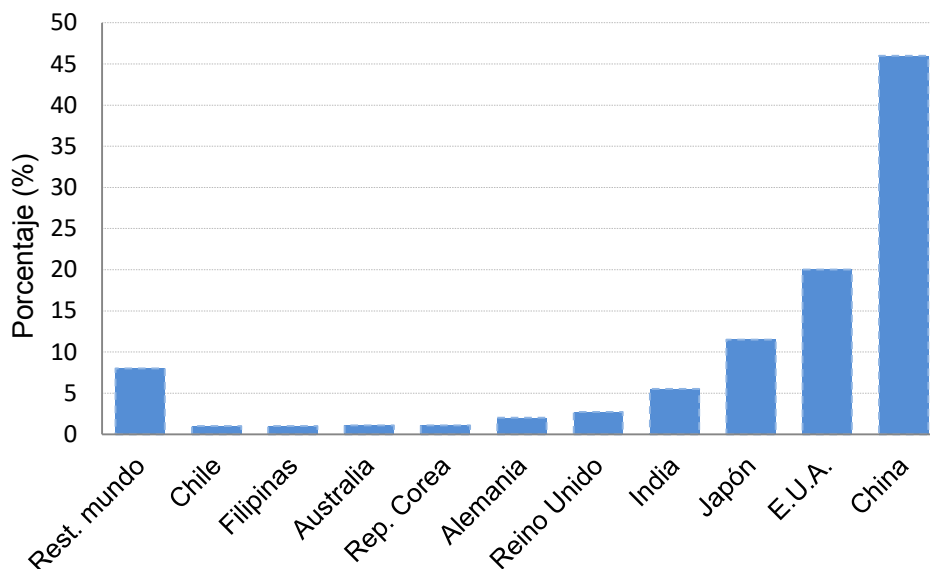


Figura 3. Incrementos en la capacidad instalada global solar fotovoltaica, registrado durante el año 2016 [REN21, 2017].

1.4 Justificación

El uso de la energía es de suma importancia para el bienestar, comodidad, generación de riqueza y desarrollo económico de una nación, así como para el nivel de vida de las personas que la habitan. La energía juega un papel de suma importancia en el desarrollo económico, haciendo evidente la fuerte relación entre la actividad económica y la disponibilidad de energía en una nación. El consumo mundial de energía durante el año 2016 fue 13,276.3 millones de toneladas equivalentes de petróleo,

de lo cual la mayoría son de origen de combustibles fósiles [Statistical Review of World Energy, 2017]. Principalmente, para la producción de energía se utilizan combustibles como el petróleo, gas natural y carbón. México no es ajeno a esta tendencia, ya que durante el año 2016 la energía primaria del país se generó en un 44% mediante petróleo, un 43% mediante gas natural y un 5% carbón. Del resto de la energía consumida durante ese año, tan solo el 2% se produjo mediante fuentes de energía renovable [Pérez et al, 2017]. Analizando estos datos, podríamos decir que la energía eléctrica producida mediante fuentes de energía renovable es muy baja. Esta situación coloca a México en una posición inquietante, aún más si consideramos que la demanda máxima bruta de energía eléctrica proyecta un crecimiento anual promedio de 3% durante los próximos 15 años. Anticipándose a esta situación, el gobierno de México recientemente está buscando incrementar la participación de energías limpias en la industria energética, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y cumplir con las metas establecidas en la Ley para la Transición Energética. Algunas de estas metas consisten en alcanzar una mínima participación de energías limpias con el 25% para el año 2018, un 30% para el 2021 y el 35% para el 2024 [Alexandri et al, 2017].

Alcanzar estas metas no es una tarea sencilla, ya que es necesario invertir en investigación y desarrollo de proyectos que estén involucrados con el objetivo. Así como en facilitar las herramientas necesarias para que estas tecnologías puedan desplegarse en nuestro país. Una alternativa es la tecnología solar fotovoltaica, la cual resulta ser una fuente sustentable y confiable de electricidad. Esta tecnología promete satisfacer la creciente demanda mundial de energía eléctrica, con la ventaja de no generar gases de efecto invernadero para su funcionamiento. Aunque países como China, India, Estados Unidos, Japón y Alemania son los más avanzados en implementar esta tecnología, los países de América Latina están buscando integrarse a esta alternativa. Mientras que Chile se corona como el país con mayor capacidad fotovoltaica acumulada instalada en esta parte del mundo con 848 MW, México busca sumarse, alcanzando 234 MW y adoptando nuevas políticas que puedan favorecer el desarrollo de esta tecnología en los próximos años [Whiteman and Esparrago, 2016].

Aunque actualmente existe una competencia entre los mercados de la energía solar térmica y la energía solar fotovoltaica, algunas investigaciones proponen combinar estas dos tecnologías en búsqueda de mejores resultados. Pese a que las celdas Fotovoltaicas han alcanzado un pico récord de eficiencia de 46%, las celdas comerciales de Si rondan los 10%-26% y las celdas de múltiple unión 25%-30%. Esto sin considerar la energía térmica que se genera en el sistema, la cual se disipa mediante diferentes técnicas para mantener un buen funcionamiento de las celdas PV. La energía térmica puede ser aprovechada combinando los sistemas PV con otros sistemas térmicos. La tecnología fotovoltaica y la tecnología solar térmica pueden llegar a combinarse y crear un híbrido que

logre aprovechar los beneficios de ambas tecnologías (PVT), generando un gran interés entre la comunidad de investigación de ambas partes.

Mientras que los paneles planos PV estacionarios están dominando el mercado fotovoltaico, algunas investigaciones se están enfocando en sistemas híbridos como los CPV. La combinación de paneles PV estacionarios con concentradores térmicos reduce los costos de producción e instalación. Es por ello que estos sistemas resultan sumamente prácticos, especialmente en instalaciones sobre techos o fachadas. Sin embargo, es importante considerar que existe una diferencia entre la eficiencia teórica y práctica de los sistemas, además de disminuir los costos, aún hay un margen para mejorar la eficiencia de los paneles CPV. Es importante mencionar que las celdas PV no son recomendables para que funcionen como absorbentes térmicos, esto debido a que el material de encapsulamiento presenta una gran emisividad térmica. Los sistemas PVT de panel plano usualmente generan un bajo flujo térmico, por lo que los hace difícil de usar en la mayoría de las aplicaciones. Como consecuencia, los sistemas PVT de panel plano se concentran en la temperatura de enfriamiento de la celda, considerando al flujo térmico como un subproducto.

Es posible utilizar elementos ópticos como lentes o espejos para direccionar los rayos del Sol hacia un punto en específico, sustituyendo así grandes áreas de paneles solares. El resultado sería una disminución de costos, pues el material de fabricación de los elementos ópticos es más económico en comparación a los semiconductores de las celdas fotovoltaicas. Al utilizar concentradores ópticos podemos incrementar la iluminación sobre las celdas PV. Por una parte, esto nos genera un incremento en la potencia de salida en los módulos PV dentro del rango de concentración, lo cual se puede traducir en un incremento en la eficiencia del sistema.

Evaluando esto, podría considerarse utilizar celdas de mayor costo, debido al ahorro en el área de las celdas solares convencionales. Por otro lado, al disminuir el área receptora, se obtiene un incremento en la temperatura y se reducen las pérdidas por conducción al aislar cada elemento circundante. Es posible lograr una eficiencia térmica aceptable y un mayor rendimiento térmico en comparación a los sistemas de paneles planos, por lo que las áreas de aplicación de los sistemas híbridos se amplían favorablemente. A estos sistemas se les conoce como Sistema de Concentración Solar Fotovoltaico-Térmico.

Actualmente esta tecnología se encuentra en etapa de investigación y desarrollo industrial, enfocándose principalmente en lograr una reducción en el área las celdas PV, incrementar su eficiencia de las celdas de conversión energética y lograr disminuir el costo de la energía generada por este medio.

1.5 Objetivos del proyecto

1.5.1 Objetivo general

Diseñar y construir un CPV para aplicaciones de cogeneración de energía (calor + electricidad) cuya estructura sea lo suficientemente ligera para instalarse en techos o azoteas de edificios.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Elaborar un plan de proyecto que involucre el diseño y construcción de un sistema de concentración solar fotovoltaico autónomo.
- Investigar la literatura existente para seleccionar el mejor método de seguimiento solar disponible para calcular la posición del sol.
- Identificar fortalezas y debilidades de los sistemas de concentración.
- Determinar puntos críticos que puedan afectar al desempeño del sistema.
- Proponer parámetros principales de diseño basado en disponibilidad de materiales, precios, tiempos de entrega, eficiencia de operación y condiciones de trabajo.
- Diseñar un seguidor solar de dos ejes para el sistema de concentración solar.
- Plantear el diseño del prototipo mediante un software de diseño asistido por computadora (CAD).
- Evaluar el desempeño mecánico del prototipo mediante un software de análisis de elemento finito (FEA), para identificar deformaciones, desplazamientos y tensiones dentro de los elementos del diseño.
- Diseñar e implementar un sistema de control para el seguimiento solar autónomo.
- Realizar la construcción del prototipo, instrumentación de los sensores de posicionamiento del sistema.
- Caracterización de los actuadores eléctricos, mediante un estudio cinemático del seguidor solar.
- Integrar celdas de alta eficiencia de triple unión comerciales y sistema de enfriamiento.

1.5.3 Metas

- Sistema CPV basado en una matriz de 3x3 lentes de Fresnel de 280 mm x 280 mm con foco puntual a 300 mm.
- Diseño de estructura de soporte con movimiento en 2 ejes que sea lo suficientemente ligera para instalarse en techos o azoteas.
- Diseño de un sistema de control electrónico para el seguimiento del Sol autónomo mediante actuadores eléctricos.

- Prototipo construido, integrando sensores de posicionamiento del sistema.
- Integración de celdas de triple unión comerciales.
- Resultados de pruebas experimentales del prototipo.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

2.1 Energía solar fotovoltaica

Aunque convertir la energía del Sol en energía eléctrica pueda parecer una propuesta innovadora, la realidad es que la humanidad ha aprovechado este recurso natural desde hace bastante tiempo. Se sabe que desde el siglo VII A.C. se utilizaban lupas para concentrar la luz solar con el objetivo de generar fuego. Otro ejemplo son las civilizaciones romanas y griegas, las cuales tiempo más tarde utilizaron espejos concentradores con el mismo objetivo. Tiempo después, durante el siglo XVIII aparecieron los primeros concentradores solares con propósitos de aprovechar el efecto térmico.

Fue hasta el año 1839, cuando el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico a la corta edad de 19 años. Experimentando, logró fabricar una celda mediante dos electrodos de platino colocados en una solución conductora de electricidad [Lincot D., 2017], llamada electrolito. Al utilizar cloruro de plata disuelto en una solución ácida, pudo observar que la corriente de la celda se incrementa al ser irradiada por la luz solar. Este importante experimento, abrió un mundo de posibilidades para futuras investigaciones en materiales que reaccionan ante radiación solar.

Posteriormente se presentaron grandes avances de forma sucesiva. Por ejemplo, en el año 1876 el filósofo Británico William Grylls Adams acompañado de su alumno Richard Evans Day, demostraron el efecto fotovoltaico en una celda basada en la unión de Platino con Selenio. Sin embargo, ésta aún presentaba un bajo desempeño. Otro avance se presentó en el año 1883, el inventor de origen estadounidense creó un dispositivo fotovoltaico a base de Oro y Selenio. Este dispositivo solo tenía el 1% de eficiencia de conversión energética [Jäger et al, 2014].

Después en el año 1887, el físico Heinrich Hertz de origen alemán descubrió el efecto fotoeléctrico. Durante un experimento, pudo observar que un material que absorbe luz con una longitud de onda menor que la frecuencia umbral que el material dependiente, logra emitir electrones. Este efecto es mejor explicado en el artículo publicado en 1905 por el físico Alemán Albert Einstein, donde asume que la luz es transportada por paquetes de energía, que hoy llamamos fotones [Einstein, 1905].

No fue hasta la década de los 50s cuando se desarrollaron realmente las celdas solares como las conocemos actualmente. Dicho impulso en el desarrollo tecnológico se presentó principalmente con el objetivo de suministrar energía a los satélites que orbitan la tierra. Los avances continuaron, pero durante la década de los 70s y 80s muchas compañías empezaron a desarrollar módulos fotovoltaicos para aplicaciones terrestres, a consecuencia principalmente de una crisis en la industria petrolera, lo que ocasionó que este recurso incrementara su precio a la vez que incrementó el interés en la tecnología fotovoltaica. En el año 1980 se creó en la universidad de Delaware la primer celda basada en la unión Sulfuro de Cobre/ Sulfuro de Cadmio cuya eficiencia fue del 10%, y en 1985

aparecieron las celdas basadas en silicio cristalino desarrolladas en la universidad de Nueva Gales del Sur en Australia, alcanzando eficiencias del 20%. En el Laboratorio Nacional de Energías Renovables en Estados Unidos en 1994, demostraron un concentrador que utiliza celdas basadas en semiconductores III-V de Fosforo de Galio-Indio/ Arseniuro de Galio, sobrepasando el 30% del límite de conversión energética [Jäger et al, 2014].

2.2 Principio de funcionamiento de una celda PV

Las celdas fotovoltaicas son los elementos principales en los sistemas PV. Para entender su funcionamiento, es necesario comprender el efecto fotovoltaico. El cual a su vez, está estrechamente relacionado con el efecto fotoeléctrico, previamente descrito en este trabajo. Es importante mencionar que la energía de los fotones está dada por,

$$E_{ph} = h\nu \quad (\text{Ec. 1.1})$$

Donde h es la constante de Planck ($h \approx 6.626 \cdot 10^{-34} \text{ m}_2\text{kg/s}$) y ν es la frecuencia de la luz en Hertz. Fue gracias a esta explicación que Albert Einstein ganó el premio Nobel en Física en el año 1921 [Einstein, 1905]. Aunque podríamos describir al efecto fotovoltaico como una diferencia de potencial entre la unión de dos diferentes materiales, que son afectados por radiación electromagnética, existen varios fenómenos dentro de este. El efecto PV puede entenderse mejor dentro de tres procesos básicos, los cuales son expuestos a continuación.

2.2.1 Generación de portadores de carga por la absorción de fotones en los materiales que forman una unión

El primero de estos procesos es la generación de portadores de carga, provocado por la absorción de fotones en materiales que conforman una unión. Esto significa que la energía del fotón logra estimular a un electrón de un nivel de energía inicial E_i hasta un nivel de energía mayor E_f . este efecto solo se presenta siempre y cuando la diferencia de energía entre E_i y E_f sea igual a la energía del fotón [Jäger et al, 2014].

$$h\nu = E_f - E_i \quad (\text{Ec. 1.2})$$

Idealmente en un semiconductor, los electrones pueden existir bajo del nivel de energía llamado *banda de valencia* (E_v) y por arriba del nivel de *banda de conducción* (E_c). Entre estas dos bandas de energía no existe ningún estado de energía, y su diferencia se le conoce como *banda prohibida* ($E_g = E_c - E_v$).

Si un fotón con energía menor a la *banda prohibida* (*bandgap*) alcanza a un semiconductor ideal, dicho fotón no será absorbido. De otra manera, si el fotón cuenta con la suficiente energía y logra excitar un electrón desde E_i hasta E_f , se crea un vacío en E_i . A este vacío se le conoce *hueco*, y se comporta como una partícula cuya carga es positiva. La figura 4 (a), podemos apreciar el proceso de absorción del fotón en el material semiconductor, y como esto logra excitar al electrón hasta E_f dejando un hueco en E_i (Par electrón-hueco). En la figura 5, específicamente en el punto 1 se ilustra este primer proceso del efecto fotovoltaico. Sin embargo, si la energía del fotón excede el margen de la banda de conducción, se genera un efecto llamado “termalización”. Este efecto ocasiona que los electrones excitados emitan fotones y pierdan energía, haciéndolos caer hasta la banda de conducción como podemos apreciar en la figura 4 (b).

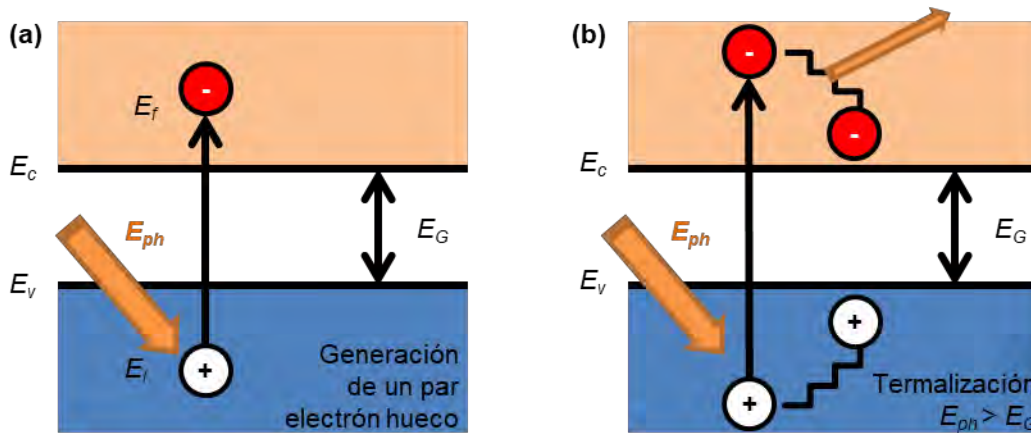


Figura 4. (a) Proceso de absorción de un fotón en un semiconductor con banda prohibida E_g (*bandgap*). El fotón con energía $E_{ph} = h\nu$ excita a un electrón desde E_i hasta E_f . Creando un hueco en E_i . (b) Efecto de termalización generada cuando $E_{ph} > E_G$ [Jäger et al, 2014].

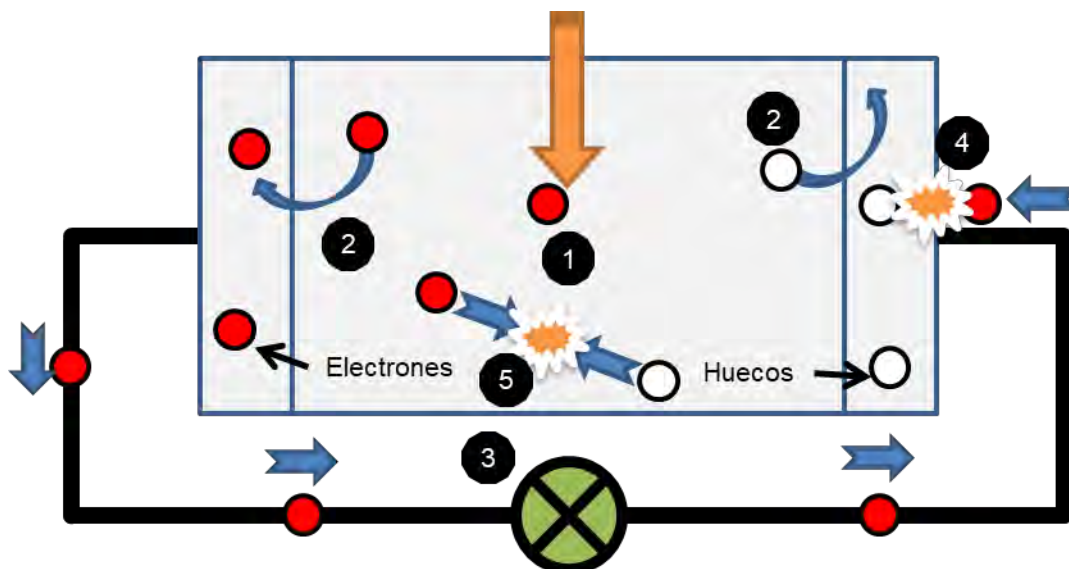


Figura 5. Modelo básico de una celda solar PV. (1) Absorción del fotón creando un par electrón hueco. (2) Separación de los electrones y huecos mediante una membrana. (3) los electrones pueden ser utilizados por un circuito eléctrico externo. (4) los electrones se combinan con los huecos (5) recombinación de electrones y huecos [Jäger et al, 2014].

2.2.2. Separación de los portadores de carga generados en la unión

Al segundo proceso se le conoce como *separación de los portadores de carga foto-generados*. De manera frecuente, se presenta la situación en que algunos pares electrón-hueco se recombinaran, ya que el electrón perderá energía y caerá al nivel de energía inicial. Entonces la energía será liberada en forma de fotón, o transferida a otro electrón o hueco. Para lograr utilizar la energía generada por el electrón-hueco, deben existir a ambos extremos del receptor membranas semipermeables, que permitan a los electrones fluir solo hacia un extremo de las membranas, y a los huecos fluir en la dirección contraria a los electrones, como es señalado en el punto 2 de la figura 5. La mayoría de las celdas solares, utilizan materiales tipo-n y tipo-p para formar estas membranas.

2.2.3. Recolección de los portadores de carga

El tercer proceso consiste en la colección de portadores de carga, extrayéndose de las celdas solares con electrodos para que se puedan conectar a una aplicación en un circuito externo. En la figura 5, el punto 3 simboliza el circuito externo necesario para extraer los portadores de carga. De esta manera se convierte la energía química de los pares electrón-hueco, en energía eléctrica. El proceso final se puede apreciar en el punto 4, donde al pasar los electrones por el circuito, son recombinados nuevamente con los huecos en la interfaz de la celda.

2.2.4 Uniones semiconductoras

La mayoría de las celdas solares PV utilizan uniones entre diferentes materiales con distintos dopajes. Anteriormente, en el punto 2.3.2 se explicó que es necesario que existan membranas semipermeables que permitan la separación de los electrones y los huecos durante el efecto fotovoltaico. Estas membranas son conocidas como *uniones p-n*. Existen diferentes tipos de uniones p-n, las que se fabrican con un mismo material semiconductor se denominan *homouniones p-n*. Mientras que las fabricadas con 2 semiconductores químicamente diferentes, son conocidas como *heterouniones p-n*.

Cuando se une a un semiconductor tipo “n” con otro tipo “p”, se crea una barrera interna entre ambas regiones. Además, se crea una corriente de difusión de electrones desde el material tipo n hacia el material tipo p, y una corriente de difusión de huecos desde el material tipo p hacia el tipo n. Esto es generado por la gran diferencia de concentración de electrones entre ambos tipos de semiconductores. La región cercana a la barrera interna entre ambos tipos de semiconductores, queda prácticamente agotada de portadores de carga. A esta región se le conoce como región de carga espacial o región agotada. En la figura 6 se muestra un esquema de la unión entre dos materiales tipo p y tipo n. La carga espacial alrededor de la barrera interna provoca la formación de un campo eléctrico interno, el cual obliga a los portadores de carga a moverse en dirección opuesta, hasta que las fuerzas se compensan entre sí y la unión permanece en equilibrio.

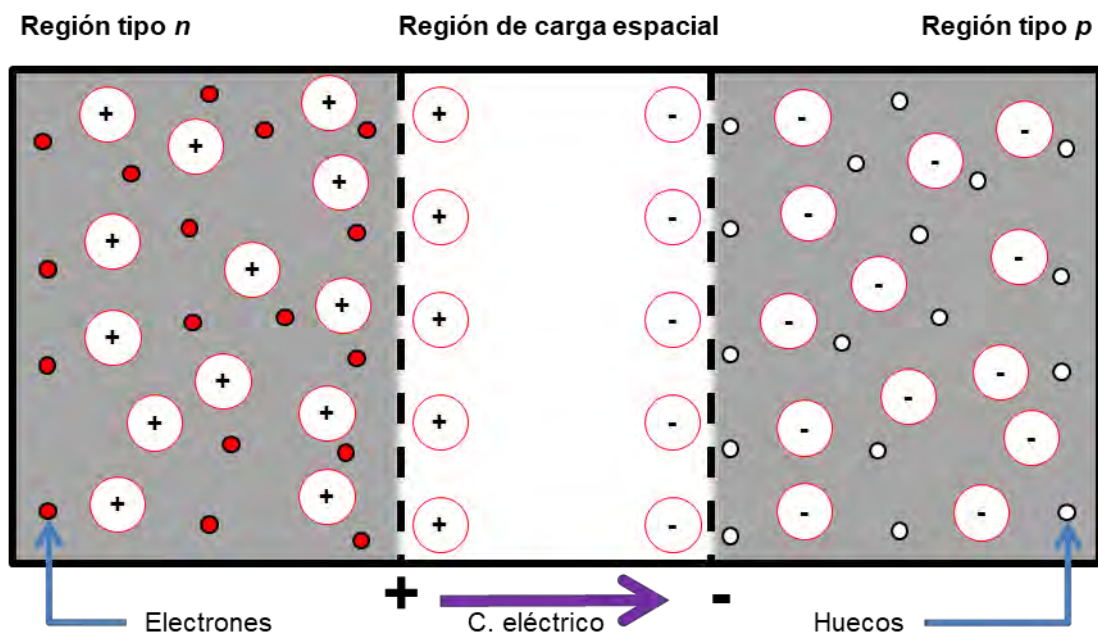


Figura 6. Formación de una región de carga espacial, al generar una unión mediante semiconductores de tipo n y tipo p [Jäger et al, 2014].

2.3 Tipos de celdas fotovoltaicas según su generación

Actualmente, existen una amplia variedad de tecnologías para celdas PV en el mercado, las cuales son construidas con diversos materiales. Estas tecnologías están organizadas en tres diferentes generaciones, basándose principalmente en el nivel de material comercial así como origen del material utilizado. En la figura 7 se pueden apreciar las 3 generaciones de celdas PV, y sus principales elementos.

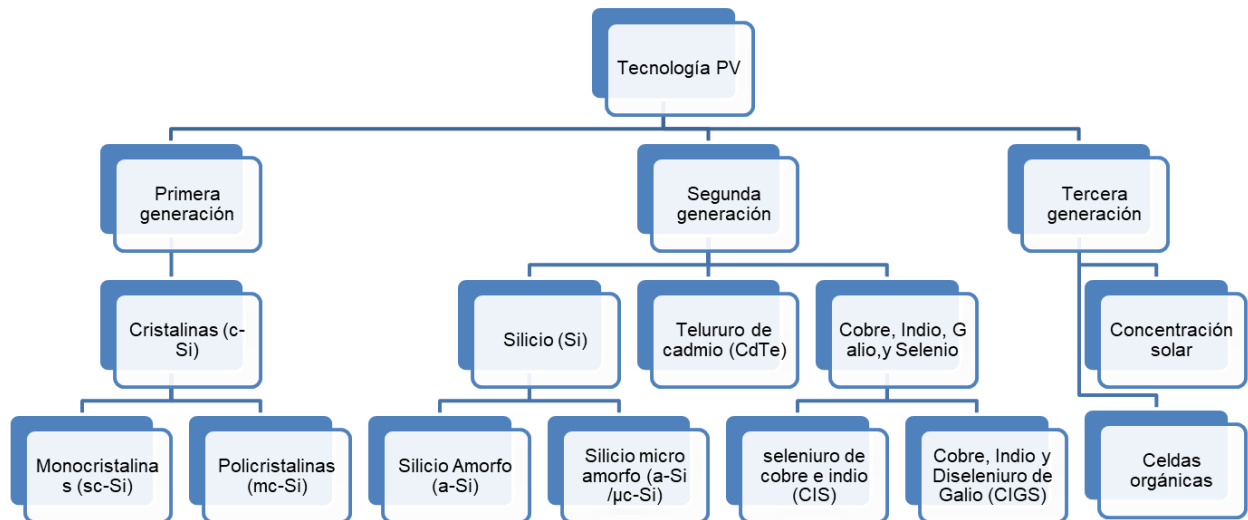


Figura 7. Clasificación de la tecnología solar fotovoltaica, según su generación [Ogbomo et al, 2017].

2.3.1 Celdas de primera generación

La primera generación de celdas PV está basada en celdas de silicio cristalino. Las cuales son producidas a base de obleas de 100-200 μm de espesor, cortadas de silicio de grado solar [Goodrich et al, 2013]. A estas pequeñas celdas se les conoce como celdas convencionales u *oblas*. Dichas celdas, actualmente dominan el mercado fotovoltaico, ya que más de la mitad de los módulos PV del mercado actual, cuentan con celdas de silicio cristalino. Además, sólo representan el 50% del costo del total de la celda [Yu et al, 2016].

El silicio como material base para las celdas PV cuenta muchas ventajas. Es considerado el segundo elemento más abundante en nuestro planeta, no es tóxico, y tiene un *bandgap* apropiado de aproximadamente 1.12eV, idealmente adaptada, el cual coincide con el espectro solar terrestre. Además, las celdas resultan compatibles con el resto de la tecnología electrónica basada en silicio actualmente desarrollada [Vasconcelos & Aguirre, 2017]. La primera generación de celdas, también puede dividirse en dos tipos; las celdas monocristalinas (mono-Si) y las celdas policristalinas (multi-

Si), siendo el proceso de fabricación en lo que se diferencian principalmente. En la figura 8, podemos apreciar el proceso de fabricación de ambas clases de celdas.

Las celdas monocristalinas son producidas cortando las *obleas* desde un único cilindro de cristal, optimizando su área, y permitiendo un segundo proceso de cortado, que le da la tan característica forma octogonal. Todo este proceso, convierte a las celdas monocristalinas en un dispositivo costoso y sofisticado.

Una forma de medir la pureza del cristal, es mediante el color de esta, ya que las celdas de mayor pureza presentan a lo largo de la estructura, un color azul oscuro de forma uniforme.

A diferencia de las celdas monocristalinas, las celdas policristalinas se fabrican cortando primero un bloque cuadrado en barras, y posteriormente en *obleas*. Gracias a la forma cuadrada de los *wafers* en las celdas policristalinas, el material desperdiciado durante el proceso de fabricación resulta menor en comparación con las celdas monocristalinas [Saga, 2010]. Otra característica de estas celdas es la apariencia, ya que estas tienen un efecto de escamas de metal generado por los múltiples cristales.

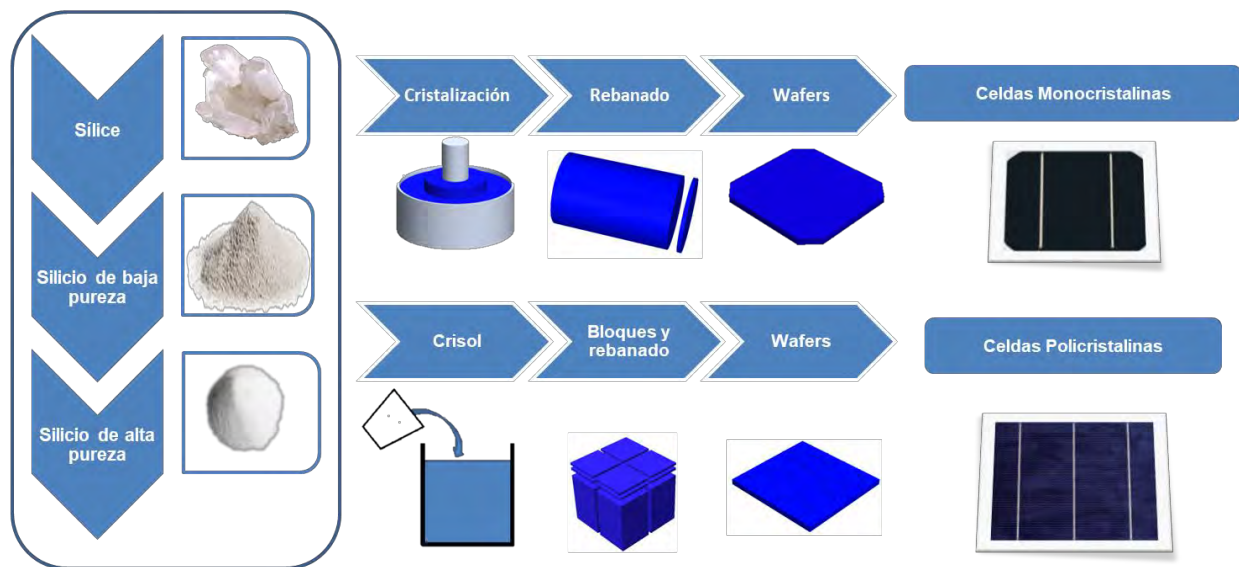


Figura 8. Proceso de producción para celdas solares típicas de silicio cristalino comercial (© 2010 Sharp).

2.4 Tecnología térmica fotovoltaica

Aunque existen celdas PV desarrolladas para múltiples propósitos, el mercado actual se centra en aplicaciones domésticas. Generalmente los módulos fotovoltaicos comerciales utilizan distintas configuraciones o sistemas. Dentro de estos, destacan los sistemas autónomos, conectados a la red eléctrica, híbridos y de seguimiento.

En la mayoría de estos sistemas es posible encontrar una configuración básica, la cual consiste en un módulo PV, un controlador de carga y seguidor de punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés), baterías e inversor. En la Figura 10 podemos encontrar una representación gráfica de una instalación típica, para un sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica. Aunque esto sea lo que actualmente predomina en el mercado, gradualmente se han desarrollado más aplicaciones en la industria fotovoltaica.

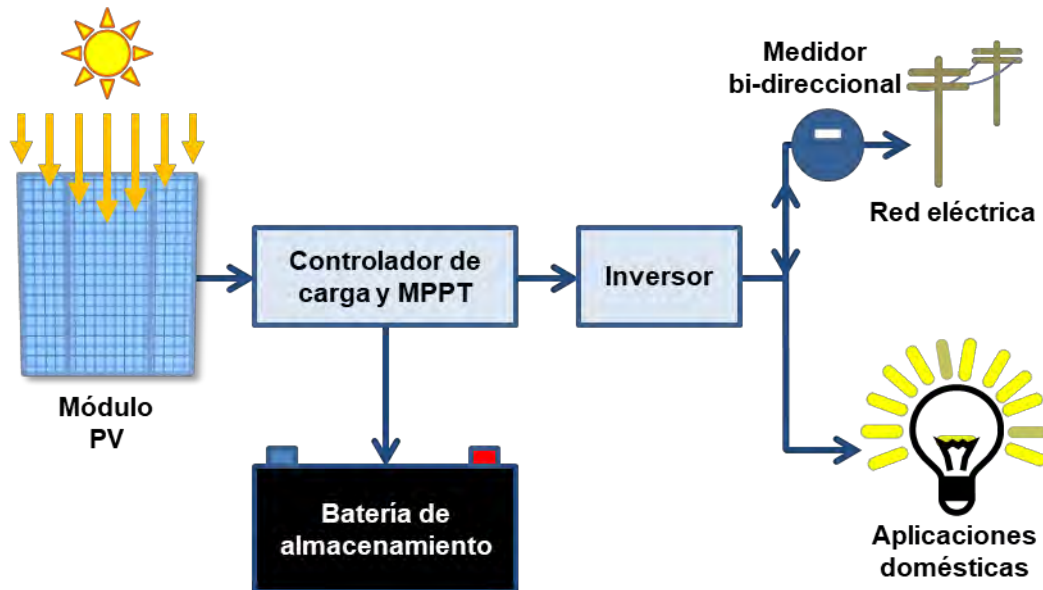


Figura 9. Componentes típicos en una instalación PV con conexión a la red eléctrica y uso doméstico.

Los sistemas solares comúnmente se dividen en dos tipos: Sistemas térmicos y fotovoltaicos. Cada uno de estos sistemas genera energía aprovechándose de un efecto particular de la radiación solar. Sin embargo, con el objetivo de incrementar la eficiencia de los sistemas PV, investigaciones se han concentrado en desarrollar nuevas tecnologías. Existe un tercer tipo de sistema, desarrollado para el mismo fin. El sistema híbrido Térmico Fotovoltaico (PVT, por sus siglas en inglés), utiliza tanto el flujo térmico generado por la radiación solar, como el efecto fotovoltaico. Combinando estos dos efectos, se busca incrementar la eficiencia de conversión energética de los sistemas, para así generar mayor cantidad de energía eléctrica a menor costo [Al-Waeli et al, 2017].

En las celdas PV, solo una parte de la radiación solar es convertida en energía eléctrica, esta varía dependiendo el tipo de tecnología utilizada [Green et al, 2017]. Esta energía es aproximadamente el 20%, el resto se convierte en otro tipo de energía, como calor. Factores como la excesiva incidencia de radiación solar, y temperatura ambiente elevada, puede llegar a sobrecalentar las celdas PV.

Desafortunadamente, la eficiencia de conversión de las celdas PV, está estrechamente ligada con las variaciones de temperatura en ésta. Al incrementarse la temperatura, el voltaje en la celda disminuye de forma drástica. Un incremento en la temperatura de operación de 1°C, puede generar una disminución en el voltaje de la celda PV de hasta 2.2mV [Gardas and Tendolkar, 2012]. Por lo tanto, si queremos incrementar la eficiencia de operación, resulta necesario integrar un sistema de enfriamiento en las celdas que reduzca la temperatura de éstas. El sistema de enfriamiento, puede funcionar mediante un fluido (aire, agua, o híbrido) que absorba la energía térmica de la celda.

Los sistemas PVT con enfriamiento a base de agua, tienen un funcionamiento similar a los sistemas de calentamiento de agua con colector de panel plano. Generalmente, los calentadores de agua domésticos usan colectores de panel plano en conexión en paralelo y funcionan de forma automática mediante el efecto termosifón, mientras que los sistemas PVT con enfriamiento a base de agua, utilizan colectores de panel plano conectados en serie, por ello necesitan de una bomba de agua para mantener el flujo dentro del colector [Tyagi et al, 2012].

El sistema PVT tiene la ventaja de suministrar tanto agua caliente, como energía eléctrica para aplicaciones domésticas e industriales. En el año 2016, se diseñó, fabricó y probó un colector PVT, que opera mediante nanofluidos a base de SiO₂, TiO₂, and SiC. Dicho diseño consiste en un colector tubular con geometría rectangular fabricado especialmente para esta aplicación, el cual es instalado bajo un módulo PV. El colector se probó a campo abierto, bajo las condiciones climáticas tropicales de Malasia. Dentro de los nanofluidos utilizados en el colector, el SiC presentó la mejor eficiencia combinada térmica de 81.73% y eléctrica de 13.52% [Al-Shamani et al, 2016]. En la figura 12 se muestra el diagrama esquemático de la configuración utilizada para este experimento.

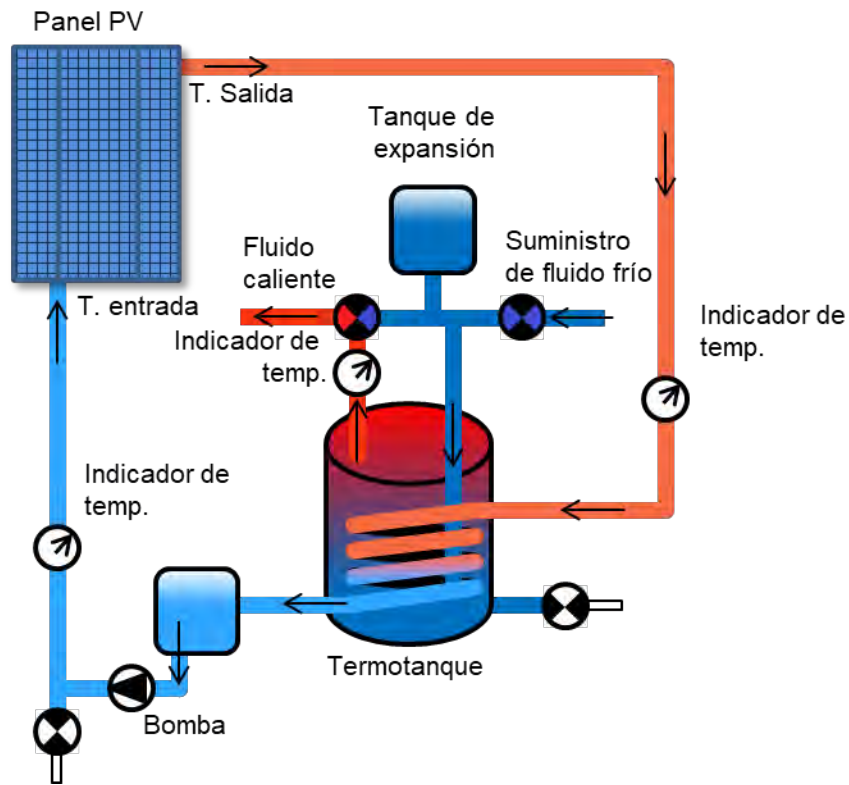


Figura 10. Diagrama esquemático de un sistema PVT con enfriamiento a base de agua [Al-Shamani et al, 2016].

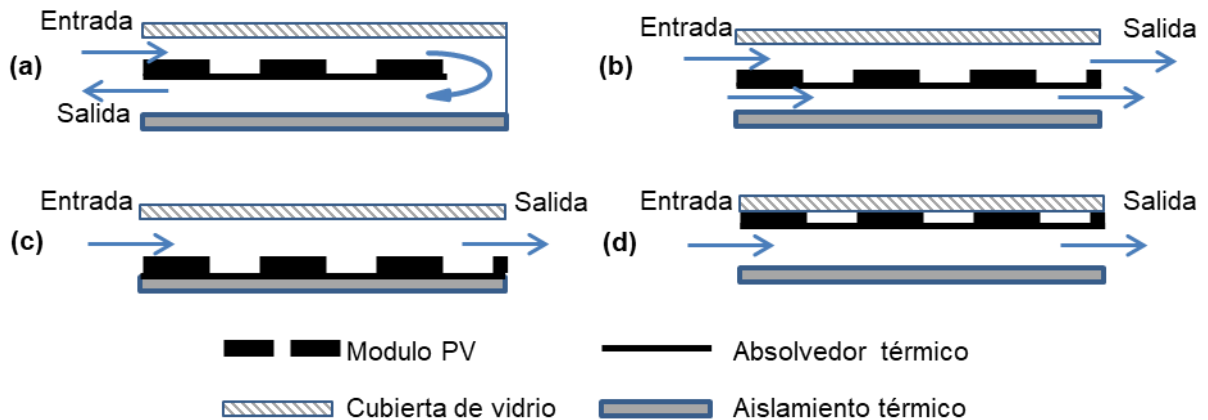


Figura 11. Vista de la sección transversal de diseños comunes para sistemas de enfriamiento de sistemas PV basados en aire [Hussain et al, 2013].

Los sistemas PVT enfriados a base de aire son ampliamente utilizados actualmente, ya que presentan eficiencias que oscilan entre 20% y 40%, e incluso más altas [Al-Waeli et al, 2017]. Su principio de operación no varía con respecto a los que utilizan un fluido hidráulico. En la figura 11 podemos apreciar cuatro diferentes configuraciones, con variaciones en el flujo de aire y la distribución de los componentes. Un estudio reciente, demostró que sistemas térmicos fotovoltaicos

integrados en construcciones (BIPVT, por sus siglas en inglés) adaptados en los techos de edificios, generan más energía eléctrica que aquellos que utilizan sistemas fotovoltaicos integrados en construcciones (BIPV, por sus siglas en inglés). Se demostró que la eficiencia térmica y eléctrica de estos sistemas alcanzan el 33.54% y 7.13%, respectivamente [Agrawal and Tiwari, 2010].

Durante el tiempo de operación de los sistemas PVT con enfriamiento a base de agua o aire, presentan un bajo costo de operación y usan un mínimo de material. No obstante, la eficiencia de conversión de energía térmica a eléctrica de estos sistemas, es aún muy baja. Buscando incrementar la eficiencia y encontrar nuevas áreas de aplicación, se han propuesto utilizar sistemas PVT de doble canal que aprovechen los beneficios de múltiples fluidos.

El uso de agua dentro de estos sistemas, puede resultar benéfico, ya que gracias a su alto valor de calor específico, puede alcanzar alrededor de cuatro veces más calor en comparación con el aire. Por otra parte, en los sistemas de doble canal utilizados en regiones con climas fríos, los fluidos refrigerantes alcanzan una temperatura menor en comparación a la temperatura alcanzada en regiones con climas cálidos.

La energía térmica almacenada dentro del fluido puede ser utilizada para un segundo proceso de generación de energía eléctrica. De esta manera, incrementaremos la eficiencia del sistema al sumar tanto la energía generada por el efecto PV de las celdas, como la energía eléctrica generada por el proceso térmico. Entonces, la eficiencia total del sistema PVT (η_{total}) está dada por:

$$\eta_{total} = \eta_{term} + \eta_{elec} \quad (\text{Ec. 1.3})$$

donde, η_{term} es la eficiencia del sistema térmico y η_{elec} es la eficiencia en el sistema PV. Si consideramos al sistema PVT como un colector convencional de panel plano, entonces su eficiencia está dado por:

$$\eta_{term} = \frac{Q_{Cal}}{I_s \times A_{Colec}} \quad (\text{Ec. 1.4})$$

donde, la intensidad de la radiación solar I_s se mide W/m^2 , el área del panel PV A_{Colec} se mide en m^2 y el calor útil Q_{Cal} puede ser evaluado por:

$$Q_{Cal} = \dot{m} C_p \Delta T \quad (\text{Ec. 1.5})$$

donde \dot{m} es el flujo másico del fluido (agua, Aire, etc.), C_p es el calor específico del fluido, y ΔT es la diferencia de temperatura entre la entrada y salida del fluido. La eficiencia eléctrica se calcula de forma estándar como:

$$Q_{elec} = \frac{I \times V}{I_s \times A_{Colec}} \quad (\text{Ec. 1.6})$$

donde I es la corriente, y V es el voltaje. Sin embargo, cuando es posible conocer la energía térmica generada dentro de la celda, es posible conocer la variación de la eficiencia en base a estos cambios de temperatura, la cual es expresada como:

$$\eta_{elec} = \eta_r (1 - \beta (T_{sc} - T_r)) \quad (\text{Ec. 1.7})$$

donde, η_r es la eficiencia de referencia del panel PV, β es un coeficiente de temperatura ($0.0045 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$), T_{sc} es la temperatura del panel y T_r es la temperatura de referencia.

2.3.2 Celdas de segunda generación

La segunda generación de celdas está basada en celdas fotovoltaicas con películas delgadas. La construcción de este tipo de celdas consiste en una o más capas de película delgada de materiales fotovoltaicos. Las películas delgadas utilizadas son del orden de micrómetros (μm) hasta nanómetros (nm), lo que permite ahorrar hasta un 99% material en comparación a las celdas cristalinas. Las celdas con películas delgadas, resultan ser menos costosas en comparación con las celdas cristalinas, las cuales requieren de un proceso de fabricación complicado y costoso. Además, las películas delgadas se pueden integrar en sustratos o estructuras flexibles y ligeras. Su fácil instalación, alta flexibilidad, y tiempo de vida útil (25 años), han permitido que las celdas fotovoltaicas de película delgada ganen protagonismo recientemente.

Aunque el precio de fabricación sea menor en comparación a las celdas de silicio cristalino, la eficiencia de conversión energética es mucho menor. En promedio, las celdas de película delgada oscilan entre 5% a 13%, mientras que las celdas de silicio cristalino 11%-25% [Gangopadhyay et al, 2013]. Existe una amplia variedad de celdas de películas delgadas. Dentro de estas destacan las celdas de silicio amorfo (a-Si), cobre, indio y diseleniuro de galio (CIGS), telururo de cadmio (CdTe) y de arseniuro de galio (GaAs).

2.3.3 Celdas de tercera generación

La tercera generación de celdas fotovoltaicas aún se encuentra en un estado pre-comercial, y se les conoce como *tecnologías emergentes* debido principalmente a que aún están en etapas experimentales, además de presentar poca importancia en el mercado actual. Algunas tecnologías PV de tercera generación comienzan a comercializarse, pero aún no demuestran ser un camino seguro para el mercado. Generalmente se usan materiales orgánicos, o algunas veces componentes híbridos orgánico-metálicos. Estas celdas presentan gran potencial a futuro, al ser los semiconductores orgánicos más económicos en comparación a los componentes inorgánicos, como el silicio.

Fabricar estas celdas no requiere equipo sofisticado, por lo que resulta económico y simple de producir. Sin embargo, las celdas orgánicas presentan ciertas desventajas en comparación con las celdas convencionales. El tiempo de vida de las celdas orgánicas limitado, su eficiencia de conversión energética es menor, debido principalmente a que estas cuentan con un *bandgap* mayor [Vasconcelos & Aguirre, 2017]. Otro ejemplo de celdas de tercera generación, son las celdas solares sensibilizadas por colorante (DSSC, por sus siglas en inglés). Estas celdas pertenecen al conjunto de celdas híbridas, ya que están fabricadas utilizando materiales orgánicos e inorgánicos. Además, no se requiere equipo sofisticado, o materiales de alta pureza para producirlas. Esto hace que el proceso de fabricación sea más económico. Las celdas producidas presentan eficiencias de aproximadamente 8% al 11% [Green et al, 2017]. Desafortunadamente, estas son sensibles al viento, humedad y a altas temperaturas. Lo que hace que su tiempo de vida sea de tan solo 10 años [Ogbomo et al, 2017].

Las celdas para concentración fotovoltaica se usan en dispositivos que redireccionan la luz solar hacia un punto, logrando concentraciones de hasta 2000 soles [Daneshzarian et al, 2018]. Este efecto se genera gracias a dispositivos ópticos que concentran, o guían la luz solar hacia una dirección, haciendo incidir un haz de luz de gran intensidad sobre una pequeña área. Es entonces, que una celda funcionando bajo una concentración de 10 soles, genera 10 veces más corriente en corto circuito en comparación a una celda operando bajo un Sol de concentración [Amalu et al, 2017].

Los dispositivos ópticos más utilizados son espejos fabricados a base de aluminio, o incluso lentes de plástico. El uso de estos elementos ópticos, permite reducir la cantidad de material semiconductor, el cual resulta ser considerablemente más costoso. Por ende, permite reducir el precio unitario de la energía generada, y el precio del sistema en general.

Las celdas más comunes para concentración solar son las construidas a base de Arseniuro de Galio. Esto, gracias a que soportan la alta disipación de calor generada en esta tecnología. Las celdas de III-V utilizan compuestos del grupo 13 y 15 de la tabla periódica de los elementos. Materiales como GaAs, InP o GaSb tienen altos coeficientes de absorción óptica, buenas bandas prohibidas

(*bandgaps*) y una larga vida útil. Celdas que utilizan este tipo de materiales, presentan una eficiencia que oscila entre 18% al 28% [Green et al, 2017]. Sin embargo, producir celdas de este tipo con una alta calidad, resulta en un proceso muy costoso. Además, una gran cantidad de energía no es aprovechada por este tipo de celdas, principalmente por que los fotones con menor energía que la banda prohibida no son absorbidos, y los fotones con mayor energía generan un incremento en la temperatura de la celda.

Las celdas de unión múltiple buscan reducir estas pérdidas e incrementar la eficiencia de los sistemas PV. Esta tecnología utiliza múltiples uniones p-n conectadas en serie para crear una única celda solar. Cada unión p-n utilizada en la celda, produce corriente eléctrica dependiente de la longitud de onda de la radiación incidente. Los materiales comúnmente utilizados para esta tecnología son arseniuro de galio, silicio amorfo, silicio microcristalino y germanio [Amalu et al, 2017]. Aunque en teoría se podría incrementar la eficiencia de las celdas con un número infinito de conexiones p-n, crear este tipo de celdas aún resulta un costo muy elevado. Actualmente, esta tecnología es utilizada principalmente para aplicaciones de la industria espacial.

En cuanto a los materiales utilizados para la construcción de los distintos tipos de celdas PV, podemos apreciar que el silicio es el elemento más empleado en este proceso. En la figura 12, se observan los principales materiales destinados al proceso de fabricación de celdas PV, donde el silicio (monocristalino, policristalino y amorfo) supera con mucha ventaja al resto de los materiales. Aun cuando existen celdas construidas con otros materiales, que presentan mayor eficiencia de conversión, no es posible competir con la relación costo-beneficio de las celdas PV de silicio.

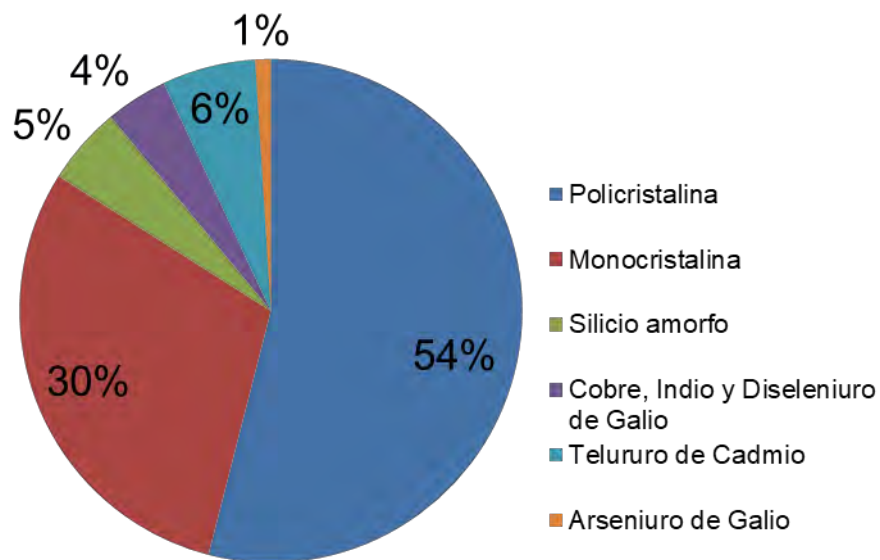


Figura 12. Materiales comúnmente utilizados en la fabricación de celdas PV [Ogbomo et al, 2017].

2.5 Tipos de concentradores Térmicos Fotovoltaicos

La tecnología fotovoltaica, se ha convertido en una de los principales intereses de investigación mundial. Dentro de las distintas tecnologías PV, los sistemas de concentración térmica fotovoltaica se caracterizan principalmente por sustituir los costosos materiales semiconductores utilizados en las celdas PV, por elementos ópticos más económicos. Además de aprovechar el recurso térmico generado por la concentración de energía.

La ventaja principal que tienen los sistemas CPV en comparación a los sistemas convencionales PV, es que estos pueden agrupar la radiación solar en una zona, e incrementar la intensidad incidente en las celdas PV. La reducción del área de trabajo efectiva para las celdas PV, brinda la oportunidad de utilizar celdas de menor tamaño. Es debido a esta reducción de tamaño, y por ende costos, que es posible utilizar celdas de mayor eficiencia, las cuales resultan más costosas en comparación con las celdas convencionales. Además, es posible utilizar sistemas híbridos que aprovechen también el flujo térmico generado, ya que en comparación a los sistemas solares de panel plano, los sistemas solares de concentración pueden alcanzar mayores temperaturas en los receptores.

Ahora bien, al utilizar sistemas ópticos para realizar la concentración de la radiación solar, resulta necesario utilizar dispositivos que modifiquen periódicamente la orientación de estos con respecto al sol. El movimiento realizado por dichos dispositivos, tiene que ser de forma muy precisa y periódica, esto es necesario para lograr direccionar de forma óptima los rayos del Sol hacia un punto en específico de manera perfecta a lo largo del tiempo de trabajo.

En caso de no lograr una correcta concentración de luz solar el alguno de los elementos PV del sistema, pueden existir pérdidas generadas al no existir uniformidad en estos. Los sistemas de concentración, pueden requerir movimientos en uno, o en dos ejes. Es por esto, que demandan de una inversión adicional en comparación a los sistemas estáticos. En los sistemas CPVT, al igual que en los sistemas PV, la temperatura es una variable que juega un importante papel para lograr un óptimo funcionamiento del sistema.

Buscando solucionar este problema, intercambiadores de calor son utilizados para mantener una temperatura de operación lo suficientemente baja, para no alterar los parámetros eléctricos de los elementos semiconductores de las celdas PV. Adicionalmente de buscar disminuir la temperatura en las celdas, se busca que el flujo de calor en estas sea de forma uniforme a lo largo del día. En caso de no cumplirse esta condición, se puede generar estrés térmico en las celdas debido a las variaciones de temperatura. Así mismo, las variaciones climatológicas alteran de mayor forma a los sistemas de concentración.

Existen múltiples configuraciones dentro de los sistemas CPV, divididos principalmente por aquellos que utilizan tanto el recurso térmico y eléctrico para incrementar la eficiencia, y por los que se concentran únicamente en utilizar dispositivos PV. En la figura 13, se muestra un diagrama que clasifica las principales categorías de los sistemas PV actuales, dependiendo del tipo de aprovechamiento, método y relación de concentración.

Los sistemas de concentración térmicos fotovoltaicos, están clasificados en tres diferentes tipos: Los CPVT con recuperación de calor residual (WHR, por sus siglas en inglés), los sistemas con división espectral del haz (SBS, por sus siglas en inglés), y los sistemas con ajuste de distribución de energía (EDF, por sus siglas en inglés). Los sistemas de concentración fotovoltaicos con recuperación de calor residual, se dividen en 3 categorías principales. Cada categoría depende de la relación de concentración presente en cada sistema. Los sistemas de baja concentración térmica fotovoltaica (LCPVT, por sus siglas en inglés), son aquellos que tienen una relación de concentración (CR, por sus siglas en inglés) inferior a los 10x, los sistemas de media concentración térmica fotovoltaica (MCPVT, por sus siglas en inglés) la mantienen entre 10x y 100x, mientras que los sistemas de alta concentración térmica fotovoltaica (HCPVT, por sus siglas en inglés) presentan una CR mayor a 100 [Ju et al, 2017]. Estas configuraciones son similares a las que tienen los sistemas de concentración fotovoltaica (CPV) no híbridos.

Existen similitudes entre los sistemas CPVT WHR, y los PVT de panel plano. Normalmente en los sistemas PVT de panel plano, el sistema de aprovechamiento térmico es al mismo tiempo el sistema de refrigeración de la celda, esto sucede de forma similar en los sistemas de concentración térmica fotovoltaica con recuperación de calor residual.

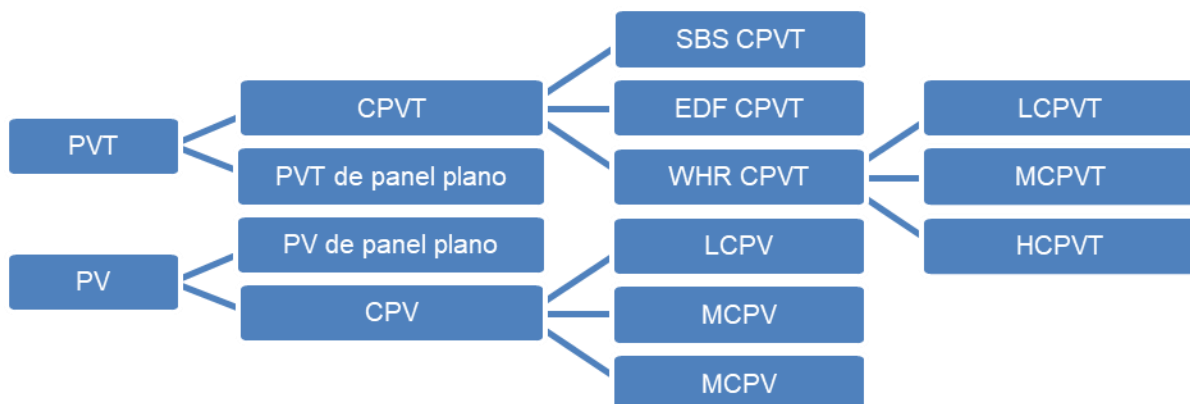


Figura 13. Categorías de los sistemas fotovoltaicos y térmicos fotovoltaicos [Ju et al, 2017].

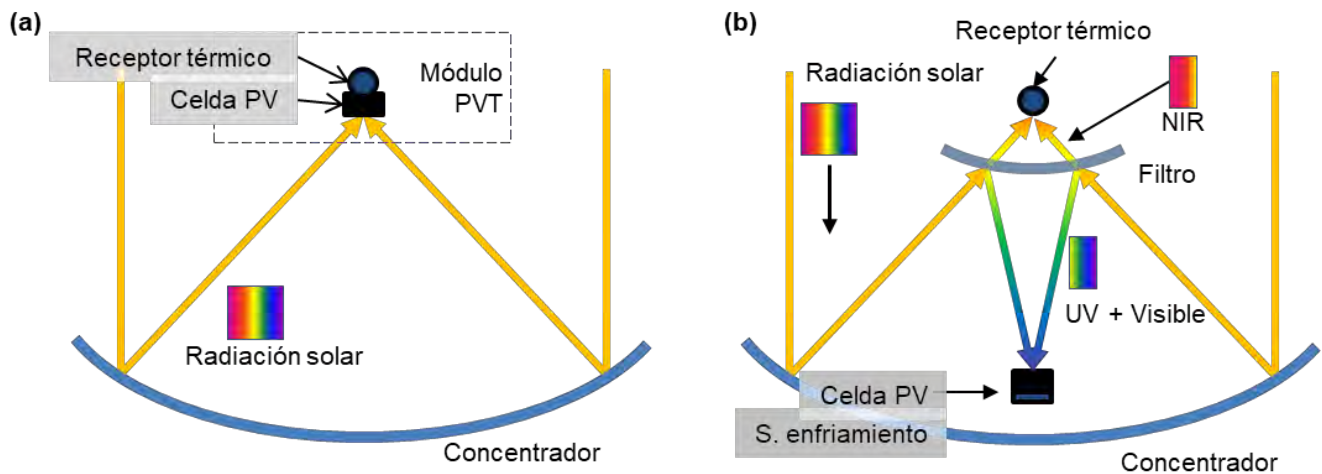


Figura 14. Configuración básica de un sistema de concentración térmica fotovoltaica con recuperación de calor residual; (a) aprovechamiento térmico, (b) con división espectral del haz [Ju et al, 2017].

En los sistemas CPVT WHR la luz solar incide directamente sobre la celda PV, convirtiendo en energía eléctrica a la radiación cuya energía está cercana a la banda de prohibición de la celda. La radiación solar que no alcanza a convertirse en energía eléctrica, es transformada en calor debido al efecto de termalización. Esta variación de temperatura, afecta de forma negativa a la eficiencia de las celdas fotovoltaicas. Sin embargo, el sistema de refrigeración retira el calor de la celda y lo utiliza para un segundo proceso. Este proceso puede ser calentar agua para uso doméstico, calentar un área en específico, o cualquier otro uso que se requiera una temperatura elevada. En la figura 14 (a) podemos encontrar la configuración básica de un sistema CPVT con recuperación de calor residual.

Los sistemas CPVT SBS, generan energía aprovechando las distintas longitudes de onda que abarcan el espectro solar. Conocemos que en los sistemas CPVT existe una vínculo entre la relación de concentración, la temperatura alcanzada en los módulos PV, así como la manera en que la eficiencia de los semiconductores son afectados.

Una opción que busca disminuir la temperatura en los dispositivos PV, son los CPVT SBS. Estos sistemas direccionan solo una parte del espectro solar hacia los módulos PV, para así optimizar el funcionamiento de estos. Podemos apreciar un diagrama en vista transversal de un sistema SBS CPVT en la figura 14 (b). La sección del espectro solar incidente en la celda, es solo aquel que esta puede convertir en energía eléctrica. En las celdas a base de silicio y GaAs sus bandas de prohibición son de 1.11eV y 1.43eV, respectivamente, por lo que solo el ultravioleta (UV) y el visible (VIS) se utilizan para las celdas PV. Únicamente el Infrarrojo cercano (NIR, por sus siglas en inglés) se direcciona hacia el receptor térmico. De esta forma se reduce el efecto de termalización, además de

disminuir sustancialmente la carga térmica en las celdas PV. El resto del haz redireccionada lejos de la celda se utiliza para otros procesos de calefacción de baja temperatura [Imenes and Mills, 2004].

Por último, tenemos a los sistemas CPVT EDF, que empezaron a desarrollarse recientemente. En un sistema de concentración convencional normalmente se obtiene una distribución de energía gaussiana en la superficie del receptor. Además, el tamaño del receptor térmico se encuentra limitado por el área de mayor concentración. Por lo tanto, se descarta el borde del área de concentración, y esta energía es desperdiciada. Dentro de los sistemas CPVT EDF, la radiación concentrada en el borde de la gaussiana es utilizada para generar energía eléctrica mediante receptores PV (PVR, por sus siglas en inglés) [Meng et al, 2016].

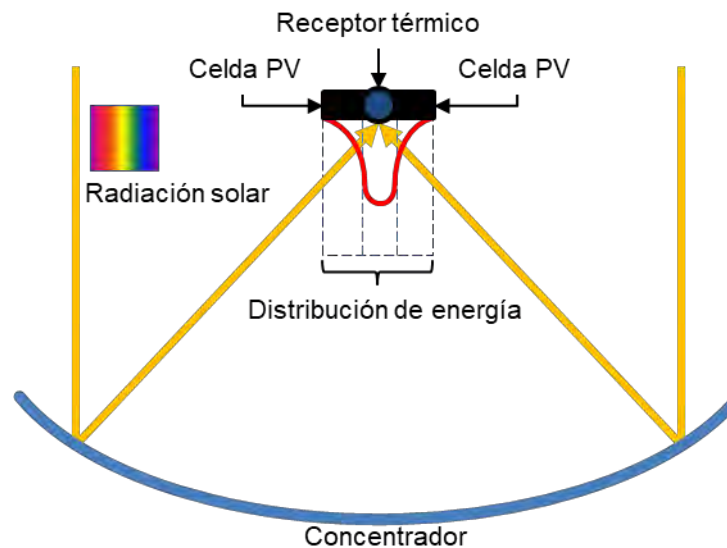


Figura 15. Configuración básica de un sistema de concentración térmica fotovoltaica con ajuste de distribución de energía (CPVT EDF) [Ju et al, 2017].

2.6 Sistemas CPVT según el seguimiento solar

Dentro de los sistemas de CPVT WHR de media y alta concentración se pueden catalogar en sistemas de foco lineal y sistemas de foco puntual. Como su nombre lo describe, los sistemas de foco lineal se caracterizan por concentrar la radiación solar a lo largo de una línea. Estos sistemas utilizan receptores lineales, con formas de bandas largas y estrechas o estructuras tubulares. Dentro de estos sistemas, destacan el reflector lineal Fresnel (LFR, por sus siglas en inglés), concentrador de canal parabólico (PTC, por sus siglas en inglés) y sistemas con lentes de Fresnel lineal.

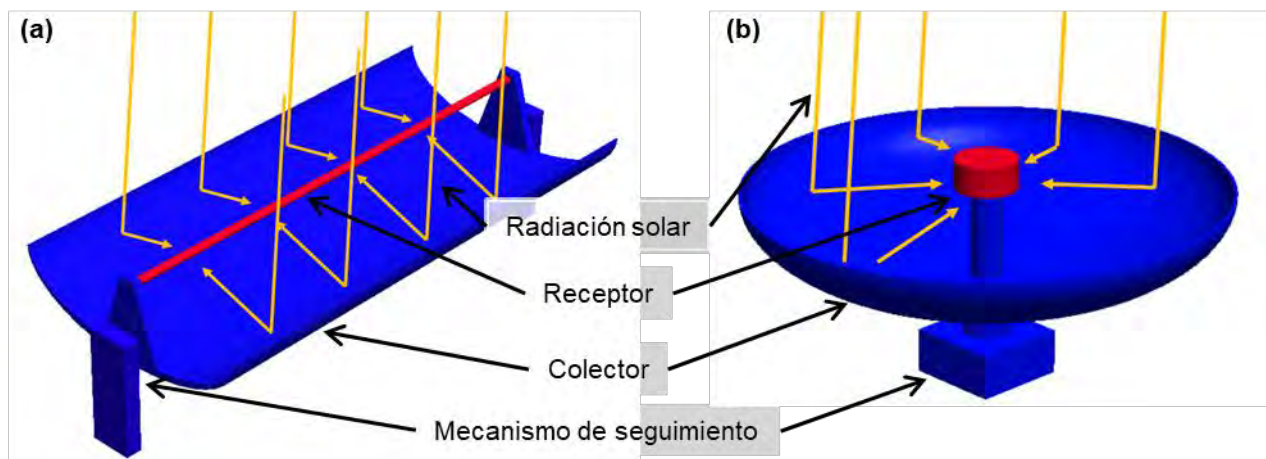


Figura 16. Configuraciones de los sistemas de concentración. (a) Sistemas de concentración lineal, (b) Sistemas de concentración puntual [Kalogirou, 2004].

Por otro lado, los sistemas de foco puntual tienen estructuras rotacionales y concentran los rayos solares en un solo punto. El receptor puede ser de forma circular, construido normalmente con una alta densidad de celdas PV agrupadas que forman un semicírculo. Dentro de estos sistemas, predominan el concentrador de disco parabólico, sistemas de torre central y lentes de Fresnel puntuales. En la figura 16, podemos ver un ejemplo de las configuraciones de foco lineal y de foco puntual.

Los sistemas clásicos de concentración de reflector lineal Fresnel, utilizan arreglos de espejos rectangulares para redirigir los rayos solares hacia un receptor. Este receptor está normalmente ubicado a una altura superior a los espejos, mientras que los espejos se ubican cercanos al suelo, buscando minimizar la estructura del sistema.

Una representación gráfica de un sistema de concentración LFR se muestra en la figura 17 (a), donde podemos apreciar la distribución de espejos en una superficie estable, y como estos redireccionan los rayos solares hacia un receptor. La principal ventaja de estos sistemas es que usan reflectores planos o curvados elásticamente, los cuales son más económicos en comparación con un disco parabólico [Kalogirou, 2004]. Al igual que en la mayoría de los sistemas de concentración, en este sistema también se requiere que el seguimiento solar sea de alta precisión. Un sistema capaz de calcular la posición solar con una elevada precisión, tendrá mayor margen de tolerancia para el resto de errores que pueden surgir dentro de los sistemas de concentración, como lo son errores mecánicos u ópticos.

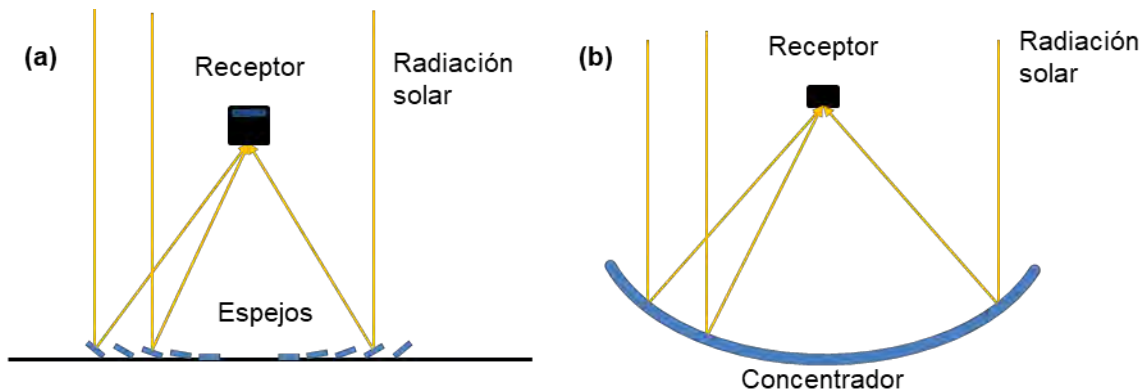


Figura 17. (a) Diagrama esquemático de un sistema LFR, con un receptor orientado hacia abajo. (b) Diagrama esquemático de un PTC [Kalogirou, 2004].

2.6.1 Sistemas CPVT con seguimiento en 1 eje

Los sistemas de concentración lineal de canal parabólico se construyen utilizando hojas de materiales reflectantes. Estas hojas son flexionadas dándoles la forma de una parábola trunca, que al orientarse hacia la posición del sol, esta refleja los rayos incidentes en la superficie del material reflectante. En la figura 17 (b) podemos apreciar una vista transversal del diagrama esquemático de un PTC. Gracias a la geometría parabólica de las hojas reflectantes, los rayos se concentran a lo largo de una línea, donde el receptor es colocado.

Normalmente, en estos sistemas se utiliza el seguimiento solar en un solo eje, debido a que de esta forma se alcanzan buenos niveles de eficiencia. En la figura 17 (b) podemos apreciar los elementos principales en un sistema PTC. Los colectores con seguimiento en un solo eje, pueden ser orientados en dirección este-oeste, teniendo seguimiento solar de norte a sur, o pueden orientarse en dirección norte-sur, y seguir al Sol de este a oeste. Orientar el sistema en un eje u otro, tiene ciertas ventajas.

Una orientación norte-sur, permite recolectar un poco más de energía en promedio a lo largo de todo un año, en comparación con una orientación este-oeste. Sin embargo, al orientar el sistema norte-sur, se puede alcanzar un importante pico de energía durante el verano, y una disminución de energía a lo largo del invierno. En comparación, una orientación este-oeste mantiene la generación anual de energía de forma constante. Ya que genera mayor energía durante el invierno en comparación con un sistema orientado norte-sur, y una disminución de energía durante el invierno. Debido a esto, la selección de la orientación del sistema dependerá de los requisitos de la aplicación.

2.6.2 Sistemas CPVT con seguimiento en 2 ejes

Es posible alcanzar mejores relaciones de concentración utilizando sistemas con seguimiento en dos ejes. Aunque al hacer uso de ellos se incrementa el desempeño en comparación con sistemas en un eje, estos resultan ser más complejos y costosos. Un ejemplo de estos sistemas, es el investigado por el departamento de ingeniería industrial, en la universidad de los estudios de Padua. Dicha investigación consiste en un estudio experimental para analizar el desempeño eléctrico y térmico de un sistema de concentración térmica fotovoltaica lineal de canal parabólico, el cual tiene movimiento en dos con una relación de concentración de 130x. En el experimento, utilizaron un receptor con una celda a base GaInP/GaAs/Ge, además de un segundo elemento óptico basado en espejos planos. Los resultados de este experimento demostraron que es posible producir calor a temperatura media (80-90 °C), y se alcanzó una eficiencia global de 70% en el sistema [Del Col et al, 2014].

2.6.2.1 Sistemas CPVT con lentes de Fresnel

Los sistemas que utilizan lentes lineales de Fresnel, al igual que los sistemas de canal parabólico, solo requieren de movimiento en un eje para realizar el seguimiento solar. Convirtiéndolos así, en sistemas más simples y altamente atractivos en comparación con sistemas con seguimiento en dos ejes, como los sistemas de disco parabólico.

Al igual que las lentes convencionales, este tipo de lentes funcionan refractando la luz solar incidente en su superficie, modificando la trayectoria de esta y haciéndola coincidir en una superficie de menor área. La principal ventaja que presentan en comparación con una lente común, es la disminución de material utilizado en su fabricación. En una lente de Fresnel el material utilizado es menor, al retirar una serie de ranuras paralelas y dejando solo los prismas de la parte inferior, esto se puede observar de mejor forma en la figura 18.

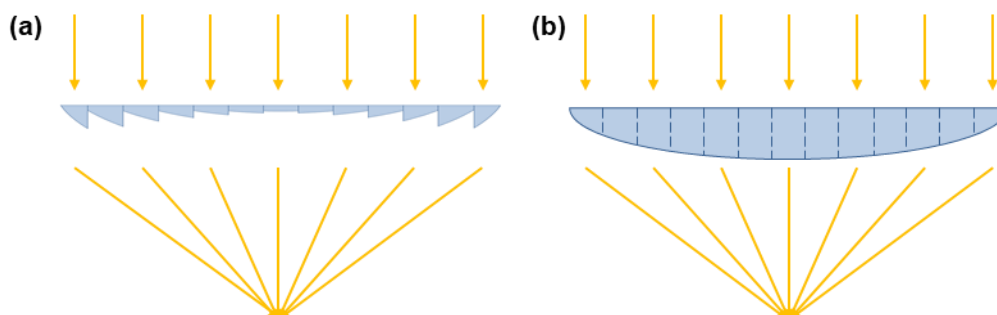


Figura 18. Comparativa entre dos lentes (a) lente de Fresnel (b) lente convencional [W. Xie et al, 2011].

Generalmente, en los sistemas de concentración que utilizan lentes de Fresnel, el patrón formado por los prismas es orientado hacia el receptor, y la parte uniforme de la lente se orienta hacia el Sol [Sharaf & Orhan, 2015].

Debido a la estructura y al material de fabricación de las lentes, pueden presentarse elevadas pérdidas de energía en este tipo sistemas, provocadas por efectos de difracción, reflexión, aberraciones cromáticas y absorción. Adicional a la generación de energía eléctrica y térmica, estas lentes pueden usarse para propósitos de iluminación en edificios o invernaderos. Otra opción, es utilizar lentes lineales de Fresnel curvadas, para crear una forma tipo domo, con las cuales se pueden alcanzar sistemas más compactos y de mayor eficiencia. Este tipo de sistemas, han alcanzado eficiencias de conversión eléctrica y térmica de hasta 18% y 55%, respectivamente [Feng et al, 2016].

2.6.2.3 Sistemas CPVT de disco parabólico

Los sistemas concentradores de disco parabólico, consiste en un estructura en forma de disco que concentra la energía en el punto focal, como se puede apreciar en la figura 16 (b). Su principio de funcionamiento es similar a los sistemas de canal parabólico. En contraste, toda la radiación solar incidente en el área del disco se concentra en un punto.

Los sistemas de canal parabólico presentan una buena eficiencia de conversión energética al utilizar un solo eje de seguimiento, y en los de disco parabólico es necesario un mecanismo de seguimiento solar en dos ejes.

El sistema de seguimiento necesita realizar el ajuste de forma periódica, precisa y con suficiente estabilidad. Estudios recientes han demostrado que estos sistemas pueden alcanzar eficiencias de conversión realmente elevadas, cuando se combinan las eficiencias de conversión de energía térmica y fotovoltaica. Es posible incrementar la eficiencia general del sistema hasta un 400% (del 15% al 60%) [Zimmermann et al, 2015].

2.6.2.4 Sistemas CPVT con lentes puntuales de Fresnel

En los sistemas de CPVT que utilizan lentes puntuales de Fresnel, es necesario utilizar un sistema de seguimiento en dos ejes. Como elemento óptico primario, se utilizan lentes de Fresnel fabricadas a base de polímeros, cuarzo o vidrio. Las lentes refractan la luz incidente en la superficie de éstas, dirigiendo la radiación hacia un punto. Sin embargo, pueden existir pérdidas en el sistema, debido a una mala distribución de radiación en el área del receptor. Un segundo elemento óptico, puede ser utilizado para mejorar la uniformidad de la luz concentrada. En la figura 19 se presenta una estructura

típica de un sistema de concentración PVT con lentes puntuales de Fresnel, incluyendo los elementos ópticos, la celda PV, el sistema de disipación. Además, en esta misma figura podemos apreciar como los rayos solares son refractados mediante los elementos ópticos hacia el receptor.

A diferencia de los sistemas con lentes de Fresnel lineales, los sistemas puntuales alcanzan una mayor relación de concentración (200–7000 soles) [Ju et al, 2017]. Algunas simulaciones de estos sistemas han demostrado que es posible alcanzar eficiencias de conversión energética realmente altas. Combinando los sistemas de concentración PV a 1090 soles, con los modelos de transferencia de calor, es posible alcanzar un 28% y 60, de eficiencia eléctrica y térmica respectivamente [Xu et al, 2016].

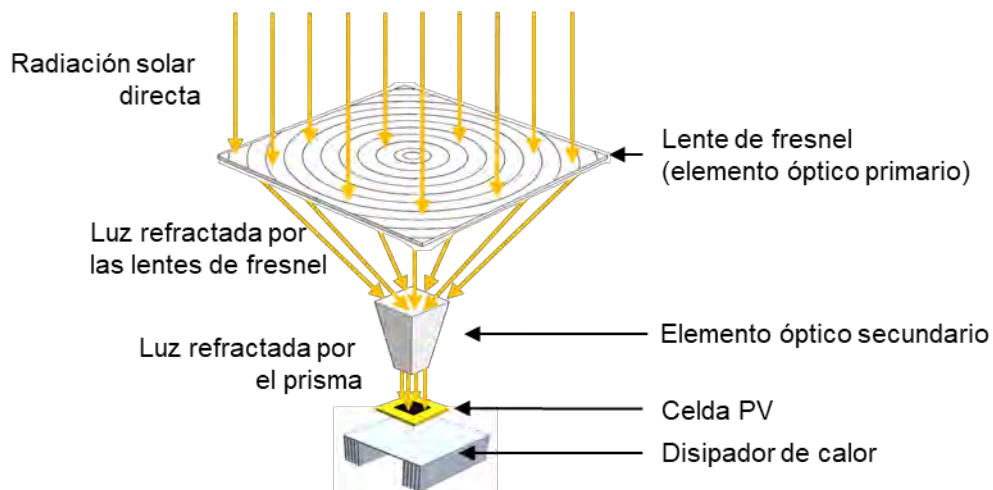


Figura 19. Configuración básica para un concentrador térmico fotovoltaico basado en lentes de Fresnel [Ju et al, 2017].

2.7 Estructuras de seguimiento solar

Anteriormente, se ha explicado que los sistemas de concentración térmica fotovoltaica utilizan sistemas de seguimiento solar para incrementar la eficiencia de conversión energética, en comparación con sistemas convencionales. Dichos sistemas de seguimiento consisten en estructuras mecánicas, sobre las cuales se colocan los sistemas CPVT.

Para lograr un balance entre costo y eficiencia, el desarrollo de estas estructuras busca la optimización y el balance entre el material, fabricación, instalación, versatilidad, durabilidad, y el

medio ambiente. En la tabla 1 podemos encontrar los puntos más importantes que se buscan cumplir durante el desarrollo de las estructuras utilizadas en sistemas de seguimiento solar.

Material	Buena productividad bajo condiciones de carga.
	Disponibilidad en el mercado.
	Buen tiempo de vida en comparación al sistema PVT
Fabricación	Viabilidad para montaje en líneas de producción.
	Facilidad de transportación.
	Posibilidad de construcción bajo técnicas de fabricación comunes.
Instalación	Facilidad para conexión a la estructura de soporte.
	Necesidad de entrenamiento o herramientas especiales.
	Restricciones en el diseño por la ubicación del sistema.
	Protección contra robo.
Versatilidad	Adaptabilidad para múltiples usos.
	Adaptabilidad para modificaciones en el modulo / tamaño de los arreglos.
	Facilidad para sustituir módulos independientes
Durabilidad	Bajos requisitos de mantenimiento.
	Comportamiento bajo cargas de diseño.
	Resistencia a la corrosión y abrasión
Entorno	Estética de la estructura de soporte.
	Influencia de la irradiación en el arreglo.
	Efectos térmicos del arreglo en la estructura de soporte.
	Resistencia al fuego y al vandalismo.

Tabla 1. Criterios utilizados para el desarrollo de estructuras en sistemas CPVT [Winter et al, 1991].

Además de cumplir con los criterios expuestos en la tabla 1, el principal objetivo de las estructuras, es orientar los sistemas CPVT en diferentes posiciones a lo largo del día de trabajo, buscando mantener una posición perpendicular a los rayos del sol e incrementar así el rendimiento energético del sistema. Desde un punto de vista mecánico, los sistemas de seguimiento se pueden clasificar basándose en el número de ejes móviles disponibles.

Los sistemas de un solo eje no son capaces de mantener la estructura de forma perpendicular en todo momento durante el tiempo de trabajo. Por otra parte, incrementan la radiación incidente en el receptor, en comparación con sistemas fijos. Estos se pueden orientar horizontalmente, verticalmente o inclinados. Los sistemas con movimiento en dos ejes operan dos grados de libertad para mantener el sistema CPVT perpendicular de forma estable durante el día, alcanzando la máxima radiación incidente posible.

Esta categoría es utilizada en sistemas de alta concentración solar, ya que estos necesitan estar permanentemente orientados hacia la posición del sol, debido a su limitado ángulo de aceptación. En

la figura 20 podemos encontrar algunas clasificaciones de estos sistemas, dependiendo del mecanismo utilizado para realizar el seguimiento solar: Pedestal, carrusel, "tilt and roll".

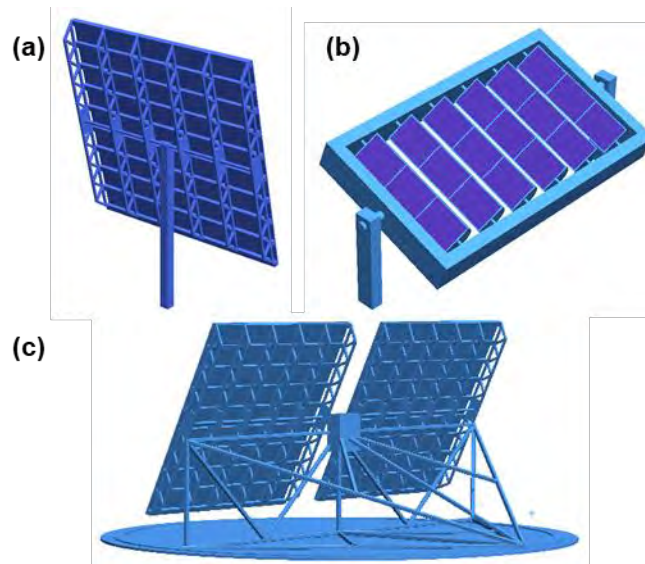


Figura 20. Tipos de seguidores solares de dos ejes para sistemas de concentración térmica fotovoltaica de alta concentración (HCPVT); sistemas de (a) pedestal, (b) tilt and roll, (c) carrusel [Fernández et al, 2018].

2.8 Ecuación del tiempo

Existen dos variantes principalmente utilizadas en los sistemas de seguimiento: Seguidores según la luminosidad y según las condiciones astronómicas. Los primeros, utilizan sensores que miden la intensidad de la radiación solar, corrigiendo la posición de los actuadores en base a la señal recibida por los sensores. Este tipo de control resulta más sencillo de implementar.

Otra opción es mediante ecuaciones que usan variables como la posición geográfica del sistema, fecha y hora exacta. La implementación de este tipo de sistemas representa un alto grado de complejidad. Afortunadamente, estos sistemas funcionan de forma independiente, ignorando variables externas al sistema como las condiciones climáticas.

La geometría solar, se encarga de describir la posición del Sol en la bóveda celeste. Además, especifica la dirección en la que la radiación solar incide sobre las superficies, así como la orientación y el sombreado. El tiempo solar es una de las variables utilizadas en las ecuaciones de la geometría solar, la cual se puede describir como una variación del tiempo, dependiente del movimiento angular aparente del Sol a través del cielo con el mediodía solar, en el momento en que el Sol cruza el meridiano del observador. La hora solar, es utilizada en todas las relaciones solar-angulares de los sistemas de seguimiento mediante ecuaciones. Esta variable no coincide necesariamente con la hora

local que marca el reloj en una posición geográfica en específico. Para realizar esta conversión, es necesario realizar 2 correcciones.

La primera de estas, utiliza la diferencia entre el meridiano (longitud) del sistema, y el meridiano en el que se basa el tiempo local. Al Sol le toma 4 minutos desplazarse 1° de longitud. La segunda corrección, se basa en la ecuación de tiempo. Dicha ecuación toma en cuenta las perturbaciones en la velocidad de rotación del planeta, las cuales afectan el momento en el que el Sol se encuentra en el meridiano del observador. Estas dos correcciones nos permiten conocer la diferencia entre el tiempo solar y el tiempo estándar:

$$T_{Sol} - T_{Est} = 4(L_{Est} - L_{Loc}) + E \quad (\text{Ec. 2.8})$$

donde, L_{Est} es el meridiano corresponde al meridiano estándar para la zona horaria local, L_{Loc} es la longitud de la ubicación del sistema. Ambas longitudes, están en grados oeste, es decir de 0° a 360°. El parámetro E representa a la ecuación del tiempo (minutos), y es un valor algebraico que puede ser positivo o negativo. El parámetro E se puede obtener mediante la Ec. 2.9 [Iqbal et al, 1983].

$$E = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos B - \quad (\text{Ec. 2.9})$$

$$0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B)$$

donde, B es el día angular, y está dado por:

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Donde, n es el número que le corresponde al día, considerando todo un año completo al asignarle el número 1 al primer día de enero hasta el 365 al 31 de diciembre. Se asume que el mes de febrero tiene 28 días.

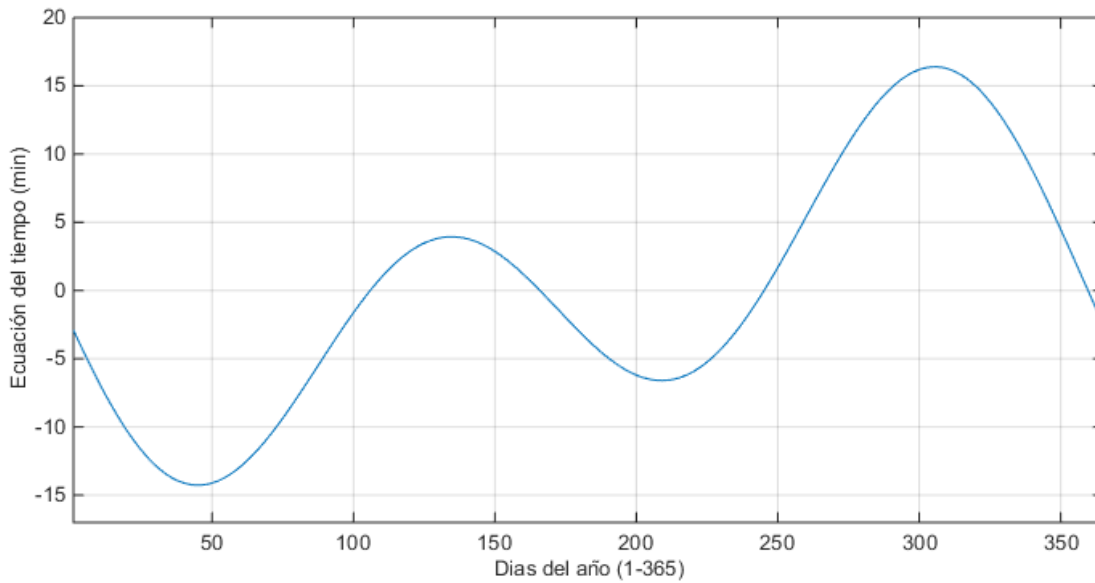


Figura 21. Ecuación del tiempo (E) en minutos durante todo un año para la ciudad de Aguascalientes, México.

2.9 Declinación solar

Si una persona se posiciona desde un punto de referencia de la Tierra, puede observar que la trayectoria del Sol genera un plano de revolución alrededor de nuestro planeta, el cual es conocido como *plano elíptico*. La tierra gira sobre un eje llamado *eje polar*, con una inclinación de aproximadamente 23.45° entre este y la normal del plano elíptico. El ángulo que se forma entre la línea que une al centro del Sol con el centro de la tierra, y el plano ecuatorial, no es constante. Este ángulo es una de las principales variables utilizadas en las ecuaciones de geometría solar, y se le conoce como declinación solar δ . Presenta un comportamiento variable a lo largo de un año completo, llegando a 0° durante los equinoccios de primavera y otoño, mientras que durante el solsticio de verano e invierno llega a $+23.45^\circ$ y -23.45° , respectivamente. En la figura 22 se muestra la trayectoria aparente del sol, y la variación del ángulo de declinación solar. Es por este comportamiento que podemos observar como la trayectoria del sol, no es la misma durante todo el año.



Figura 22. Esfera celeste con el recorrido aparente del Sol y el ángulo de declinación solar.

Aunque existen varias formas de calcular el ángulo de declinación solar, la forma más precisa es utilizando la ecuación 2.11. Esta ecuación presenta un error máximo de 0.0006 rad ($< 3'$) [Iqbal et al, 1983].

$$\delta = \left(\frac{180}{\pi}\right) (0.006918 - 0.399912 \cos B + 0.070257 \sin B - 0.006758 \cos 2B + 0.000907 \sin 2B - 0.002697 \cos 3B + 0.00148 \sin 3B) \quad (\text{Ec. 2.11})$$

2.10 Posición del Sol respecto a superficies planas

Para conocer la posición del Sol respecto a un observador situado en la superficie de la Tierra, se utilizan expresiones geométricas que evalúan el movimiento del Sol respecto al tiempo. Estas expresiones geométricas pueden ser unidades angulares. Además, es importante considerar la posición geográfica del observador, su morfología e inclinación. Considerando que el observador es una superficie plana que necesita estar orientada normal a la posición del sol, algunos de los ángulos que necesitamos conocer para mantener esta condición se describen a continuación, así como en la figura 23.

- ϕ Latitud geográfica en grados, norte positivo; $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$.
- δ Declinación angular en grados, posición angular del Sol al mediodía solar con respecto al plano del ecuador, norte positivo; $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$.
- ω Hora angular, desplazamiento angular del Sol respecto al medio día solar. Matutino negativo y vespertino positivo. Considerando que cada hora de diferencia equivale a 15° .
- θ_z Ángulo cenital en grados entre la línea vertical del observador, y el Sol.

- α_s Ángulo de altura solar en grados entre la línea horizontal del observador y el sol. Es complemento del ángulo cenit.
- γ_s Ángulo acimutal solar en grados, es el desplazamiento angular de la proyección de la radiación del haz sobre el plano horizontal. Se mide tomando como referencia la orientación del sur, con desplazamientos hacia el este negativos y hacia el oeste positivos.

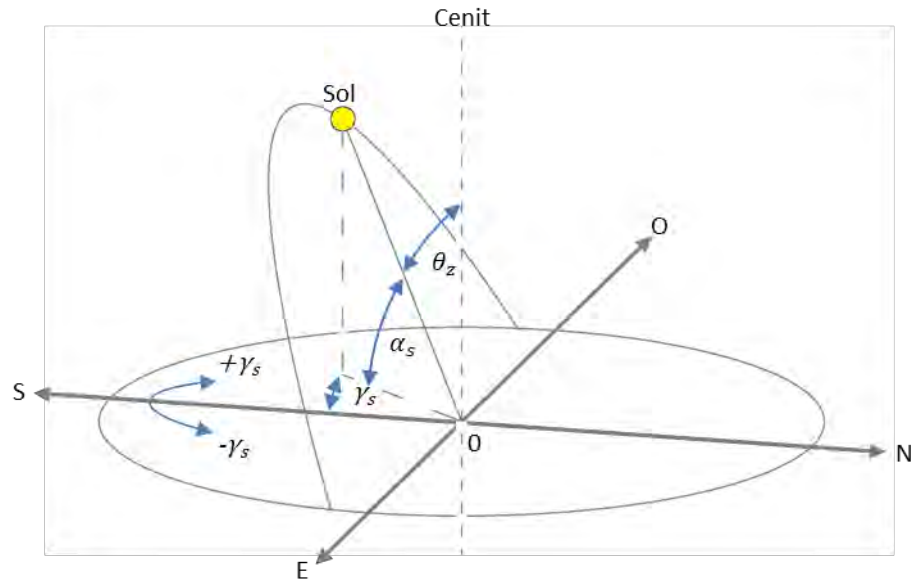


Figura 23. Definición del ángulo cenit, acimutal y altura solar.

Haciendo uso de estas variables, es posible conocer las relaciones trigonométricas entre el Sol y una superficie horizontal en la superficie del planeta Tierra. Las ecuaciones 2.12 y 2.13, describen los ángulos cenital y acimutal, respectivamente. Este método descarta las pérdidas refractivas que ocurren en la atmósfera.

$$\cos \theta_z = \cos \Phi \cos \delta \cos \omega + \sin \Phi \sin \delta \quad (\text{Ec. 2.12})$$

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \left| \frac{\cos \theta_z \sin \delta - \sin \Phi}{\sin \theta_z \cos \Phi} \right| \quad (\text{Ec. 2.13})$$

donde, el ángulo acimutal γ_s , puede tener valores entre 180° y -180° . La hora angular, se obtiene de la diferencia entre la hora solar y el mediodía solar, el número de horas se multiplica por 15, y se considera positivo si la hora solar ha pasado el mediodía solar y negativo si aún es por la mañana. En la ecuación 2.13 la función *sign* es igual a +1 si ω es positivo, y es igual a -1 si ω es negativo.

CAPÍTULO 3. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL CPV

3.1 Diseño óptico

Los sistemas CPVT se caracterizan por utilizar elementos ópticos para concentrar el flujo de radiación solar en una zona focal, donde se coloca una celda solar PV de alta eficiencia con características diferentes a las convencionales. Distintas configuraciones de lentes, espejos o prismas son utilizados para modificar la trayectoria de la radiación solar. Dos tipos de concentradores ópticos son los más comúnmente empleados en la conversión de la energía solar. El primero de ellos utiliza espejos, y se basa en el principio de reflexión óptica; mientras que el otro funciona mediante lentes, prismas y elementos que trabajan con el fenómeno de refracción óptica [Ryu K. et al. 2006].

3.1.1 Fenómenos ópticos

Con la finalidad de explicar con mayor claridad los fenómenos ópticos descritos previamente, representamos gráficamente a la radiación solar como un flujo de energía luminosa que se desplaza en el espacio en línea recta cuya unidad llamaremos *rayo* o *rayos*. Cuando un rayo viaja por un medio (aire) y este incide sobre un medio ópticamente denso (vidrio), se genera una interfaz entre estos dos. Si un rayo es considerado, por ejemplo, como un vector que tiene dirección, entonces cuando el rayo llega a la interfaz, parte de su magnitud se "refleja", causando que viaje en dirección contraria con respecto a la interfaz. A este fenómeno se le conoce como *reflexión* óptica. Otra parte de la energía original es transmitida a través del medio con mayor densidad. No obstante, los rayos transmitidos son desviados o doblados hacia una dirección diferente, generando el efecto de *refracción* óptica.

La ley de Snell describe el comportamiento de los fenómenos de refracción dependiente del ángulo de incidencia del rayo con respecto a la interfaz entre dos índices de refracción, y establece que cuando la luz incide en un medio de mayor índice de refracción ($n_i < n_t$), esta se dobla hacia la normal del plano. En cambio, cuando el rayo entra en un medio con menor índice respecto al medio original ($n_i > n_t$), este se desviará alejándose de la normal. Podemos reescribir la ley de Snell de la siguiente manera:

$$\frac{\sin \theta_i}{\sin \theta_t} = n_{ti} \quad (3.1)$$

donde, $n_{ti} \equiv n_t / n_i$ es el índice de refracción relativo de los dos medios. En la figura 24 podemos apreciar como el rayo incidente con una inclinación inicial (θ_i) se descompone en los haces transmitido y reflejado. Mientras que una parte del rayo original es reflejado y continua viajando en el

medio original (n_i), otra parte de la energía se transmite al segundo medio (n_t), y viaja por este no sin antes doblarse y modificar su trayectoria (θ_t).

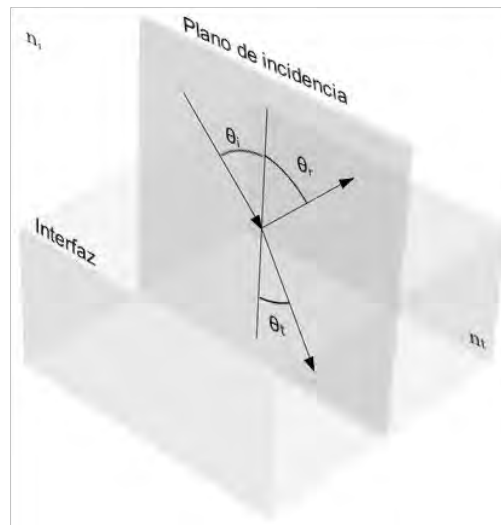


Figura 24. Interacción de un haz incidente en un medio con un índice de refracción distinto. Resultando en un par de haces reflejado y transmitido.

3.1.2 Lentes de Fresnel

Las lentes de Fresnel son elementos ópticos refractivos con grosor significativamente reducido. Esta reducción de material se genera idealmente, al remover secciones no esenciales de material dieléctrico en las lentes convencionales. El efecto refractivo no se ve alterado, ya que se conserva el mismo ángulo de incidencia en comparación con lentes comunes.

Ahora bien, es importante considerar que el índice de refracción del material utilizado en la fabricación de las lentes de Fresnel, depende de la longitud de onda del rayo incidente, lo que genera aberraciones cromáticas. Por consiguiente, los fotones incidentes que siguen caminos similares serán refractados en diferentes caminos derivados de la ley de senos de Snell. Además, pueden presentarse aberraciones esféricas, pero estas se pueden reducir si colocamos la cara plana de la lente hacia el punto focal. Es importante considerar a cada sección de una lente de Fresnel como un prisma independiente, por lo que errores en la orientación de los rayos incidentes, generan cambios significativos en la salida de los rayos refractados. Derivado del principio de funcionamiento de las lentes de Fresnel en aplicaciones fotovoltaicas explicado en capítulos anteriores, se eligieron las adecuadas para este proyecto según su material y fabricante.

Las lentes utilizadas para el desarrollo del prototipo pertenecen a la marca FresnelFactory, y son fabricadas mediante Polimetilmetacrilato (PMMA). Este material es un plástico comúnmente utilizado para crear lentes de Fresnel, debido a su transparencia y fotosensibilidad a la mayor parte del espectro solar. Al igual que en el resto de materiales refractivos, en el PMMA el índice de refracción

está estrechamente ligado a la longitud de onda del haz que viaja por el material. Colores como el azul presentan un índice de refracción de 1.515, mientras que el rojo alcanza 1.470 [Leutz and Susuki, 2001]. Otros factores como la temperatura y la humedad resultan ser de vital importancia en estos sistemas, ya que también generan alteraciones en el índice de refracción de las lentes de Fresnel fabricadas con PMMA 1.

3.1.3 Dimensionamiento del sistema óptico

Para el diseño del prototipo CPV se consideraron lentes de Fresnel de foco puntual cuadrados de 280 mm x 280 mm, con un grosor de 2 mm, paso de ranura de 0.5 mm y distancia focal de 300 mm. Se seleccionaron estas lentes principalmente por la disponibilidad en el mercado, el precio y la calidad del material de fabricación. La distancia en la que se colocaron las celdas PV se definió utilizando el software de análisis y diseño óptico de no imagenología TracePro, considerando el ángulo de aceptación del sistema así como la distribución uniforme de la energía en el área del receptor. Se utilizaron 100,173 rayos en total para la obtención de las imágenes. En la figura 25 (a), podemos ver como al colocar la celda PV justo en la distancia focal de la lente, se produce alta concentración de energía al centro de la celda, mientras que en el resto del área no se presenta concentración de rayos.

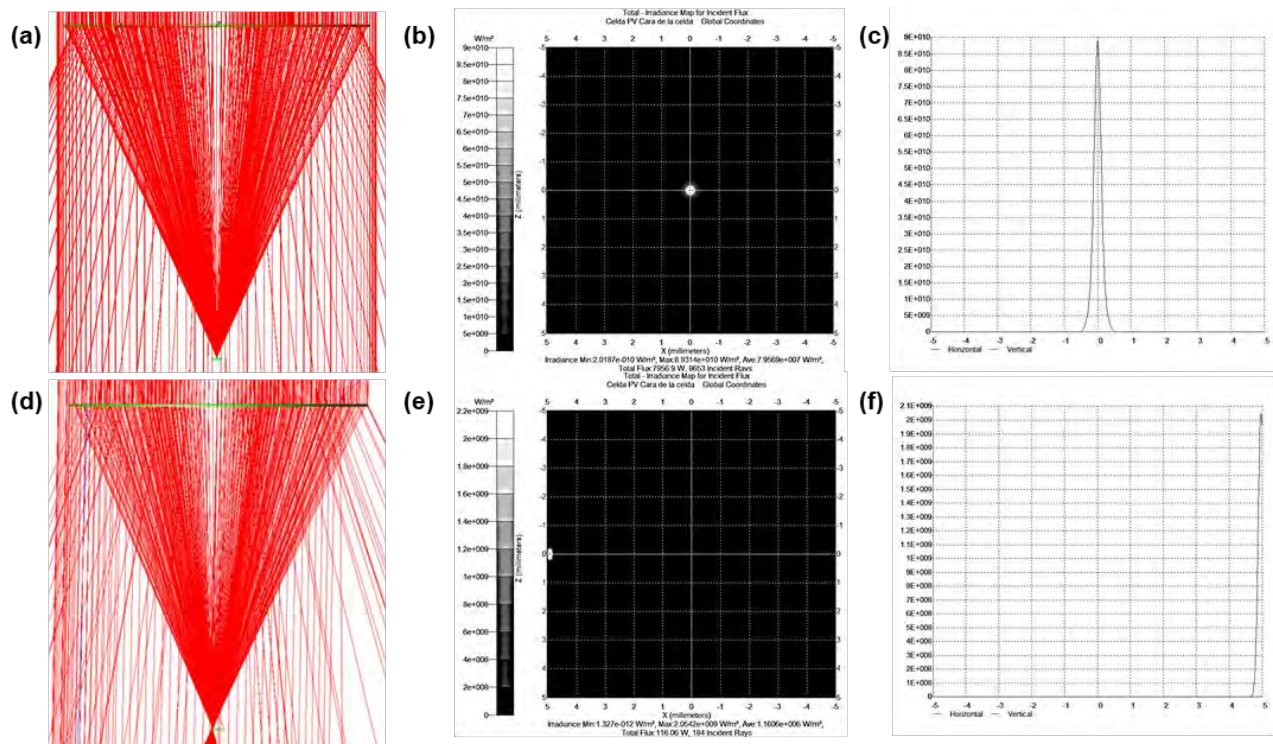


Figura 25. (a) Vista transversal del efecto de refracción en una lente de Fresnel con la fuente paralela al eje óptico y con el receptor en el punto focal, (b) y (c) distribución de rayos incidentes sobre el área de la celda, (d) Vista transversal del efecto de refracción en una lente de Fresnel con la fuente inclinada 1° y con el receptor en el punto focal, (b) y (c) distribución de rayos incidentes sobre el área de la celda.

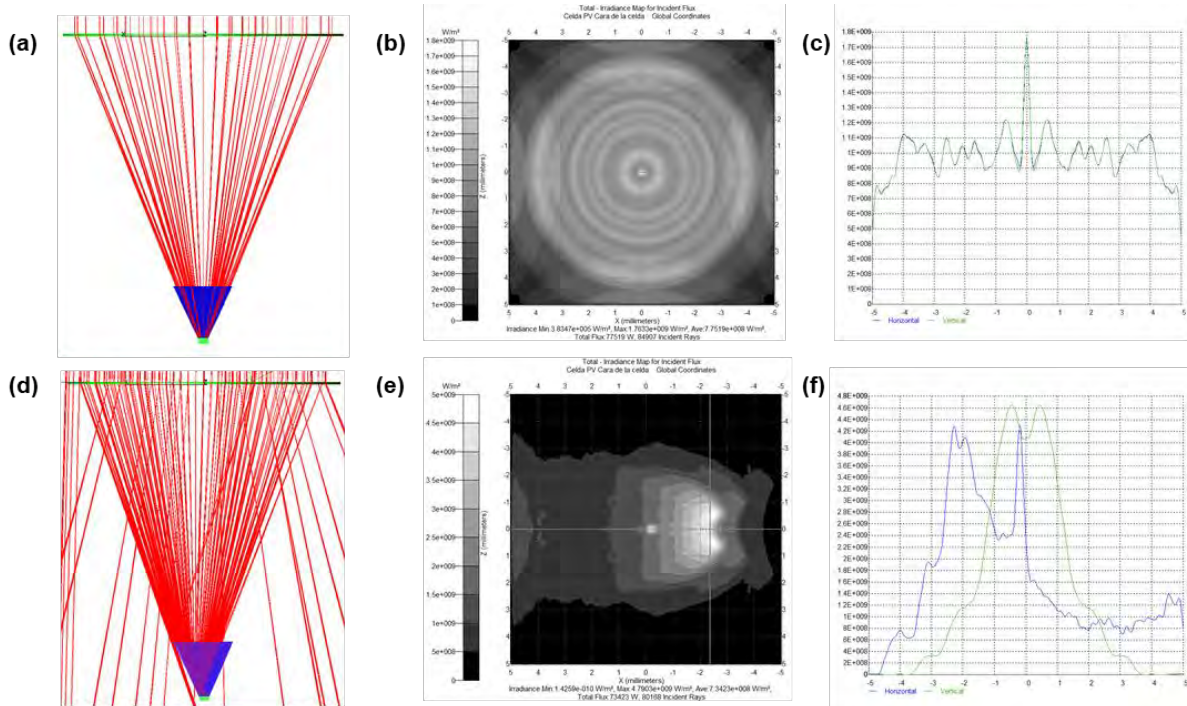


Figura 26. (a) Vista transversal del efecto de refracción en una lente de Fresnel con la fuente paralela al eje óptico y con el receptor fuera del punto focal, (b) y (c) distribución de rayos incidentes sobre el área de la celda, (d) Vista transversal del efecto de refracción en una lente de Fresnel con la fuente inclinada 1° y con el receptor fuera del punto focal, (e) y (f) distribución de rayos incidentes sobre el área de la celda.

La figura 25 (b) y (c) nos indica la intensidad de la radiación incidente y el área de incidencia. La cantidad de rayos incidentes en la celda registrada en la figura 25 (b) es de 78,521 de total de 100,173. De esta forma se genera una distribución no uniforme de energía solar a lo largo de la celda PV, incremento de temperatura y bajo aprovechamiento del recurso.

Posteriormente se modificó la fuente 1° de desviación respecto a uno de los ejes de referencia, ocasionando que los rayos inciden en uno de los bordes de la celda, y disminuyendo la intensidad drásticamente. La figura 25 (d), (e) y (f) expone el efecto que genera un error de tan solo 1° respecto al eje óptico del sistema, registrando solo 15,063 rayos incidentes sobre la celda PV. De esta forma, solo el 15% de los rayos generados, inciden dentro del área del receptor.

Se decidió modificar la distancia del receptor, acercándose a 292 mm de la lente de Fresnel. Gracias a esto se puede obtener una mejor distribución de los rayos incidentes en el área del receptor PV. No obstante, al modificar la fuente 1° respecto al eje óptico del sistema, nuevamente se obtiene la mayor concentración en uno de los bordes de la celda. De esta forma se pierde cerca del 50% de la energía, dado que ésta no incide en la superficie de la celda. Evaluando el sistema en la situación actual, podríamos concluir que el ángulo de aceptación es menor a 1° .

Buscando ampliar un poco más esta variable, se diseñó un segundo elemento óptico basado en espejos de alta reflectancia. En la figura 26 (b) se puede observar como el área de la celda presenta mejor distribución de los rayos incidentes con la celda posicionada justo en el eje óptico y a una distancia menor al punto focal, llegando a registrar 84,907 rayos incidentes en el receptor. Se consideró un elemento reflectivo fijando como variable de diseño el ángulo de incidencia de los rayos en el receptor cuando el sistema se encuentra idealmente alineado y el área del receptor está definida. Se encontró que un dispositivo con 4 caras planas de alta reflectancia (espejos) con una inclinación de 26.1° respecto al eje óptico, hacen coincidir los rayos solares que se salen del área original del receptor. El uso del segundo elemento óptico permite incrementar el ángulo de aceptación a 1.7° , donde la eficiencia óptica decae al 90% con respecto a los rayos incidentes cuando el sistema óptico se encuentra idealmente orientado. En la figura 27 se puede observar el efecto de un segundo elemento óptico en el sistema de concentración, donde es posible ampliar el rango donde la eficiencia se mantiene superior al 90%. Es importante considerar que el uso de un concentrador óptico secundario incrementa el costo del CPV, no obstante, al utilizar este elemento se incrementa el error permitido en 200% en comparación al sistema sin concentrador óptico, incrementando así la robustez del sistema.

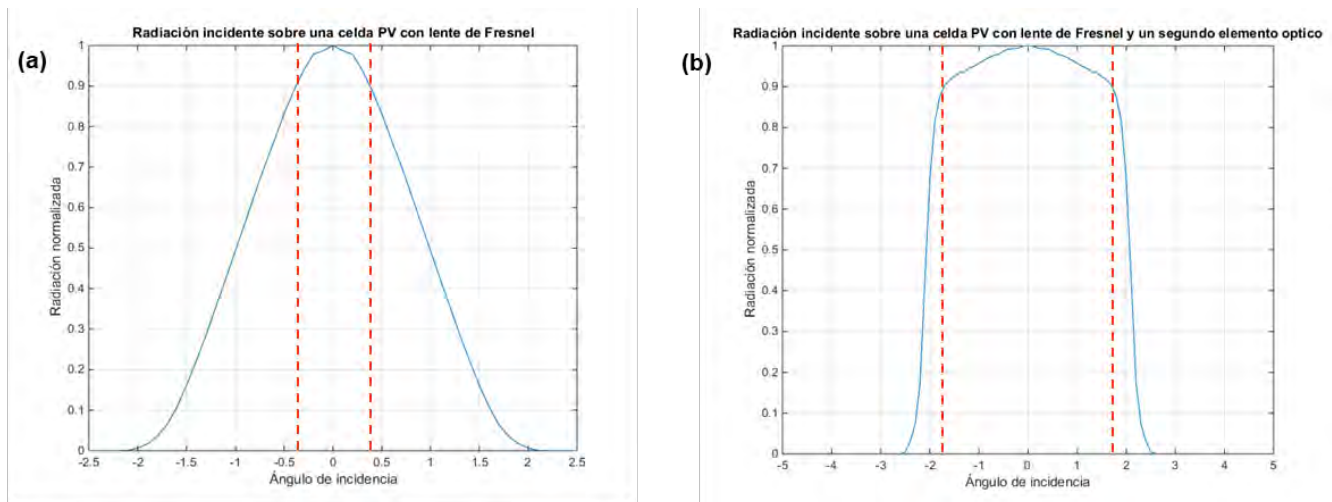


Figura 27. Grafica de radiación incidente sobre la celda CPV contra el ángulo de incidencia (a) con lente de Fresnel, (b) con lente de Fresnel y segundo elemento óptico.

3.2 Diseño mecánico

Uno de los elementos más importantes de un sistema de concentración, es la estructura de soporte y seguimiento solar. El material empleado, su estructura, su fácil manufactura y mantenimiento son condiciones de diseño importantes. La sinergia entre estos elementos resulta en una disminución de inversión inicial, costo de fabricación, menor mantenimiento requerido y ahorro durante la operación.

Algunos conceptos expuestos previamente como la concentración solar, el posicionamiento del sol, y el rendimiento de elementos ópticos y fotovoltaicos, son considerados para el diseño mecánico.

El concentrador solar requiere un sistema de alta precisión de seguimiento en dos ejes, el cual debe asegurar que las lentes de Fresnel estén en posición normal a los rayos del sol con apenas un error no mayor a 1.7°, de otro modo la eficiencia del sistema cae drásticamente. Para cumplir con esta condición, se optó por diseñar dos piezas articuladas independientes, que sean capaces de soportar cargas de viento variables e impredecibles, filtraciones de agua o lluvias así como cambios de temperatura. Es decir, además de requerir un sistema muy preciso, el prototipo debe ser capaz de soportar y resistir las condiciones climatológicas comunes, sin que su funcionamiento se vea alterado.

3.2.1 Selección de materiales

Distintos materiales fueron considerados para el diseño del prototipo, dentro de estos, destacan 2 materiales principales para la estructura de soporte, los cuales son aluminio estructural y acero negro. El primero de estos se usa en forma de perfiles comerciales de la marca *mk* de la serie 25, fabricado con una aleación de aluminio tipo AlMgSi EN AW 6063 T5 0.5 F25. Dichos perfiles son ampliamente utilizados en la industria para la fabricación de marcos ligeros, vitrinas, equipos de medición, control y armarios electrónicos. Se distinguen entre otros materiales de fabricación por su amplia forma de realizar métodos de sujeción o conexión para construir estructuras, con lo que es posible crear diferentes morfologías y seleccionar la que se adapte al entorno.

Las características expuestas en la tabla 2, así como la disponibilidad en el mercado de material, definieron al aluminio estructural de 25 mm como la mejor opción para fabricar algunos de los elementos más importantes del concentrador. Otra ventaja es el amplio surtido de accesorios disponibles en el mercado incluyendo soportes para el suelo, elementos para crear puntos fijos o articulados, ruedas fijas y giratorias, entre otros.

Estado		T-5
Peso específico	gr/cm ³	2,7
Carga de rotura	Kgr/mm ²	220
Límite elástico	Kgr/mm ²	170
Alargamiento	%	14
Temperatura de fusión	°C	140
Módulo Elástico	N/mm ²	69000
Dureza Brinell	HB	65

Tabla 2. Características técnicas del aluminio estructural 6063 (Al Mg Si 0,5).

Silicio	Si	0,30-0,60%
Hierro	Fe	0,10-3,30%
Cobre	Cu	0,10%
Manganeso	Mn	0,30%
Magnesio	Mg	0,40-0,60%
Cromo	Cr	0,05%
Zinc	Zn	0,15%
Titanio	Ti	0,20%
Otros		0,15%
Aluminio	Al	Resto

Tabla 3. Composición química de proporciones masivas del aluminio estructural en %.

Para la construcción del prototipo también se utilizó acero negro, o comúnmente conocido como acero básico. Este tipo de acero es hierro normal que al salir del proceso de fundición se sella con aceite protector con la finalidad de protegerlo contra la corrosión. Sus ventajas son su alta dureza y resistencia a la tensión, por lo que se puede utilizar para estructuras con capacidad de carga sin que estos sufran alteraciones de dimensión o deformidades permanentes. Además, es fácil de cortar, soldar, atornillarse a otros elementos, e incluso el proceso de soldadura para este material es relativamente sencillo de llevarse a cabo. El Acero cuenta con un peso específico de 7.85 gr/cm^3 , convirtiendo a las estructuras fabricadas con este material en elementos muy pesados y por ende robustos sobre superficies estables.

3.2.3 Diseño estructura de elevación del sistema de seguimiento solar

Para cumplir con el seguimiento solar es necesario contar con un mecanismo de elevación para ajustar la normal al ángulo de altura solar, por ello se contempló el diseño de una estructura que soporte un módulo conformado por un arreglo de 3x3 celdas PV con sus respectivos lentes de Fresnel. Para realizar el diseño, se utilizó el software CAD SolidWorks 2016®, considerando dimensiones de los elementos, materiales y peso. El principal material para el diseño y construcción de esta sección del prototipo es aluminio estructural de 25 mm del tipo 25.01.6100 y 25.02.6100. El primero se utilizó en los contornos y en los nodos, dándole forma a la mayor parte de la estructura. Mientras que el segundo tipo de aluminio se usó en puntos de alto torque, gracias a la mayor área de contacto que posee. Además, se protegió con paredes de policarbonato celular. En la figura 27 podemos encontrar las secciones en las que se utilizó cada uno de los diferentes tipos de perfiles de aluminio estructural, así como el policarbonato celular en color azul.

Para el diseño se contempló la disponibilidad de espacios adicionales para que dentro de la estructura pudieran instalarse más componentes que los inicialmente considerados para este proyecto, otorgándole al prototipo mayor versatilidad y la flexibilidad para permitir modificaciones futuras. Aunque para este proyecto dichas actualizaciones quedan fuera del alcance, se está consciente de la importancia de estos. Una de ellos es el sistema de enfriamiento de las celdas solares ubicadas en el receptor. Como se puede apreciar en la figura 28 (a) se destinaron 185 mm de profundidad como complemento, que al considerar el área de las lentes de Fresnel obtenemos un volumen extra de $14,504 \text{ cm}^3$. El designar este volumen acarrea sobredimensionamiento al prototipo, generando un incremento de materiales, peso y por ende en los costos de fabricación. Además, los actuadores necesarios para el prototipo necesitan ser de mayor potencia. No obstante, la eminente necesidad de expandir el prototipo dentro de un futuro cercano, justifica la decisión.

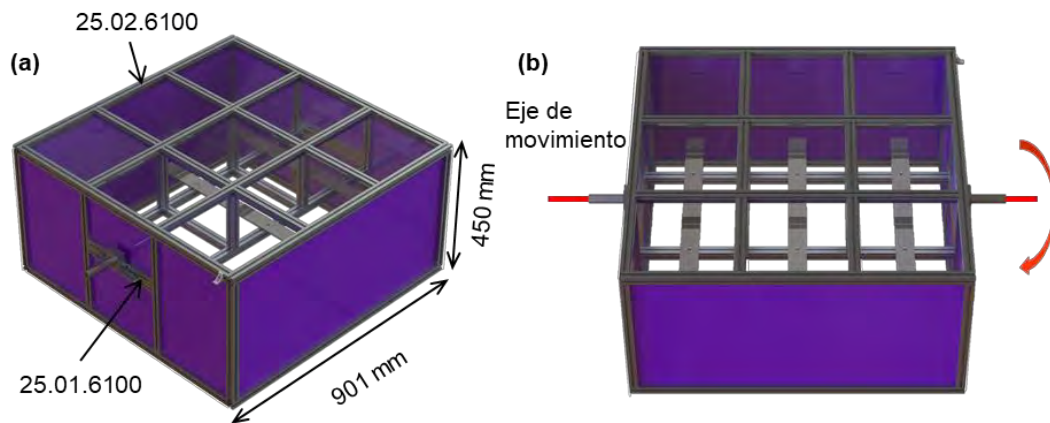


Figura 28. (a) Dimensiones del diseño en CAD de la estructura de movimiento en altura solar y materiales más relevantes, (b) eje de movimiento para la altura solar.

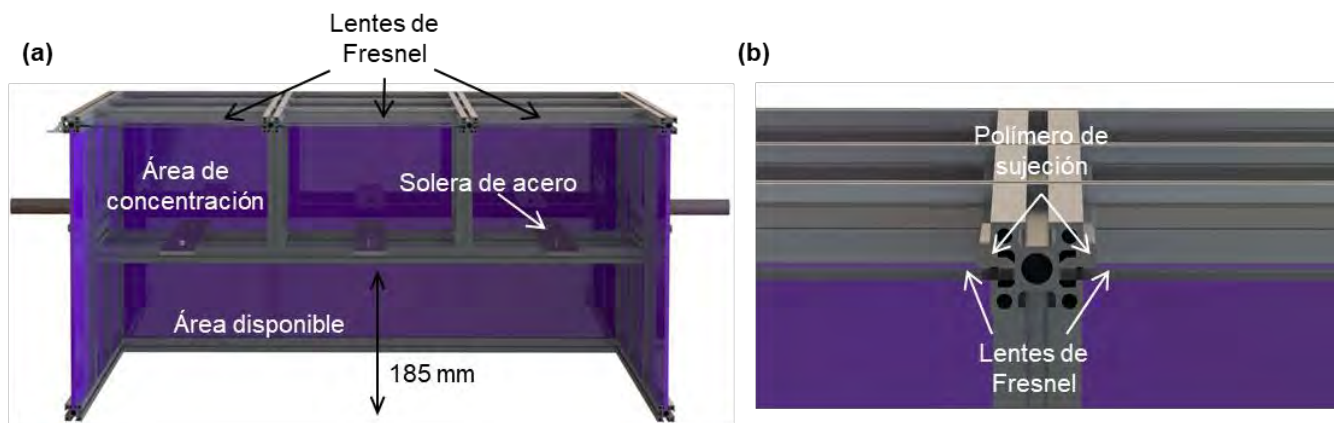


Figura 29. (a) Vista frontal de la estructura de seguimiento en altura solar, con énfasis en la estructura de soporte, áreas de concentración y área extra, (b) Vista de sección de un nodo de sujeción de las lentes en los canales del aluminio estructural.

Para la base de soporte se utilizaron soleras de acero con un grosor de 5 mm. La estabilidad de la estructura es lo suficientemente resistente para soportar los receptores CPV y concentrador óptico secundario. Es posible modificar la elevación de las soleras realizando un simple ajuste en la estructura de aluminio. Las lentes de Fresnel son colocadas justo en la parte superior de la estructura. Utilizando los canales del aluminio estructural, se crean marcos cuadrados en los que es posible sujetar las lentes de Fresnel. El grosor de las lentes es menor al espacio de los canales de la estructura con una diferencia de 4.05 mm, lo que genera un problema de holgura. Para resolver este problema, se utilizó un polímero flexible para fijar las lentes. De esta forma también incrementamos la uniformidad en las lentes, al mantener una presión constante contra una superficie rígida. En la figura 28 (b) podemos apreciar una vista de sección de un nodo con el polímero flexible, la estructura de aluminio y la lente de Fresnel.

3.2.4 Diseño de base en el eje acimutal del seguidor solar

El segundo eje de movimiento corresponde al ángulo acimutal. Este corresponde a un movimiento en el plano horizontal, que sigue el movimiento aparente del sol desde el este hasta el oeste a lo largo del día solar. Los materiales empleados para su fabricación son aluminio estructural de 40mm tipo 54.31.6100 y Acero negro. El Acero se consideró para estructuras fijas a una superficie estable, como lo son la base y las partes que no tienen articulaciones. Mientras que el aluminio estructural se utilizó para estructuras con movimiento.

El diseño de esta sección partió considerando que la estructura debe ser lo suficientemente robusta, capaz de soportar cargas externas como el viento, o la gravedad sin que ésta modifique su posición o sufra deformaciones mecánicas. Para lograr esto, se plantea una sección empotrada al suelo estable mediante cuatro puntos de apoyo con ajuste de elevación cada uno. El uso de cuatro puntos de sujeción independientes, garantiza que en caso de existir algún error en el proceso de fabricación del sistema, estos se puedan minimizar mediante una calibración utilizando estos cuatro puntos colocados en la parte inferior de un chasis de acero fabricado con tubo cuadrado de dos pulgadas. El chasis tiene forma de cuboide, con 600 mm x 600 mm y 300 mm de altura. En la parte inferior del chasis, justo por el centro de la estructura, se trazó una viga del tubo cuadrado para generar mayor estabilidad. Se consideraron 2 placas de acero de 5.5 mm de espesor para colocarlo como tapa inferior, colocada sobre la viga, y sobre la parte superior de la armadura.

Para generar el eje principal de soporte, se plantea utilizar un cilindro sólido de acero estirado en frío de una pulgada de diámetro. Gracias a este material es posible resistir grandes cargas axiales en el sistema, otorgándole al prototipo la capacidad de soportar mayor cantidad de elementos pesados, sin que los actuadores se vean afectados. Como elementos de apoyo, se plantea utilizar dos puntos de

sujeción. El primero de estos se consigue mediante un tejuelo de Acero de una pulgada de diámetro, colocado en el eje de movimiento y la parte inferior del chasis. Este elemento es un punto articulado, que funge la tarea se soportar toda la carga del prototipo, disminuyendo la fricción lo máximo posible. Para lograr obtener un segundo punto de apoyo en el eje vertical del prototipo, se plantea utilizar un rodamiento con una chumacera de pared sobre la parte tapa superior del chasis del sistema. Con estos dos puntos de sujeción, se logra generar un eje con movimiento libre y mínima fricción.

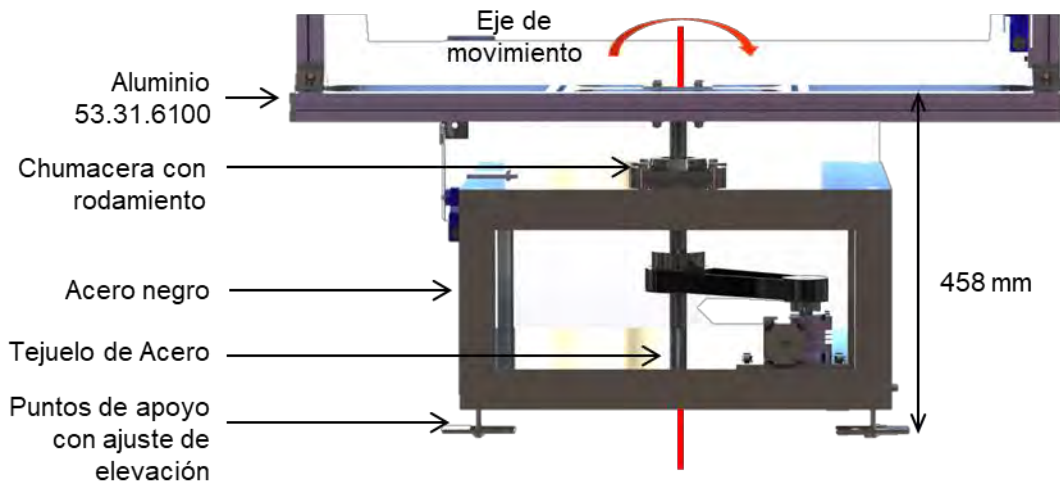


Figura 30. Diseño en CAD de la base de la estructura y el eje de movimiento horizontal para seguimiento en azimut

3.2.5 Simulación mediante análisis por elemento finito

El diseño del sistema fotovoltaico de concentración se compone de las dos estructurales previamente diseñadas. Una vez que se cuenta con el diseño completo del sistema, se realizaron una serie de simulaciones de análisis estructural mediante simulaciones de Elemento Finito (FEA, por sus siglas en inglés). Las simulaciones se realizaron con el software SolidWorks mediante el complemento llamado *Simulation*. El Análisis de elemento finito consiste en la descomposición de los objetos diseñados en elementos más pequeños llamados *nodos*. Al conjunto de nodos dentro de una pieza, se le conoce como *malla*. La precisión de la simulación depende en gran parte al número de nodos y la calidad de la malla. El objetivo principal de las simulaciones de elemento finito fue predecir las posibles deformaciones que el prototipo pudiera experimentar bajo los efectos de la carga de gravedad y de viento, identificar las zonas de mayor fragilidad y poder hacer las mejoras necesarias al diseño previo a la construcción.

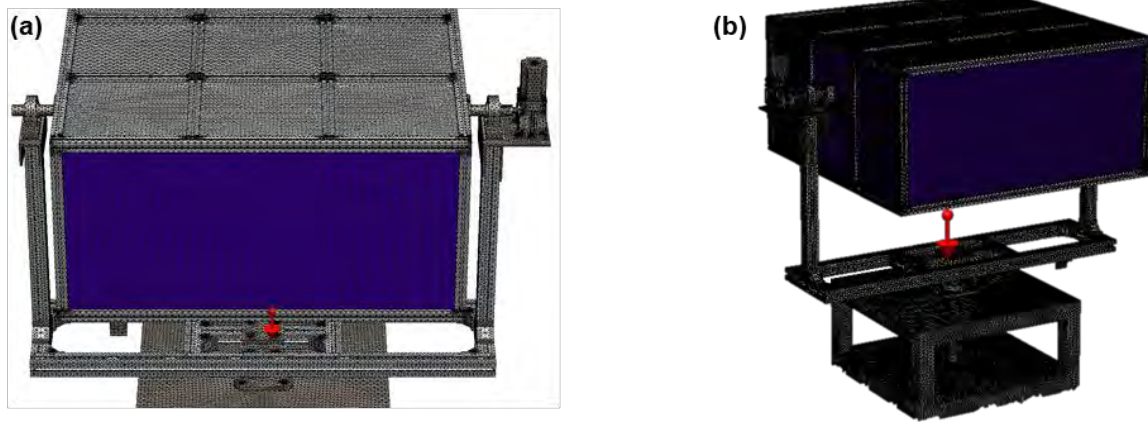


Figura 31. (a) Detalle del mallado con énfasis en la estructura de altura solar, (b) Modelo completo del diseño del prototipo.

Pre-procesamiento	Definición el modelo, asignando dimensiones, materiales, uniones, y factores externos que actúan en el modelo.
Solución del análisis	Solución del modelo de elementos finitos.
Post-procesamiento	Mediante herramientas de visualización, se analizan los resultados obtenidos.

Tabla 4. Fases necesarias en el método de análisis de elementos finitos.

El estudio del análisis de las estructuras se implementó en dos fases, primero se analizó de manera independiente la estructura de elevación y posteriormente la estructura de la base, esto debido a las limitaciones de capacidad cómputo para el procesamiento, así como a la gran cantidad de elementos involucrados en el modelo CAD del prototipo. Las limitaciones de cómputo impidieron que la simulación se pueda llevar a cabo analizando el diseño completo.

Ambas partes del diseño se analizaron bajo las mismas condiciones, con la finalidad de conocer y validar la seguridad del prototipo. La estructura para el seguimiento de la altura solar fue sometida a una carga vertical, y normalmente incidente sobre las caras de las lentes de Fresnel, simulando el efecto de la aceleración ejercida por el campo gravitatorio terrestre. De igual manera se consideró que la dirección del viento incide de manera perpendicular a las caras de las lentes, ya que bajo esta condición experimenta la carga máxima y en consecuencia obtenemos la máxima deformación del material.

Para la simulación se utilizó un mallado tipo curvatura, para generar automáticamente el mayor número de nodos en zonas de mayor curvatura. Como tamaño mínimo y máximo de elementos, se designó 10 mm y 2 mm respectivamente. Mientras que para número mínimo de elementos, se utilizó el valor de 8, con un coeficiente de crecimiento de 1.6.

Para las primeras simulaciones, solamente se consideró el efecto de la carga de gravedad, con el objetivo de determinar la resistencia y estabilidad de la estructura de soporte de aluminio y de las

lentes de Fresnel. En la figura 31 se muestran los resultados de la simulación, donde el mecanismo para el movimiento de elevación está fijo.

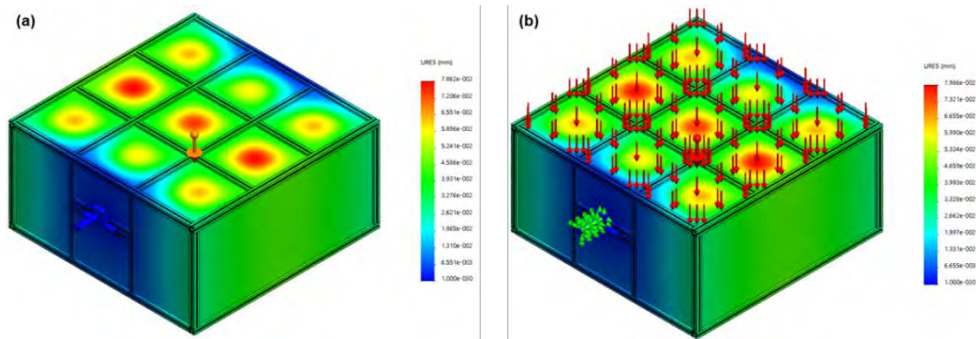


Figura 32. (a) Deformación total de la estructura de altura solar con cargas de gravedad, (b) deformación total de la estructura con carga de gravedad y presión de viento.

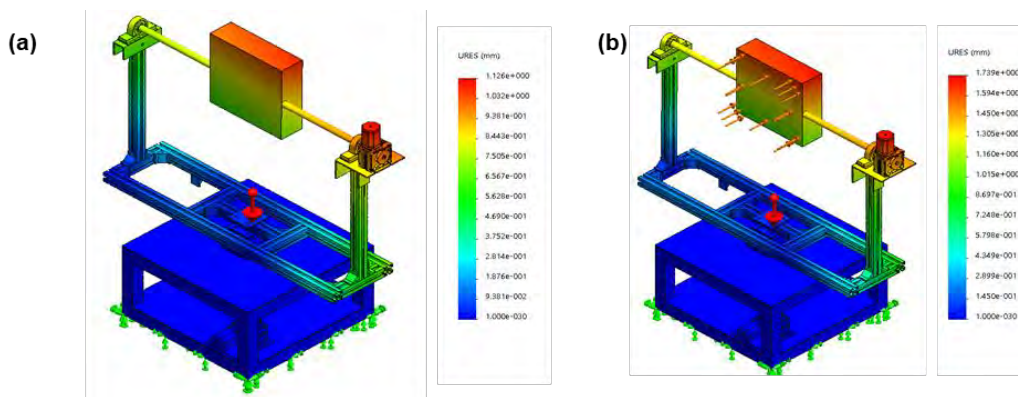


Figura 33. (a) Deformación total de la estructura de azimuth con cargas de gravedad, (b) deformación total de la estructura con carga de gravedad y presión de viento.

Se puede apreciar que la estructura sufre mayor deformación en el eje perpendicular al eje de movimiento. Las lentes de Fresnel se doblan mayormente en el centro, debido a que la periferia de estas se encuentra sujeta en la estructura de las piezas de aluminio como lo vimos anteriormente. Aunque la estructura de aluminio también sufre deformaciones, esta es significativamente menor en comparación a la que presentan los elementos ópticos. Posteriormente analizamos la misma estructura, pero en esta ocasión agregamos una carga de 9.4 N/m^2 simulando una corriente de viento de 10 km/h . La deformación es ligeramente mayor en comparación al obtenido en el caso anterior, llegando a una deformación máxima de 0.00798 mm . Podemos considerar a estos resultados como positivos, ya que los máximos valores de deformación presentes en las lentes de Fresnel manifestados en la simulación, son despreciables para fines prácticos.

Una vez finalizado el análisis de la estructura de elevación, se procedió a analizar la estructura de la base para el movimiento acimutal. Las características del mallado, valores de las cargas de gravedad y viento fueron las mismas que las utilizadas en la etapa anterior. Durante la primera simulación,

solamente las cargas de gravedad fueron contempladas. La estructura de movimiento en altura solar fue sustituida por un elemento con masa equivalente del mismo aluminio utilizado en las piezas 25.01.6100. En la figura 32(a) podemos observar que la estructura sufre deformaciones mínimas ocasionadas por la gravedad, principalmente en los brazos de soporte.

Posteriormente se agregaron a la simulación cargas de viento y se modificó la orientación del arreglo de lentes de Fresnel, de tal manera que la superficie de la lente sea normal a la dirección del viento para modelar el caso con la mayor carga de viento. Debido a las restricciones de capacidad de cómputo, como se mencionó anteriormente, para este segundo caso el módulo con el arreglo de las lentes de Fresnel se modeló como un elemento sólido con un peso equivalente. Sin embargo el área transversal del sólido es menor al área que ocupa el módulo CPV, por lo que se incrementó el valor de presión de forma proporcional, ya que el área de la pieza que simula la estructura es siete veces menor a la pieza original. En la figura 32(b) encontramos que el valor máximo de desplazamiento obtenido en la simulación es de hasta 1.7 mm ubicada en la región del motor de altura solar. Por otro lado, podemos apreciar que la parte inferior de la cara incidente sufre desplazamientos menores en comparación con la parte superior, con lo que podemos concluir que el sistema se inclina moderadamente.

3.3 Diseño de control

Para lograr implementar el seguimiento solar para el concentrador de forma autónoma, es necesario desarrollar un sistema de movimiento de dos ejes. Este movimiento debe ser realizado con precisión y de forma controlado.

3.3.1 Selección de motores

Los movimientos de los ejes de altura solar y azimut se llevan a cabo mediante sistemas motrices montados en los ejes previamente establecidos del sistema. Dichos sistemas están formados por un actuador angular eléctrico y un sistema de transmisión mecánica. El sistema de transmisión mecánica incrementa las capacidades de torque del motor, permitiendo desplazar elementos de mayor tamaño y peso, con la misma cantidad de energía pero reduciendo la velocidad angular.

Es indispensable conocer la fuerza de torsión necesaria para romper la inercia de la estructura y que el prototipo pueda empezar a moverse. Mediante la herramienta de SolidWorks Motion podremos conocer el comportamiento cinemático de la estructura, para ello se parte de definir la velocidad angular adecuada para el sistema. En este tipo de sistemas los movimientos de alta velocidad angular no son requeridos. En cambio, se necesitan movimientos de alta precisión y torque elevado.

Tomando en cuenta estas restricciones, se determinó la velocidad angular máxima de giro para el eje de altura solar en $1.2^\circ/s$ (0.2 rpm), lo que significa que el sistema puede girar 360° cada 5 minutos.

Buscando suavizar un poco el movimiento del sistema, se utiliza una rampa de aceleración y desaceleración al arranque y paro de los motores, arrancando de $0^\circ/s$ y llegando a $1.2^\circ/s$ en dos segundos, y frenando de $1.2^\circ/s$ a $0^\circ/s$ en el mismo periodo de tiempo como se muestra en la figura 33.

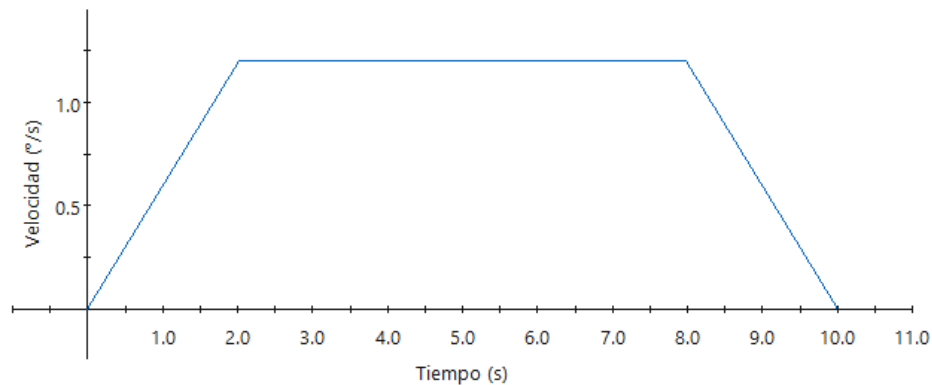


Figura 34. Rampa de aceleración de movimiento en elevación solar.

Fuerza de torsión3 (newton-mm)

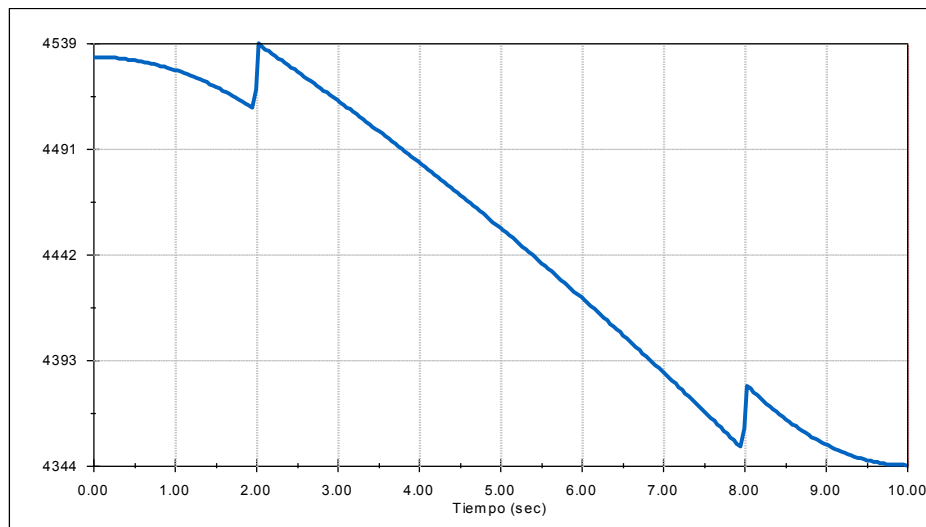


Figura 35. Gráfica de torque contra tiempo para el movimiento del prototipo en altura solar.

Estos datos son utilizados para realizar un análisis cinemático del mecanismo de seguimiento solar. Asumiendo se tiene un motor rotatorio en el eje de movimiento de la altura solar, una carga de gravedad de 9806.65 mm/s^2 y un tiempo de simulación de 10 segundos, se obtienen los resultados que se muestran en la figura 34. Gracias este análisis, se encontró que el valor máximo de torque necesario para mover el prototipo en altura solar es de 4.5Nm.

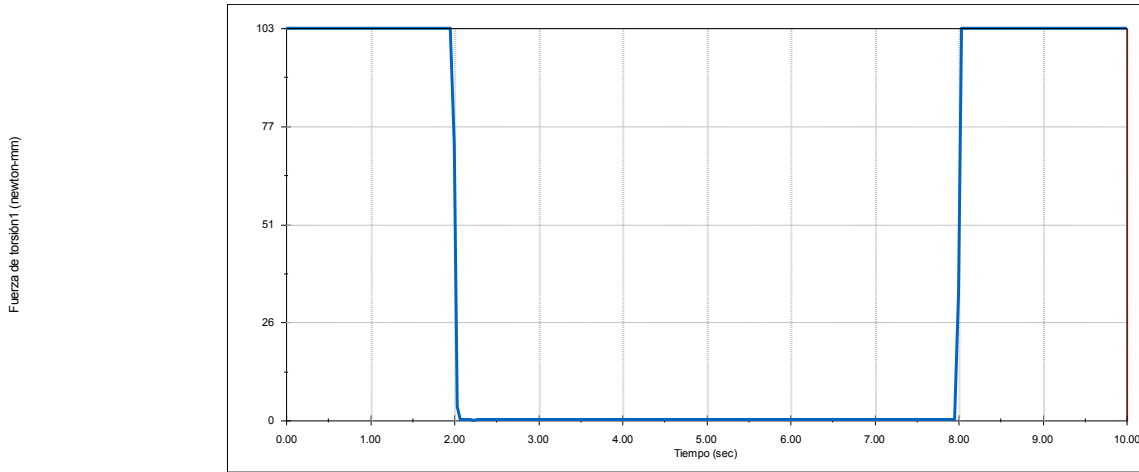


Figura 36. Gráfica de torque contra tiempo para el movimiento del prototipo en azimut.

Para el estudio cinemático de la estructura de base con movimiento en azimut se realizó un análisis con las mismas características que el caso anterior, los resultados obtenidos se muestran en la gráfica de la figura 35. De estos resultados podemos deducir que el torque máximo necesario para realizar esta tarea es de 0.1Nm, resultando ser drásticamente menor en comparación al anterior. Todo el peso de la estructura es soportado por el tejuelo y la chumacera de pared, logrando minimizar la fricción del sistema mecánico. De esta forma el sistema motriz únicamente necesita torque para vencer la inercia de la estructura y la gravedad no ejerce fuerza en oposición al movimiento del motor.

Pieza	Descripción	Torque (Nm)	Relación (X:1)	Desplazamiento angular mínimo (°)
Requerimientos de diseño	Sistema motriz	4.5	1	0.5
Motor	NEMA 23 3A	2.5	1	1.8
Reductor	Caja Reductora Sinfin-Corona	75	30	0.06
Acoplamiento	Directo	75	30	0.06

Tabla 5. Características del sistema de transmisión de altura solar.

Una vez determinada la fuerza necesaria para mover la estructura de forma correcta, procedemos a investigar en el mercado los actuadores comercialmente disponibles con la capacidad para realizar dicha tarea. Dentro de los actuadores disponibles, se decidió utilizar un motor a pasos, en específico un NEMA 23 de 2.5Nm de torque, que al combinarse con un sistema de reductor de tornillo sinfín corona nos permite soportar cargas más elevadas en comparación a las del motor acoplado directamente. La caja de reducción tiene una relación de transmisión de 30:1, lo que nos permite incrementar la resolución del movimiento angular. La eficiencia de este tipo de transmisiones oscila

entre un 40% y un 85% (Norton, 2009) por lo que tomaremos el valor de menor magnitud para asegurar el correcto funcionamiento del prototipo.

$$\tau_{elv} = (\tau_{rd})(E_{rd}) = (75_{Nm})(0.4) = 30_{[Nm]} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

donde, τ_{rd} y E_{rd} es el torque y la eficiencia del reductor de elevación solar, respectivamente. Con este valor podemos obtener factor de diseño mecánico.

$$F_D = \frac{30_{Nm}}{4.5_{Nm}} = 6.6 \quad (\text{Ec. 3.3})$$

El factor de diseño obtenido para este motor, resulta ser demasiado elevado. No obstante, la selección de este tipo de reductor se justifica por la falta de opciones disponibles en el mercado, tiempo de entrega y precio. Aunque el torque resultante sea demasiado elevado, no se presenta el efecto de contramarcha. Estas características permiten que las bobinas del motor a pasos no tengan que estar energizadas permanentemente para conservar una posición estática.

Pieza	Descripción	Torque (Nm)	Relación (X:1)	Desplazamiento angular mínimo (°)
Requerimientos de diseño	Sistema motriz	4.5	1	<0.5
Motor	NEMA 23 3A	2.5	1	1.8
Reductor	Caja Reductora Sinfin-Corona	75	30	0.06
Acoplamiento	Transmisión por banda dentada	75	1.6	0.0375

Tabla 6. Características del sistema de transmisión en azimut.

Para el movimiento en azimut se plantea agregar un sistema de transmisión mediante banda dentada. Utilizando poleas dentadas con relación de transmisión 8:5 podemos incrementar aún más la resolución del sistema dando como resultado un sistema de transmisión con una relación de 48:1, sin disminuir la potencia del torque óptimo. En la tabla 6 podemos encontrar los elementos involucrados en este tipo de acoplamiento.

3.3.2 Detección de posición

Para el desarrollo del sistema de control seguimiento solar de lazo cerrado, es necesario realizar una retroalimentación de la posición angular del módulo mediante un sensor. La ausencia de una señal que nos otorgue esta información en los motores a pasos, obliga a utilizar interruptores que ayuden en la solución de este problema. En este proyecto se plantea utilizar dos interruptores de límite, que se accionen cuando la estructura se encuentre en la posición de origen. Se sugiere colocar a los sensores en una posición de inicio o final de carrera, con la finalidad de detectar el ángulo de 0° o 360°.

No obstante, colocar los sensores en esta posición no es estrictamente necesario, pueden colocarse en cualquier otra posición y realizar el control en base a este ángulo en específico.

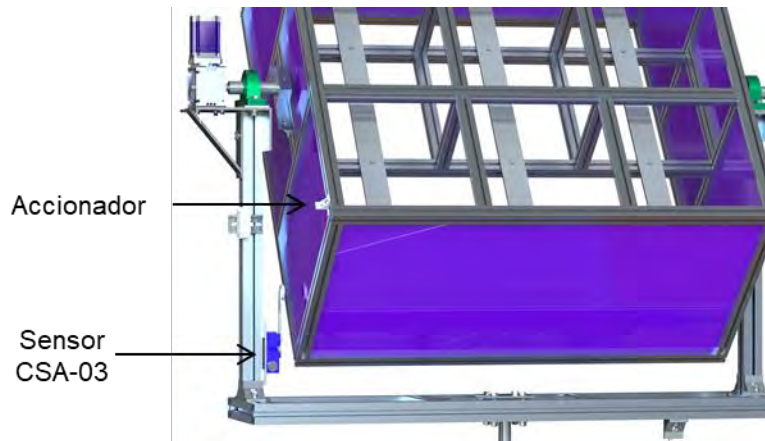


Figura 37. Ubicación del sensor de posición para altura solar.

Los sensores destinados para el prototipo son de la marca SKU, código CSA-03. Es fabricado con un material metálico, y cuenta con un brazo ajustable que permite prolongar la posición. Posee un contacto normalmente abierto y un contacto normalmente cerrado, el cual es posible cablear al desprender una tapa aislante con cuatro tornillos. Tiene protección IP65, por lo que está altamente aislado contra partículas de polvo y moderadamente contra filtraciones de líquidos. Aunque permite un flujo eléctrico de hasta 10 A a 380 V, el Arduino suministra 40 mA a 5 VDC. Las dimensiones del sensor son 6.1 cm, 5.2 cm y 2.4 cm de alto, ancho y espesor, respectivamente. El sensor funciona como un contacto mecánico que se activa cuando un objeto toca el brazo y cierra el circuito.

Para el control de posición en elevación, se plantea posicionar el sensor en la parte baja de uno de los brazos de la estructura de la base, y agregar una pieza adicional a la estructura de elevación que solamente funcione para detectar al sensor llamado *accionador*. Es de suma importancia que la pieza agregada no intersekte a otra pieza del prototipo, ya que de no cumplirse esta condición, es posible que existan colisiones no deseadas y se dañe el prototipo. En la figura 36 podemos apreciar el sensor y la pieza de detección diseñada para el mecanismo de altura solar. Se sugiere colocar al sensor desfasado *algunos grados*, con la finalidad de que el sensor no se mantenga accionado cuando esté en la posición de descanso. Por lo que al accionarse el sensor, la estructura detectará la posición de -9° y tendrá que corregir $+9^\circ$ para posicionarse en la posición de descanso.

Por otro lado, para controlar la posición del movimiento en azimut, se propone colocar un sistema similar al previamente sugerido, utilizando un sensor semejante y una pieza que intersekte únicamente al brazo del sensor, igualmente estará desfasado el sistema, solo que en esta ocasión tendrá un desfase de -12° , y tendrá que corregirse. La separación de este sensor entre el accionador

es mayor en comparación a la distancia entre el sensor de altura y su respectivo accionador, no obstante, el interruptor de límite permite prolongar el brazo hasta una distancia óptima sin tener que posicionar el sensor a una distancia menor.

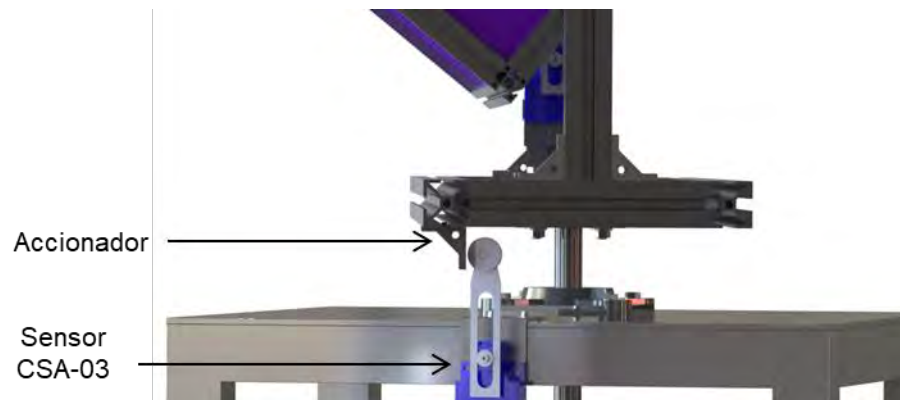


Figura 38. Ubicación del sensor de posición para movimiento de Azimut.

3.3.3 Diseño electrónico

Para el sistema de control se utilizó un controlador Arduino ATmega2560 (*mega*), al ser ampliamente utilizado para el desarrollo de aplicaciones de electrónica y mecatrónica. Este controlador es capaz de satisfacer las necesidades básicas del control, ya que posee 54 pines digitales que pueden funcionar como entradas o salidas, 16 analógicas, un cristal oscilador de 16Mhz y 3 conexiones de comunicación serial. Estas características convierten al controlador en una opción eficaz, además, es fácil de encontrar en el mercado y resulta muy económico en comparación a un PLC u otro tipo de controlador.

Ahora bien, el controlador original presenta limitantes de espacio generadas por el diseño de reducidas dimensiones. Esto impide conectar múltiples dispositivos de forma ordenada, y sin que estos generen un obstáculo. Buscando solucionar este problema, se propone construir una tarjeta adicional de mayor tamaño tipo *shield*, que se acople a la estructura base del controlador permitiendo que diversos accesorios se puedan acoplar al dispositivo de forma estable. Además, se necesita que las salidas digitales se puedan conectar mediante salidas tipo clema y no tipo pines como viene originalmente. Con el objetivo de aprovechar al máximo el espacio disponible, el diseño del shield necesita utilizar un circuito impreso de doble cara, ya que las entradas del Arduino y las salidas del shield estarán por caras inversas. En la figura 38 podemos encontrar la vista inferior del diseño de la tarjeta de desarrollo que busca satisfacer las necesidades del proyecto, diseñada en el software de diseño electrónico Proteus 8. En ella podemos apreciar los pines de conexión para el Arduino mega.

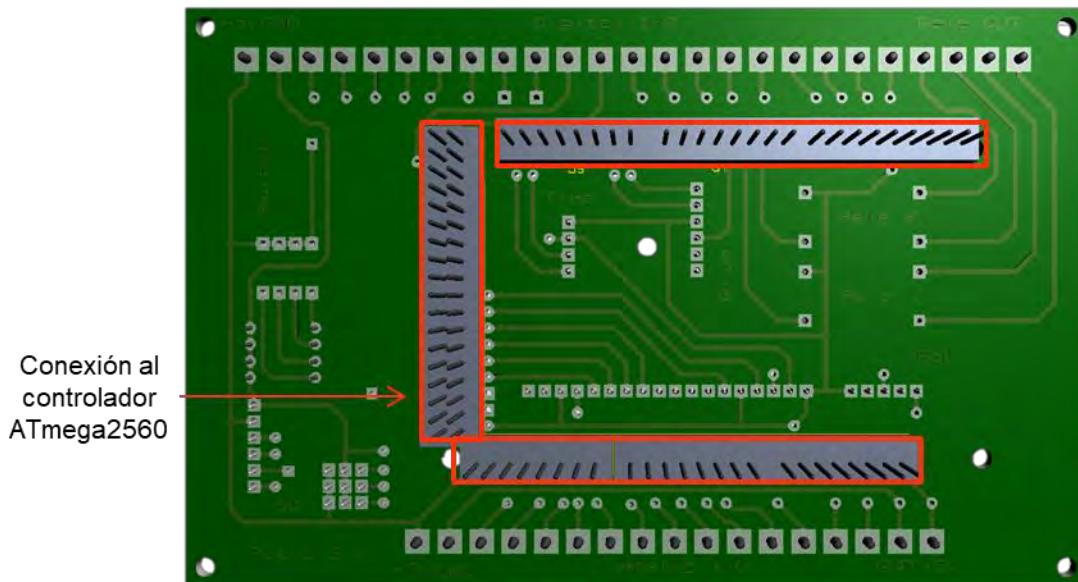


Figura 39. Vista inferior del shield diseñado para un Arduino Atmega2560 elaborado en Proteus 8.

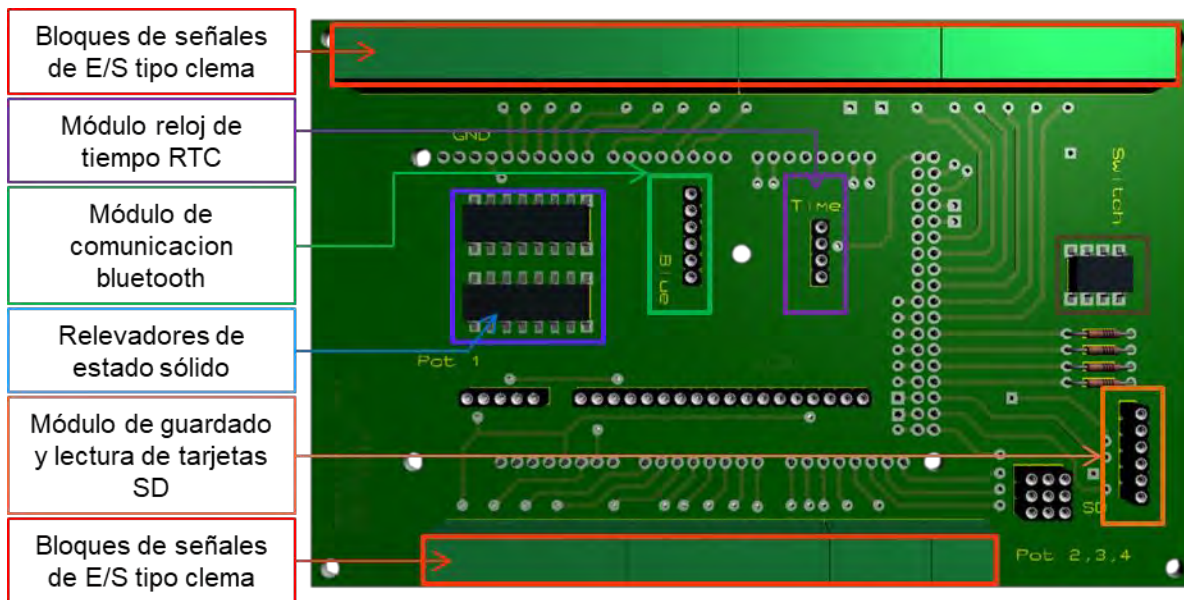


Figura 40. Vista superior del shield diseñado para un Arduino Atmega2560 elaborado en Proteus 8.

En la cara superior de la tarjeta se colocan el resto de los elementos necesarios para el controlador, así como las entradas y salidas de las señales digitales y analógicas con conectores tipo clema. En la figura 39 se muestran los componentes distribuidos por bloques de colores para identificarlos con mayor facilidad. Los bloques de entradas y salidas se colocaron en la parte superior e inferior de la tarjeta, dejando los laterales totalmente libres. Se diseñó de esta forma, con el objetivo de poder acoplar el controlador completo en un tablero de control con montaje sobre riel DIN, y permitir que las conexiones solo entren de forma vertical al controlador. Se propone utilizar dos relevadores de estado sólido, con la posibilidad de conmutar niveles de corriente más altos.

El controlador Arduino carece de algunas capacidades para el correcto funcionamiento del prototipo, por lo que se plantea utilizar algunas tarjetas de expansión que amplíen las capacidades del controlador. El uso de un reloj que nos informe la hora, día, mes y año de forma precisa es sumamente importante, por esta razón se le agregó un módulo RTC de tiempo real tipo DS3231. Gracias a una batería con la que cuenta éste módulo, podemos conocer estas variables aun cuando el controlador no se encuentre energizado por un periodo de tiempo prolongado. También es posible guardar los datos de forma permanente utilizando un módulo de lectura y escritura de tarjetas microSD, por lo que se destinó un espacio adicional para poder anexar este tipo de ampliación a la tarjeta de desarrollo.

El controlador tiene la capacidad de comunicarse con otros dispositivos mediante comunicación serial. Es posible conectarse con una PC por el puerto USB originalmente disponible. No obstante, también es posible utilizar comunicación inalámbrica. Con el objetivo de poder transmitir datos de manera inalámbrica, se dispuso de uno de los canales de comunicación serial para realizar comunicación mediante un módulo bluetooth. Finalmente, se agrega un bloque de interruptores tipo DIP (Por sus siglas en inglés) para manipular entradas digitales al controlador.

Para controlar los motores a pasos, se utilizaran drivers de la marca TodoCNC tipo MX5042BDC. Estos funcionan mediante tres señales ópticamente aisladas compatibles con TTL, las cuales son emitidas por el controlador Arduino. La señal de ENA permite encender o apagar el motor dependiendo el estado de la señal, la señal DIR controla el sentido de giro del motor, y a la señal PUL le corresponde un tren de pulsos que controlan la velocidad de giro del motor con frecuencia máxima de 200 kHz. En la salida del driver tenemos cuatro puertos disponibles para las bobinas del motor (A+, A-, B+ y B-) y finalmente la alimentación para el motor de 24 VDC. Este modelo de driver permite controlar un motor con corriente máxima de salida de 4.2 A.

3.3.4 Desarrollo del código para el control

El código de programación se realizó utilizando la interfaz de Arduino para PC versión 1.8.3. Al inicio del programa se cargan algunas variables principales, y se obtienen diversos datos. En este punto se conoce si el módulo de tiempo está funcionando correctamente y se obtienen las variables de tiempo (año, mes, día, hora, minuto y segundo), también se calcula la declinación solar, así como otras variables que se utilizaran en el resto del día solar.

Posteriormente, se obtienen datos de posición de los motores. Si el prototipo no se encuentra en el origen (0° en altura y azimut) o se desconoce la posición de éste, el sistema parte por llevar ambos ejes de movimiento a posición inicial. Después, el sistema entra en un ciclo doble preguntándose si

es de día solar, y calculando la posición en la que debería estar orientado el prototipo. En caso de no estar en la posición deseada, el prototipo se orientará de forma autónoma. Cada treinta segundos el programa se cuestionara nuevamente la posición en la que debería estar y la corrige en caso de ser necesario. Se seleccionó un periodo de 30 segundos entre cada corrección de posición del CPV, debido a que el desplazamiento angular aparente del sol equivale a 15° cada hora, por lo que en treinta segundos, habrá un desplazamiento de 0.125° permitiendo al sistema mantenerse con un error menor al ángulo de aceptación. Durante la noche el prototipo no funciona con la finalidad de ahorrar energía. En la figura 40 podemos encontrar un diagrama de flujo básico para el funcionamiento del seguidor solar. En la sección de anexos encontramos el código diseñado para el prototipo.

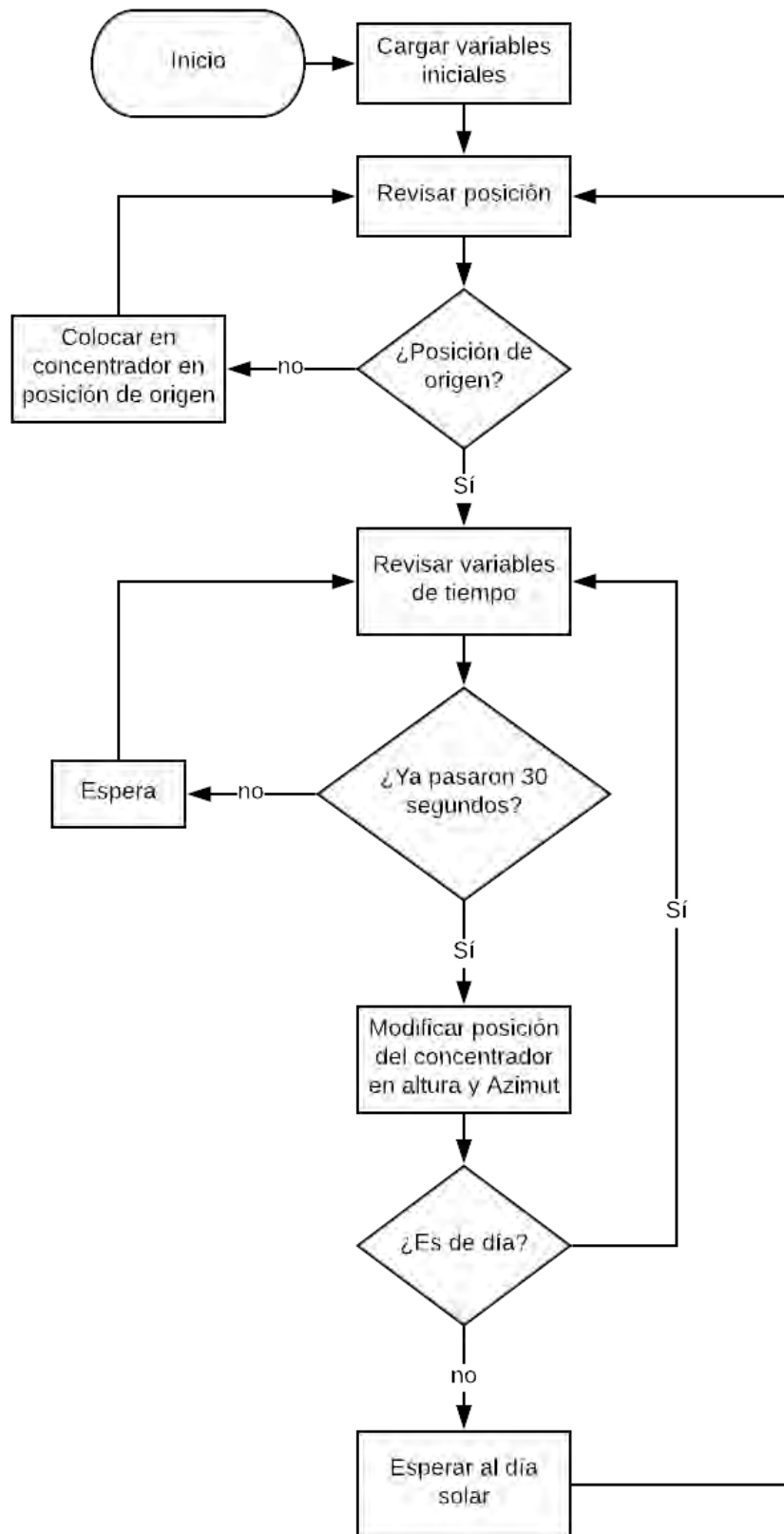


Figura 41. Diagrama de flujo del el algoritmo básico de seguimiento solar para el prototipo.

3.4 Manufactura mecánica

La fabricación del prototipo se realizó en las instalaciones del Centro de Investigaciones en Óptica A.C. (CIO) Unidad Aguascalientes. La estructura de soporte está conformada por perfil de aluminio estructural principalmente de 25 mm y de 40 mm. Para sujetar los tramos de aluminio y generar un nodo, es necesario utilizar un tensor. Por lo que resulta imprescindible realizar una perforación utilizando la herramienta B46.03.003 en el perfil de 25 mm y el B51.03.005 en los de 40 mm. Esta perforación permite que el tensor oprima a las dos piezas, provocando un efecto de sujeción entre estas como aparece en la figura 41.

En la figura 42 se puede observar algunos puntos en los cuales se instalaron escuadras de ángulo. En algunos puntos específicos se utilizaron escuadras 25.50.1080 para el perfil de 25 mm y escuadras 82.40.0702 en el de 40 mm, con el objetivo de brindarle mayor estabilidad a la estructura, o limitarla mecánicamente para impedir que algunas piezas giren o se deformen.

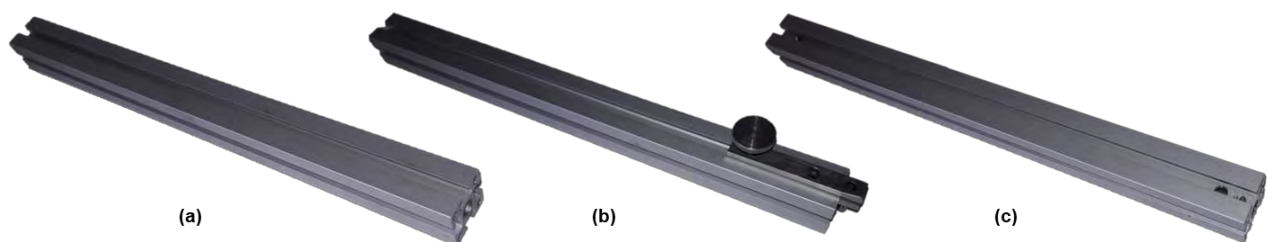


Figura 42. Proceso de taladrado para las piezas de aluminio estructural careadas: (a) piezas originales, (b) piezas con la herramienta de perforación, (c) piezas finales.



Figura 43. Escuadras en ángulo de 90° como refuerzo estructural en puntos estratégicos.

El prototipo también integra láminas de policarbonato celular de 6 mm de grosor para proteger la sección donde se ubica las celdas solares de las condiciones ambientales. Las láminas permiten aislar el interior del prototipo de polvo y agua, sin incrementar el peso drásticamente. Se crearon secciones de las medias justas y se fijaron utilizando el canal de 6 mm de las barras de aluminio, quedando de esta forma firmemente sujetos. Aunque existen otros materiales de mejor calidad, y fabricados especialmente para este propósito, se declinó por utilizar el policarbonato celular por su bajo precio y densidad en comparación con el resto de los materiales. En la figura 43 encontramos una cara de la estructura cubierta por este material.

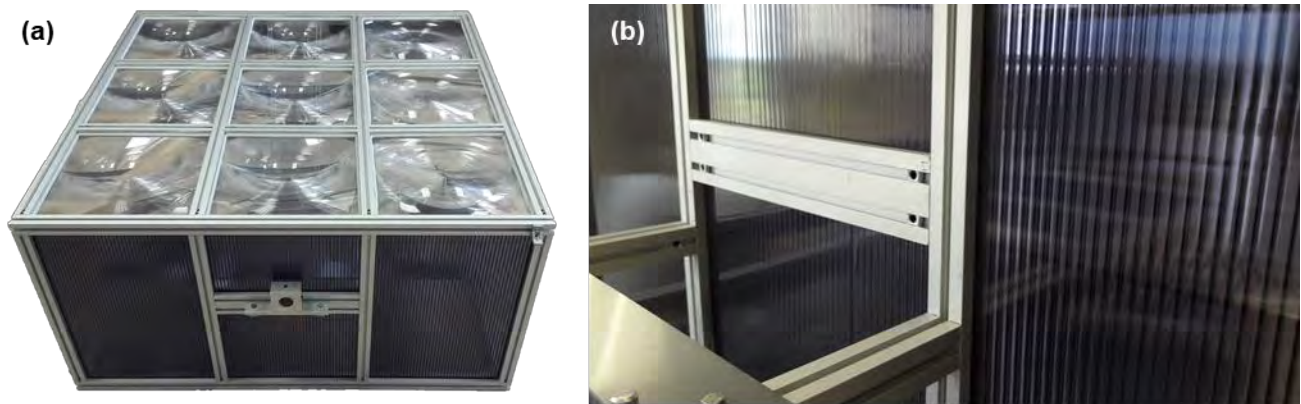


Figura 44. Instalación de policarbonato celular en la estructura de altura solar. (a) vista exterior, (b) vista interior.

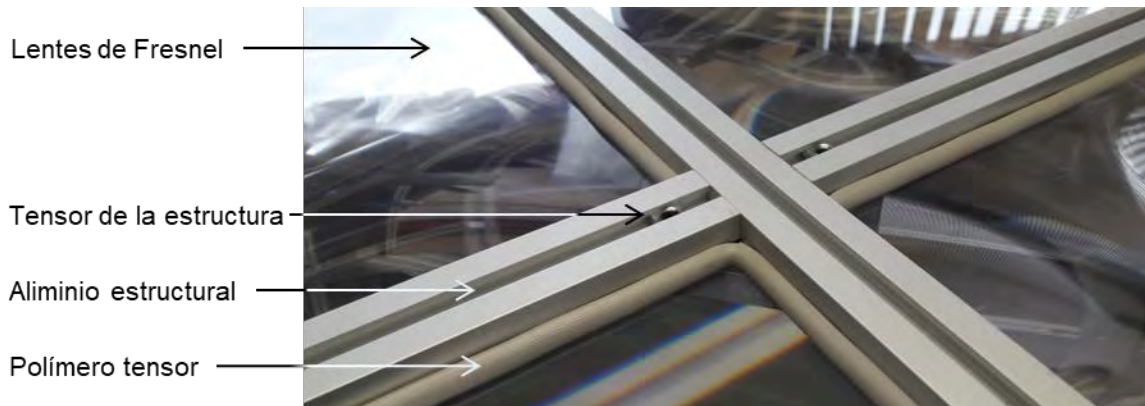


Figura 45. Estructura de altura solar con polímeros tensores de lentes de Fresnel.

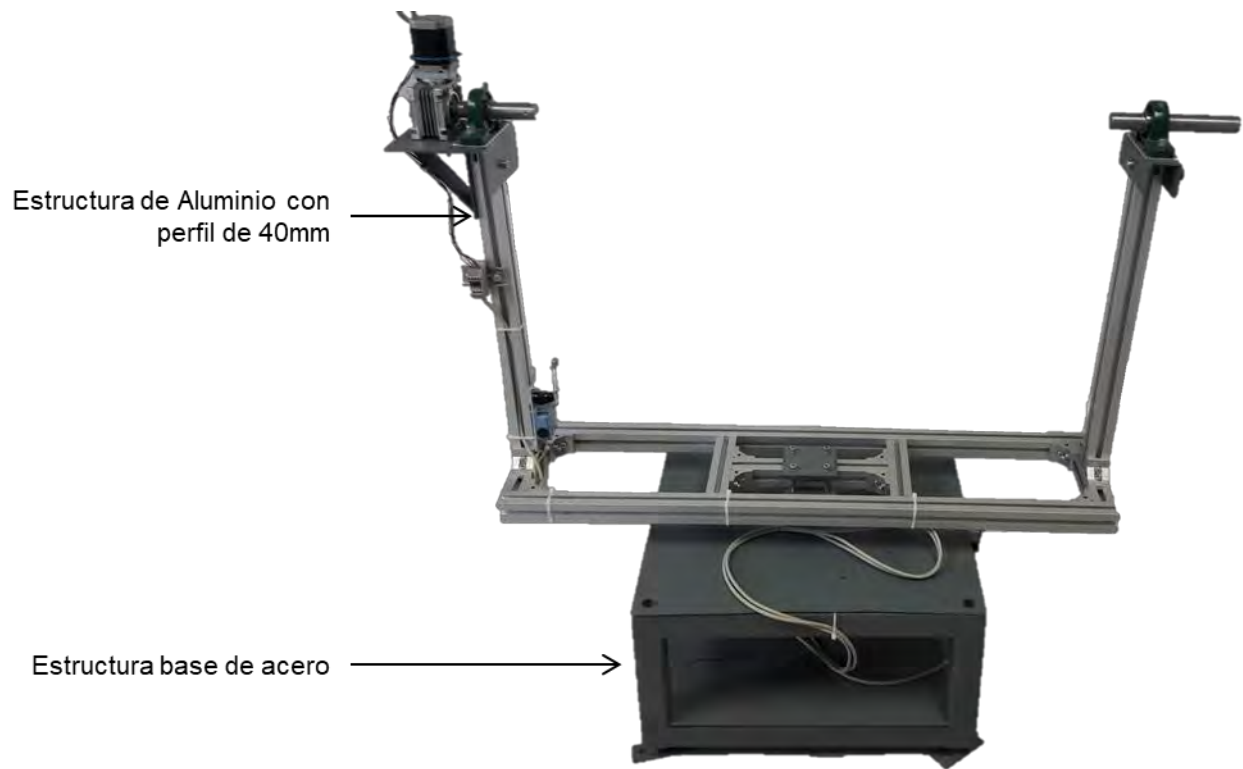


Figura 46. Unión de la estructura base de acero, con la estructura de aluminio de 40 mm.

Como lo vimos en la figura 28(b) del diseño de la estructura en altura solar, el método de sujeción de las lentes de Fresnel se beneficia del canal del perfil de aluminio. Quedando estas dentro del marco, impidiendo que se salgan de su lugar o se desplacen hacia otra posición. No obstante, para obtener una mejor sujeción de las lentes se utilizó un polímero que presiona las lentes hacia un extremo. De esta forma logramos obtener mayor uniformidad en las lentes, así como aislar el prototipo de filtraciones de agua. En la figura 44 se puede apreciar una parte de la estructura en la que se instalaron estos polímeros.

En paralelo a la manufactura de las estructuras de aluminio, se construyó la base del prototipo. Esta sección está formada principalmente por perfilaría y láminas de acero de 2" y de 5 mm, respectivamente. Se contrató el servicio de un proveedor externo que nos facilitara la construcción de la estructura. En el laboratorio de manufactura del CIO unida Aguascalientes, se le instalaron la chumacera y se acopló el resto de la estructura. Uniendo la base de acero con la estructura de aluminio de 40 mm, obtenemos la parte inferior del sistema de concentración con el movimiento en azimut como podemos observar en la figura 45.

Por último, se ensambla la estructura de movimiento en altura solar calibrando los ejes de rotación del prototipo, y acoplando los actuadores. El actuador del movimiento en azimut se acopla al eje central de 1" mediante un sistema de transmisión por banda dentada. El motor se colocó sobre una pieza

móvil capaz de modificar la distancia entre los ejes de las poleas, permitiendo así ajustar la tensión en la banda. Por otro lado, el actuador del movimiento de altura solar se acopló de forma directa en el eje de movimiento, siendo necesario únicamente utilizar un par de soleras de aluminio que para permitir alinear de forma concéntrica el eje del reductor, la chumacera y el eje de la estructura.



Figura 47. Estructura mecánica final del prototipo.

3.5 Elaboración de shield para controlador

El proceso de construcción del Shield para Arduino ATmega2560 consiste en cuatro etapas. Diseño, impresión, soldadura de componentes y pruebas de funcionamiento. La primera etapa se desarrolló durante el capítulo 3.3.3, y se obtuvo como resultado el Shield que aparece en las figuras 38 y 39. Posteriormente, se obtuvieron las pistas correspondientes al diseño y se imprimieron como un negativo de alto contraste. Además, se seccionó la placa de FR4 original en 6 placas más pequeñas de 100 mm x 150 mm, de las cuales se utilizaron cuatro en la fabricación y se dejó el resto como reserva. Se utilizó el método de insolación para la fabricación de la tarjeta de desarrollo.

El siguiente proceso fue sensibilizar las placas por ambas caras. Para ello se utilizó una resina sensible a la luz en las cuatro, impregnando primero una cara de cada placa y dejando reposar durante 24 h para después aplicarla al otro costado. A continuación, se inicia el proceso de revelado, utilizando la cara superior e inferior del negativo de alto contraste se crea un sobre, y se inserta dentro la placa previamente sensibilizada. Se utilizaron 2 vidrios rectangulares y broches para presionar el sobre contra la placa como se muestra en la figura 47, esto con el objetivo de eliminar posibles imperfecciones en la revelación. Finalmente se expuso cada una de las caras de la placa a radiación solar durante un periodo de diez minutos, cubriendo una de las caras para que esta no se afecte.

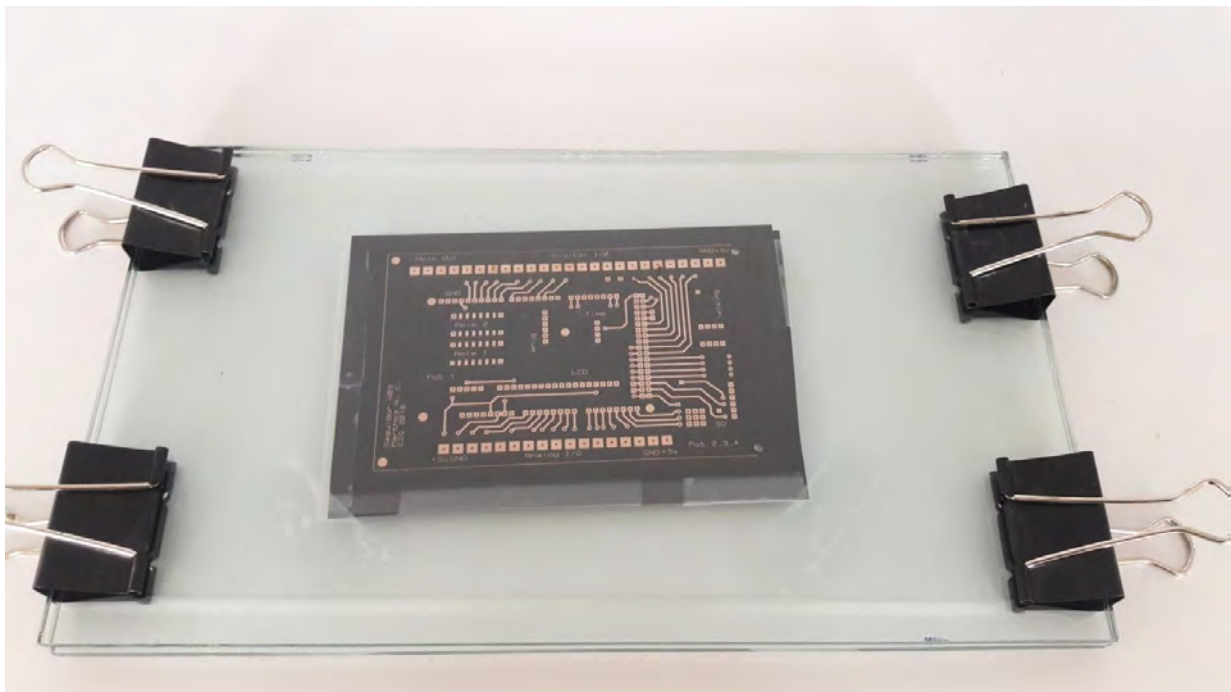


Figura 48. Método de sujeción de las placas para el proceso de impresión.

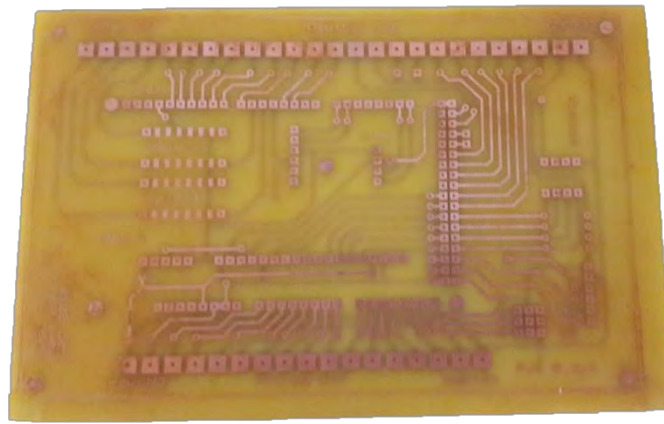


Figura 49. Placa de FR4 impresa, previa al proceso de soldadura de componentes.

Al concluir el proceso anterior, se obtuvieron 4 placas ya sensibilizadas por la radiación solar. Lo que genera que se quede grabado el patrón de las pistas sobre las caras de las placas. Se procedió a crear una solución para retirar el cobre de la placa y de esta forma generar sólo las pistas requeridas en el diseño. Se usaron dos partes de cloruro férrico por una parte de agua a 40°C, activando de esta forma la mezcla. Se utilizó un recipiente de vidrio para vaciar en éste la solución de cloruro férrico y se sumergieron las placas de FR4 hasta que la reacción logró desprender todo el material de cobre deseado, quedando una placa como la que se muestra en la imagen 48.

El proceso siguiente consiste en la perforación de la placa utilizando un taladro de banco y brocas de 0.5 mm y 1 mm, buscando que las perforaciones sean lo más precisas posible para que los componentes se puedan insertar con mayor facilidad. Posteriormente se soldaron los componentes en la placa y se realizaron pruebas de continuidad en las pistas, con el objetivo de asegurar que todo funcione perfectamente quedando la tarjeta finalmente concluida en la figura 49.

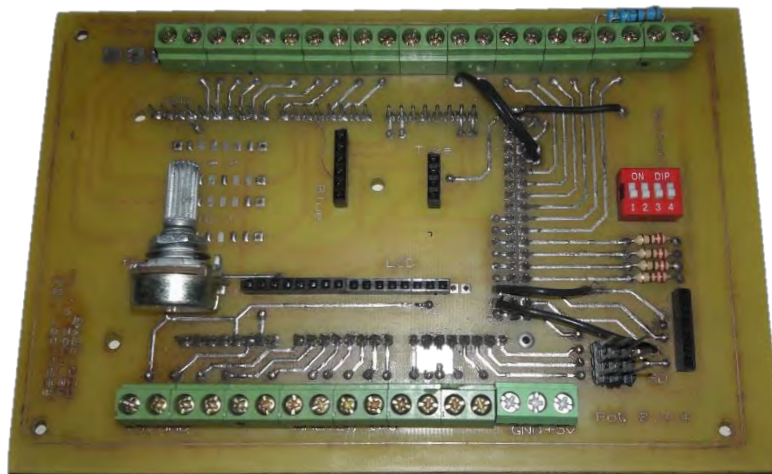


Figura 50. Shield para el controlador Arduino ATmega2560.

Finalmente se construyó una caja utilizando acrílico de 2 mm, con la finalidad de proteger el controlador, los módulos utilizados, y poder manipular de mejor forma las entradas y salidas del prototipo. En la figura 50 podemos ver el prototipo de controlador ensamblando el Arduino con el Shield e introduciéndolo dentro de la caja de acrílico.



Figura 51. Sistema de control para el prototipo de seguimiento solar.

CAPÍTULO 4. PUESTA EN MARCHA DEL PROTOTIPO

4.1 Periféricos de conexión

Una vez que se obtuvieron los elementos principales del prototipo, se procedió a realizar la conexión entre estos. Para la alimentación del controlador Arduino ATmega2560 y el Shield del prototipo, se utilizó una fuente de 5 VDC con montaje a riel DIN a 10 W, 2 A. Esta fuente permite alimentar al controlador, así como a algunos dispositivos que se puedan incorporar posteriormente al proyecto. Además, se utilizó una fuente de 24 VDC de 350 W de potencia, para alimentar los drivers de los motores a pasos. Ambas fuentes se alimentan de una conexión de 120 VAC.

El controlador se alimenta con 5 VDC suministrados por la fuente de montaje en riel, conectado mediante cableado calibre 16AWG. El módulo RTC Ds3231 es un reloj de tiempo real que brinda la información de segundo, minuto, hora, día, mes y año cada vez que el controlador lo demande. Cada dato se puede guardar en una variable dentro del código para manipularse de la forma que mejor convenga. Esta información es utilizada para calcular los valores angulares de azimut y altura solar, necesarios para posicionar las lentes de Fresnel orientadas hacia el sol. En la figura 51, se muestra el bus de información del módulo RTC con la letra *E* y diferenciado con el color verde.

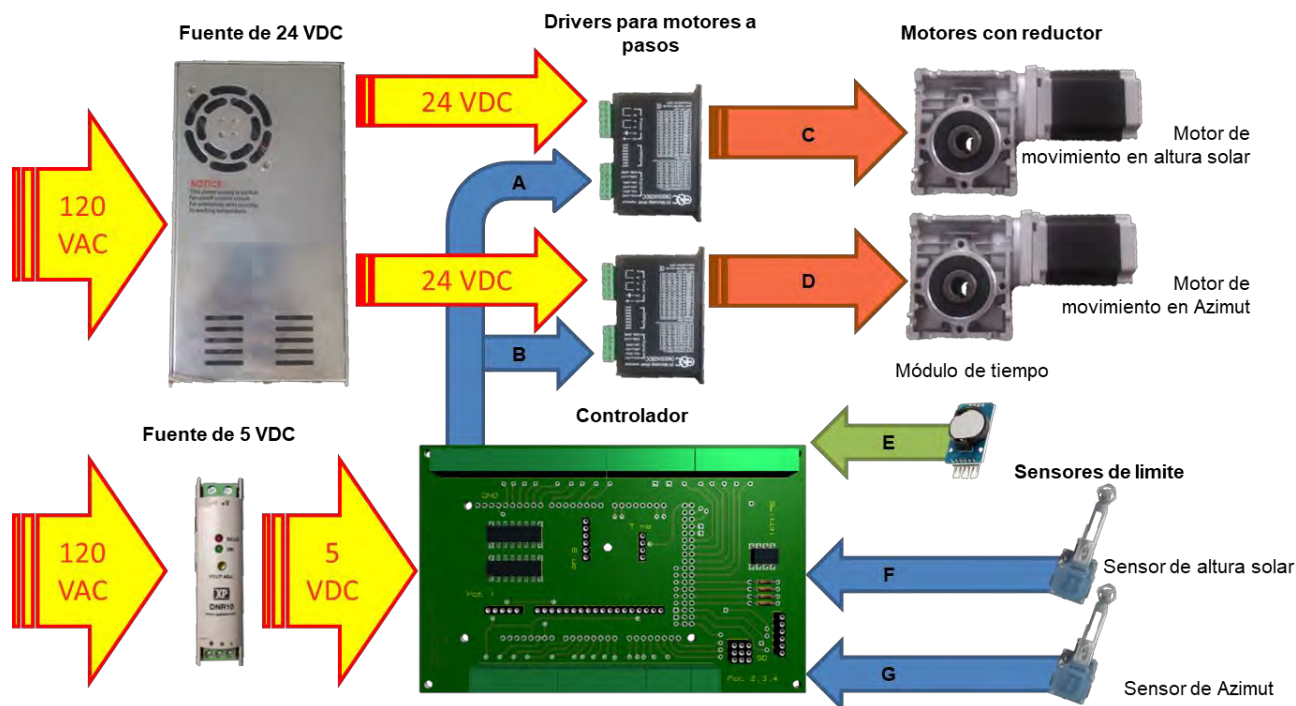


Figura 52. Diagrama de conexiones del controlador, sensores y actuadores para el prototipo de seguimiento solar.

Para controlar el movimiento de los motores, se utilizan tres salidas digitales del controlador, diferenciados en la figura 51 con las letras A y B, ambos de color azul y corresponden al movimiento en altura solar y azimut, respectivamente. El primer puerto se utiliza para generar un tren de pulsos (PUL), que al variar la frecuencia, permite manipular la velocidad angular de los motores. Es importante considerar la configuración del driver, así como la frecuencia de los pulsos. Ya que es posible configurar el driver para que los pulsos equivalgan a fracciones de pasos en el motor, permitiendo incrementar la resolución angular del sistema. El segundo puerto utilizado corresponde a la dirección de giro en los motores (DIR), permitiendo invertir la dirección en función al estado del puerto. Si la salida se encuentra en alto (uno lógico, 5V), el giro del motor será en sentido horario, mientras que si la salida está en bajo (cero lógico, 0V), el actuador se moverá en sentido inverso. El tercer puerto utilizado, permite controlar el encendido o apagado del motor mediante el estado de la salida digital (ENB). Al igual que en el segundo, esta señal permite que el driver habilite o deshabilite el movimiento del motor. Si el puerto se encuentra en alto, el motor se encuentra energizado y las bobinas hacen que el eje del motor mantenga la posición deseada. Mientras que si el puerto se encuentra en bajo, el eje del motor estará libre. No obstante, al utilizar un sistema reductor no existe contramarcha en ambos ejes del prototipo, por lo que no es necesario que las bobinas se encuentren energizadas para que el sistema conserve su posición, y de esta forma ahorrar energía eléctrica. Las señales C y D, corresponden a la secuencia de energizado de bobinas de los motores de movimiento en altura solar y azimut, respectivamente. Por otro lado, los sensores de límite utilizan señales digitales del controlador (F y G) para detectar cuando la estructura se encuentra en cierta posición, y realizar el seguimiento de la posición angular en ambos ejes de movimiento.

Especificaciones	Comentarios
Controlador	Arduino ATmega2560
Voltaje de alimentación	5 VDC
Tipos de control	Automático, manual y simulación
Periféricos de salida	Pantalla LCD, bluetooth, microSD
Periféricos de entrada	3 potenciómetros y 4 interruptores DIP
Entradas analógicas	16
E/S Digitales	54
Velocidad de reloj	16 MHz
Estuche de protección	Caja de acrílico de 3mm de grosor
Corriente de salida de E/S digitales	40 mA

Tabla 7. Especificaciones generales del sistema de control.

4.2 Pruebas de funcionamiento

Una vez que se logró acoplar completamente el prototipo, se procedió a evaluar su funcionamiento expuesto a condiciones climatológicas reales. Se ensambló sobre una superficie horizontal de concreto estable, fijándolo con taquetes de un cuarto de pulgada en las patas de la estructura base. La estructura se orientó respecto al norte utilizando una brújula magnética. Además, se calibraron los ejes de movimiento en azimut y altura solar mediante un protractor magnético, permitiéndonos ajustar el eje de movimiento en azimut totalmente normal a la superficie, así como el eje de altura solar perpendicular a este.

Durante las primeras pruebas de funcionamiento, se evaluó la articulación de los ejes de movimiento del prototipo mediante la rutina de movimiento de modo “*manual*”. Se buscó descartar posibles situaciones que puedan ocasionar problemas durante el funcionamiento autónomo del dispositivo, como podrían ser colisiones de la estructura, obstrucciones del cableado, sobrecalentamiento de los motores, entre otros. La rutina de movimiento manual se activa mediante una señal digital en un selector DIP y funciona con dos potenciómetros instalados en la parte frontal del controlador. Al iniciar la rutina, el controlador se preguntará si el prototipo se encuentra en la posición de origen, y en caso de no cumplirse esta condición, el prototipo regresa los ejes de movimiento a cero. Mientras que al girar cada uno de los potenciómetros, el controlador lee una señal analógica interpretándose como una posición angular deseada, y genera un movimiento en los motores hasta lograr llegar a la posición deseada.

Una vez que se descartó la posibilidad de que los problemas anteriormente descritos se puedan presentar en el funcionamiento del prototipo, se procedió con la siguiente prueba de funcionamiento correspondiente a la rutina de movimiento en modo “*simulación*”. Esta rutina utiliza el tercer potenciómetro del controlador para reproducir un día completo mediante una señal analógica que simula las veinticuatro horas del día. El resto de los datos de la fecha, los toma del módulo RTC Ds3231. Durante esta rutina, el controlador calcula el tiempo del día solar, y calcula la hora de amanecer y anochecer. En caso de que el potenciómetro mande una señal analógica al controlador correspondiente a una hora previa al amanecer, o posterior al anochecer, el prototipo se ubica en la posición de origen esperando a que sea un horario útil para el concentrador. No obstante, si la señal corresponde a una hora del día solar, el dispositivo calcula la posición angular de cada uno de los dos ejes de movimiento, y evaluando la posición en la que se encuentra en ese momento, realiza una corrección y se ubica en los ángulos deseados.

Finalmente, se utilizó la rutina de movimiento en modo “*automático*” activándose mediante una entrada digital del selector DIP. Durante esta rutina el prototipo funciona de forma autónoma, y sin intervención alguna. Utiliza el módulo RTC Ds3231 para conocer los valores de tiempo (año, mes,

día, hora, minuto y segundo) y mediante la posición actual del prototipo, se calculan cada uno los ángulos en los que debería de ubicarse la superficie del concentrador. Al igual que en la rutina de "simulación", en esta rutina el prototipo solamente funciona durante las horas efectivas del día solar, situando al prototipo en posición de origen durante los periodo del día no útil para concentrar radiación solar. En el transcurso del día solar, el prototipo realiza correcciones de posición angular cada treinta segundos, evaluando el ángulo actual del prototipo contra el deseado, y realizando la corrección de posición necesaria.

Con la finalidad de garantizar el correcto funcionamiento del prototipo, se utilizó de forma ininterrumpida durante periodos de 72 horas, deteniendo el proceso únicamente para realizar mediciones, o ajustes mecánicos al prototipo. Durante este proceso de evaluación, se pudo observar que la estructura mecánica no puede mantener el sistema orientado de forma ideal. Algunos de los factores que impiden que esto suceda, son los errores en el sistema de tracción mecánica, el control de lazo abierto, la instrumentación y la ausencia de un decodificador para medir la posición del módulo en tiempo real. Los reductores mecánicos acoplados en los motores a pasos, conservan una pequeña holgura en el eje de movimiento de salida, aunado al uso de bandas dentadas para el movimiento acimutal de la estructura. Esta situación genera que el prototipo tenga ± 5 grados de movimiento libre en cada eje de movimiento del prototipo, dificultando que el sistema pueda concentrar radiación en el área deseada de forma eficiente. De igual manera, el utilizar elementos de baja precisión como la brújula magnética para orientar el prototipo hacia el norte, ocasiona incertidumbre respecto al correcto posicionamiento de este.

4.2 Resultados del diseño del sistema fotovoltaico de concentración

Con relación al diseño del sistema fotovoltaico de concentración, es necesario considerar cuestiones como el método de concentración, tipo de seguimiento, la rigidez y materiales de la estructura de seguimiento, área de captación solar, tipo de actuadores utilizados, tecnología fotovoltaica utilizada, método de enfriamiento de las celdas PV, etc., los cuales es necesario optimizar en conjunto para lograr que el prototipo resultante funcione de manera adecuada. Diseñar un prototipo con estas características representa un desafío tecnológico y multidisciplinario. Teniendo esto en cuenta se realizó el diseño, construcción y pruebas de funcionamiento del prototipo expuesto en este trabajo de tesis, el cual está integrado por diferentes dispositivos.

El diseño del sistema CPVT fue realizado considerando la necesidad de instalarse en techos o azoteas. Por esta razón se utilizó el aluminio estructural como material base para la construcción de la mayor parte de la estructura del prototipo, y se utilizó acero únicamente en la parte inferior del prototipo para darle mayor rigidez. El prototipo necesita mínima disponibilidad de terreno (una área de 1 m x 1 m, y 1.5 m de altura) y pesa 140 Kg, permitiendo instalarse en terrenos con poca robustez. Aun así, el prototipo presenta buena resistencia mecánica, capaz de soportar cargas de viento a velocidad de operación (10 Km/h). El seguimiento solar consiste en movimientos en dos ejes, realizados mediante un método de predicción basado en ecuaciones. Se utiliza un controlador comercial (Arduino ATmega2560) con un módulo de reloj (RTC de tiempo real tipo DS3231) para realizar la predicción de los ángulos de Azimut y elevación solar, realizando correcciones de posición con un intervalo de 30 segundos.



Figura 53. Prototipo del sistema fotovoltaico de concentración solar para aplicaciones de co-generación.

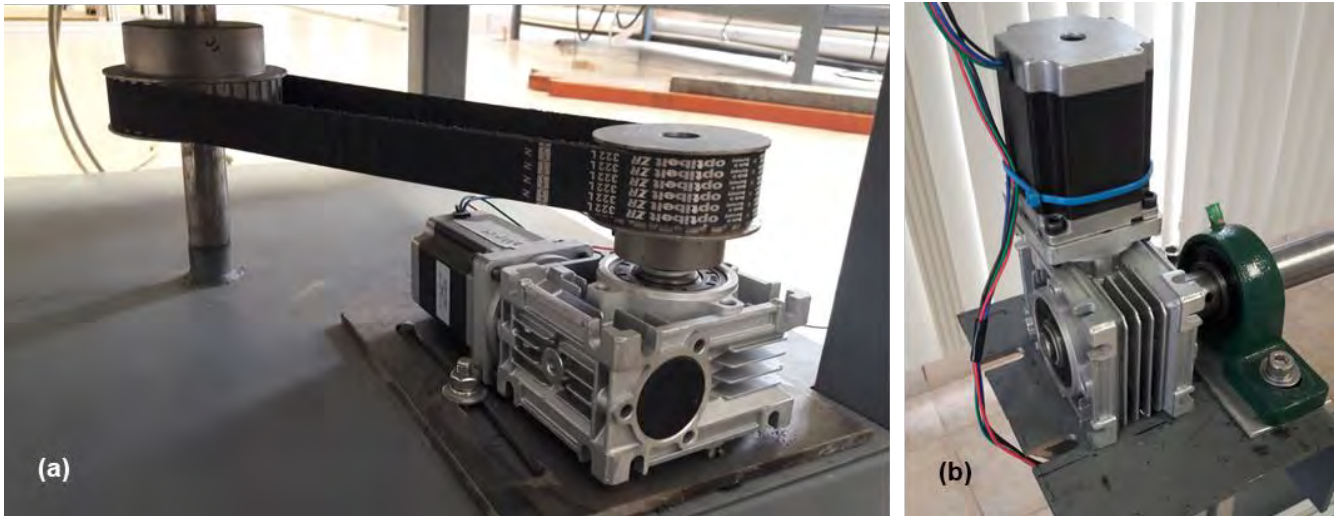


Figura 54. (a) Sistema de transmisión para movimiento en Azimut por banda dentada, (b) Sistema de transmisión para movimiento en altura solar con reductor mecánico.

El sistema motriz funciona mediante motores a pasos con 2.5 Nm de torque y un sistema de transmisión mecánica de tornillo sinfín corona. Para el movimiento en elevación solar se colocó el actuador sobre una base de acero, ubicada en el eje de movimiento. Mientras que para el movimiento acimutal, se utilizó un sistema de transmisión mediante banda dentada, ubicado en la parte inferior del prototipo como se puede apreciar en la figura 53(a). El control se lleva a cabo con drivers comerciales, especializados para este tipo de motores. Se utilizan dos interruptores de límite de la marca SKU (código CSA-03) para conocer la posición de origen del prototipo (0° azimut y 0° elevación), de esta forma obtenemos un punto de referencia en cada uno de los ejes de movimiento.

El sistema óptico de concentración, utiliza dos elementos ópticos para lograr incrementar el ángulo de aceptación del sistema. Como elemento óptico primario, se utilizaron lentes de Fresnel de punto focal de 280 mm x 280 mm con 4 mm de espesor y con distancia focal de 300 mm. Estas lentes están fabricadas con PMMA, el cual es un material plástico y de peso reducido. Mientras que como elemento óptico secundario, se consideraron espejos ubicados sobre las celdas PV con una inclinación semejante de 26.1° respecto al eje óptico del sistema. Utilizando ambos elementos ópticos se puede alcanzar un ángulo de aceptación de $\pm 1.7^\circ$ sobre las celdas PV.

Las celdas PV utilizadas en el sistema fotovoltaico de concentración, son celdas de la marca “*suncore PHOTOVOLTAICS*”. Son receptores CPV que contienen celdas de triple unión de 10 mm x 10 mm, montadas al centro de una placa plana de 2.4 mm x 2.8 mm. El receptor cuenta con un diodo de derivación y dos cajas de conexión para cableado de inserción, permitiendo realizar conexiones y desconexiones rápidas. Las celdas cuentan con 38.5% de eficiencia de conversión, una potencia

nominal de 39 W con una temperatura de operación de 25 °C, con 1000 soles de concentración y 1.012 cm² de área efectiva. Considerando las dimensiones de las lentes de Fresnel y el área efectiva de las celdas PV, podemos deducir que el sistema cuenta con un factor de concentración teórica de 627 soles aproximadamente. Finalmente, utilizando los valores de eficiencia de conversión energética de las celdas PV, y el área de captación de las lentes de Fresnel, la irradiación solar promedio del estado de Aguascalientes y la eficiencia del sistema óptico, podemos obtener potencia nominal teórica del sistema.

$$P_{Mod} = \frac{G_{Loc} \times A_{Mod} \times \eta_{Opt} \times \eta_{Elec}}{t_{efec}} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde, G_{Loc} equivale 6 kW h/m²/día irradiación solar promedio en el estado de Ags. [Pérez et al, 2008], A_{Mod} es el área del receptor, t_{efec} corresponde al tiempo pico efectivo para aprovechamiento solar en horas, η_{Opt} y η_{Elec} son la eficiencia del sistema óptico y eléctrico respectivamente. Considerando que las celdas CPV presentan una eficiencia típica de 38.5% a 1000 soles de concentración, se supone que el sistema tiene una eficiencia eléctrica teórica de 24.1% y el tiempo pico efectivo equivale aproximadamente 5 h, obtenemos que la potencia teórica del CPV es de 231.36 W.

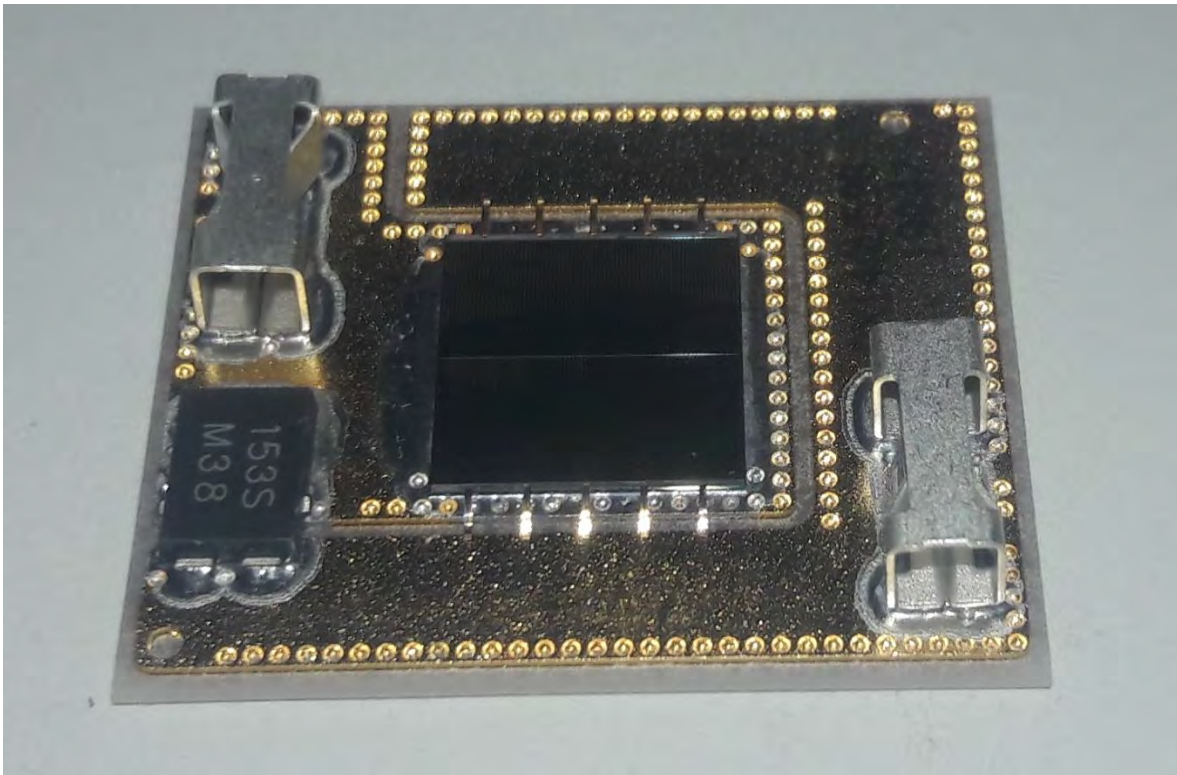


Figura 55. Receptor fotovoltaico suncorePHOTOVOLTAICS CPV de 10 mm.

Especificaciones	Comentarios
Material de la estructura	Aluminio estructural de 25mm y 40mm, Acero
Voltaje de alimentación principal	120 VAC
Potencia de conversión	231.36 W _e
Tipo de seguimiento	Predicción por ecuaciones
Ejes de seguimiento	2
Área de captación	1 m ²
Factor de concentración geométrica efectiva	627 Soles
Tipo de concentración	Puntual
Peso total del prototipo	140 Kg
Celdas PV	Triple unión
Sensores	De contacto
Variación de inclinación	0° - 90°
Variación acimutal	0° - 350°
Altura del prototipo	1.5m máximo
Dimensiones de la zapata	0.65m mínimo
Puntos de fijación	4 puntos con ajuste de elevación
Tipo de fijación	Taquetes de 10 mm
Sistema motriz en altura solar	Caja Reductora Sinfín-Corona 30:1
Desplazamiento angular en altura	0.06°
Sistema motriz en Azimut	Caja Reductora Sinfín-Corona 30:1 y banda dentada 8:5
Desplazamiento angular en Azimut	0.0375°

Tabla 8. Especificaciones generales del sistema fotovoltaico.

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

5.1 Conclusiones

Con base en los objetivos y metas planteadas al inicio de este proyecto, a continuación se describen las conclusiones más relevantes obtenidas en este proyecto de tesis de Maestría:

Se cumplió con el objetivo principal de este proyecto al lograr diseñar y construir un prototipo de un sistema fotovoltaico de concentración de 231.36 W_e (CPV) con un sistema de seguimiento solar de 2 grados de libertad, estructura de soporte de bajo peso y con factibilidad para instalarse sobre techos o azoteas.

Se realizó un estudio del estado del arte de los sistemas fotovoltaicos de concentración actualmente existentes, se diagnosticó su principal problemática y en base a ello se realizó el diseño del prototipo.

Se diseñó y construyó un prototipo CPV de 1 m^2 de área de captación solar a base de 9 lentes de Fresnel como elemento óptico primario, y con un concentrador prismático de espejos planos como elemento óptico secundario. El factor de concentración solar de diseño es de 627x Soles. La tolerancia del sistema óptico de concentración solar es de desviaciones en el eje óptico de hasta $\pm 1.7^\circ$.

El Sistema de seguimiento solar consta de una estructura de aluminio con perfil estructural cuadrado de 25 mm de la marca MK. La estructura de soporte propuesto es de gran estabilidad y rigidez ante cargas de gravedad y viento, disminuyendo las pérdidas de concentración en la zona focal del receptor.

El sistema de control permite manipular de forma autónoma a la estructura de concentración solar de manera correcta, únicamente concediendo operar al sistema durante los periodos de radiación solar y permitiéndolo descansar durante la noche.

5.2 Trabajo futuro

Para el sistema de seguimiento solar se sugiere utilizar un sistema de seguimiento híbrido, combinando sensores sensibles a la radiación solar con un sistema de control basado en las ecuaciones de la trayectoria solar. Con ello se espera poder reducir las pérdidas en la concentración solar ocasionadas por los errores mecánicos de la estructura.

Para la estructura de soporte, en la sección inferior del prototipo cerca de la superficie se sugiere sustituir el material de acero al carbón por un material de menor densidad y con mayor resistencia a la corrosión. Con ello se espera reducir aún más el peso de la estructura y permitir su instalación en zonas de menor estabilidad mecánica.

Se debe diseñar y construir el sistema de enfriamiento de las celdas de alta eficiencia dentro de la estructura de soporte para evitar el incremento de temperatura por la exposición al alto flujo radiactivo así como incrementar la eficiencia del sistema.

Se debe habilitar un banco de pruebas para caracterizar el rendimiento y funcionamiento térmico y eléctrico del prototipo CPV.

Referencias

1. Pérez L., Ortiz J., Pout C. (2008). *A review on buildings energy consumption information*. Energy and Buildings, Volume 40, Issue 3, Pages 394-398, ISSN 0378-7788, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2007.03.007>.
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778807001016>).
2. Kumar N., Kumar P., Raj Y. (2012). *Solar energy in India: Strategies, policies, perspectives and future potential*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 16, Issue 1, Pages 933-941, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.09.014>.
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111004643>).
3. Herche W. (2017). *Solar energy strategies in the U.S. utility market*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 77, Pages 590-595, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.028>.
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117305361>).
4. Green M., Hishikawa Y., Dunlop E., Levi D. (2017). *Solar cell efficiency tables (version 51)*. U.S. Department of Energy, Grant/Award.
5. Wang S., Shi J., Chen H., Schafer S., Munir M., Stecker G., Pan W., Lee J., Chen C. (2017). *Cooling design and evaluation for photovoltaic cells within constrained space in a CPV/CSP hybrid solar system*. Applied Thermal Engineering, Volume 110, Pages 369-381, ISSN 1359-4311, <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.08.196>.
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359431116315551>).
6. REN21. 2017. *Renewables 2017 Global Status Report*. (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-9818107-6-9.
7. Ju X., Xu C., Liao Z., Du X., Wei G., Wang Z., Yang Y. (2017). *A review of concentrated photovoltaic-thermal (CPVT) hybrid solar systems with waste heat recovery (WHR)*. Science Bulletin, Volume 62, Issue 20, Pages 1388-1426, ISSN 2095-9273, <https://doi.org/10.1016/j.scib.2017.10.002>.
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2095927317305066>).
8. BP p.l.c., *BP Statistical Review of World Energy 2017*.
9. Pérez E., Fernández F., Vilariño D., Montañó L., Maldonado L. (2017). *Renewable energy sources for electricity generation in Mexico: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 78, Pages 597-613, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.009>.
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117306342>).
10. Alexandri R., Rodríguez F., Ubaldo A., García E., Ramírez T., López D. (2017). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2017-2031*. Secretaría de Energía.

11. Whiteman A., Esparrago J. (2016). *Renewable energy statistics 2016 latin america and the caribbean*. International Renewable Energy Agency (IRENA).
12. Hasan M., Sumathy K. (2010). *Photovoltaic thermal module concepts and their performance analysis: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 14, Issue 7, Pages 1845-1859, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.011>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110000663>).
13. Duffie J., Beckman W., (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*, Fourth Edition, Solar Energy Laboratory, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.
14. University of Wisconsin-Madison
15. Wiesenfarth M., Philipps S., Bett Andreas., Horowitz K., Kurtz Sarah. (2017). *Current status of concentrator photovoltaic (cpv) technology*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, National Renewable Energy Laboratory NREL.
16. Ogbomo O., Amalu E., Ekere N., Olagbegi P. (2017), *A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 75, Pages 1225-1238, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.109>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116308152>).
17. Vasconcelos P., Aguirre M., (2017). *Photovoltaic solar energy: Conceptual framework*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 74, Pages 590-601, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117303076>).
18. A. Einstein, Ann. Phys. (4) 322, 132 (1905)
19. Yu P., Wu J., Liu S., Xiong J., Jagadish C., Wang Z. (2016.) *Design and fabrication of silicon nanowires towards efficient solar cells*, Nano Today, Volume 11, Issue 6, Pages 704-737, ISSN 1748-0132, <https://doi.org/10.1016/j.nantod.2016.10.001>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1748013216302110>)
20. Goodrich A., Hacke P., Wang Q., Sopori B., Margolis R., James T., Woodhouse M. (2013). *A wafer-based monocrystalline silicon photovoltaics road map: Utilizing known technology improvement opportunities for further reductions in manufacturing costs*, Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 114, Pages 110-135, ISSN 0927-0248, <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.01.030>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024813000457>).
21. W.T. Xie, Y.J. Dai, R.Z. Wang, K. Sumathy, (2011), *Concentrated solar energy applications using Fresnel lenses: A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 15, Issue 6, Pages 2588-2606, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.03.031>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111001341>)

22. Saga T. (2010). *Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production*. NPG Asia Mater. 2(3) 96–102 (2010). doi: 10.1038/asiamat.2010.82.
23. Gangopadhyay U., Jana S., and Das S. (2013). *State of Art of Solar Photovoltaic Technology*. Hindawi Publishing Corporation. Conference Papers in Energ. Volume 2013, Article ID 764132, 9 pages. <http://dx.doi.org/10.1155/2013/764132>
24. Jäger K., Isabella O., Smets A., van Swaaij R. and Zeman M. (2014). *Solar Energy Fundamentals, Technology, and Systems*. Copyright Delft University of Technology.
25. Daneshazarian R., Cuce E., Mert P., Sher F., (2018). *Concentrating photovoltaic thermal (CPVT) collectors and systems: Theory, performance assessment and applications*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 81, Part 1, Pages 473-492, ISSN 1364-0321. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.013>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117311619>).
26. Al-Waeli A., Sopian K., Kazem H., Chaichan M. (2017) *Photovoltaic/Thermal (PV/T) systems: Status and future prospects*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 77, Pages 109-130, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.126>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211730463X>).
27. Gardas B., Tendolkar M. (2012). *Design of Cooling System for Photovoltaic Panel for increasing its Electrical Efficiency*, ICMIE, Goa, p.144–49.
28. Lincot D., (2017) *The new paradigm of photovoltaics: From powering satellites to powering humanity*, Comptes Rendus Physique, Volume 18, Issues 7–8, Pages 381-390, ISSN 1631-0705, <https://doi.org/10.1016/j.crhy.2017.09.003>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1631070517300555>).
29. Agrawal B., Tiwari G., (2010). *Life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic thermal (BIPVT) systems*, Energy and Buildings, Volume 42, Issue 9, Pages 1472-1481, ISSN 0378-7788, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.03.017>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778810000940>).
30. Hussain F., Othman M., Sopian K., Yatim B., Ruslan H. and Othman H. (2013). *Design development and performance evaluation of photovoltaic/thermal (PV/T) air base solar collector*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 25, Pages 431-441, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.04.014>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113002657>).
31. Tyagi V., Kaushik S., Tyagi S. (2012). *Advancement in solar photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid collector technology*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 16, Issue 3, Pages 1383-1398, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.12.013>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111006058>).

32. Al-Shamani A., Sopian K., Mat S., Hasan H., Abed A., Ruslan M. (2016). *Experimental studies of rectangular tube absorber photovoltaic thermal collector with various types of nanofluids under the tropical climate conditions*, Energy Conversion and Management, Volume 124, 2016, Pages 528-542, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.07.052>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890416306306>).
33. A.G. Imenes, D.R. Mills, (2004). *Spectral beam splitting technology for increased conversion efficiency in solar concentrating systems: a review*, Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 84, Issues 1–4, Pages 19-69, ISSN 0927-0248, <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2004.01.038>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024804001394>).
34. Meng X., Xia X., Sun C., Li Y., Li X. (2016). *A novel free-form Cassegrain concentrator for PV/T combining utilization*, Solar Energy, Volume 135, Pages 864-873, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.06.034>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X16302134>).
35. Kalogirou S. (2004). *Solar thermal collectors and applications*, Progress in Energy and Combustion Science, Volume 30, Issue 3, Pages 231-295, ISSN 0360-1285, <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2004.02.001>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128504000103>).
36. Del Col D., Bortolato M., Padovan A., Quaggia M., (2014). *Experimental and Numerical Study of a Parabolic Trough Linear CPVT System*, Energy Procedia, Volume 57, Pages 255-264, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.030>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214013976>).
37. Sharaf O., Orhan M., (2015). *Concentrated photovoltaic thermal (CPVT) solar collector systems: Part I – Fundamentals, design considerations and current technologies*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 50, Pages 1500-1565, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.036>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115004955>).
38. Feng C., Zheng H., Wang R., Ma X., (2016), *Performance investigation of a concentrating photovoltaic/thermal system with transmissive Fresnel solar concentrator*, Energy Conversion and Management, Volume 111, Pages 401-408, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.12.086>. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890416000169>).
39. Zimmermann S., Helmers H., Tiwari M., Paredes S., Michel B., Wiesenfarth M., Bett A., Poulikakos D., (2015). *A high-efficiency hybrid high-concentration photovoltaic system*, International Journal of Heat and Mass Transfer, Volume 89, Pages 514-521, ISSN 0017-

- 9310, <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2015.04.068>.
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S001793101500438X>).
40. Han X, Zhao G., Xu C., Ju X, Du X, Yang Y., (2017), *Parametric analysis of a hybrid solar concentrating photovoltaic/concentrating solar power (CPV/CSP) system*, Applied Energy, Volume 189, Pages 520-533, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.049>.
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916318128>).
41. Ning Xu N., Ji J, Sun W., Huang W., Li J., Jin Z., (2016). *Numerical simulation and experimental validation of a high concentration photovoltaic/thermal module based on point-focus Fresnel lens*, Applied Energy, Volume 168, Pages 269-281, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.077>.
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916300642>).
42. Winter C., Sizmann R., Vant-Hull L. (1991). *Solar Power Plants Fundamentals, Technology, Systems, Economics*. Springer-Verlag Berlin, Heidelberg.
43. Fernández E., Almonacid F., Rodrigo P. and Pérez-Higueras P., (2018) *Chapter II-4-A - CPV Systems*, In McEvoy's Handbook of Photovoltaics (Third Edition), edited by Soteris A. Kalogirou, Academic Press, Pages 931-985, ISBN 9780128099216, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809921-6.00026-4>.
(<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128099216000264>).
44. Iqbal, M., (1983). *An Introduction to Solar Radiation*, Academic press, Toronto.
45. Ryu K., Rhee J., Park L., Kim J., (2006). *Concept and design of modular Fresnel lenses for concentration solar PV system*, Solar Energy, Volume 80, Issue 12, Pages 1580-1587, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.12.006>.
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X06000405>).
46. Leutz R, Suzuki A. (2001) *Nonimaging Fresnel lenses: design and performance of solar concentrators*. Berlin: Springer.
47. Norton, R. L. (2009). *DISEÑO DE MAQUINARIA* (4.a ed.). McGraw-Hill Interamericana de España S.L.

Anexos

Código de control en Arduino

```
// Programa para calcular el tiempo
#include <Wire.h> // Libreria para Guardar
#include "RTCLib.h" // Libreria para el Reloj
RTC_DS3231 rtc; // Declarando un RTC (Reloj)
#include "LiquidCrystal.h" // Pantalla LCD
#include <SoftwareSerial.h> // Segundo puerto Serial

// Variables y Constantes
LiquidCrystal lcd(22, 23, 24, 25, 26, 27); //Pines utilizados en la Pantalla LCD
16x2
SoftwareSerial serial2(15, 14);
char daysOfTheWeek[7][10] = {"Domingo", "Lunes", "Martes", "Miercoles", "Jueves",
"Viernes", "Sabado"}; //Dias de la semana
char diaDS[10] = {"Dummy"};
char buff[20];
int dia, mes, anio, horaSe, minutoSe, segundoSe, sign, hrAm, minAm, hrAn, minAn,
nhr, nmin, DiaActual = 0, Az1, El1, cont, maxim, i, j, k;
int error, errorporcolision, errorporreloj, LecPot1, LecPot2, LecPot3, LecPot1A,
LecPot2A, LecPot3A, E1, E2, E3, Et, temp1, temp2, celc1, celc2, p0 = 5, p1 = 5, p2
= 5, p3 = 5, blue1;
float horaS, minutoS, segundoS;
const float lat = 21.844667; // Latitud local para aguascalientes
const float lon = -102.343698; // Longitud local para CIO ags
const float lonSt = -105; // Longitud Std para CIO ags
float CorrecAz = 19.0, RetAz, CorrecEl = 24.0, RetEl, hora, minuto, segundo;
float B, E, var1, var2, n, dec, dec2, w, wSalida, wEntrada, ElevZ, AzimuthZ, slope,
slopeA, Elev, Azimuth, nhrT, nhrAmT, nhrAnT, AltitudSol, ProfAngle, tiempo, hrT,
RealAz, RealAl, segT = 0.00, segTC;
float AzActual = 380, AltActual = 380, AzAnterior, ElevAnterior, Azi = 0, Alt = 0;
const int spot = 30; // Tiempo en minutos (Tiempo Reloj) entre
actualizacion.
long segmin = 86500; // Variable para diferencia de tiempo
long segmax = -10; // Variable para diferencia de tiempo
//Proteccion Motores
const int LM351 = A3; // Sensor de temperatura para motor Azimuth
const int LM352 = A4; // Sensor de temperatura para motor Elevacion
const int vent1 = 34; // Ventilador Azimuth
const int vent2 = 35; // Ventilador Elevacion
//Botones final de carrera.
const int FinAz1 = 48; // Final de carrera para el Azimuth
const int FinEl1 = 49; // Final de carrera para la Elevacion
// Salida para bluetooth
const int blue = 3; // Pin del arduino utilizado para el Bluetooth
// Driver motores
const int pull1 = 8; // Pin para el Pulso del driver en Azimuth
const int dir1 = 9; // Pin para la Direccion del driver en Azimuth
const int enb1 = 10; // Pin para Habilitar el driver en Azimuth
const int pull2 = 11; // Pin para el Pulso del driver en Elevacion
const int dir2 = 12; // Pin para la Direccion del driver en Elevacion
const int enb2 = 13; // Pin para Habilitar el driver en Elevacion
//const int ppr = 12000; // Pulsos por Revolucion del sistema en General
const int pprAz = 19200; // Pulsos por Revolucion del sistema en Azimuth
const int pprAl = 12000; // Pulsos por Revolucion del sistema en Altura
const int Vel = 1800; // Lo minimo que me funciono a mi son 90
microsegundos para mayor velocidad
```

```

const int VelAz = 1800;           // Velocidad en microsegundos entre pulsos para
movimiento en Azimuth
const int VelAl = 1700;         // Velocidad en microsegundos entre pulsos para
movimiento en Altura
const float ValPot = 950.0;     // Valor maximo del potenciómetro
// Reloj Falso
const int pot1 = A0;           // Entrada analogica 0 utilizada para la Simulacion
const int pot2 = A1;           // Entrada analogica 1 utilizada para el Manual en
Azimuth
const int pot3 = A2;           // Entrada analogica 2 utilizada para el Manual en
Elevacion
// DipSwitch
const int dip1 = 43;           // Pin de entrada Digital para el Automatico
const int dip2 = 44;           // Pin de entrada Digital para el Manual
const int dip3 = 45;           // Pin de entrada Digital para la Simulacion
const int dip4 = 42;           // Pin de entrada Digital para habilitar el
Bluetooth
// Constantes
const float pi =
3.141592653589793238462643383279502884197169399375105820974944592307816406286208998
6280348253421170679; // Constante del numero Pi

void setup () {
  // Serial.begin(9600);       // Inicializa el Serial para imprimir en PC
  serial2.begin(9600);        // Inicializa el serial2 del Bluetooth
  lcd.begin(16, 2);           // Inicializa la pantalla LCD 16x2
  pinMode(pull1, OUTPUT);     // Pull1 Az
  pinMode(dir1, OUTPUT);     // Dir1 Az
  pinMode(enb11, OUTPUT);    // Enb11 Az
  pinMode(pull2, OUTPUT);    // Pull2 El
  pinMode(dir2, OUTPUT);     // Dir2 El
  pinMode(enb12, OUTPUT);    // Enb12 El
  pinMode(vent1, OUTPUT);    // Ventilador Azimuth
  pinMode(vent2, OUTPUT);    // Ventilador Elevacion
  pinMode(blue, OUTPUT);     // Salida bluetooth
  pinMode(FinAz1, INPUT);    // Final de Carrera AZ
  pinMode(FinEl1, INPUT);    // Final de Carrera El
  pinMode(dip1, INPUT);      // Entrada Digital DipSwitch1
  pinMode(dip2, INPUT);      // Entrada Digital DipSwitch2
  pinMode(dip3, INPUT);      // Entrada Digital DipSwitch3
  pinMode(dip4, INPUT);      // Entrada Digital DipSwitch4
  digitalWrite(blue, LOW);   // Apagar Señal Bluetooth
  digitalWrite(vent1, LOW);  // Apagar Ventilador 1
  digitalWrite(vent2, LOW);  // Apagar Ventilador 2
  digitalWrite(pull1, LOW);  // para generar los pulsos Az
  digitalWrite(dir1, LOW);   // invierte la direccion Az
  digitalWrite(enb11, LOW);  //high = funciona, Low = apagado AZ
  digitalWrite(pull2, LOW);  // para generar los pulsos Elev
  digitalWrite(dir2, LOW);   // HIGH = Negativa / LOW = Positiva
  digitalWrite(enb12, LOW);  //high = funciona, Low = apagado Elev
  delay(1);                  // Espera inicial
  if (! rtc.begin()) {
    lcd.setCursor(0, 0);
    lcd.print("Error de RTC"); //Error de reloj
    errorporreloj = 1;
    error = 1;
    while (1);
  }
  if (rtc.lostPower()) {
    lcd.setCursor(0, 0);

```

```

    lcd.print("RTC sin energia,"); //Error de reloj
    lcd.setCursor(0, 1);
    lcd.print("se calibra el sistema");
    errorporreloj = 1;
    error = 1;
    //rtc.adjust(DateTime(F(__DATE__), F(__TIME__)));
}
RetAz = (pprAz / 360.0);
CorrecAz = int(RetAz * CorrecAz);
RetEl = (pprAl / 360.0);
CorrecEl = int(RetEl * CorrecEl);
}

void loop ()
{
    estado();
    switch (Et) {
        case 1:
            {
                solar();
                break;
            }
        case 2:
            {
                manual();
                delay(100);
                break;
            }
        case 3:
            {
                simulado();
                break;
            }
        default:
            {
                pausa();
                break;
            }
    }
}

void datosiniciales() {
    dia = 9;
    mes = 10;
    anio = 2017;
    //hora = 12;
    //minuto = 00;
    //segundo = 46;
    //lon = 0;
    //lonSt = 0.58;
    //lat = 1;
    slope = 0;
    slopeA = 0;
}

//Funcion de reloj. Para obtener los datos de D/M/A, Hr/Min/Seg
void tiempoN() {
    DateTime now = rtc.now();
    dia = now.day();
    mes = now.month();
    anio = now.year();
}

```

```

hora = now.hour();
minuto = now.minute();
segundo = now.second();
segTC = long((hora * 3600.0) + (minuto * 60.0) + (segundo));
//
}

// Funcion para calcular la hora Solar.
void tiemposol() {
  horaSe = hora;
  if (segundo >= 60) {
    minuto = minuto + 1;
    segundo = segundo - 60;
  }
  if (minuto >= 60) {
    horaSe = horaSe + 1;
    minuto = minuto - 60;
  }
  var1 = (4 * (lonSt - lon)) + E;
  tiempo = minuto + (segundo / 60.0);
  minutoS = var1 + tiempo;
  minutoSe = (int)minutoS;           //minutos enteros
  segundoS = (minutoS - minutoSe) * 60.0;
  segundoSe = (int)segundoS;       //Segundos enteros
  // correccion de segundos.
  if (segundoSe >= 60) {
    segundoSe = segundoSe - 60;
    minutoSe = minutoSe + 1;
  }
  else if (segundoSe < 0) {
    segundoSe = 60 + segundoSe;
    minutoSe = minutoSe - 1;
  }
  // correccion de minutos.
  if (minutoSe >= 60) {
    minutoSe = minutoSe - 60;
    horaSe = horaSe + 1;
  }
  else if (minutoSe < 0) {
    minutoSe = 60 + minutoSe;
    horaSe = horaSe - 1;
  }
  //correccion de horaSes.
  if (horaSe >= 24) {
    horaSe = horaSe - 24;
    dia = dia + 1;
  }
  else if (horaSe < 0) {
    horaSe = 24 + horaSe;
    dia = dia - 1;
  }
  //Calculando la horaSe angular.
  var2 = horaSe + (minutoSe / 60.0) + (segundoSe / 3600);
  w = (var2 - 12.0) * 15.0;
}

// Funcion para calcular los angulos de Elevacion y Azimuth del sistema
void angulos() {
  //Calculando Angulo de Elevacion "z" (Angulo entre la vertical y la direccion al
sol).

```

```

ElevZ = acos(cos(lat * (pi / 180.0)) * cos(dec * (pi / 180.0)) * cos(w * (pi /
180.0)) + sin(lat * (pi / 180.0)) * sin(dec * (pi / 180.0))) * (180.0 / pi);
if (w >= 0) {
    sign = +1;
}
else if (w < 0) {
    sign = -1;
}
//Angulo de Azimuth solar (el desplazamiento angular desde el sur de la
proyección de la radiación del haz en el plano horizontal).(Sur=0, Este = Neg,
Oeste = Pos).
AzimuthZ = sign * (acos((cos(ElevZ * (pi / 180.0)) * sin(lat * (pi / 180.0)) -
sin(dec * (pi / 180.0))) / (sin(ElevZ * (pi / 180.0)) * cos(lat * (pi / 180.0)))) *
(180.0 / pi));
//Calculando el angulo de elevacion con proteccion para emisferio Norte/Sur del
globo.
if (lat >= 0) {
    Elev = acos((cos((lat - slope) * (pi / 180.0))) * (cos(dec * (pi / 180.0))) *
(cos(w * (pi / 180.0))) + (sin((lat - slope) * (pi / 180.0))) * (sin(dec * (pi /
180.0)))) * 180.0 / pi;
}
else if (lat < 0) {
    Elev = acos((cos((lat + slope) * (pi / 180.0))) * (cos(dec * (pi / 180.0))) *
(cos(w * (pi / 180.0))) + (sin((lat + slope) * (pi / 180.0))) * (sin(dec * (pi /
180.0)))) * 180.0 / pi;
}
//Calculando la altitud del sol, Angulo entre la horizontal y la direccion del
sol(Altitud + Elevacion = 90).
AltitudSol = asin(cos(lat * (pi / 180.0)) * cos(dec * (pi / 180.0)) * cos(w *
(pi / 180.0)) + sin(lat * (pi / 180.0)) * sin(dec * (pi / 180.0))) * (180.0 / pi);
//Angulo de perfil. Es la proyección del ángulo de altitud solar en un plano
vertical perpendicular al plano en cuestión (NI IDEA).
ProfAngle = atan((tan(AltitudSol * (pi / 180.0))) / (cos((AzimuthZ - slopeA) *
(pi / 180.0)))) * (180.0 / pi);
//Calculando los datos Reales RealAz y RealEl
RealAl = AltitudSol;
RealAz = AzimuthZ + 180;
}

void DatosDiarios() {
//Calculando el numero del dia del año (1-365).
switch (mes) {
    case 1:
        n = dia + 0;
        break;
    case 2:
        n = dia + 31;
        break;
    case 3:
        n = dia + 59;
        break;
    case 4:
        n = dia + 90;
        break;
    case 5:
        n = dia + 120;
        break;
    case 6:
        n = dia + 151;
        break;
}
}

```



```

case 7:
    n = dia + 181;
    break;
case 8:
    n = dia + 212;
    break;
case 9:
    n = dia + 243;
    break;
case 10:
    n = dia + 273;
    break;
case 11:
    n = dia + 304;
    break;
case 12:
    n = dia + 334;
    break;
default:
    n = 999;
    break;
}
//Calculando el valor B.
B = (n - 1) * (360.00 / 365.00);
//Calculando el parametro E (Ecuacion del tiempo en minutos).
E = 229.2 * (0.000075 + 0.001868 * cos((B * pi) / 180) - 0.032077 * sin((B * pi) / 180) - 0.014615 * cos((2 * B * pi) / 180) - 0.04089 * sin((2 * B * pi) / 180));
//Calculando la declinacion, hay dos ecuaciones para obtenerla. Descomentar la que le convenga.
//dec = (180.0 / pi) * (0.006918 - (0.399912 * cos(B * (pi / 180.0))) + (0.070257 * sin(B * (pi / 180.0))) - (0.006758 * cos(2.0 * B * (pi / 180.0))) + (0.000907 * sin(2.0 * B * (pi / 180.0))) - (0.002697 * cos(3.0 * B * (pi / 180.0))) + 0.00148 * sin(3.0 * B * (pi / 180.0)));
dec = 23.45 * sin((360.0 * ((284 + n)) / 365.0) * (pi / 180.0));
//Angulo solar del Anochecer-Amanecer.
wEntrada = acos((-tan(lat * (pi / 180.0) * (tan(dec * (pi / 180.0)))))) * 180.0 / pi;
wSalida = -wEntrada;
//Calculando el numero de hr solares que tendra el dia (12 aprox segun MTHZ).
nhrT = (2.0 / 15.0) * acos((-tan(lat * (pi / 180.0))) * (tan(dec * (pi / 180.0)))) * 180.0 / pi;
nmin = (nhrT - int(nhrT)) * 60;
nhr = int(nhrT);
//Calculando la hr de Amanecer.
nhrAmT = 12 - (wEntrada / 15.0);
hrAm = int(nhrAmT);
minAm = int((nhrAmT - hrAm) * 60);
//Calculando la hr de Anochecer.
nhrAnT = nhrAmT + nhrT;
hrAn = int(nhrAnT);
minAn = int((nhrAnT - hrAn) * 60);
}

void imprimir() {
    blue1 = digitalRead(dip4);
    if (blue1 == 1)
    {
        digitalWrite(blue, HIGH);
    }
    else

```

```

{
    digitalWrite(blue, LOW);
}
//Impresion de Fecha y Hora reloj
sprintf(buff, "La hora Local es: %d", hora);
serial2.print(buff);
sprintf(buff, ":%d", minuto);
serial2.print(buff);
sprintf(buff, ":%d", segundo);
serial2.println(buff);
sprintf(buff, "-----");
serial2.println(buff);
//Impresion de hora y fecha Solar
sprintf(buff, "La horaSe angular es: %d", int(w));
serial2.println(buff);
sprintf(buff, "La horaSe Solar es: %d", int(horaSe));
serial2.print(buff);
sprintf(buff, ":%d", int(minutoSe));
serial2.print(buff);
sprintf(buff, ":%d", int(segundoSe));
serial2.print(buff);
sprintf(buff, " del %d", int(dia));
serial2.print(buff);
sprintf(buff, " /%d", int(mes));
serial2.println(buff);
sprintf(buff, "-----");
serial2.println(buff);
//Imprimiendo de Datos diarios
sprintf(buff, "La declinacion es: %d", int(dec));
serial2.println(buff);
sprintf(buff, "El angulo de Salida es: %d", int(wSalida));
serial2.println(buff);
sprintf(buff, "El numero de hr por dia es: %d:", int(nhr));
serial2.print(buff);
sprintf(buff, "%d", int(nmin));
serial2.println(buff);
sprintf(buff, "La hora de amanecer es: %d:", int(hrAm));
serial2.print(buff);
sprintf(buff, "%d", int(minAm));
serial2.println(buff);
sprintf(buff, "La hora de anochecer es: %d:", int(hrAn));
serial2.print(buff);
sprintf(buff, "%d", int(minAn));
serial2.println(buff);
//Impresion de datos de tiempo real
sprintf(buff, "El angulo de Elevacion 'Z' es: %d", int(ElevZ));
serial2.println(buff);
sprintf(buff, "El angulo de Elevacion es: %d", int(Elev));
serial2.println(buff);
sprintf(buff, "El angulo Azimuth es: %d", int(AzimuthZ));
serial2.println(buff);
sprintf(buff, "La Altitud Solar es: %d", int(AltitudSol));
serial2.println(buff);
sprintf(buff, "El profile Angle es: %d", int(ProfAngle));
serial2.println(buff);
sprintf(buff, "=====");
serial2.println(buff);
}
void imprimir2() {
    lcd.setCursor(5, 0);

```

```

    lcd.print("          ");
    lcd.setCursor(5, 1);
    lcd.print("          ");
    lcd.setCursor(5, 0);
    lcd.print("Hr=");
    lcd.setCursor(8, 0);
    lcd.print(horaSe);
    lcd.setCursor(10, 0);
    lcd.print(":");
    lcd.setCursor(11, 0);
    lcd.print(minutoSe);
    lcd.setCursor(13, 0);
    lcd.print(":");
    lcd.setCursor(14, 0);
    lcd.print(segundoSe);
    lcd.setCursor(5, 1);
    lcd.print("A=");
    lcd.setCursor(7, 1);
    lcd.print(int(RealAz));
    lcd.setCursor(11, 1);
    lcd.print("E=");
    lcd.setCursor(13, 1);
    lcd.print(int(RealAl));
}

void horafalsa() {
    LecPot1 = analogRead(pot1);
    if (LecPot1 < (LecPot1A + 3) && LecPot1 > (LecPot1A - 3))
        LecPot1 = LecPot1A;
    else
        LecPot1 = LecPot1;
    if (LecPot1 >= ValPot) {
        LecPot1 = ValPot;
    }
    LecPot1 = int(LecPot1);
    segT = (LecPot1 * 86.400) / ValPot;
    segTC = (LecPot1 / ValPot) * 86400;
    segTC = long(segTC);
    hora = int(segTC / 3600);
    segundo = segTC - (hora * 3600);
    minuto = int(segundo / 60);
    segundo = int((segTC - (hora * 3600) - (minuto * 60)) * 1);
}

void colision()
{
    Az1 = digitalRead(FinAz1);
    El1 = digitalRead(FinEl1);
    if (Az1 == 1 || El1 == 1)
    {
        errorporcolision = 1;
        error = 1;
    }
}

void origenAz()
{
    lcd.setCursor(0, 1);
    lcd.print("ORIG AZ          ");
    //Posiciona en el LCD
    //Informa en el LCD
}

```

```

digitalWrite(dir1, LOW);           //Dir Az negativa
digitalWrite(enb11, HIGH);        //Habilita movimiento en Az
for (i = 0; i < pprAz; i++)
{
    digitalWrite(pull1, HIGH);
    delayMicroseconds(Vel * 2);
    digitalWrite(pull1, LOW);
    delayMicroseconds(Vel * 2);
    Az1 = digitalRead(FinAz1);    //Lectura del sensor Home en Az
    if (Az1 == 1)
        i = pprAz + 1;
}
digitalWrite(dir1, HIGH);         //Dir Az Positiva

for (i = 0; i <= CorrecAz; i++)
{
    digitalWrite(pull1, HIGH);
    delayMicroseconds(Vel * 2);
    digitalWrite(pull1, LOW);
    delayMicroseconds(Vel * 2);
}
digitalWrite(enb11, LOW);        //Deshabilita Movimiento en Az
AzActual = 0;
lcd.setCursor(0, 1);            //Posiciona en el LCD
lcd.print("                ");   //Informa en el LCD
}

void origenEl() {
    lcd.setCursor(0, 1);        // Posiciona en el LCD
    lcd.print("ORIG EL        "); // Informa en el LCD
    digitalWrite(dir2, HIGH);   // Dir El Negativa
    digitalWrite(enb12, HIGH);  // Habilita moviemiento en El
    for (i = 0; i < pprAl; i++) {
        digitalWrite(pull2, HIGH);
        delayMicroseconds(Vel);
        digitalWrite(pull2, LOW);
        delayMicroseconds(Vel);
        Ell = digitalRead(FinEll);
        if (Ell == 1)
            i = pprAl;
    }
    digitalWrite(dir2, LOW);     // Dir El positiva
    for (i = 0; i <= CorrecEl; i++) {
        digitalWrite(pull2, HIGH);
        delayMicroseconds(Vel);
        digitalWrite(pull2, LOW);
        delayMicroseconds(Vel);
    }
    digitalWrite(enb12, LOW);
    AltActual = 0;
    lcd.setCursor(0, 1);
    lcd.print("                "); // Informa en el LCD
}

void mover()
{
    // Serial.println("Moviendo la carga");
    Azi = RealAz - AzActual;
    if (Azi >= 0)
    {

```

```

    digitalWrite(dir1, HIGH); // invierte la direccion Az
    Azi = int((Azi * pprAz) / 360.0);
    AzActual = AzActual + ((Azi * 360.0) / pprAz);
}
else
{
    digitalWrite(dir1, LOW); // invierte la direccion Az
    Azi = int((-Azi * pprAz) / 360.0);
    AzActual = AzActual - ((Azi * 360.0) / pprAz);
}
Alt = RealAl - AltActual;
if (Alt >= 0)
{
    digitalWrite(dir2, LOW); // invierte la direccion Al
    Alt = int((Alt * pprAl) / 360.0);
    AltActual = AltActual + ((Alt * 360.0) / pprAl);
}
else {
    digitalWrite(dir2, HIGH); // invierte la direccion Al
    Alt = int((-Alt * pprAl) / 360.0);
    AltActual = AltActual - ((Alt * 360.0) / pprAl);
}
if (Alt >= Azi)
    maxim = Alt;
else
    maxim = Azi;
j = 0;
k = 0;

for (i = 1; i <= maxim; i++) {
    if (j < Alt)
    {
        digitalWrite(enb12, HIGH); //high = funciona, Low = apagado AL
        digitalWrite(pull2, HIGH);
        delayMicroseconds(VelAl);
        digitalWrite(pull2, LOW);
        delayMicroseconds(VelAl);
        j = j + 1;
        colision();
        // if (errorporcolision == 1) {
        //     j = Alt;
        // }
    }
    if (k < Azi) {
        digitalWrite(enb11, HIGH); //high = funciona, Low = apagado AZ
        digitalWrite(pull1, HIGH);
        delayMicroseconds(VelAz);
        digitalWrite(pull1, LOW);
        delayMicroseconds(VelAz);
        k = k + 1;
        colision();
        // if (errorporcolision == 1) {
        //     k = Azi;
        // }
    }
}
j = 1;
k = 1;

```

```

digitalWrite(enb11, LOW);      //high = funciona, Low = apagado AZ
digitalWrite(enb12, LOW);      //high = funciona, Low = apagado Elev
// Serial.println("La carga se movió");
}

void estado() {
  E1 = digitalRead(dip1);
  E2 = digitalRead(dip2);
  E3 = digitalRead(dip3);
  Et = E1 + E2 + E3;
  if (Et >= 2 or Et <= 0)
  {
    Et = 0;
  }
  if (E1 == 1 && E2 == 0 && E3 == 0)
  {
    Et = 1;
  }
  if (E1 == 0 && E2 == 1 && E3 == 0)
  {
    Et = 2;
  }
  if (E1 == 0 && E2 == 0 && E3 == 1)
  {
    Et = 3;
  }
}

void nucleo()
{
  if (error == 0 || errorporcolision == 0)
  {
    if (hora < 25 && minuto < 61 && segundo < 61 && dia < 33 && mes < 13)
    {
      if (DiaActual == dia)
      {
        if (segTC < segmax && segTC > segmin)
        {
          cont = cont + 1;
          delay(1000);
        }
        else
        {
          tiemposol(); //Funcion para calcular la hr
solar
          if (var2 >= nhrAmT && var2 <= nhrAnT)
          {
            lcd.setCursor(0, 1);
            lcd.print("  ");
            segmin = segTC - spot;
            segmax = segTC + spot;
            cont = 0;
            angulos();
            imprimir2();
            mover();
            imprimir();
          }
          else
          {
            if (AltActual == 90.0 && AzActual == 0.0)

```

```

        {
            imprimir3();
            cont = cont + 1;
            error = 0;
            delay(500);
        }
        else
        {
            RealAl = 90.0;
            RealAz = 0.0;
            origenAz();
            origenEl();
            RealAl = 90.0;
            RealAz = 0.0;
            mover();
            cont = cont + 1;
            error = 0;
            delay(500);
        }
    }
}
else
{
    lcd.setCursor(5, 0);
    lcd.print("EMPIEZA DIA");
    lcd.setCursor(0, 1);
    lcd.print("          ");
    if (AltActual != 0.0 or AzActual != 0.0)
    {
        origenAz();
        origenEl();
    }
    DatosDiarios();
    DiaActual = dia;
    cont = 0;
    error = 0;
    delay(500);
}
}
else
{
    lcd.setCursor(0, 0);
    lcd.print("      ERROR      ");
    lcd.setCursor(0, 1);
    lcd.print("      TIEMPO      ");
    error = 1;
}
}
else
{
    lcd.setCursor(0, 0);
    lcd.print("      ERROR      ");
    lcd.setCursor(0, 1);
    lcd.print("      COLISION    ");
}
}
}
void solar()

```

```

{
  tempmotor();
  if (p1 != 1)
  {
    p1 = 1;
    p0 = p2 = p3 = 5;
    lcd.setCursor(0, 0);
    lcd.print("Auto");
    if (AltActual != 0.0 or AzActual != 0.0)
    {
      origenAz();
      origenEl();
    }
  }
  tiempoN();
  nucleo();
  delay(1000);
}

void manual()
{
  error = 0, errorporcolision = 0, errorporreloj = 0;
  if (p2 != 1)
  {
    p2 = 1;
    p0 = p1 = p3 = 5;
    lcd.setCursor(0, 0);
    lcd.print("MANU");
    if (AltActual != 0.0 or AzActual != 0.0)
    {
      origenAz();
      origenEl();
    }
  }
  LecPot2 = analogRead(pot2);
  if (LecPot2 < (LecPot2A + 3) && LecPot2 > (LecPot2A - 3))
    LecPot2 = LecPot2A;
  else
    LecPot2 = LecPot2;
  if (LecPot2 >= ValPot)
    LecPot2 = ValPot;
  RealAz = (LecPot2 * 360.0) / ValPot;
  LecPot3 = analogRead(pot3);
  if (LecPot3 < (LecPot3A + 3) && LecPot3 > (LecPot3A - 3))
    LecPot3 = LecPot3A;
  else
    LecPot3 = LecPot3;
  if (LecPot3 >= ValPot)
    LecPot3 = ValPot;
  RealAl = (LecPot3 * 360.0) / ValPot;
  lcd.setCursor(5, 1);
  lcd.print("          ");
  lcd.setCursor(5, 1);
  lcd.print("A=");
  lcd.setCursor(7, 1);
  lcd.print(int(AzActual));
  lcd.setCursor(11, 1);
  lcd.print("E=");
  lcd.setCursor(13, 1);
  lcd.print(int(AltActual));
}

```



```

    mover();
    LecPot2A = LecPot2;
    LecPot3A = LecPot3;
}

void simulado()
{
    if (p3 != 1)
    {
        p3 = 1;
        p0 = p1 = p2 = 5;
        lcd.setCursor(0, 0);
        lcd.print("SIMU");
        if (AltActual != 0.0 or AzActual != 0.0)
        {
            origenAz();
            origenEl();
        }
    }
    datosiniciales();
    horafalsa();
    nucleo();
    delay(100);
}

void pausa()
{
    if (p0 != 1)
    {
        p0 = 1;
        p1 = p2 = p3 = 5;
        error = 0, errorporcolision = 0, errorporreloj = 0;
        lcd.setCursor(0, 0);
        lcd.print("OFF           ");
        lcd.setCursor(0, 1);
        lcd.print("           ");
    }
    digitalWrite(pull1, LOW); // para generar los pulsos Az
    digitalWrite(dir1, LOW); // invierte la direccion Az
    digitalWrite(enb1, LOW); //high = funciona, Low = apagado AZ
    digitalWrite(pull2, LOW); // para generar los pulsos Elev
    digitalWrite(dir2, LOW); // invierte la direccion Elev
    digitalWrite(enb12, LOW); //high = funciona, Low = apagado Elev
    delay(1000);
}

void tempmotor()
{
    delay(1000);
    temp1 = analogRead(LM351);
    celc1 = ((temp1 / 1023.0) * 5000) / 10.0;
    temp2 = analogRead(LM352);
    celc2 = ((temp2 / 1023.0) * 5000) / 10.0;
    if (celc1 >= 35.0)
        digitalWrite(vent1, HIGH);
    else
        digitalWrite(vent1, LOW);
    if (celc2 >= 35.0)
        digitalWrite(vent2, HIGH);
    else

```

```

    digitalWrite(vent2, LOW);
}

void imprimir3() {
  lcd.setCursor(5, 0);
  lcd.print("      ");
  lcd.setCursor(5, 1);
  lcd.print("      ");
  lcd.setCursor(5, 0);
  lcd.print("Hr=");
  lcd.setCursor(8, 0);
  lcd.print(horaSe);
  lcd.setCursor(10, 0);
  lcd.print(":");
  lcd.setCursor(11, 0);
  lcd.print(minutoSe);
  lcd.setCursor(13, 0);
  lcd.print(":");
  lcd.setCursor(14, 0);
  lcd.print(segundoSe);
  lcd.setCursor(5, 1);
  lcd.setCursor(0, 1);
  lcd.print("NOCH");
  lcd.setCursor(5, 1);
  lcd.print("A=");
  lcd.setCursor(7, 1);
  lcd.print(int(AzActual));
  lcd.setCursor(11, 1);
  lcd.print("E=");
  lcd.setCursor(13, 1);
  lcd.print(int(AltActual));
}

```

Tabla de costos de las piezas del CPV

Cantidad	Descripción	P. Unitario	Moneda	P. Total
3	PERFIL MK 2025.01(PROFILE MK 2025.0125 X 25 MM)	\$54.40	Dólares	\$163.20
60	TENSION PLUG SERIE 25CONEXION TIPO PLUG SERIE 25	\$1.95	Dólares	\$117.00
4	ESCUADRA 15S2	\$2.90	Dólares	\$11.60
4	KIT ANGULO 15S2	\$4.00	Dólares	\$16.00
20	TORNILLO LH-SHCS M5 X10 MARCA MK	\$0.30	Dólares	\$6.00
20	RONDANA RIVETEADA 5.3mm MARCA MK	\$0.10	Dólares	\$2.00
20	TUERCA CUADRADA M5 MARCA MK	\$0.40	Dólares	\$8.00
12	SENSOR DE UNION LIGERA	\$3.75	Dólares	\$45.00
1	PERFIL MK 2040 X 31 MARCA MK	\$100.20	Dólares	\$100.20
8	KIT ANGULO 40 X 40	\$4.85	Dólares	\$38.80
8	ANGULO E40 (ANGLE E40)	\$3.95	Dólares	\$31.60
20	TORNILLO M8 X 16 MARCA MK	\$0.20	Dólares	\$4.00
20	RONDANA RIBETEADA 8.4 mm. MARCA MK	\$0.10	Dólares	\$2.00
20	TUERCA 1 M8 (NUT 1 M8)	\$0.75	Dólares	\$15.00
8	ANGULO 15	\$3.70	Dólares	\$29.60
8	ESCUADRA 15	\$2.60	Dólares	\$20.80
1	MK 000 000A DE BARRENADO 5.8mm MARCA	\$60.85	Dólares	\$60.85
1	HERRAMIENTA DE BARRENADO 10mm	\$41.35	Dólares	\$41.35

2	Motor nema 23 300ozin 3A 2.5Nm	\$43.78	Dólares	\$87.56
1	Controlador Independiente MX5042BDC	\$66.96	Dólares	\$66.96
1	Fuente 24v 350w 120/220vac	\$43.36	Dólares	\$43.36
1	Fuente de Alimentación Carril DIN AC/DC, Industrial, 1 Salida, 10 W, 5 VDC, 2 A	\$30.60	Dólares	\$30.60
4	RS4-1D1-B - Relevador de Estado Sólido, 1 A, 20 Vrms, PCB, Agujero Pasante, Paso por Cero	\$28.56	Dólares	\$114.24
8	Conector Tarjeta-a-Tarjeta, 2.54 mm, 8 Contactos, Receptáculo eléctrico, Serie BG095	\$0.85	Dólares	\$6.78
3	Conector Tarjeta-a-Tarjeta, 2.54 mm, 36 Contactos, Cabezal, Serie 929, Agujero Pasante, 1 Líneas	\$2.51	Dólares	\$7.53
3	Conector Tarjeta-a-Tarjeta, 2.54 mm, 36 Contactos, Cabezal, Serie TSW, Agujero Pasante, 2 Líneas	\$1.27	Dólares	\$3.81
2	Conector Tarjeta-a-Tarjeta, 2.54 mm, 36 Contactos, Receptáculo eléctrico, Serie BCS, Soldable	\$8.43	Dólares	\$16.86
25	Resistencia Through-Hole (THD), Película de Carbono, 220 ohm, 250 V, Axial Leaded, 250 mW, ±	\$0.08	Dólares	\$2.02
2	Placa para Circuito Impreso, Revestimiento Simple, Compuesto Epoxi Cristal, 1.57mm, 304.8mmx304.8mm	\$22.78	Dólares	\$45.56
2	INTERRUPTOR DE LIMITE, BRAZO Y RODAJA METÁLICOS AJUSTABLES, 1NA + 1NC, 380V 10AMP, BILATERAL, DIMENSIONES: 6.1 x 5.20 x 2.4 CM	\$362.28	Pesos M.	\$724.56
20	Tornillo c/queso 5x20 tipo inoxidable	\$2.42	Pesos M.	\$48.40
20	Rondana plana inoxidable M5	\$0.35	Pesos M.	\$7.04
20	Tuerca hex inoxidable M5	\$0.66	Pesos M.	\$13.28
20	Tornillo Allen socket inoxidable 8x20	\$6.11	Pesos M.	\$122.22
20	Tuerca hex inoxidable M8	\$2.34	Pesos M.	\$46.72
20	Rondana plana inoxidable M8	\$0.98	Pesos M.	\$19.52
1	Machuelo de M5	\$58.00	Pesos M.	\$58.00
1	Machuelo de M8	\$74.00	Pesos M.	\$74.00
1	Maneral p/machuelo tipo garrote 1/8-1/2	\$135.00	Pesos M.	\$135.00
1	Broca 11/32 p/metal	\$54.00	Pesos M.	\$54.00
1	Broca 7/32 p/metal	\$22.50	Pesos M.	\$22.50
4	Tensor de 3/16 p/cable	\$18.00	Pesos M.	\$72.00
1	Broca 11/64 p/metal	\$15.50	Pesos M.	\$15.50
1	Broca 17/64 p/metal	\$33.00	Pesos M.	\$33.00
100	CABLE VINANEL XXI THW CONDUMEX #18 AZUL	\$1.89	Pesos M.	\$189.00
10	UR314 CORDON TIPO USO RUDO 3X14 CONDULAC	\$19.05	Pesos M.	\$190.50
100	CABLE VINANEL XXI THW CONDUMEX #18 AZUL	\$1.89	Pesos M.	\$189.00
100	CDLC18 CABLE CONDULAC THW 18	\$1.65	Pesos M.	\$165.00
10	UNITRONIC LiYCY BLINDADO 4x0,34 4H 22AWG 0034504	\$15.28	Pesos M.	\$152.80
10	UNITRONIC LiYCY BLINDADO 4H 20AWG (0.5MM2) 0034604 LAPP	\$19.83	Pesos M.	\$198.30
1	TRAMO DE PTR 2"X 2" TORNILLERIA VARIAS LAMINA NEGRA 3/16 TEJUELO DE 1" VARILLA DE 1" CAMISA PARA VARILLA FABRICACION DEL SISTEMA	\$1,724.00	Pesos M.	\$1,724.00
1	POLEA MARCA MARTIN 32 L 100	\$868.00	Pesos M.	\$868.00

1	POLEA MARCA MARTIN 20 L 100	\$493.00	Pesos M.	\$493.00
1	BANDA MARCA OPTIBELT 322 L 100 (32.25" DE LONGITUD)	\$165.00	Pesos M.	\$165.00
1	RODAMIENTO DE BRIDA 1" UCF-205-16 NAS FY-016	\$137.81	Pesos M.	\$137.81
2	CHUMACERA DE PISO 1" UCP-205-16 NAS SY-016	\$137.81	Pesos M.	\$275.62
Total			Pesos M.	\$28,390.23