

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE BAJA CALIFORNIA
FACULTAD DE INGENIERÍA

LICENCIATURA EN INGENIERÍA



**ESTUDIO TEÓRICO-EXPERIMENTAL Y ANÁLISIS TECNO-
ECONÓMICO EN EL DESARROLLO DE UN SEGUIDOR SOLAR
MULTIEJES IMPLEMENTANDO EL MODELO MATEMÁTICO DE
LA GEOMETRÍA SOLAR**

**TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE:
LICENCIATURA EN INGENIERÍA**

**PRESENTA:
NAOMI AKANE SAGUCHI PÉREZ DE ALVA**

**DIRECTOR DE TESIS:
DR. SAÚL ISLAS PEREDA
CODIRECTOR DE TESIS:
DR. NICOLÁS VELÁZQUEZ LIMÓN**

Dedicatoria

A mi madre, Juana Alicia Pérez de Alva Noriega quien siempre ha hecho hasta lo imposible para que no me falte nada. Gracias por cantarme ‘buenos días amor’ cada mañana al despertar, por darme cariñitos en forma de tazas con café calentito y una almohada en mi espalda cada vez que me veías trabajar hasta tarde, por estar ahí para convertir todos mis ‘no puedo’ en ‘claro que puedo’. Gracias por darme el coraje para soñar y prestarme tus ojos para darme cuenta de todo lo que soy capaz. Pero, sobre todo, por entregarme tu corazón cada día de mi vida. Todo lo que hago es por ti y para ti, te amo cinco mil.



A mis abuelos, Esther Alicia Noriega Ángeles y Roberto Pérez de Alva Blanco, quienes han sido mi ejemplo a seguir y mi pilar cada día de mi vida. Gracias por prenderme una veladora, rezar y encomendarme a San Judas cada que me enfrentaba a una adversidad tanto en mi vida personal como universitaria, gracias por cuidar de mí, por mimarme y apoyarme en todas las decisiones que me llevaron hasta este momento.



Y a mi compañera incondicional que estuvo a mi lado en todas esas noches de desvelo que parecían interminables, por mover su colita con entusiasmo cuando le daba mimos entre descansos y recostarse a dormir en mi regazo por horas, gracias Conche.

Agradecimientos

Dr. Saúl Islas Pereda

Por despertar mi interés e introducirme al mundo de la investigación, por todos los consejos tanto personales como académicos. Por su paciencia infinita y siempre tener la mejor disposición a transmitirme conocimiento.

Dr. Nicolás Velázquez Limón

Por acogerme como un miembro más del CEENER. Por su disponibilidad y apoyo.

M.I. José Ernesto López Vázquez

Por su valiosa ayuda constante con datos meteorológicos para la realización de este trabajo.

M.I. Juan Ríos Arreola

Por su disposición para brindarme consejos, ayuda y resolver mis dudas.

Dr. Jesús Armando Aguilar Jiménez

Por su buena disposición a resolver mis dudas y hacerlo siempre con una sonrisa.

M.I. Cristian Ascensión Casares De la Torre

Por su disponibilidad para auxiliarme con cualquier interrogante.

CONACYT

Por el apoyo financiero que me permitió continuar con este trabajo de investigación.

Instituto de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Baja California

Por ser donde di mis primeros en mi camino en la investigación.

Universidad Autónoma de Baja California

A mi alma mater por formarme hasta convertirme en la ingeniera que soy el día de hoy.

Y a todas las personas que intervinieron directa e indirectamente en el desarrollo de este trabajo.

Resumen

Debido al crecimiento demográfico existe un crecimiento en el consumo de los recursos naturales, por lo tanto, conduce al aumento en la quema de combustibles fósiles, aumento de urbanización y por ende aumento en la contaminación ambiental. Es de vital importancia realizar un esfuerzo para potencializar el desarrollo de las energías renovables en el país, de lo contrario tendremos consecuencias catastróficas. Como parte de esto, aprovechar el recurso solar por medio de módulos fotovoltaicos ya que la tecnología solar fotovoltaica es una de las tecnologías renovables más eficientes y maduras en la lucha contra el cambio climático, ya que proviene de un recurso inagotable y debido a que, para generar energía eléctrica no requiere la quema de combustibles fósiles, no libera emisiones de dióxido de carbono. Con la finalidad de contribuir con las soluciones tecnológicas propuestas hasta el momento en el campo de la energía solar fotovoltaica, en este trabajo se presenta el desarrollo de un seguidor solar multi-eje implementando el modelo matemático de la geometría solar, así como el estudio tecno-económico para determinar la viabilidad económica y el tiempo de retorno de inversión del sistema de seguimiento solar. En este trabajo se desarrolla un modelo matemático para predecir el comportamiento del sistema según las entradas de datos que se le proporcionen, la programación se lleva a cabo en el software MATLAB. Eligiendo entre el número de ejes para el seguimiento, se varió el voltaje de los motores a utilizar y el tiempo entre muestreos (con lo que se obtiene las referencias del simulador). También se llevó a cabo la construcción de la planta piloto con microcontroladores para la automatización del sistema con el propósito de validar el modelo matemático y el estudio tecno-económico comparando inversión y tiempo de retorno según la cantidad de módulos fotovoltaicos que se pretenda incluir en el sistema.

De acuerdo a los resultados del estudio, el factor que influye en mayor medida en la generación de energía es el tiempo de muestreo, por lo que un optar por un tiempo de muestreo corto es la mejor opción permitiéndonos ser más flexibles con los motores a utilizar. El seguimiento de dos ejes logra generar anualmente 323.82 kWh más que el seguimiento de un eje y 636.46 kWh más que el sistema fijo. Esto hace al seguimiento de dos ejes una opción superior en términos de rendimiento de seguimiento. Un sistema de seguimiento dual con 8 módulos nos permitiría recuperar su inversión en 2.14 años siendo capaz de generar 4,267.6 kWh al año.

Abstract

Due to population growth there's a growth in the consumption of natural resources therefore it leads to the burning of fossil fuels, urbanization increase and environmental pollution. It's of vital importance to make an effort to potentiate the development of renewable energy in our country otherwise we will have catastrophic consequences. As part of this taking advantage of the solar resource through photovoltaic modules since it is one of the most efficient and mature renewable technologies in the fight against climate change because it comes from an inexhaustible resource and due to the fact that it does not requires burning of fossil fuels to produce electrical energy it does not releases carbon dioxide emissions. With the purpose of contribute to the technological solutions proposed until now in the photovoltaic energy field in this assignment a development of a multi-axis solar tracker using the mathematical model of solar geometry as Well as a techno-economic research to determine the economic viability and payback time of the system is developed. In this assignment a mathematical model to predict the behavior of the system according to the data inputs provided in MATLAB software is developed, choosing between the number of tracking axis the voltage of the motors used and sampling time was varied. The construction of a pilot plant using microcontrollers for the system's automation with purpose of validating the mathematical model also took place as well as the techno-economic study comparing between investment and payback time according to the number of modules that is intended to include in the system.

According to the assignment results sampling time is the variable that influences to a greater extent in energy generation so opting for a shorter sampling time is the best option allowing us to be more flexible with our motor options. The dual axis tracker manages to generate annually 323.82 kWh more than the single axis tracking and 636.46 kWh than the fixed system making the dual axis tracker a superior option in terms of tracking performance. A dual axis tracker with 8 modules will allow us to recover the investment in 2.14 years being capable of generate 4,267.6 kWh per year

Índice

Capítulo I: Introducción	15
1.1 Introducción.....	16
1.2 Problemática y justificación.....	16
1.3 Antecedentes.....	18
1.4 Objetivos: General y específicos.....	20
1.5 Organización de la tesis.....	21
Capítulo II: Fundamentos teóricos	23
2.1 Recurso solar.....	24
2.2 Geometría solar.....	28
2.3 Fenómeno fotoeléctrico.....	35
2.4. Tipo de celdas.....	36
2.5 Sistemas fotovoltaicos.....	38
2.6 Curva I-V.....	39
2.7 Pérdidas ópticas.....	40
2.8 Pérdidas geométricas.....	40
2.9 Sistemas de seguimiento solar.....	41
2.10 Parámetros ópticos.....	44
2.11 Microcontroladores.....	47
2.12 Protocolos de comunicaciones entre plataformas electrónicas orientado a Arduino.....	48
2.14 Sensores.....	49
2.15 Actuadores.....	51
Capítulo III: Metodología.	52
3.2 Propuesta tecnológica.....	53
3.3 Pruebas experimentales para la obtención de datos de generación de recurso solar del sistema.....	57
3.4 Modelado matemático para la optimización de la captación del recurso solar.....	58
3.5 Pruebas experimentales para la obtención de datos de generación de recurso solar del seguidor solar.....	63

Capítulo IV: Estudio experimental	64
4.1 Proyecto antecedente	65
4.2 Descripción física del prototipo para realizar pruebas experimentales de la propuesta tecnológica.	69
4.3 Construcción del prototipo.....	75
Capítulo V: Estudio teórico y experimental del sistema fotovoltaico con seguimiento en dos ejes. Discusión de resultados.	86
5.1 Validación del modelo matemático.	87
Capítulo VI: Análisis tecno-económico.	110
6.1 Justificación del análisis tecno-económico.	111
6.2 Metodología del análisis tecno-económico.....	112
Capítulo VII: Conclusiones y trabajos futuros.	117

Índice de figuras

Figura 1. Interacción de la energía irradiada por el Sol con nuestro planeta.	24
Figura 2. Comportamiento de las radiaciones que llegan a la superficie terrestre.	25
Figura 3. Potencial eléctrico fotovoltaico en México.	26
Figura 4. Equinoccios y solsticios de la Tierra alrededor del plano de la eclíptica.	28
Figura 5. Representación gráfica del ángulo de declinación solar.	30
Figura 6. Representación gráfica del ángulo horario solar.	31
Figura 7. Representación gráfica del ángulo de altitud solar.	32
Figura 8. Representación gráfica del ángulo acimutal solar.	33
Figura 9. Representación gráfica del ángulo cenital solar.	34
Figura 10. Representación gráfica del ángulo de incidencia solar.	35
Figura 11. Ejemplificación del fenómeno fotoeléctrico en un panel solar.	36
Figura 12. Representación gráfica de paneles solares a base de Silicio.	37
Figura 13. Representación gráfica de paneles solares a base de otros tipos de materiales.	38
Figura 14. Composición de la curva I-V de un panel solar.	40
Figura 15. Relación de las pérdidas coseno con el ángulo de incidencia solar.	41
Figura 16. Tipos de seguidores solares de un eje.	43
Figura 17. Tipos de seguidores solares de dos ejes.	44
Figura 18. Representación de la descomposición de la luz al incidir en una superficie.	45
Figura 19. Índice de masa de aire en relación a la incidencia con el cenit.	46
Figura 20. Ilustración de la ley de refracción de Snell en vidrio.	47
Figura 21. Bus del protocolo de comunicación I2C.	49
Figura 22. Diagrama de conexiones del anemómetro.	50
Figura 23. Diagrama de conexiones del sensor DHT11.	51
Figura 24. Diagrama de flujo de la programación del modelo matemático.	54
Figura 25. Comparación de la medición y la simulación del sistema fijo.	58
Figura 26. Comparación de la medición y la simulación del sistema con seguimiento dual.	63
Figura 27. a) Vista general del banco del interior de la micro-red. b) Sistema de monitoreo de la micro-red.	65
Figura 28. Monoposte con seguimiento dual de la micro-red.	66
Figura 29. Arreglos con seguimiento de un eje de la micro-red.	66
Figura 30. Diagrama esquemático del seguidor solar de la micro-red.	67
Figura 31. Placa de circuito impreso del seguidor de la micro-red.	68
Figura 32. Diagrama esquemático de la propuesta del seguidor solar multi-eje.	71
Figura 33. a) Vista frontal del diseño de la placa de circuito impreso del prototipo. b) Vista posterior del diseño de la placa de circuito impreso del prototipo.	72
Figura 34. Representación gráfica de la caracterización de los pines del motor.	73

Figura 35. a) Señalización de las partes de la transmisión. b) Vista frontal de la transmisión.	74
Figura 36. a) Curva I-V del módulo 1. b) Curva I-V del módulo 2.	75
Figura 37. Empaque recibido por la empresa “JLCPCB”.	77
Figura 38. a) Vista frontal de la placa de circuito impreso del prototipo. b) Vista posterior de la placa de circuito impreso del prototipo.....	78
Figura 39. a) Placa de circuito impreso soldada. b) Placa de circuito impreso con los componentes insertados.....	79
Figura 40. a) Estructura fija que se desmanteló para reutilizar. b) Transportación a la azotea de la parte a utilizar.	80
Figura 41. a) Estructura a utilizar para armar el monoposte. b) Orificios para montar las transmisiones con motores.....	81
Figura 42. a) Colocación de las transmisiones. b) Transmisiones montadas en la estructura.	81
Figura 43. a) Estructura con la base para los módulos fotovoltaicos. b) Instalación de los motores a la estructura.....	82
Figura 44. a) Corte del riel de aluminio. b) Rieles de aluminio instalados en la base para los módulos fotovoltaicos modificada.....	83
Figura 45. a) Monoposte armado b) Señalización del sombreado sobre un módulo a las 9:00 AM.....	84
Figura 46. a) Componentes eléctricos y electrónicos dentro del gabinete. b) Vista por fuera del gabinete instalado en el monoposte.	85
Figura 47. Prototipo terminado.	85
Figura 48. Ángulos solares en los tres días representativos del año.	88
Figura 49. Ángulo horario solar durante los tres días representativos del año.....	89
Figura 50. Ángulo de incidencia solar durante los tres días representativos del año.....	90
Figura 51. Ángulo de incidencia solar y factor de pérdidas durante los tres días representativos del año.	91
Figura 52. Promedio diario de la irradiancia del sitio anual.....	92
Figura 53. Temperatura mínima y máxima ambiente y de celda anual.....	93
Figura 54. Comparación de la generación de energía neta por inclinación de módulo en el sistema fijo.....	95
Figura 55. Manto tridimensional de la energía anual a diferentes configuraciones del seguimiento en un eje. a) Energía de entrada al sistema. b) Energía neta producida por el sistema.	97
Figura 56. Resultados de las configuraciones de simulación en el día 172 para el seguidor de dos ejes. a) 24V a 5 minutos de muestreo. b) 24V a 10 minutos de muestreo. c) 24V a 30 minutos de muestreo.....	99
Figura 57. Resultados de las configuraciones de simulación en el día 172 para el seguidor de dos ejes. a) 5V a 5 minutos de muestreo. b) 15V a 5 minutos de muestreo. c) 20V a 5 minutos de muestreo.....	100

Figura 58. Resultados de las configuraciones de simulación en el día 263 para el seguidor de dos ejes. a) 24V a 5 minutos de muestreo. b) 24V a 10 minutos de muestreo. c) 24V a 30 minutos de muestreo.....	101
Figura 59. Resultados de las configuraciones de simulación en el día 263 para el seguidor de dos ejes. a) 5V a 5 minutos de muestreo. b) 15V a 5 minutos de muestreo. c) 20V a 5 minutos de muestreo.	102
Figura 60. Resultados de las configuraciones de simulación en el día 355 para el seguidor de dos ejes. a) 24V a 5 minutos de muestreo. b) 24V a 10 minutos de muestreo. c) 24V a 30 minutos de muestreo.....	103
Figura 61. Resultados de las configuraciones de simulación en el día 355 para el seguidor de dos ejes. a) 5V a 5 minutos de muestreo. b) 15V a 5 minutos de muestreo. c) 20V a 5 minutos de muestreo.	104
Figura 62. Manto tridimensional de la energía neta anual a diferentes configuraciones del seguimiento en dos ejes.	106
Figura 63. Manto tridimensional del consumo de energía anual a diferentes configuraciones por lo motores del seguimiento en dos ejes.	107
Figura 64. Manto tridimensional del promedio anual a diferentes configuraciones de las pérdidas coseno del seguimiento en dos ejes.....	108
Figura 65. Manto tridimensional del promedio anual a diferentes configuraciones de las ópticas coseno del seguimiento en dos ejes.....	109
Figura 66. Diagrama de flujo de la programación del cálculo de la recuperación.....	115
Figura 67. Primera hoja de la ficha técnica del módulo solar S72MC6-300.	123
Figura 68. Segunda hoja de la ficha técnica del módulo solar S72MC6-300.	124

Índice de tablas

Tabla 1. Relación de pin con color de cable del motor seleccionado.....	73
Tabla 2. Presupuesto de los diferentes sistemas propuestos.....	113
Tabla 3. Resultados del análisis tecno-económico.	116
Tabla 4. Funciones de la librería Wire.h en Arduino.	121

Nomenclatura

Símbolo	Definición	Unidades
T_S	Tiempo Solar	<i>Hrs</i>
T_C	Tiempo Local o Civil	<i>Hrs</i>
F_{CT}	Constante de Corrección del Tiempo	
E	Ecuación del Tiempo	
B	Factor de Corrección del Tiempo	
T_s	Día del año	
$LSTM$	Hora Estándar Local del Meridiano	°
T_{UTC}	Diferencia entre la Hora Local y la Hora Coordinada Universal	
δ	Ángulo de Declinación Solar	°
ω	Ángulo Horario Solar	°
α_s	Ángulo de Altura Solar	°
γ_s	Ángulo Acimutal Solar	°
θ_z	Ángulo Cenital Solar	°
θ	Ángulo de Incidencia Solar	°
L	Latitud	°
HSAT	Seguimiento Horizontal de un Eje	
VSAT	Seguimiento Vertical de un Eje	
TSAT	Seguimiento Inclinado de un Eje	
PASAT	Seguimiento Polar Alineado de un Eje	
AADAT	Seguimiento Dual de Acimut-Altitud	
TTDAT	Seguimiento Dual de Montaje Inclinado	
ΔE	Diferencia de energía entre el estado base y excitado de un átomo	
h	Constante de Planck	<i>Js</i>
ν	Frecuencia de onda electromagnética de un haz de luz.	<i>Hz</i>

AM	Masa de Aire.	
n	Índice de refracción característico del material.	
i	Ángulo del haz de luz formado entre la normal a la superficie reflectante y el rayo que incide con esta.	°
r	Ángulo del haz de luz entre la normal y el rayo refractado dentro del medio.	°
Fct_{degr}	Factor de degradación por antigüedad de módulo fotovoltaico.	
T_{celda}	Temperatura de celda.	°C
T_{amb}	Temperatura ambiente.	°C
I_b	Irradiancia del sitio.	W/m^2
STC	Condición de prueba estándar.	
$T_{celda_{STC}}$	Temperatura de celda a condiciones STC.	
$P_{max_{cal}}$	Potencia máxima actual.	
ΔP_{max}	Delta térmico de la potencia máxima.	
$P_{max_{STC}}$	Potencia máxima a condiciones STC.	W
$NOCT$	Temperatura de operación nominal de celda.	
$T_{celda_{NOCT}}$	Temperatura de celda a condiciones NOCT.	°C
$T_{amb_{NOCT}}$	Temperatura ambiente a condiciones NOCT.	°C
$I_{b_{NOCT}}$	Irradiancia a condiciones NOCT.	W/m^2
$C_{ff_T_{P_{max}}}$	Coefficiente de temperatura para la potencia máxima.	%
IAM	Modificador del ángulo de incidencia.	
P_{cos}	Pérdidas coseno.	
$P_{Intercep}$	Potencia interceptada.	W
$P_{In_{STC}}$	Potencia interceptada a condiciones STC.	W
eff_{STC}	Eficiencia de la celda solar en condiciones STC.	%
$I_{b_{STC}}$	Irradiancia del sitio a condiciones STC.	W/m^2

NS_{OP}	Operador de movimiento del motor Norte-Sur para seguimiento en dos ejes.	
EO_{OP}	Operador de movimiento del motor Este-Oeste para seguimiento en dos ejes.	
$SPIN_{OP}$	Operador de movimiento del motor para seguimiento en un eje.	
NS_{motor}	Posición del motor Norte-Sur para seguimiento en dos ejes.	°
EO_{motor}	Posición del motor Este-Oeste para seguimiento en dos ejes.	°
$SPIN_{motor}$	Posición del motor para seguimiento en un eje.	°
E_{in}	Potencia de entrada.	W
E_{celda}	Potencia de la celda solar.	W
E_{modulo}	Potencia producida por el módulo.	W
E/S	Entrada-salida.	
$Emotor1$	Potencia consumida por el motor Norte-Sur.	W
$Emotor2$	Potencia consumida por el motor Este-Oeste.	W
$Emotor_{SPIN}$	Potencia consumida por el motor de seguimiento en un eje.	W

Capítulo I

INTRODUCCIÓN



“Pregúntate si lo que estás haciendo hoy te llevará a donde quieres llegar mañana.”

- Walt Disney.

1.1 Introducción.

Desde sus inicios en el periodo prehistórico, el ser humano ha aprovechado las fuentes renovables de energía para subsistir, usando biomasa como la madera para cocinar alimentos, el viento para dirigir sus barcos, moler sus granos y para irrigar sus campos de cultivo. Esto permaneció hasta el descubrimiento de yacimientos de combustibles fósiles, lo cual hizo que todo el desarrollo energético se enfocara en su explotación dejando de lado las fuentes de energías renovables. Si bien la energía producida con combustibles fósiles era barata y abundante, arrastraron consigo su consumo irracional, deterioro del medio ambiente y eventual crecimiento desmesurado de las ciudades [1]. La situación actual requiere unir esfuerzos para desarrollar nuevas tecnologías que nos permitan enmendar los daños que trajeron consigo las tecnologías del pasado a través de las energías renovables y así que juntos podamos avanzar hacia un futuro sustentable.

1.2 Problemática y justificación.

El crecimiento poblacional ha sido una de las problemáticas más frecuentemente citadas para explicar la sobreexplotación de los recursos naturales y degradación ambiental [2], debido al crecimiento demográfico existe un crecimiento en el consumo de los recursos naturales, por lo tanto, conduce al aumento en la quema de combustibles fósiles, aumento de urbanización y por ende aumento en la contaminación ambiental. Esto puede ser fácilmente representado con ayuda del concepto de la huella ecológica. La huella ecológica es un indicador de sustentabilidad que sirve para conocer el grado de impacto que tiene un individuo o país sobre el ambiente. Relaciona la demanda humana y el espacio terrestre y/o marino necesario para satisfacer la necesidad de producción de los bienes y recursos que se consumen, así como la superficie para absorber todos los desechos que se generan utilizando la tecnología actual [3]. Se considera que existe un 'crédito ecológico' cuando la huella ecológica no excede la biocapacidad y cuando la excede existe una 'deuda'.

En México, para el 2012, la huella ecológica estimada era de alrededor 2.9 hectáreas globales por persona con una biocapacidad de 1.3 (teniendo cada mexicano una deuda de 1.6 hectáreas globales).

El componente que mayor peso tiene en la huella ecológica es la superficie requerida para absorber el CO₂ producto de la quema de combustibles fósiles. Según el Balance Nacional de Energía de 2020 emitido por la Secretaría de Energía (SENER); el 93.56% de energía eléctrica generada en el país es producto de la quema de combustibles fósiles [4]. En 2012 representó el 60.2% de la huella ecológica per cápita (1.74 ha/hab), mientras que la de menor impacto fue la de los asentamientos humanos con 1.7% de la huella ecológica per cápita (0.05 ha/hab) [3].

Como medida para minimizar la huella ecológica es de vital importancia realizar un esfuerzo para potencializar el desarrollo de las energías renovables en el país, de lo contrario tendremos consecuencias catastróficas. Como parte de esto, aprovechar el recurso solar por medio de módulos fotovoltaicos ya que la tecnología solar fotovoltaica es una de las tecnologías renovables más eficientes y maduras en la lucha contra el cambio climático, ya que proviene de un recurso inagotable y debido a que, para generar energía eléctrica no requiere la quema de combustibles fósiles, no libera emisiones de dióxido de carbono (CO₂) [5].

No obstante, a pesar de ser una excelente opción de generación energética, en 2018 el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) informó que el 99% de las viviendas habitadas del país cuentan con electricidad, de las cuales solamente el 0.25% utilizan como fuente alternativa la energía solar [6].

La rentabilidad y productividad de los sistemas fotovoltaicos depende de la posición del Sol, la cual se encuentra en constante cambio y es conocida como la trayectoria aparente del Sol. Los sistemas de seguimiento solar fotovoltaico ofrecen solución a esta problemática ya que en contraste con los sistemas fotovoltaicos fijos presentan de 10 a 25% más eficiencia en generación de energía [7].

Ahora, sabiendo la manera de poder llegar a tener un menor impacto ambiental como sociedad, es importante tomar en cuenta que aun cuando los sistemas de seguimiento solar son más eficientes que los sistemas fijos, los seguidores pueden llegar a presentar un alto consumo de energía (en especial en ciertas etapas del año) haciendo que la relación entre rentabilidad y productividad no sea la mejor.

1.3 Antecedentes.

A continuación, se presentan los sucesos que fueron claves para el desarrollo de los seguidores solares hasta el punto de llegar a ser como los conocemos el día de hoy.

En primer lugar, se tiene que, Edmond Becquerel en 1839 fue quien descubrió el efecto fotovoltaico. Esto lo consiguió al generar electricidad a través de un electrodo de platino con diferentes tipos de luz (entre ellas la luz solar). Una vez iluminado, se produjo voltaje y corriente [8]. Años después, Charles Fritts en el año 1883 creó la primera celda fotovoltaica sólida hecha de Selenio recubierta por una capa ligera de oro, sin embargo, su eficiencia era menor al 1% [9].

No existió una aplicación práctica del fenómeno fotovoltaico sino hasta 1953 cuando tres científicos de “*Bell Laboratories*” llamados Daryl Chapin, Calvin Fuller y Gerald Pearson revolucionaron la celda solar fotovoltaica tratando de optimizar el sistema telefónico de campana. Siendo cada uno de ellos entusiastas de los semiconductores y la energía solar; lo combinaron con el vasto conocimiento en química de Pearson. Fuller le proporcionó una pieza de Silicio con una pequeña concentración de Galio (el cual hizo que estuviera cargado positivamente). Posteriormente sumergieron una parte de la pieza de Silicio en un baño caliente de Litio creando un área con electrones pobremente enlazados los cuales estaban cargados negativamente. Al realizar pruebas experimentales iluminando la pieza de Silicio con Litio-Galio y conectada a un amperímetro notaron un flujo eléctrico significativo, habían creado una celda solar fotovoltaica de 6% de eficiencia [10], [11].

A partir de estos hallazgos, el uso de los paneles fotovoltaicos se fue popularizando alrededor del mundo. En 1964 la NASA hizo el lanzamiento de su primer satélite con un arreglo fotovoltaico de 470 Watts para suministrar energía llamado “Nimbus” [12].

En cuanto a los seguidores solares, el primer seguidor solar del que se tiene conocimiento es el diseñado por el Profesor Curt Finster Hochne, en el año 1962, quien impartía clase en la Universidad Técnica Federico Santa María. Finster realizó un sistema completamente mecánico para un heliostato, aunque tenía varios problemas de desempeño fue un gran avance ya que trataba de responder a la problemática de la baja eficiencia de los módulos

fijos, por lo cual fue publicado en la revista Scientia [13]. En 1963, Arnoldo Saavedra, trabajando para la Facultad de Electrotécnica de la misma universidad, usó a Finster como inspiración y diseñó un seguidor solar a base de un servomecanismo para un instrumento que registraba la radiación solar directa; esto para montar un pirheliómetro de tipo termoelectrico. Fue el primer seguidor solar con un sistema controlado automáticamente [14].

El siguiente avance en la línea de seguidores solares fue obra de Raymond H. McFee quien en 1975 propuso un algoritmo capaz de calcular la energía solar recibida y la distribución de la densidad de flujo en un sistema de energía solar central, esto gracias al uso de varios espejos y subdividir cada uno en 484 elementos para después sumar las contribuciones de todos los elementos, llegando a tener gran precisión obteniendo un error de entre 0.5° a 1° [15].

Años después, en 1980, comenzó la industrialización de los seguidores solares seguido del trabajo de Mark E. Dorian y David H. Nelson quienes diseñaron un arreglo de seguidor solar automático capaz de dirigir un colector hacia el Sol a lo largo del día gracias a un mecanismo eléctrico de control que detectaba cuando el colector no estaba alineado respecto a la posición del Sol además de contar con sensores de límite para evitar que el sistema resultara dañado en caso de algún error de cálculo y un modo de protección el cual hacía que el colector se alejara del Sol cuando este excedía la temperatura límite soportada por el sistema. A pesar de las excelentes funciones y aplicaciones, este sistema tenía una eficiencia limitada y se necesitaba afinar [16]. El siguiente año Semma e Imamura hicieron algo revolucionario: implementar un microprocesador en un seguidor solar. Haciendo uso de este, les fue posible adaptar la posición de colectores solares de un concentrador termal fotovoltaico, este paso marcó un antes y un después dentro del mundo de los seguidores solares [17].

En 1983 Jaime Maldonado perteneciente al Departamento de Electrotécnica de la Universidad Técnica Federico Santa María, siguiendo los pasos de Finster y Saavedra, diseñó y construyó un sistema de control automático para el posicionamiento de un pirheliómetro con un programa que mediante las lecturas de un servo control calculaba la posición en la que debía orientarse tanto en días soleados como en días nublados [18]. Posteriormente, se realizó un gran avance en la tecnología del seguimiento ya que V. Badescu quien en 1985 su

trabajo “*The influence of certain astronomical and constructive parameters on the concentration of solar radiation with plane heliostats fields*” demostró la influencia de los parámetros astronómicos y constructivos para la concentración de la radiación solar en las superficies de los sistemas fotovoltaicos [19].

Rustemli et al. sugirió en 2010 una nueva generación de seguidores solares usando microprocesadores y controles electro-ópticos [20]. En el año 2015 Lazaroiu reafirmó lo antes propuesto por los diversos autores, propuso y destacó que las tecnologías fotovoltaicas y de concentración solar deberían ser optimizadas independientemente de los parámetros ambientales en las que se encuentren los sistemas [21]. Después de esto muchos estudios sobre optimización y relación costo-efectividad fueron publicados, entre ellos Seme et al. observaron que los seguidores solares podrían ser de gran viabilidad si se optimizaran los materiales con los cuales estaban construidos y se hiciera una mejora en su estrategia de seguimiento [22]. Así como Lee et al. sugirió que la potencia generada por un sistema fotovoltaico es proporcional a la energía solar a la que sean expuestos, al igual que el seguimiento es un factor importante para una mayor concentración [23].

1.4 Objetivos: General y específicos.

General

Desarrollar e implementar el modelo matemático de un seguidor solar con electrónica de bajo costo para el diseño de un sistema fotovoltaico de dos ejes y así presentar una solución para mejorar su relación entre rentabilidad y productividad obteniendo un bajo porcentaje de error.

Específicos:

- Realizar pruebas experimentales a partir del modelo matemático del sistema y recopilar los datos de operación obtenidos del seguidor solar de dos ejes.
- Proponer un modelo matemático que cumpla con los parámetros establecidos minimizando pérdidas de energía para así optimizar la captación del recurso solar.
- Desarrollar el seguidor solar en la plataforma de MATLAB.

- Evaluar teórica y experimentalmente el modelo matemático.
- Comparar los datos teóricos con los datos experimentales recopilados de la evaluación del modelo matemático para su validación.
- Realizar un estudio tecno-económico que permita analizar la viabilidad del sistema de seguimiento solar con el paso del tiempo y el retorno de su inversión inicial.

1.5 Organización de la tesis.

En el capítulo 1 se describe la problemática ambiental poco favorable a la que hemos contribuido a través de los años como seres humanos y la necesidad de centrar nuestra atención a la potencialización de nuevas alternativas energéticas. Se abordan cronológicamente los sucesos más importantes que han aportado al desarrollo de la tecnología de aprovechamiento solar fotovoltaico, así como la justificación y organización de los objetivos que tiene este estudio teórico y experimental.

El capítulo 2 detalla los fundamentos teóricos necesarios para llevar a cabo este estudio teórico-experimental. Se comienza con una introducción al recurso solar; desde los tipos de radiación existentes hasta su disponibilidad en nuestro país y región. Después se aborda la geometría solar abarcando cambios de estación según la posición del Sol, parámetros ópticos y los diferentes ángulos que intervienen en su estudio para luego pasar a los sistemas fotovoltaicos y los diferentes tipos de sistema de seguimiento solar. Por último, conceptos de microcontroladores y periféricos a implementar tales como actuadores y sensores.

En el capítulo 3 se presenta información sobre el diseño y desarrollo de un proyecto antecedente de seguidor solar de dos ejes implementando electrónica de bajo costo y a base de ecuaciones de geometría solar para aumentar la precisión de la captación solar. Se detalla el proceso de construcción abarcando desde el diseño de la placa de circuito impreso hasta la implementación de periféricos y aplicación del sistema. También se hace referencia a la metodología del estudio, en donde se hablará sobre la propuesta tecnológica de este estudio haciendo una descripción física en donde se enlistarán los componentes electrónicos y mecánicos necesarios que forman parte del sistema, así como la descripción operativa, en donde se explicarán todos los procesos necesarios para llegar a convertir la energía solar en

energía eléctrica. Para finalizar el capítulo se explica el modelo matemático propuesto para describir todos los fenómenos que engloban al sistema de seguimiento solar.

El capítulo 4 es en donde se lleva a cabo el estudio teórico y experimental. Se describirá el sitio en el que se implementará el sistema, se hablará sobre cómo se realizará la simulación del modelo matemático y se presentan dos modos a evaluar: un sistema fijo, con seguimiento en un eje y con seguimiento en dos ejes. Una vez obtenidos los resultados de la simulación se pasará a la etapa de experimentación en donde se contrastan los datos obtenidos en la etapa previa y posteriormente la validación del modelo matemático.

En el capítulo 5 se presenta un análisis tecno-económico con la finalidad de evaluar la viabilidad y eficiencia de implementar esta tecnología en proyectos de generación de energía solar, así como evaluar los parámetros que influyen en la rentabilidad y costo del proyecto.

Por último, en el capítulo 6, se presentan las conclusiones generales de este trabajo. En donde haciendo uso del simulador matemático, se analizan los resultados arrojados de distintas etapas del año del sistema fijo, sistema con seguimiento en uno y dos ejes tales como el reloj solar, el comportamiento del seguidor y generación eléctrica del sistema. Así como se hace mención de las ideas que fueron brotando en el desarrollo de este trabajo para tomar como guía en la implementación de trabajos futuros.

Capítulo II
**FUNDAMENTOS
TEÓRICOS**



*“Si voy por el camino del aprendizaje,
estoy en el camino correcto.”*

- John Wooden.

2.1 Recurso solar.

El Sol, siendo una estrella, debido a las condiciones extremas de temperatura y presión que experimenta presenta reacciones termonucleares transformando millones de toneladas de hidrógeno en millones de toneladas de helio, liberando así, gran cantidad de energía hacia el espacio. Sin embargo, solamente una parte de esa energía llega a la superficie terrestre debido a que parte de esta es reflejada y absorbida por la atmósfera y reflejada al espacio. La radiación que finalmente alcanza la superficie se divide en radiación directa, radiación difusa y albedo (**Figura 1**) [24].

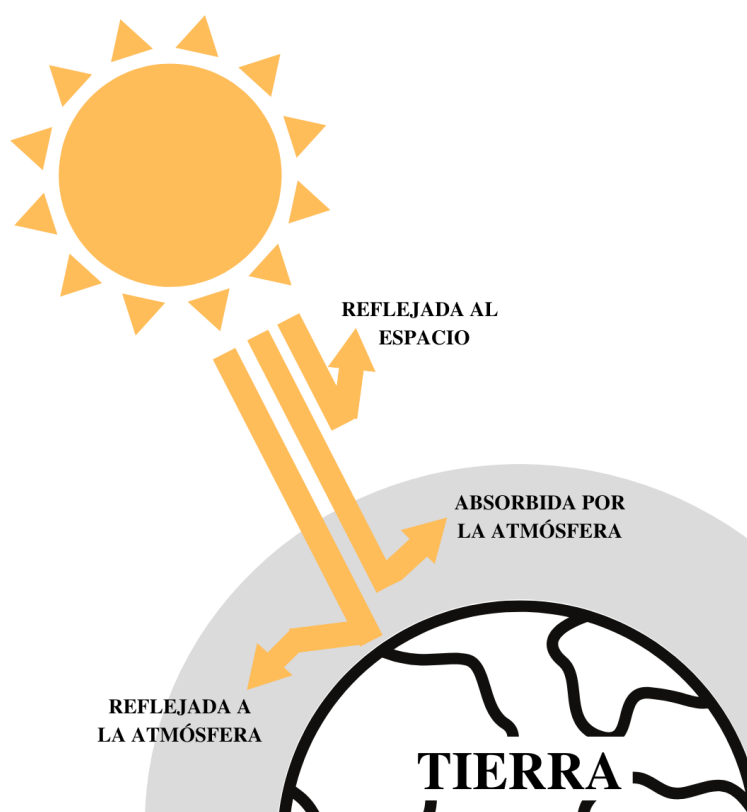


Figura 1. Interacción de la energía irradiada por el Sol con nuestro planeta.

2.1.3 Radiación global, directa, difusa y albedo.

Directa: Energía que se recibe directamente desde el Sol en la superficie sin ser dispersada ni absorbida por la atmósfera. Es la radiación incidente y depende de la posición del Sol.

Difusa: Proviene de la atmósfera y se da a causa de la dispersión de la dirección de la radiación solar debido a las moléculas en ella, se dirige en todas direcciones.

Albedo: También conocida como reflejada, procede de la superficie terrestre y otros objetos, debido a la reflexión de la radiación incidente sobre el entorno.

Global: Es la suma de las radiaciones directa, difusa y albedo (véase **Figura 2**).

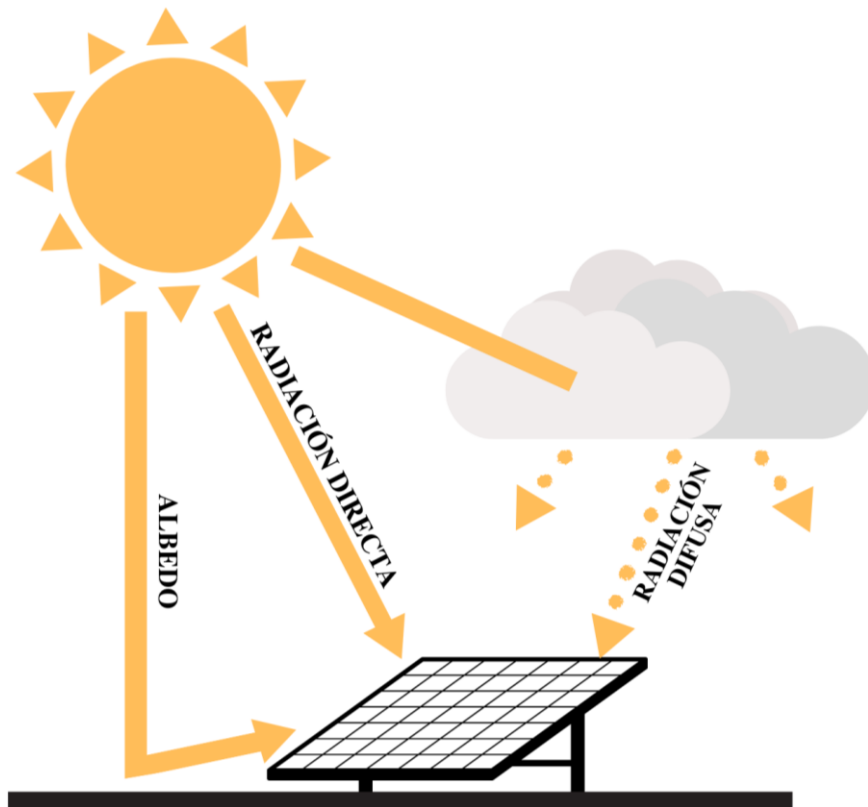


Figura 2. Comportamiento de las radiaciones que llegan a la superficie terrestre.

2.1.1 Recurso solar en México.

México se considera como un área bastante prometedora en cuanto a la aplicación de la energía solar fotovoltaica ya que es un país con un alto nivel de irradiación solar, en especial la región Noroeste, principalmente Baja California, Sonora, Sinaloa, Durango y parte de Coahuila y Chihuahua. Según el DOF (Diario Oficial de la Federación), se pueden alcanzar hasta los 6.3 kWh/m^2 por día en esta región [25]. En la **Figura 3** se muestra el potencial eléctrico fotovoltaico de México.

**POTENCIAL ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO
MÉXICO**

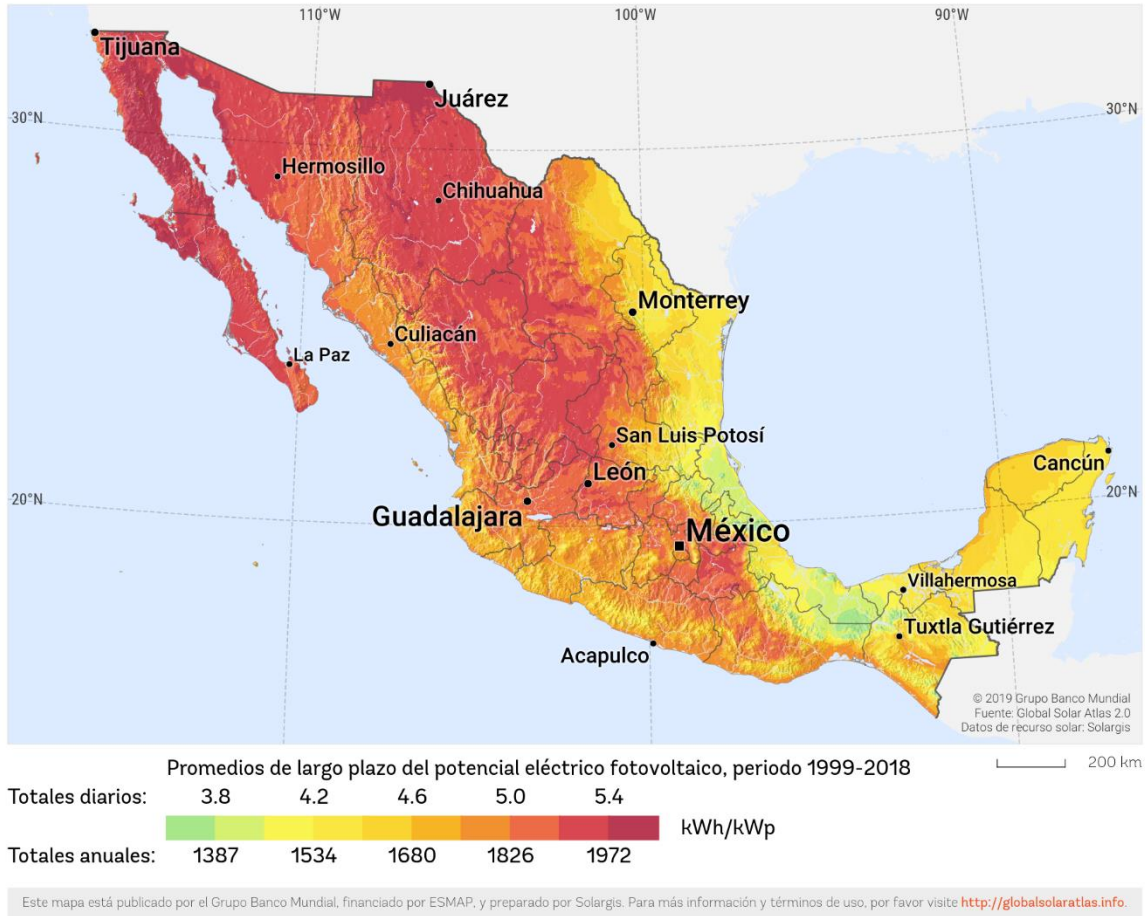


Figura 3. Potencial eléctrico fotovoltaico en México.

2.1.2 Recurso solar en Mexicali Baja California.

La ciudad de Mexicali nombrada como “la ciudad que capturó el Sol” está ubicada al noroeste del país, en el estado de Baja California y cuenta con un excelente nivel de radiación solar. En los meses de mayo y junio la irradiancia promedio mensual supera los 225 kWh/m² [26], lo cual la hace un lugar con un gran potencial para la aplicación de la generación de energía solar fotovoltaica.

2.1.3 Movimientos característicos de la Tierra y su influencia en la variación estacional.

Gracias a los movimientos de traslación y rotación de la Tierra es posible la predicción del tiempo diario y clima alrededor del globo.

Cuando se completa el movimiento de traslación, la trayectoria formada en su misma órbita recibe el nombre de *plano de la eclíptica* y con respecto a su eje de rotación forma un ángulo de $23^{\circ} 27'$. Ya que los rayos solares inciden sobre la Tierra en un punto distinto cada día del año, la radiación solar que recibe varía según las condiciones atmosféricas y coordenadas solares. Así que dicho esto, podemos decir que las variaciones estacionales son producto de la inclinación de la Tierra.

2.1.3.1 Solsticios.

Se le llama solsticio a aquellos días en que el Sol alcanza la declinación máxima. Estos días son el 21 de junio para el solsticio de verano (que es cuando la declinación solar es positiva) y el 21 de diciembre para el solsticio de invierno (donde la declinación solar es negativa). Es por eso que en verano el Sol parece estar más alto en comparación a invierno

2.1.3.2 Equinoccios.

Ocurre un equinoccio entre cada solsticio y es cuando la declinación solar equivale a cero, o sea, cuando la Tierra pasa de un hemisferio celeste al otro y las noches tanto como los días tienen la misma duración en cualquiera punto de nuestro planeta. El día en el que se presenta el equinoccio de primavera es el 21 de marzo y el equinoccio de otoño es el 21 de septiembre [27].

En la **Figura 4** se representa gráficamente la trayectoria de la Tierra alrededor del año y su paso por los hemisferios celestes.

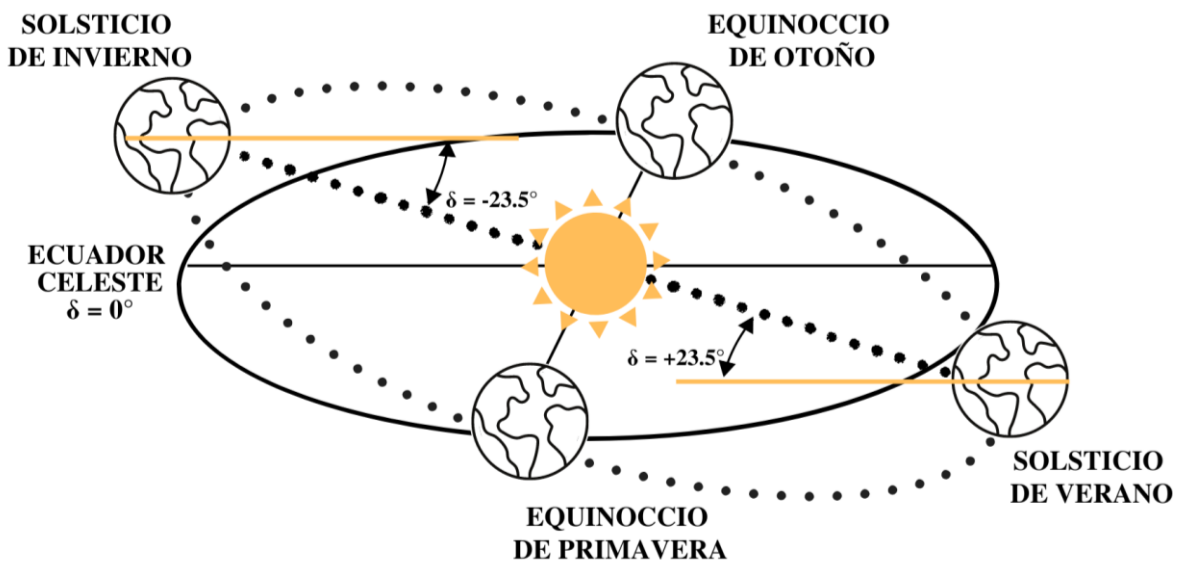


Figura 4. Equinoccios y solsticios de la Tierra alrededor del plano de la eclíptica.

2.2 Geometría solar.

Al ser el recurso solar una fuente de energía inagotable puede ser transformada en energía eléctrica para su aprovechamiento. Si tomamos como referencia los recorridos que realiza el Sol y su localización a lo largo del tiempo; es posible representar la manera en la que entran los rayos a nuestro planeta de forma geométrica con geometría solar para así predecir su interacción con la superficie terrestre [28]. Para su estudio intervienen diferentes variables y conceptos.

2.2.1 Tiempo solar.

El tiempo solar (T_S) se basa en el movimiento del Sol a lo largo de la bóveda celeste, en donde el medio día solar es el momento en donde cruza por el meridiano del observador, alcanzando su máxima altura. Es importante tener en cuenta que el tiempo solar no coincide con el tiempo local o civil (T_C).

Si se quiere convertir el tiempo civil en tiempo solar se deben hacer dos correcciones; siendo la constante de corrección de tiempo (F_{CT}) dada por la diferencia en la hora solar según la zona horaria en la que se encuentre debido a la variación de longitud y la corrección de la

ecuación del tiempo (E) que toma en cuenta la excentricidad de la órbita terrestre y la inclinación axial de la Tierra que afectan al tiempo en que el Sol cruza el meridiano del observador.

El tiempo solar se define por la ecuación (1) .

$$T_S = T_C + \frac{F_{CT}}{60} \quad (1)$$

Para conseguir el factor de corrección de tiempo se debe aplicar la ecuación (2)

$$F_{CT} = 4(Longitud - LSTM) + E \quad (2)$$

En donde el factor de 4 minutos proviene del hecho de que la Tierra rota 1° sobre su mismo eje cada 4 minutos. La ecuación del tiempo E que representa la diferencia entre el tiempo solar medio y el tiempo solar aparente está dada en minutos.

$$E = 229.2(0.000075 + 0.001868(\cos B) - 0.032077(\sin \sin B) - 0.014615(\cos 2B) - 0.04089(\sin \sin 2B)) \quad (3)$$

En donde B se define por la Ecuación (4) y n es el día del año

$$B = (n - 1) + \left(\frac{360}{365}\right) \quad (4)$$

$LSTM$ es la hora estándar local del meridiano el cual es un meridiano de referencia usado para la zona horaria de interés que puede ser calculado con la ecuación (5).

$$LSTM = 15^\circ \Delta T_{UTC} \quad (5)$$

Donde T_{UTC} es la diferencia entre la hora local y la hora coordinada universal (UTC) en horas y los 15° hacen referencia al número de grados que la Tierra rota sobre su mismo eje cada hora.

2.2.2 Ángulo de declinación solar.

El ángulo de declinación solar (δ) (Figura 5) hace referencia al ángulo formado entre el plano ecuatorial de la Tierra y el centro del Sol. En el hemisferio Norte es positivo y en el Sur negativo.

Este puede ser calculado con la ecuación (6).

$$\delta = 23.45 * \sin \left(360 \left(\frac{284 + n}{365} \right) \right) \quad (6)$$

En donde n representa el número del día del año en el que se hace el análisis.

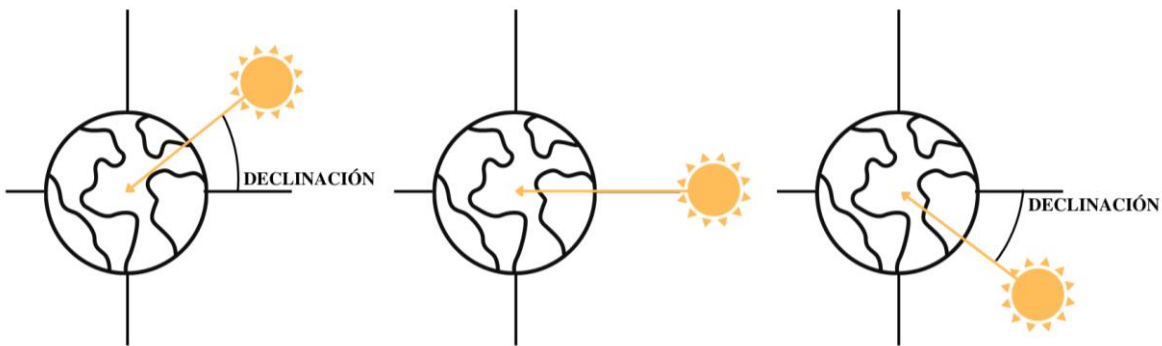


Figura 5. Representación gráfica del ángulo de declinación solar.

2.2.3 Ángulo horario solar.

El ángulo horario solar (ω) (Figura 6) es el desplazamiento angular del Sol desde el Este hasta el Oeste a partir del meridiano local, debido a la rotación sobre su eje, donde son 15° por hora, es negativo en la mañana y positivo por la tarde.

Definido por la ecuación (7).

$$\omega = 15(T_s - 12) \quad (7)$$

Donde el número 12 representa la máxima altura solar alcanzada en un día (12:00 PM).

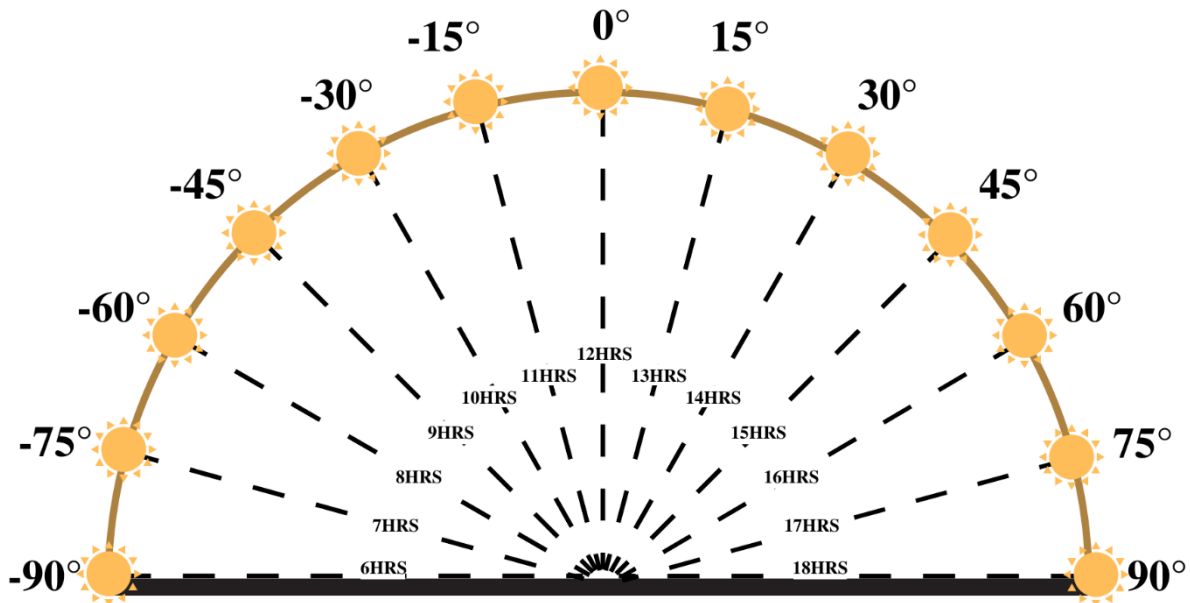


Figura 6. Representación gráfica del ángulo horario solar.

2.2.4 Ángulo de altitud solar.

El ángulo de altitud solar (α_s) (Figura 7) es el ángulo formado entre la horizontal y la línea que forman los rayos del Sol.

$$\alpha_s = \sin^{-1}((\sin\delta)(\sin\phi)) + (\cos\delta)(\cos\phi)(\cos\omega) \quad (8)$$

En la cual ϕ representa a la latitud del lugar donde se hace el análisis.

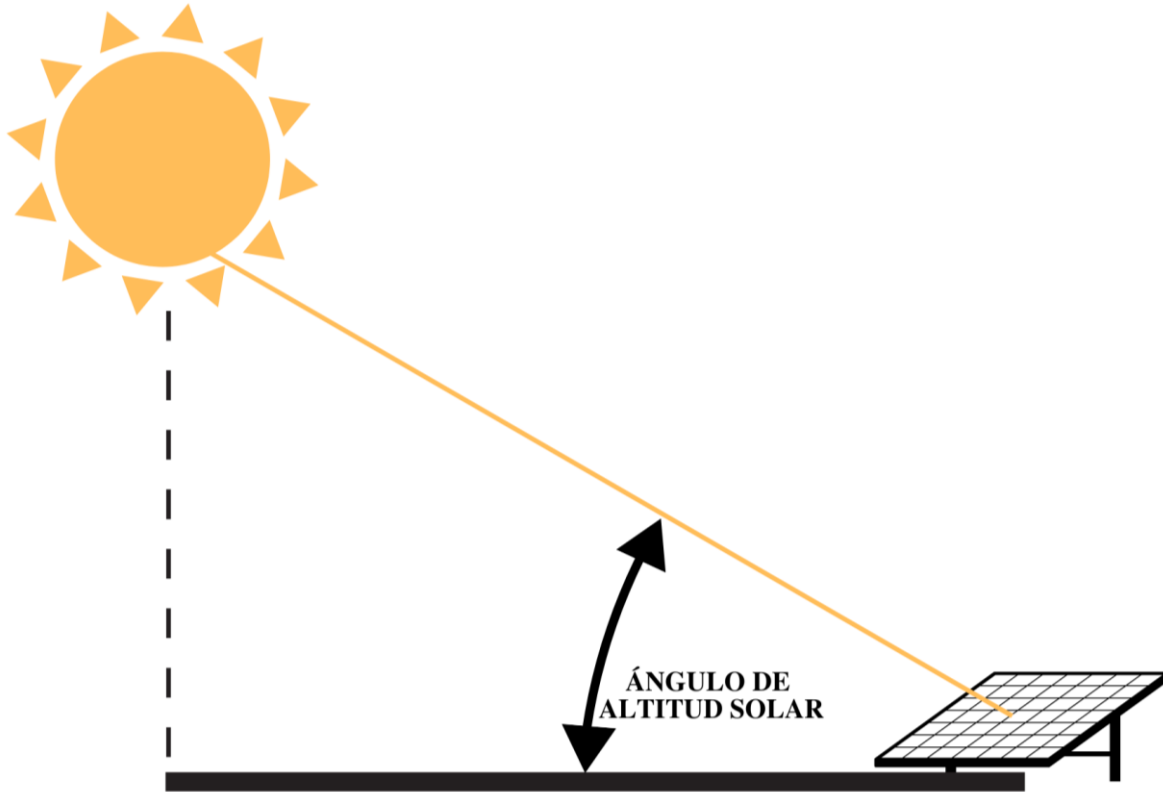


Figura 7. Representación gráfica del ángulo de altitud solar.

2.2.5 Ángulo acimutal solar.

El ángulo acimutal del Sol (γ_s) (**Figura 8**) es aquel que se forma entre la línea que proyecta el rayo del Sol con una superficie horizontal con respecto a la línea que se forma en el Sur geográfico. Se le considera negativo cuando el desplazamiento del Sol es de Sur a Este, y positivo cuando es de Sur a Oeste.

$$\gamma_s = \sin^{-1} \left(\frac{(\cos \delta)(\sin \omega)}{\cos \alpha_s} \right) \quad (9)$$

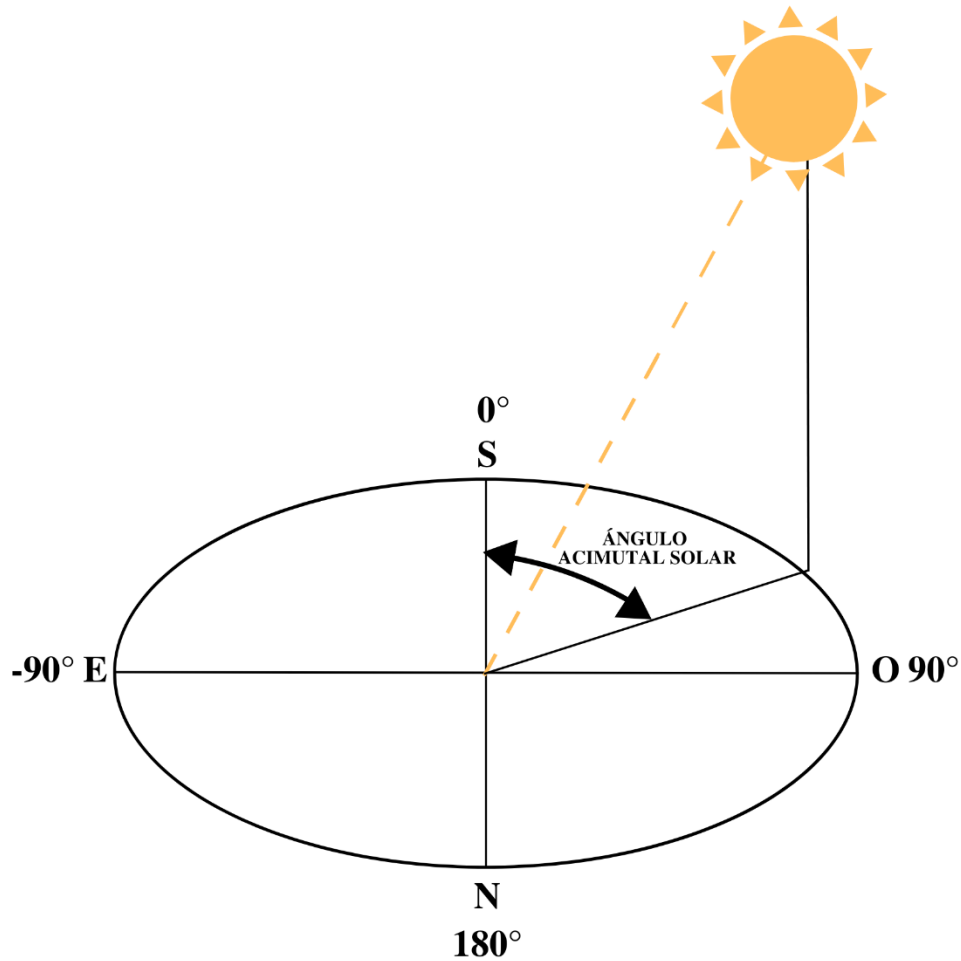


Figura 8. Representación gráfica del ángulo acimutal solar.

2.2.6 Ángulo cenital solar.

El ángulo cenital solar (θ_z) (**Figura 9**) se define como el ángulo formado entre la vertical con respecto al horizonte y la línea que forman los rayos del Sol.

$$\theta_z = 90 - \alpha_s \quad (10)$$

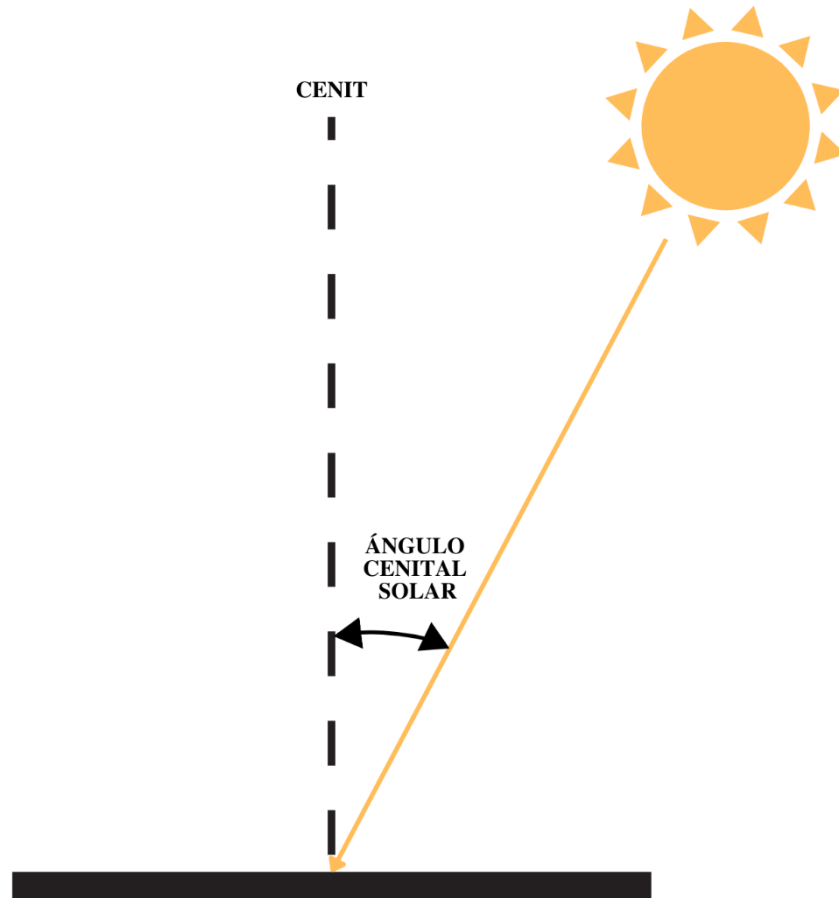


Figura 9. Representación gráfica del ángulo cenital solar.

2.2.7 Ángulo de incidencia solar.

El ángulo de incidencia solar(θ) (Figura 10) es aquel que se forma entre la línea que forma la radiación directa al incidir sobre una superficie con respecto a la línea normal de dicha superficie [28].

$$\begin{aligned}
 \cos (\theta) = & (\sin (\delta) \sin (\phi) \cos (\beta) - \sin (\delta) \cos (\phi) \sin (\beta) \cos (\gamma_s)) \\
 & + \cos (\delta) \cos (L) \cos (\beta) \cos (\omega) \\
 & + \cos (\delta) \sin (\phi) \sin (\beta) \cos (\gamma_s) \cos (\omega) \\
 & + \cos (\delta) \sin (\beta) \sin (\gamma_s) \sin (\omega)
 \end{aligned}
 \quad (11)$$

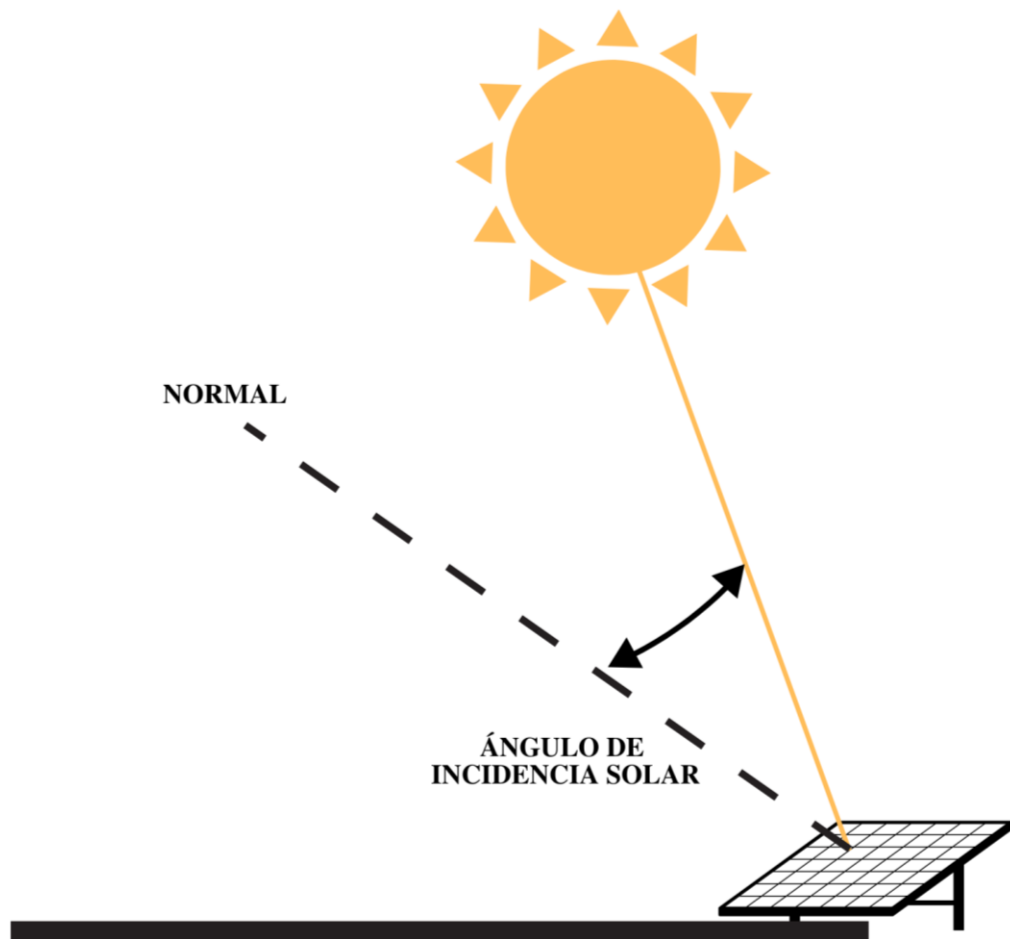


Figura 10. Representación gráfica del ángulo de incidencia solar.

2.3 Fenómeno fotoeléctrico.

Los materiales semiconductores, los cuales son los empleados para la fabricación de las células fotovoltaicas, tienen sus electrones de valencia más ligados al núcleo y sólo aplicando pequeñas cantidades de energía pueden comportarse como conductores. Es por esto que, cuando la radiación solar incide sobre estos materiales ocurre el fenómeno fotoeléctrico (véase **Figura 11**), el cual provoca que se rompan los enlaces entre el núcleo y los electrones de valencia, dejando un hueco con carga positiva en el lugar que ocupaba el electrón.

Para poder aprovechar el desplazamiento de los electrones se crea un campo magnético una unión p-n dentro del material poniendo en contacto una superficie de semiconductor tipo n y tipo p. Sus electrones ocupan los huecos del otro creando un campo magnético continuando

así hasta que ya no pueda haber más intercambios de electrones y huecos obteniendo un campo magnético permanente [29].

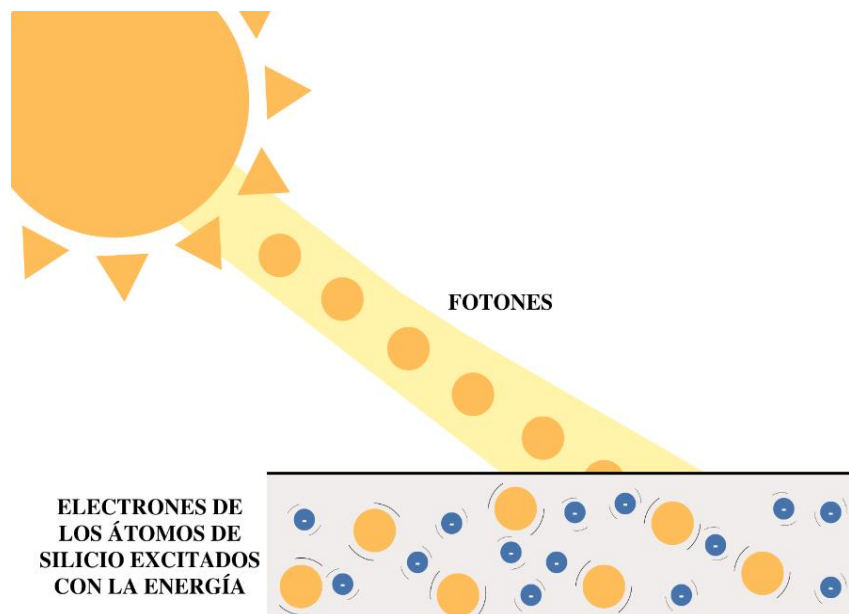


Figura 11. Ejemplificación del fenómeno fotoeléctrico en un panel solar.

2.4. Tipo de celdas.

Existen diferentes tipos de celdas en las que se lleva a cabo el fenómeno fotoeléctrico (véase **Figura 12**); están las de Silicio (monocristalino, policristalino y amorfo) y las que están compuestas de otros tipos de materiales (celdas de película delgada y célula de Arseniuro de Galio Ga As).

Sin embargo, las más utilizadas son las de Silicio monocristalino las cuales tienen una estructura cristalina ordenada, es fabricada con obleas de Silicio y se puede reconocer fácilmente por su monocromía azulada oscura y metálica obteniendo un rendimiento de entre 15 y 18%.

Las células de Silicio policristalinas presentan una estructura ordenada por regiones separadas haciendo que los enlaces irregulares de las fronteras cristalinas disminuyan el rendimiento de la célula dejándola en 12 a 14% y son reconocibles por los cristales en distintos tonos de azul y gris que se puede observar en su superficie. Por otro lado, las de Silicio amorfo caracterizadas por su color marrón; tienen gran desorden en su composición

cristalina, es la célula de Silicio más sencilla y económica de producir, pero con un rendimiento menor al 10%.

Con respecto a las células de película delgada, están compuestas de capas de película delgada sobre un sustrato (vidrio, plástico, metal) y tienen un rendimiento de 5% aproximadamente. Las de Arseniuro de Galio sus costos de producción son bastante elevados, por otro lado, tiene un rendimiento de hasta 27% y mantiene sus características a elevadas temperaturas [29] (véase **Figura 13**).

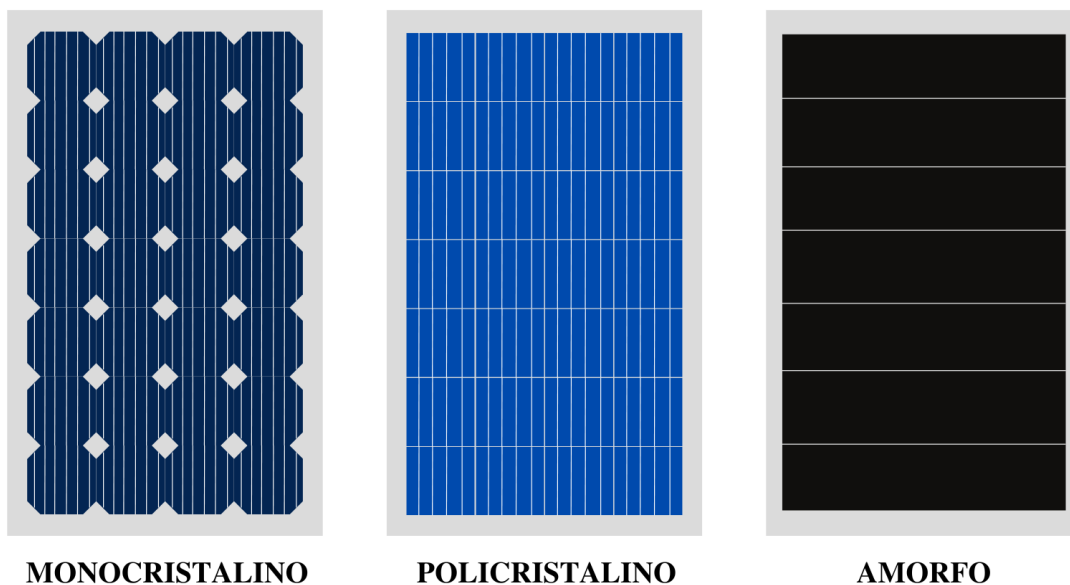


Figura 12. Representación gráfica de paneles solares a base de Silicio.

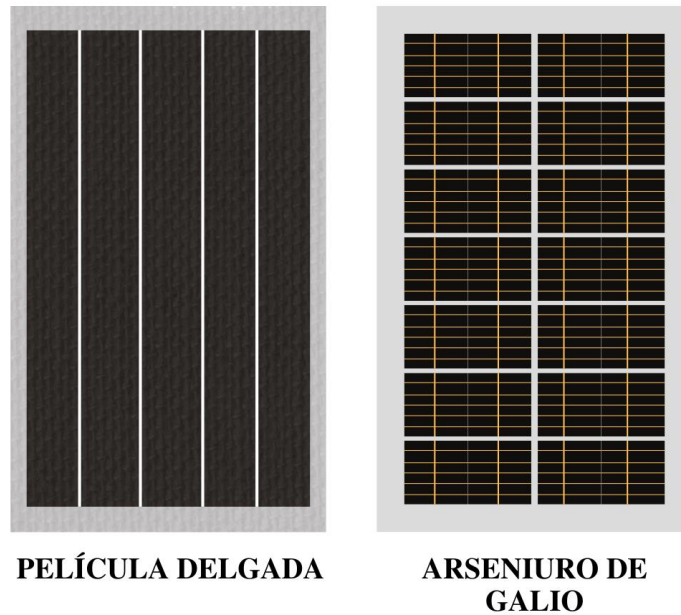


Figura 13. Representación gráfica de paneles solares a base de otros tipos de materiales.

2.5 Sistemas fotovoltaicos.

Según Perpiñán Lamigueiro: *“un sistema fotovoltaico es el conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que producen energía eléctrica a partir de la radiación solar”* [30]. Estos sistemas principalmente son compuestos por módulos fotovoltaicos los cuales a través de sus células mediante el fenómeno fotoeléctrico son capaces de transformar la energía del Sol en energía eléctrica de corriente continua. Algunos otros componentes son: equipos de almacenamiento de energía, inversores y controladores de carga. Existen diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos y cada uno tiene sus características y componentes requeridos para su correcto funcionamiento.

2.5.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Estos sistemas producen la energía para ser integrada directamente a la red convencional. Ya que son conectados directamente a la red, no es necesario contar con ningún tipo de equipos para la acumulación de la energía, pero sí un inversor que permita adecuar la potencia producida a una que pueda ser integrada a la red.

2.5.2 Sistemas fotovoltaicos autónomos

La energía que producen no se inyecta a la red, por lo cual es imprescindible hacer uso de un equipo de acumulación de energía (baterías) para almacenar y hacer uso de la potencia producida [30].

2.6 Curva I-V.

Para representar los valores de potencia que pueda poseer el panel fotovoltaico a distintas condiciones ambientales se utiliza la curva I-V, la cual es el producto entre la corriente y la tensión. La forma característica de curva se obtiene al variar una carga resistiva externa desde cero a “infinito”, es decir de corto circuito a circuito abierto, respectivamente. Para cada valor de carga corresponde un valor de voltaje y de corriente, por lo que al variar la carga se genera un barrido de voltaje-corriente como se muestra en la **Figura 14**.

Dentro de la curva I-V se manejan los conceptos de *VOC*, *ISC*, *VM*, *IM* y *P_{MAX}*. Se le conoce como *VOC* al voltaje en circuito abierto, el cual es el máximo voltaje que pudiera alcanzar el módulo fotovoltaico y se presenta cuando no hay ninguna carga conectada. Por otro lado, el *ISC* es la corriente eléctrica máxima que podría alcanzar el módulo fotovoltaico en condiciones de corto circuito, es decir, si se conectaran entre sí ambas terminales del módulo, no existiría resistencia entre ellas y se generaría el corto circuito. Cuando un módulo llega a alcanzar el *VOC* la corriente tiende a cero y cuando llega a alcanzar la *ISC*, el voltaje tiende a cero. El *VM* e *IM* hacen referencia al voltaje y corriente de máxima potencia que generará el módulo al funcionar al máximo de su rendimiento. Por último, *P_{MAX}* es la potencia máxima que bajo condiciones estándar puede alcanzar el módulo al tener corriente y voltaje máximos [31].

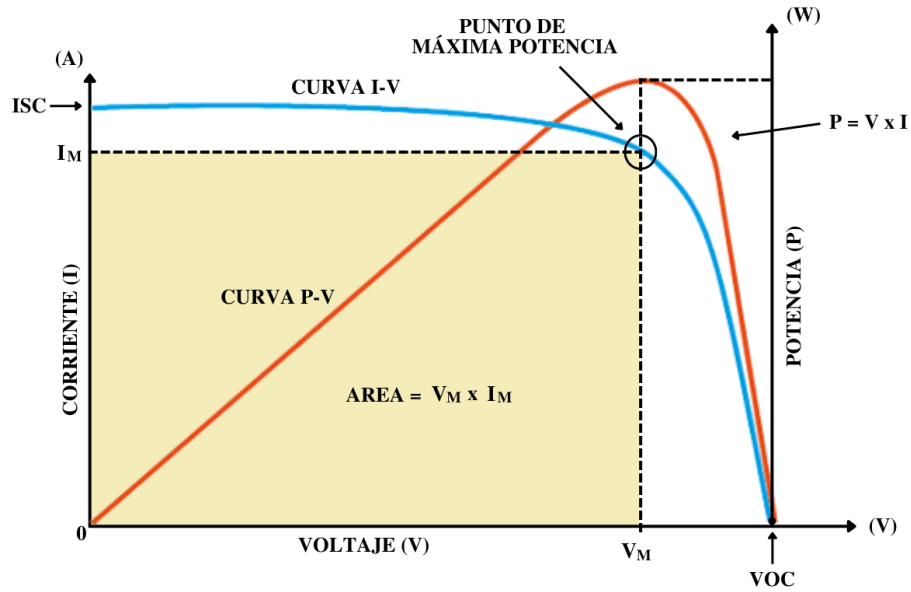


Figura 14. Composición de la curva I-V de un panel solar.

2.7 Pérdidas ópticas.

Las pérdidas ópticas en la superficie de las celdas solares se deben a que parte de la irradiancia incidente es reflejada (causando pérdidas por reflectancia) y/o transmitida en vez de ser absorbida. Las pérdidas por reflectancia hacen que la corriente de corto circuito de las celdas solares se vea afectada disminuyendo la eficiencia de conversión del panel solar [32].

2.8 Pérdidas geométricas.

Dentro de las pérdidas geométricas que afectan a los sistemas fotovoltaicos se encuentran las pérdidas o efecto coseno (**Figura 15**); que se definen como la reducción de la irradiancia solar en un punto determinado debido a la variación de la incidencia en la horizontal a medida que la Tierra gira sobre su eje [33]. Este se puede expresar matemáticamente como el coseno del ángulo de incidencia; cuando el ángulo de incidencia sea diferente a cero, esto significa que existen pérdidas coseno.

$$\text{Factor de pérdidas coseno} = \cos(\theta) \quad (12)$$

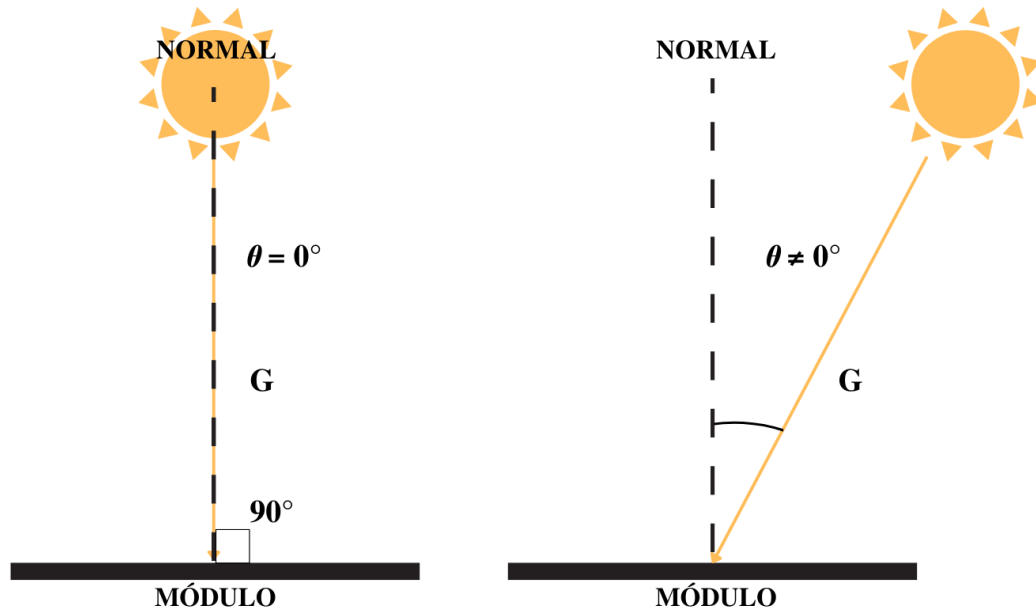


Figura 15. Relación de las pérdidas coseno con el ángulo de incidencia solar.

2.9 Sistemas de seguimiento solar.

Una alternativa para erradicar los tipos de pérdidas más comunes que se presentan en los sistemas fotovoltaicos que afectan directamente a la eficiencia y generación de energía son los sistemas de seguimiento solar y acorde a Singh R, et. Al; los seguidores solares aumentan la eficiencia de generación de los paneles fotovoltaicos en un 10-25%.

2.9.1 Tipos de sistemas de seguimiento solar.

Pasivos: los seguidores solares pasivos no hacen uso de ningún tipo de sistema de accionamiento mecánico, generalmente son accionados por expansión de fluidos. Utilizando contenedores estratégicamente posicionados que contienen líquido con un punto de ebullición bajo causará desequilibrio que hará que se empiece a mover el sistema.

Activos: los seguidores solares activos comprenden de sistemas de accionamiento mecánico y sensores para tratar de alinearse con la referencia. Implementan tres diferentes tipos de estrategias: usando la fecha y la hora, basados en microprocesadores y sensores y, por último, una combinación entre el uso de la fecha y hora y lo sensores.

Cronológicos: los seguidores solares cronológicos se basan en el tiempo; toman en cuenta la fecha y la hora del sitio en donde se aplica. Se mueven a un ritmo e incremento predeterminado a lo largo del día [7]

Además, los seguidores solares pueden clasificarse según sea la dirección de su movimiento: de un eje o de dos ejes.

2.9.2 Seguimiento solar en un eje.

En este tipo de seguimiento sólo existe un eje de rotación y se divide en cuatro tipos de arreglos: Seguimiento Horizontal de un Eje (HSAT), Seguimiento Vertical de un Eje (VSAT), Seguimiento Inclinado de un Eje (TSAT) y Seguimiento Polar Alineado de un Eje (PASAT).

El tipo HSAT se mueve de Norte-Sur, el VSAT sigue el movimiento Este-Oeste, para el TSAT se establece un ángulo de inclinación del panel mientras este se mueve de Este-Oeste y, por último, el PASAT como su nombre lo indica, está alineado con 'la estrella solar' haciendo que la inclinación del panel sea igual a la latitud del lugar en el que se está implementando el seguidor. Los tipos de seguimiento en un eje pueden verse representados en la **Figura 16**.

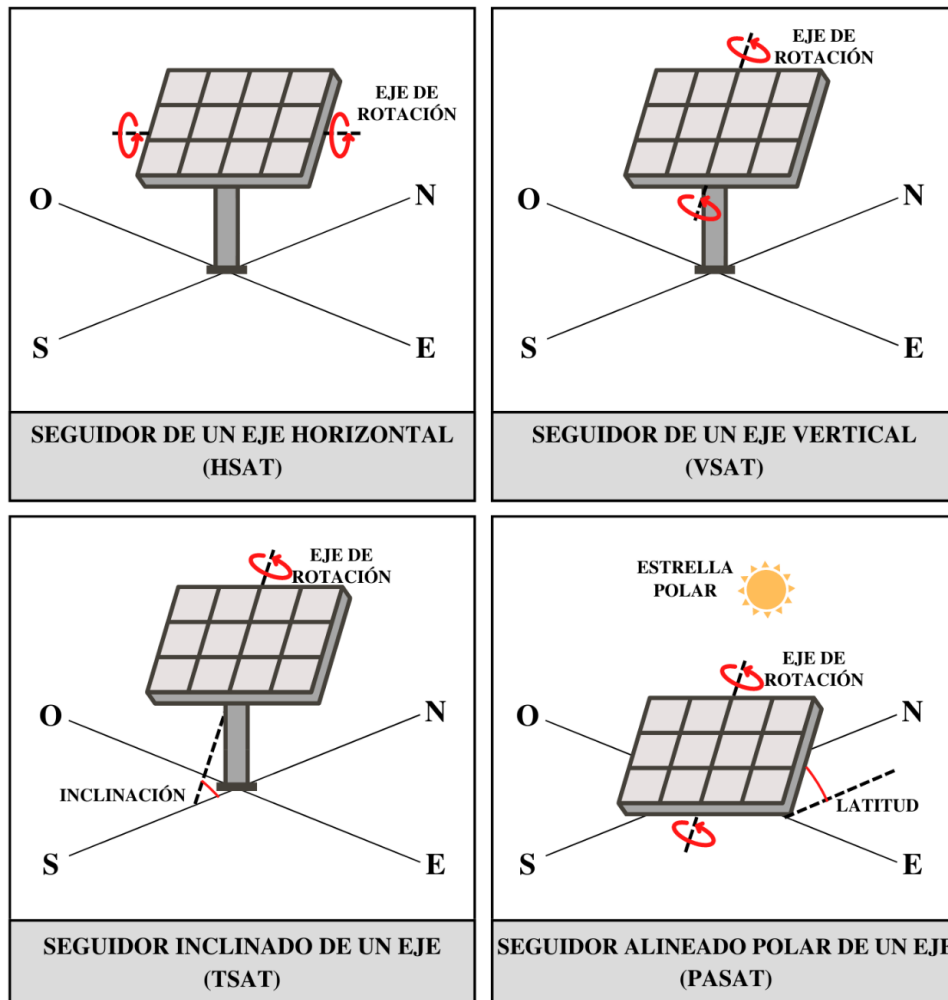


Figura 16. Tipos de seguidores solares de un eje.

2.9.3 Seguimiento solar en dos ejes.

Como su nombre lo indica, ocurre un seguimiento en dos ejes: Norte-Sur y Este-Oeste, sin embargo, dentro de esta categoría existen dos tipos de arreglos: el Seguimiento Dual de Acimut-Altitud (AADAT) y el Seguimiento Dual de Montaje Inclinado (TTDAT). Para el AADAT, se coloca al panel en un aro montado en el suelo. Por otro lado, con el TTDAT, se coloca el panel inclinado en la punta de un poste [34] (véase Figura 17).

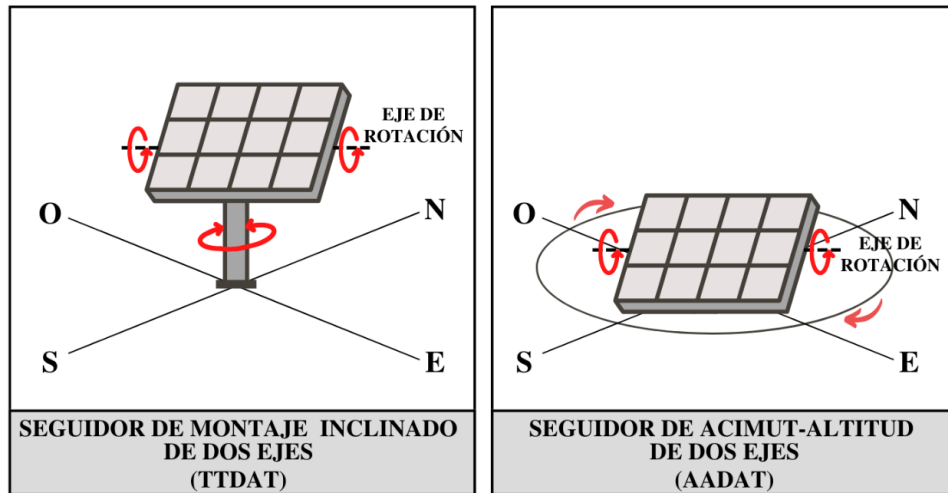


Figura 17. Tipos de seguidores solares de dos ejes.

2.10 Parámetros ópticos.

La reflexión y la transmisión son parámetros que se presentan cuando un haz de luz interactúa con la materia que se encuentra a su paso, así como la absorción de radiación electromagnética (Figura 18). La condición para que un átomo o molécula que conforma el medio de propagación absorba un cuanto de energía electromagnética está dada por:

$$\Delta E = h\nu \quad (13)$$

En donde ΔE es la diferencia de energía entre el estado base y el estado excitado del átomo, $h = 6.626 \times 10^{-34} \text{ Js}$ es la constante de Planck y $\nu \text{ (Hz)}$, la frecuencia de onda electromagnética correspondiente al cuanto de luz [35].

2.10.1 Reflectancia.

Fracción de luz que se refleja al incidir sobre una superficie o sustancia.

2.10.2 Transmitancia.

Fracción de luz incidente que atraviesa un material o sustancia.

2.10.3 Absorbancia.

Indica la cantidad de luz que absorbe un material o sustancia.

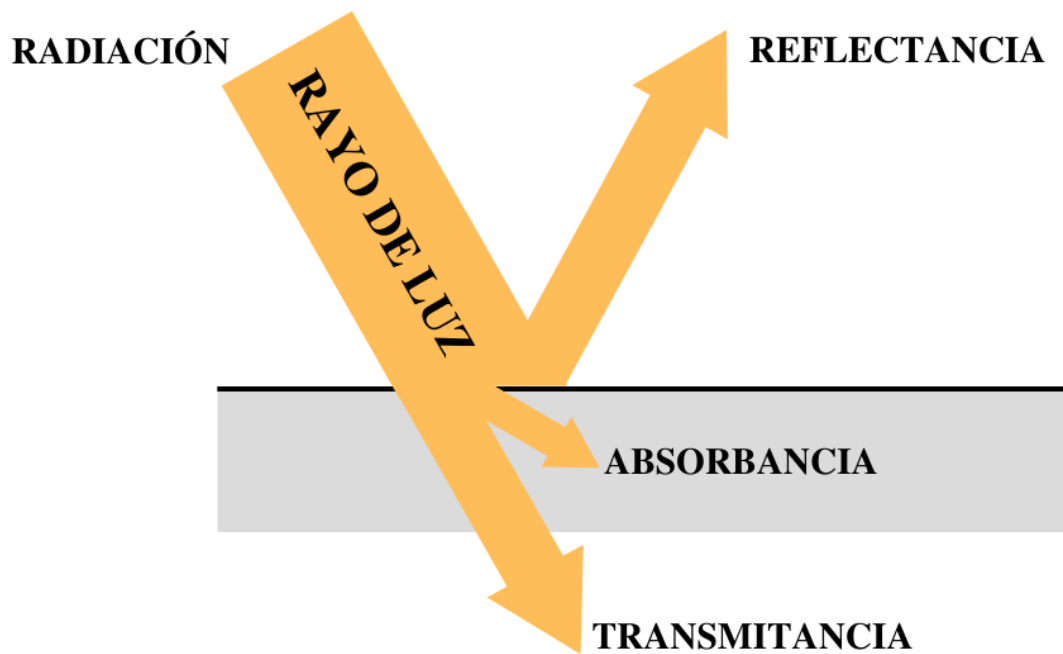


Figura 18. Representación de la descomposición de la luz al incidir en una superficie.

2.10.4 Masa de aire

Se le conoce como masa de aire a la longitud del camino que toma la luz a través de la atmosfera normalizado a la ruta más corta posible (**Figura 19**). Sirve para cuantificar la reducción de la potencia de la luz a medida que pasa a través de la atmósfera y es absorbido por el aire y el polvo [36]. Esta se define como:

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)} \quad (14)$$

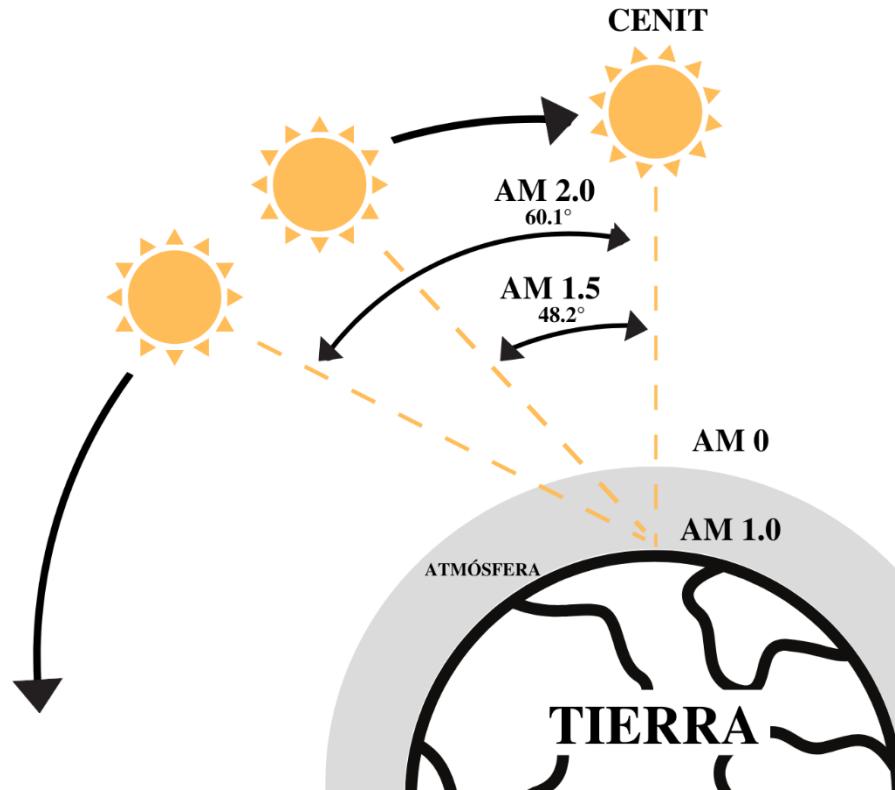


Figura 19. Índice de masa de aire en relación a la incidencia con el cenit.

2.10.5 Ley de Snell.

Se le conoce como refracción al cambio en el ángulo de propagación que experimenta un rayo de luz al pasar de un medio a otro con índice de refracción distinto. Sin embargo, en aplicaciones solares raramente se aplica de esta forma, sino que de la transición entre un solo material dieléctrico y el aire. El índice de refracción característico es una magnitud que determina n , siendo esta el cociente entre la velocidad de la luz en el vacío y en el medio. La ley de refracción de Snell es:

$$\text{sen } r = \left(\frac{1}{n}\right) \text{sen } i \quad (15)$$

En donde el ángulo formado entre la normal a la superficie reflectante y el rayo que incide con esta se representa con i y el ángulo entre la normal y el rayo refractado dentro del medio con r [37]. En la Figura 20 se ejemplifica la Ley de Snell.

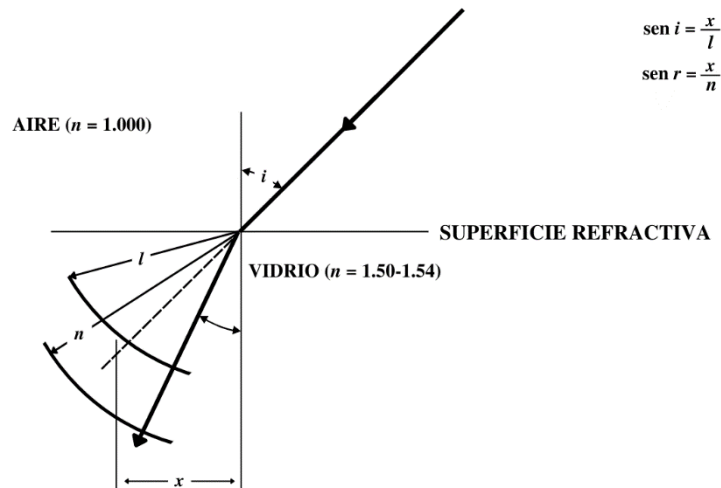


Figura 20. Ilustración de la ley de refracción de Snell en vidrio.

2.11 Microcontroladores.

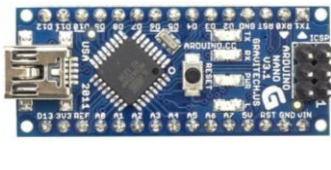

Un microcontrolador es un circuito integrado capaz de ser programado. Contiene un procesador para llevar a cabo y procesar programas memoria para almacenar y pines de entrada/salida para conectar interruptores, sensores y dispositivos de salida [38].

2.11.1 Arduino.

Arduino es una plataforma hecha para una placa electrónica que combina un microcontrolador con una serie de pines de entrada y salida con las cuales se puede establecer conexión entre el microcontrolador y diferentes tipos de periféricos [39]. Es muy práctica ya que cuenta con una PCB interna, el usuario no debe preocuparse por todas las conexiones que se necesitan para que el microcontrolador pueda funcionar. Esta plataforma tiene un sinnúmero de aplicaciones como proyectos de automatización a pequeña y mediana escala, domótica, desarrollo de elementos de prototipado en la industria, Internet de las cosas, desarrollo de máquinas CNC y de impresora 3D, entre otros [40].

Dos de los diferentes tipos de placas de Arduino que compete para la realización de este trabajo y sus características se enlistan en la tabla #:

PLACA	MICROCONTROLADOR	PINES DE E/S	MEMORIA FLASH	

Arduino NANO	ATMEGA328 (en versiones anteriores ATMEGA168).	22 digitales digitales y 8 analógicos.	32KB.	
Arduino MEGA 2560	ATMEGA2560.	54 digitales y 16 analógicos.	256KB.	

2.12 Protocolos de comunicaciones entre plataformas electrónicas orientado a Arduino.

2.12.1 Protocolo I2C.

I2C es un protocolo de comunicación síncrono que utiliza dos cables: SCL (que corresponde a la señal de reloj) y SDA (que es para la señal de datos) para permitir el envío y recepción de datos entre distintos dispositivos (véase **Figura 21**). Dentro de su arquitectura está el maestro que es quien crea la señal de reloj (controlando cuando se envían y reciben datos) y los esclavos quienes esperan la orden del maestro para enviar datos. Este protocolo no hace uso de la selección de datos sino del direccionamiento.

La velocidad a la que opera e de 100 kbit/seg en el modo estándar, aunque también permite velocidades de hasta 3.4 Mbit/s [41]. Este bus es muy utilizado en la industria, principalmente para comunicar entre sí microcontroladores y sus periféricos en sistemas integrados (**Apéndice A**).

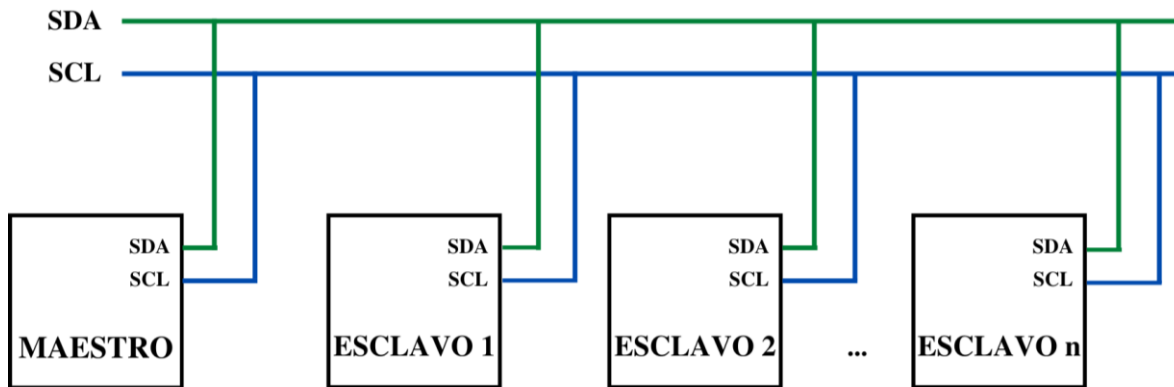


Figura 21. Bus del protocolo de comunicación I2C.

2.14 Sensores.

Los sensores son dispositivos de entrada que proveen una salida manipulable de la variable física medida y son utilizados para realizar automatización de procesos [40]. Sirven para medir un fenómeno físico ya sea posición, presión, sonido, etc. Y en base a ellas producen una señal de salida que se puede medir como voltaje o corriente, posteriormente esta señal de salida es acondicionada por medio de instrumentación electrónica. Una de las características que constituye a un sensor que trabaja de forma correcta es la linealidad. Esto quiere decir que la variable de medición es proporcional a la señal eléctrica que proporciona [43].

2.14.1 Sensor medidor de velocidad de viento.

El anemómetro es un sensor usado para medir la velocidad del viento y su dirección (Figura 22). Su diseño consiste en tres medias esferas huecas las cuales giran con velocidad proporcional a la velocidad del viento que las impacte. Este sensor se alimenta con 5V y tiene una salida de voltaje analógica de 0 a 2.5V que corresponden de 0.3 a 32.6 m/s. Para operar cuenta con dos cables diferentes: rojo (señal) y amarillo (tierra).

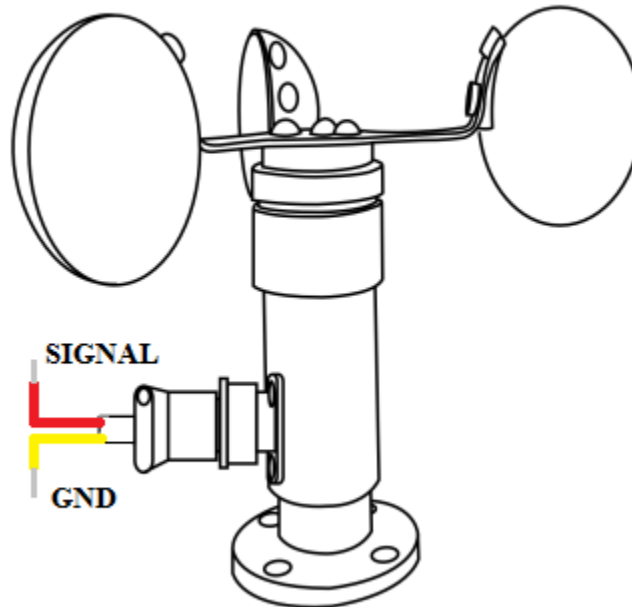


Figura 22. Diagrama de conexiones del anemómetro.

2.11.2 Sensor de temperatura y humedad relativa DHT11.

El DHT11 es un sensor digital de temperatura y humedad relativa (**Figura 23**). Integra un sensor capacitivo de humedad y un termistor para medir el aire circundante, y muestra los datos mediante una señal digital en el pin de datos. Es compatible con Arduino ya que utiliza el protocolo Single Bus [44]. Para usarse, cuenta con tres pines: el de alimentación, el de tierra y el de datos hacia la placa. Aunque es práctico, sólo pueden conseguirse datos cada dos segundos. La longitud máxima del cable recomendable a utilizar para comunicarlo con el microcontrolador es de 20 metros y es importante protegerlo de la luz directa del Sol.

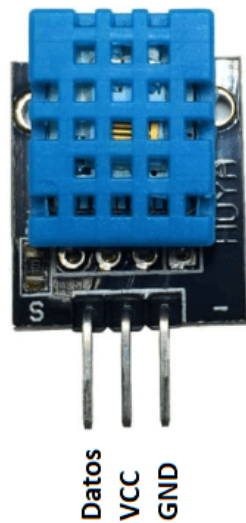


Figura 23. Diagrama de conexiones del sensor DHT11.

2.15 Actuadores.

Los actuadores son dispositivos que proporcionan acciones físicas (lineales y rotatorias) para mover otro dispositivo mecánico en respuesta a una señal de entrada ordenada por un sistema de control. Dependiendo de la naturaleza de esta se pueden clasificar en: mecánicos, hidráulicos o neumáticos [45], [46].

2.15.1 Actuator lineal.

Un actuador lineal es aquel que cuando es conducido por un movimiento no-lineal (rotatorio) de los motores, crea un movimiento de empuje o lineal. Se utilizan para toda aquella aplicación que requiera usar una elevación, inclinación o tracción.

2.15.2 Actuator rotatorio.

Tiene como objetivo final generar un movimiento giratorio. Pueden estar limitados a un ángulo máximo de rotación. Estos funcionan gracias a la transmisión tipo piñón cremallera que consiste en un hilo de rosca helicoidal formado sobre un eje con el mismo perfil de diente como un engranaje de estímulo [46].

Capítulo III

METODOLOGÍA



“El secreto del cambio es enfocar toda tu energía no en luchar contra lo viejo, sino en construir lo nuevo.”

- Sócrates.

3.2 Propuesta tecnológica.

Se desarrolla un sistema de seguimiento solar multi-eje partiendo desde el modelo matemático de la geometría solar con la finalidad de servir como objeto de estudio para observar y analizar los efectos de los diferentes tipos de actuadores y parámetros de programación para encontrar la configuración de seguimiento más viable. El lugar donde se lleva a cabo el estudio es en la azotea del Instituto de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Baja California.

3.2.1 Descripción operativa de la propuesta tecnológica.

El sistema de seguimiento propuesto funciona de forma cronológica, por lo que dependiendo de la fecha y hora del lugar en el que esté operando será la posición en la que se ubicará.

Se cuenta con tres modos de operación: seguimiento en un eje (movimiento vertical), dos ejes (Norte-Sur y Este-Oeste) y fijo.

Una vez introducidos los datos geográficos del sitio se obtienen la irradiancia y la temperatura ambiente en ese instante para después a través de ellos calcular los parámetros de geometría solar que servirán como referencias para realizar el estudio. Se pregunta por el modo de operación, si es con seguimiento; se toman de referencia el ángulo de altura solar y el ángulo acimutal para fijar la referencia a alcanzar por los actuadores a elección y con su velocidad simular su trayecto y calcular su potencia consumida.

Posteriormente se obtienen todos los factores de pérdidas que afectan a la generación de la energía del sistema haciendo uso de la información de los módulos fotovoltaicos, los parámetros del sitio y de la geometría solar previamente calculados.

Por último, se calculan las potencias de entrada en el sistema, la potencia generada por los módulos fotovoltaicos y la potencia neta generada por el sistema de seguimiento solar. En la **Figura 24** podemos observar el diagrama de flujo que representa a la propuesta operativa del sistema.

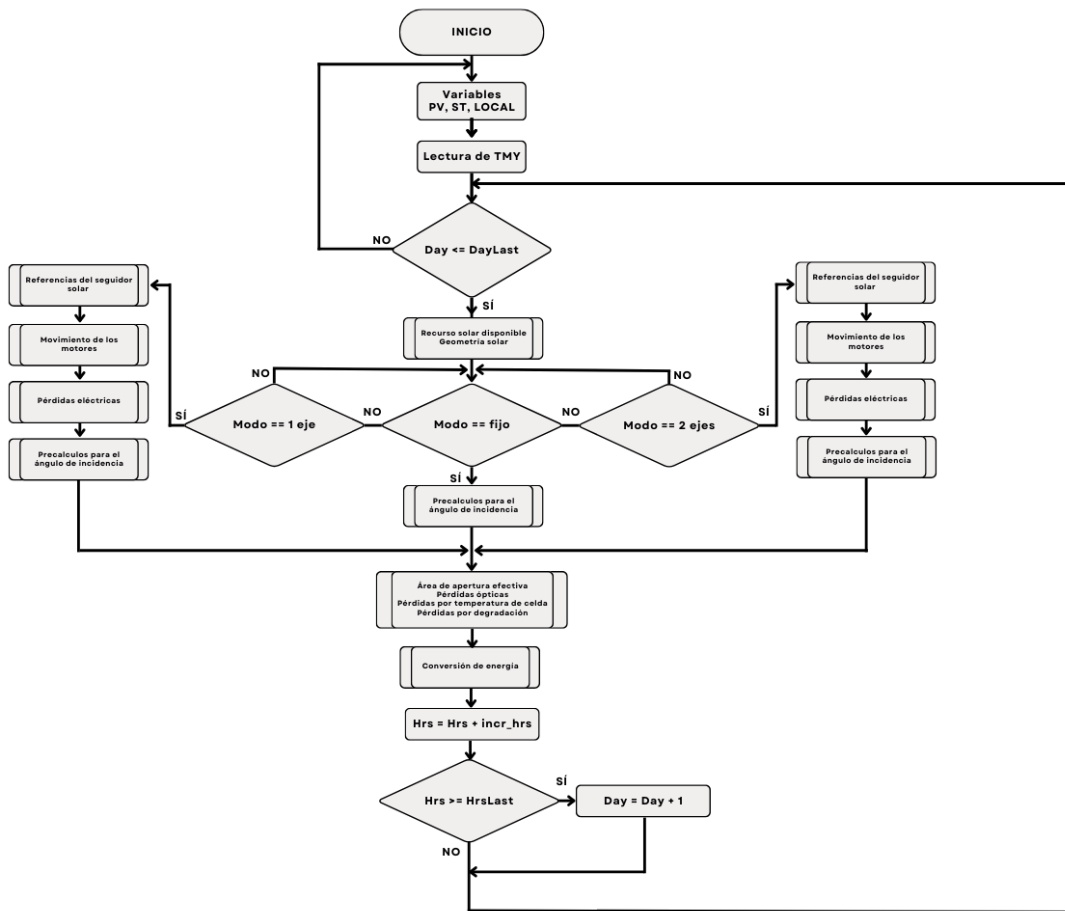


Figura 24. Diagrama de flujo de la programación del modelo matemático.

3.2.1.2 Modelo matemático del sistema.

El modelo matemático del sistema (antes de realizar la propuesta de modelo matemático que busca la optimización de la captación del recurso solar) se divide en: energía solar disponible, área de apertura efectiva, conversión de energía y cálculo del módulo.

Energía solar disponible

En esta etapa se obtiene información acerca de la trayectoria solar y la forma en la que los rayos se comportan al incidir sobre la superficie de la Tierra a través de la geometría solar.

Tal como se vio en el **Capítulo II** Fundamentos teóricos, se utilizan las ecuaciones (6), (7), (8), (9) y (11).

Área de apertura efectiva

Aquí se calcula el factor de las pérdidas coseno visto en el punto 2.8 Pérdidas geométricas. del Capítulo II: Fundamentos teóricos. En donde un factor de pérdidas coseno igual a 0 significa el 100% de pérdidas coseno y un factor de pérdidas coseno igual a 1, significa 0% de pérdidas coseno.

Pérdidas ópticas

Al igual que las pérdidas coseno, las pérdidas ópticas (*IAM*) obtenidas a partir de los parámetros de absorbancia (*Ai*), reflectancia (*Pi*) y transmitancia (*Ti*) se representan con un factor en donde 0 significa el 100% de pérdidas y un factor igual a 1 significa 0% de pérdidas.

$$Ai = 0.05 - 0.05 * 1 - e^{-A_In*kAi} \quad (16)$$

$$Pi = (1 - Po) * (1 - e^{-A_In*kPi} + Po) \quad (17)$$

$$Ti = 1 - Ai - Pi \quad (18)$$

$$IAM = Ti \quad (19)$$

En donde *kPi* y *kAi* son las ganancias propuestas para el cálculo de la absorbancia y la transmitancia

Conversión de energía

Aquí se toman en cuenta las características físicas que influyen en la conversión de recurso solar a energía eléctrica dentro del módulo fotovoltaico. Dentro de la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos los fabricantes aseguran cierta eficiencia de operación según los años de antigüedad del módulo. El factor de pérdida de eficiencia por degradación se delimita por:

$$Fct_{degr} = \begin{cases} 0.975, & \text{si antigüedad} \leq 1 \\ 0.9, & \text{si } 2 \geq \text{antigüedad} \leq 10 \\ 0.8, & \text{si } 11 \geq \text{antigüedad} \leq 25 \end{cases} \quad (20)$$

Un punto que también se toma en cuenta para la conversión de energía es la temperatura de celda ya que el calor es una variable que puede llegar a afectar negativamente al rendimiento de las celdas en un módulo fotovoltaico. Para el cálculo, los fabricantes nos proporcionan en la ficha técnica los coeficientes de temperatura que nos ayudarán a calcular el VOC , ISC y $Pmax$ según sea la temperatura de las celdas del módulo. Para lo que primero se calcula la temperatura de celda que se tiene en el instante que se hace el análisis:

$$T_{celda} = 1.3 * \frac{T_{amb} + (T_{celda_{NOCT}} - T_{amb_{NOCT}})}{I_{b_{NOCT}}} * I_b - 4.09 \quad (21)$$

En donde la $T_{amb_{NOCT}}$ tiene un valor de $20^{\circ}C$, $I_{b_{NOCT}}$ corresponde a $800 W/m^2$ y $T_{celda_{NOCT}}$ a $45^{\circ}C$, todas medidas según condiciones de prueba NOCT de los módulos fotovoltaicos.

Una vez obtenida la temperatura de celda del sitio se debe saber qué tanto difieren cada uno de los parámetros eléctricos (VOC , ISC y $Pmax$) en porcentaje según la temperatura de celda que tenga.

$$\Delta P_{max} = (C_{ff_T_{Pmax}}) * (T_{celda} - T_{celda_{STC}}) \quad (22)$$

En donde $T_{celda_{STC}}$ tiene un valor de $25^{\circ}C$ y teniendo el delta podemos calcular el valor real del parámetro según indica la ecuación (23). El mismo procedimiento puede ser utilizado para el cálculo del valor real según la temperatura de celda del VOC y del ISC .

$$P_{max_{cal}} = \frac{(100\% + \Delta P_{max}) * P_{max_{STC}}}{100\%} \quad (23)$$

Para el cálculo de la potencia máxima actual $P_{max_{actual}}$ definimos los parámetros de la potencia interceptada en el panel ($P_{Intercep}$) y la potencia interceptada a parámetros STC ($P_{In_{STC}}$).

$$P_{Intercep} = I_b * Area * P_{cos} \quad (24)$$

$$P_{In_{STC}} = I_{b_{STC}} * Area \quad (25)$$

$$Eff_{STC} = \frac{P_{max_{cal}}}{P_{In_{STC}}} * Fct_{degr} \quad (26)$$

$$P_{max_{actual}} = P_{Intercep} * Eff_{STC} \quad (27)$$

En donde Eff_{STC} representa a la eficiencia del módulo en ese instante a condiciones STC.

Cálculo de energía del módulo

Por último, para determinar la energía que produce el módulo fotovoltaico se tiene:

$$E_{in} = I_b * Area * P_{cos} * IAM \quad (28)$$

$$E_{celda} = Eff_{STC} \quad (29)$$

$$E_{modulo} = E_{in} * E_{celda} * NumPaneles \quad (30)$$

$$E_{neta} = E_{modulo} \quad (31)$$

3.3 Pruebas experimentales para la obtención de datos de generación de recurso solar del sistema.

Con la ayuda del software PV Analyzer se realizaron pruebas experimentales en las que el día 13 de diciembre (día 346 juliano) se hicieron mediciones de las variables de la irradiancia del sitio, la potencia máxima y la temperatura de celda para el horario de las 10 a las 14 horas. Posteriormente, los datos extraídos del software se introdujeron en variables en

el simulador dando como resultado la gráfica comparativa que se puede observar en la **Figura 25**. Observando un error inferior al 4%, podemos decir que el modelo matemático del sistema funciona de manera adecuada

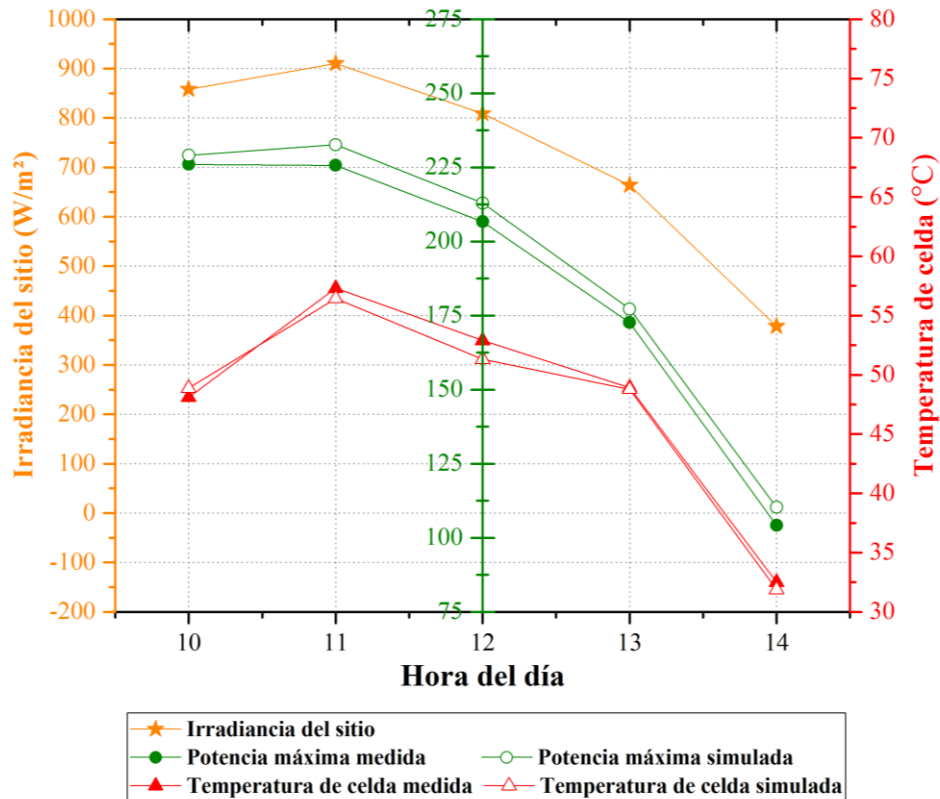


Figura 25. Comparación de la medición y la simulación del sistema fijo.

3.4 Modelado matemático para la optimización de la captación del recurso solar.

El modelo matemático para representar el movimiento del seguidor solar comprende tres secciones: pre-cálculos para el ángulo de incidencia, movimiento de los motores, pérdidas eléctricas, cálculos para el ángulo de incidencia y cálculo de energía neta.

Pre-cálculos para el ángulo de incidencia

El cálculo del ángulo de incidencia que ayudará a determinar si el sistema está posicionado de manera normal a los rayos del Sol. Para el cual se deben de calcular las componentes de los motores en cada tipo de seguimiento y las componentes solares.

(32)

$$X_{ref} = \cos(\alpha_s)sen(\gamma_s)$$

$$Y_{ref} = \cos(\alpha_s)\cos(\gamma_s) \quad (33)$$

$$Z_{ref} = \text{sen}(\alpha_s) \quad (34)$$

La referencia solar para el seguimiento en un eje se calcula de la siguiente manera.

$$Th_{YZ} = \tan^{-1}\left(\frac{Y_{ref}}{Z_{ref}}\right) \quad (35)$$

$$H_{YZ} = \sqrt{Y_{ref}^2 + Z_{ref}^2} \quad (36)$$

$$Th_{c\beta} = |\beta - Th_{YZ}| \quad (37)$$

$$Y_i = H_{YZ}\cos(Th_{c\beta}) \quad (38)$$

$$SPIN_{step} = \tan^{-1}\left(\frac{X_{ref}}{Y_i}\right) \quad (39)$$

Las componentes de los motores para las configuraciones de sistema fijo y sistema con seguimiento de eje se calculan de la misma forma.

$$\varphi = 90 - \beta \quad (40)$$

$$H1_s = H1 - \cos(\varnothing) \quad (41)$$

$$Z_{motor} = H1_s \sin(\varphi) \quad (42)$$

$$Y_{motor} = H1_s \cos(\varphi) \quad (43)$$

$$X_{motor} = \sqrt{H1^2 - Z_{motor}^2 - Y_{motor}^2} \quad (44)$$

En donde \varnothing es el ángulo de la posición actual del sistema, en el sistema fijo tiene un valor de cero y en el seguimiento de un eje corresponde a $SPIN_{motor}$ (véase ecuación (53)).

El cálculo de las componentes de motor para el sistema de seguimiento de dos ejes se muestra a continuación.

$$X_{motor} = \cos(NS_{motor}) \sin(EO_{motor}) \quad (45)$$

$$Y_{motor} = \cos(NS_{motor}) \cos(EO_{motor}) \quad (46)$$

$$Z_{motor} = \sin(NS_{motor}) \quad (47)$$

Movimiento de los motores

Para determinar el movimiento de los motores en un momento exacto se hace uso de las referencias de geometría solar y un umbral propuesto para comparar la diferencia entre la referencia y la posición actual de los motores.

$$NS_{OP} = \begin{cases} 1, & \text{si } NS_{Step} - NS_{motor} > diff \\ -1, & \text{si } NS_{Step} - NS_{motor} < -diff \\ 0, & \text{si } |NS_{Step} - NS_{motor}| \leq diff \end{cases} \quad (48)$$

$$NS_{motor} = 1,345.32 * \frac{1}{3600} * NS_{OP} \quad (49)$$

$$EO_{OP} = \begin{cases} 1, & \text{si } EO_{Step} - EO_{motor} > diff \\ -1, & \text{si } EO_{Step} - EO_{motor} < -diff \\ 0, & \text{si } |EO_{Step} - EO_{motor}| \leq diff \end{cases} \quad (50)$$

$$EO_{motor} = 1,345.32 * \frac{1}{3600} * EO_{OP} \quad (51)$$

$$SPIN_{OP} = \begin{cases} 1, & \text{si } SPIN_{Step} - SPIN_{motor} > diff \\ -1, & \text{si } SPIN_{Step} - SPIN_{motor} < -diff \\ 0, & \text{si } |SPIN_{Step} - SPIN_{motor}| \leq diff \end{cases} \quad (52)$$

$$SPIN_{motor} = 1,142.64 * \frac{1}{3600} * SPIN_{OP} \quad (53)$$

Donde NS_{Step} y EO_{Step} son la referencia del ángulo solar al cual se quiere alcanzar para el seguidor de dos ejes, $SPIN_{Step}$ del seguidor de un eje y la variable $diff$ el umbral asignado para evitar oscilaciones al querer alcanzar la referencia. Las cantidades 1,345.32 y 1,142.64 son las velocidades de los motores para dos y un eje respectivamente en grados sobre segundo (°/s).

Pérdidas eléctricas

Es posible calcular la potencia consumida por segundo de los dos motores que mueven al sistema a partir de sus magnitudes eléctricas.

$$E_{motor1} = (|NS_{OP}| * V_{motor} * I_{motor}) \quad (54)$$

$$E_{motor2} = (|EO_{OP}| * V_{motor} * I_{motor}) \quad (55)$$

$$E_{motorSPIN} = (|SPIN_{OP}| * V_{motor} * I_{motor}) \quad (56)$$

Cálculos para el ángulo de incidencia

Una vez teniendo las componentes solares y de los motores se calcula el ángulo de incidencia haciendo uso del producto cruz.

$$A = (X_{motor}, Y_{motor}, Z_{motor}) \quad (57)$$

$$B = (X_{ref}, Y_{ref}, Z_{ref}) \quad (58)$$

$$C = A \times B \quad (59)$$

$$\theta_i = \text{sen}^{-1}\left(\frac{C}{AB}\right) \quad (60)$$

\

Cálculo de energía neta

Por último, se anexa el consumo de potencia de los motores al cálculo de la energía neta.

$$E_{neta} = E_{modulo} - E_{motor1} - E_{motor2} - E_{motorSPIN} \quad (61)$$

3.5 Pruebas experimentales para la obtención de datos de generación de recurso solar del seguidor solar.

Nuevamente con la ayuda del software PV Analyzer se realizaron pruebas experimentales en las que el día 22 de diciembre (día 355 juliano) se hicieron mediciones de las variables de la irradiancia del sitio, la potencia máxima y la temperatura de celda para el horario de las 10 a las 14 horas. Para después introducir los datos extraídos del software en el simulador dando como resultado la **Figura 26**. Una vez más, observando un error inferior al 4%, podemos decir que el modelo matemático para la optimización de la captación solar funciona de manera adecuada.

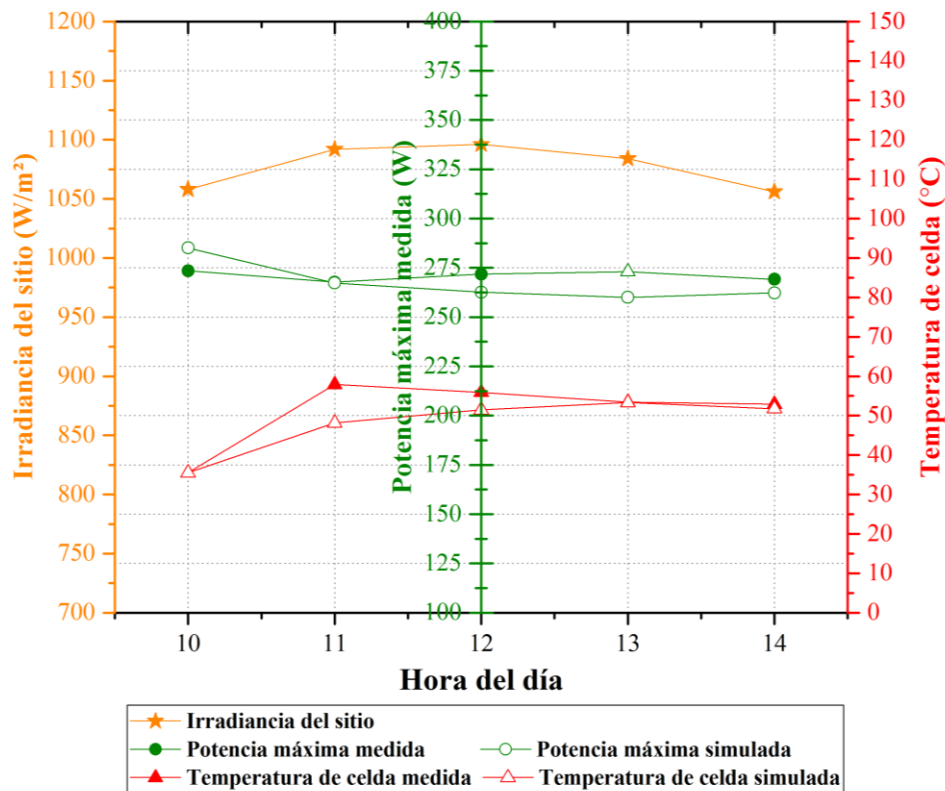


Figura 26. Comparación de la medición y la simulación del sistema con seguimiento dual.

ESTUDIO EXPERIMENTAL.



*“La mejor manera de predecir el futuro es
creándolo.”*

- Peter Drucker.

4.1 Proyecto antecedente

El proyecto antecesor de este estudio fue el que dió arranque al inicio del plan de rehabilitación de los sistemas de aprovechamiento del recurso solar del Centro de Estudios de las Energías Renovables (CEENER) del Instituto de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Baja California llevado a cabo en el semestre 2021-1. En el edificio de la institución se encuentran dos lugares que son el objetivo del plan de rehabilitación: la azotea y la micro-red. En la azotea se sitúan diversos colectores solares como Colectores Cilíndricos Parabólicos (CCP), Concentradores Parabólicos Compuestos (CPC) y módulos solares fotovoltaicos. Por otro lado, en la micro-red experimental se encuentran todos los recursos para poner en marcha las tecnologías solares fotovoltaicas como un sistema de control de cargas, un banco de baterías y una unidad de monitoreo. No obstante, a raíz de la pandemia que frenó al mundo en 2020, los sistemas quedaron varados sin recibir la atención y mantenimiento que requerían, haciendo que se deterioraran y quedaran en condiciones deplorables (Figura 27).



Figura 27. a) Vista general del banco del interior de la micro-red.
b) Sistema de monitoreo de la micro-red.

El primer esfuerzo por restaurar el área de generación de energía limpia del Instituto de Ingeniería se concentró en la micro-red experimental. Para esto se debía limpiar, dar un mantenimiento correctivo a los sistemas e implementar un seguidor solar multi-ejes basado en ecuaciones de geometría solar utilizando electrónica de bajo costo que sería aplicado al

monoposte (**Figura 28**) y a los seguidores de un eje (**Figura 29**) que se encontraban fuera del área de la micro-red.



Figura 28. Monoposte con seguimiento dual de la micro-red.



Figura 29. Arreglos con seguimiento de un eje de la micro-red.

4.1.2 Diagrama esquemático del seguidor solar.

Este sistema de seguimiento solar fue diseñado para funcionar de manera manual y automática, así como de ser capaz de permitir al usuario elegir entre dos configuraciones para el tipo de seguimiento, ya sea Norte-Sur o Este-Oeste. previamente calculados con geometría solar. Está conformado por componentes electrónicos de bajo costo los cuales componen las distintas etapas del diagrama esquemático.

Primero, se tiene la etapa de alimentación, en la que entran 24V para energizar a los motores. Seguido está la conversión de voltaje de 24V a 5V debido a que los microcontroladores utilizan 5V para funcionar. Después la obtención de la hora y la fecha que se hace llegar al Arduino UNO que fungirá como el maestro. Este microcontrolador realiza los cálculos pertinentes para mediante la etapa de potencia indicar a los motores cuánto y en qué dirección moverse en donde a su vez el Arduino Nano, que es el esclavo, entregará retroalimentación del avance de estos (véase **Figura 30**).

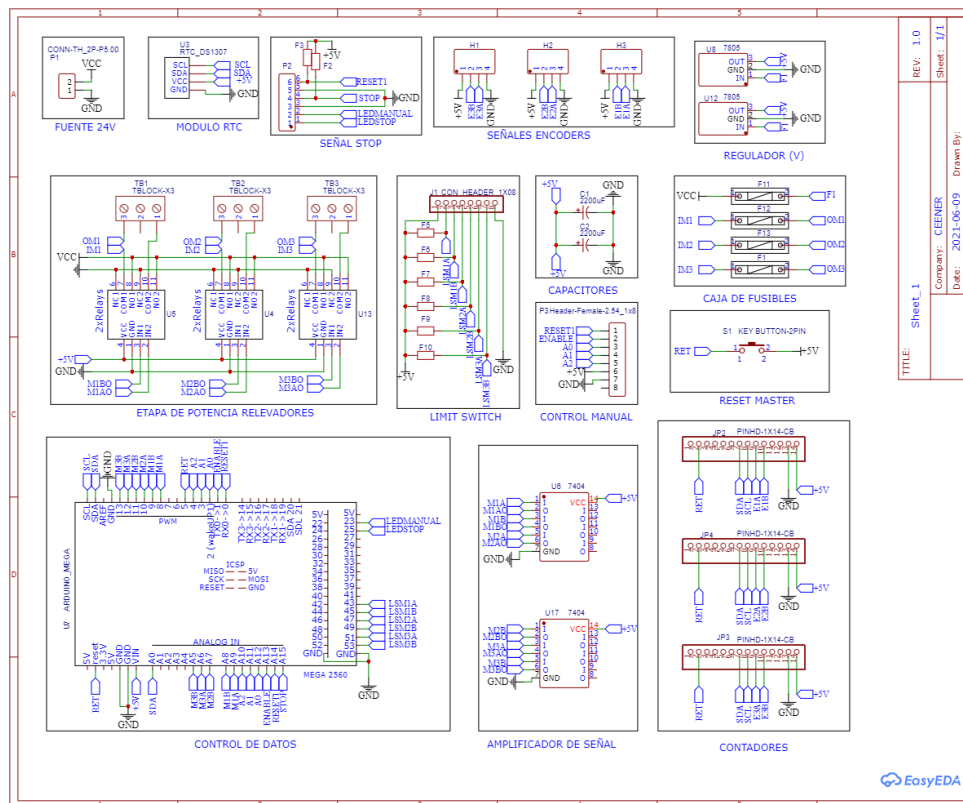


Figura 30. Diagrama esquemático del seguidor solar de la micro-red.

4.1.3 Construcción: PCB, Soldadura, ensamblado.

Se desarrolló la placa impresa de circuito electrónico tomando en cuenta las dimensiones de los componentes y el gabinete en donde se resguardará. Se optó por utilizar la tecnología “Through-Hole”, la cual es un tipo de montaje de los componentes al hacerle orificios a la placa para soldarlos (véase **Figura 31**).

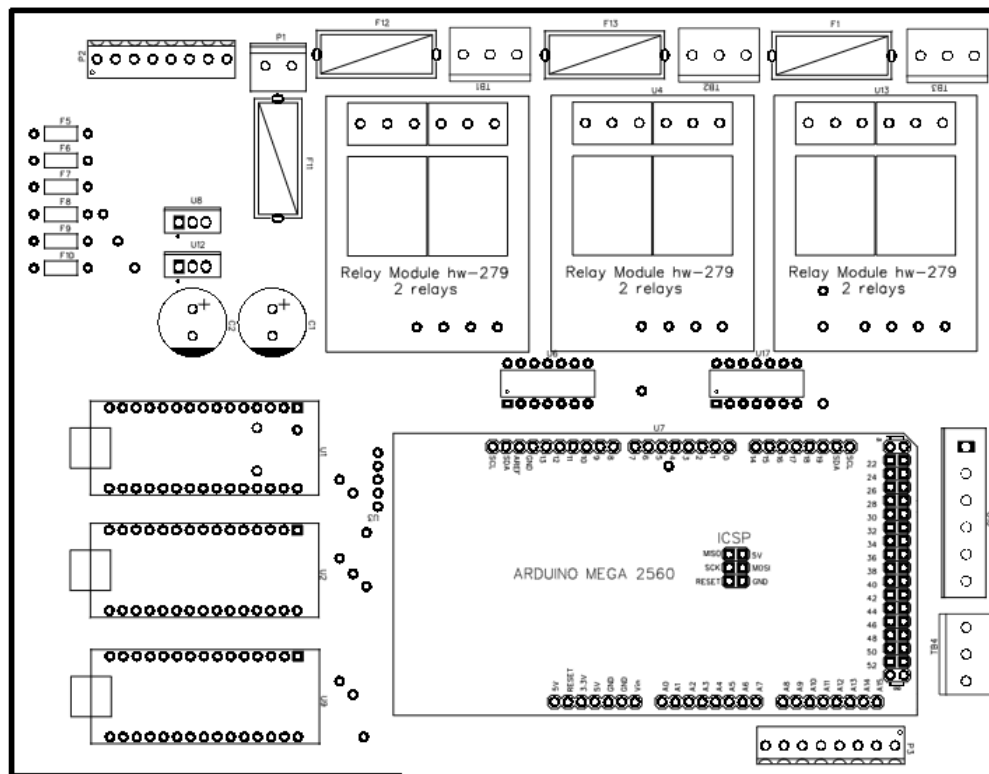


Figura 31. Placa de circuito impreso del seguidor de la micro-red.

4.1.4 Aplicación: periféricos y otros.

Al gabinete donde se montó la PCB se le acoplaron periféricos para mejorar la experiencia y seguridad del usuario. Contando con indicadores señalando el estado del sistema (en paro, avanzando o detenido por un sensor), botón de paro de seguridad, balancín para operarlo manualmente y un botón de posición de resguardo para proteger al sistema de factores meteorológicos como vientos y lluvias fuertes.

Para la instalación se seleccionó un lugar de fácil acceso en la estructura para el usuario. Se realizó la conexión para alimentar al sistema mediante las canaletas instaladas en la estructura

con cable 18 AWG de cuatro hilos y finalmente se le adicionó sensores de límite para protección de la estructura.

4.2 Descripción física del prototipo para realizar pruebas experimentales de la propuesta tecnológica.

El sistema de seguimiento de dos ejes (Norte-Sur y Este-Oeste) propuesto funciona de forma cronológica, por lo que dependiendo de la hora y fecha del día en el que esté operando será la posición en la que se ubicará. Una vez que los rayos del Sol incidan en los paneles solares del sistema esta será transformada en energía eléctrica. Posteriormente se dirigirá hacia el controlador de cargas para dirigir y controlar la energía que esté saliendo de los módulos.

El sistema cuenta con dos modos de operación: modo de seguimiento automático y modo de seguimiento manual. La opción de modo manual le permite al usuario posicionar cada uno de los motores de los dos ejes existentes como prefiera. Esta función es útil cuando se requiera mover los módulos fotovoltaicos para su mantenimiento.

La opción de operación en modo automático es la que involucra la programación realizada con la plataforma Arduino en donde se tienen tres microcontroladores designados como maestro y esclavos (uno por cada actuador). Primero se hace la inicialización del sistema en donde se actualizan los datos de fecha y hora del lugar con el módulo de reloj de tiempo real, después el sistema se prepara para iniciar dándole la orden a los actuadores de buscar el punto de partida hasta que llega y activa al sensor de límite que le indica que ha llegado al punto deseado, ahí es cuando el maestro le manda por comunicación I2C información sobre la localización del sistema a los esclavos. Una vez colocado el sistema en el punto de partida se realizan las ecuaciones de geometría solar que permiten saber en qué dirección deben dirigirse los actuadores al sistema. Cada cierto tiempo se calcula a través de geometría solar la nueva posición a alcanzar mientras que entre maestro y esclavos se actualiza la información sobre la orientación de los módulos fotovoltaicos. Además, se instalará un sensor de velocidad de viento para obtener información valiosa. Así opera a lo largo del día, hasta que alcanza los límites de operación propuestos: cuando el Sol oculte el sistema no se moverá, permanecerá en paro hasta que salga el Sol, esto con motivos de ahorro de energía.

Se opta por usar un gabinete que va montado al monoposte para la protección del sistema contra condiciones climatológicas poco favorables. Además, en la tapa del gabinete se encuentran botones de fácil acceso para el usuario con los que se pueden controlar ciertas acciones como: el paro de emergencia, llevar al sistema a posición de resguardo y la opción de cambiar entre modo manual y modo automático. Adicionalmente, con un sensor de temperatura y humedad se estará monitoreando la temperatura dentro del gabinete, cuando esta llegue a un valor que pueda dañar los componentes electrónicos, se encenderá un ventilador para controlarla. (**Figura 32**).

Para que el sistema sea capaz de realizar lo anterior, es necesaria la fabricación de una placa de circuito impreso que conecte eléctricamente todos los componentes electrónicos que se requieren para su funcionamiento. En la **Figura 33** se aprecia la vista frontal y posterior de la placa de circuito impreso del prototipo que fue fabricada con una anchura de pistas de 0.762mm con un espaciado entre ellas de 0.152mm, así como ‘pads’ de distintas formas y tamaños (dependiendo del componente que se fuera a soldar): circulares (1.778mm de diámetro para componentes como módulos de relevadores, capacitores, conectores hembra y 1.4mm para resistencias eléctricas), ovalados (1.4mm x 2.5mm para Arduinos nano y 1mm x 2.4mm para los porta-fusibles), rectangulares (2.5mm x 1.7mm para el Arduino MEGA) y cuadrados (2.5mm x 2.5mm para el regulador de voltaje y 1.778mm x 1.778mm para tierras).

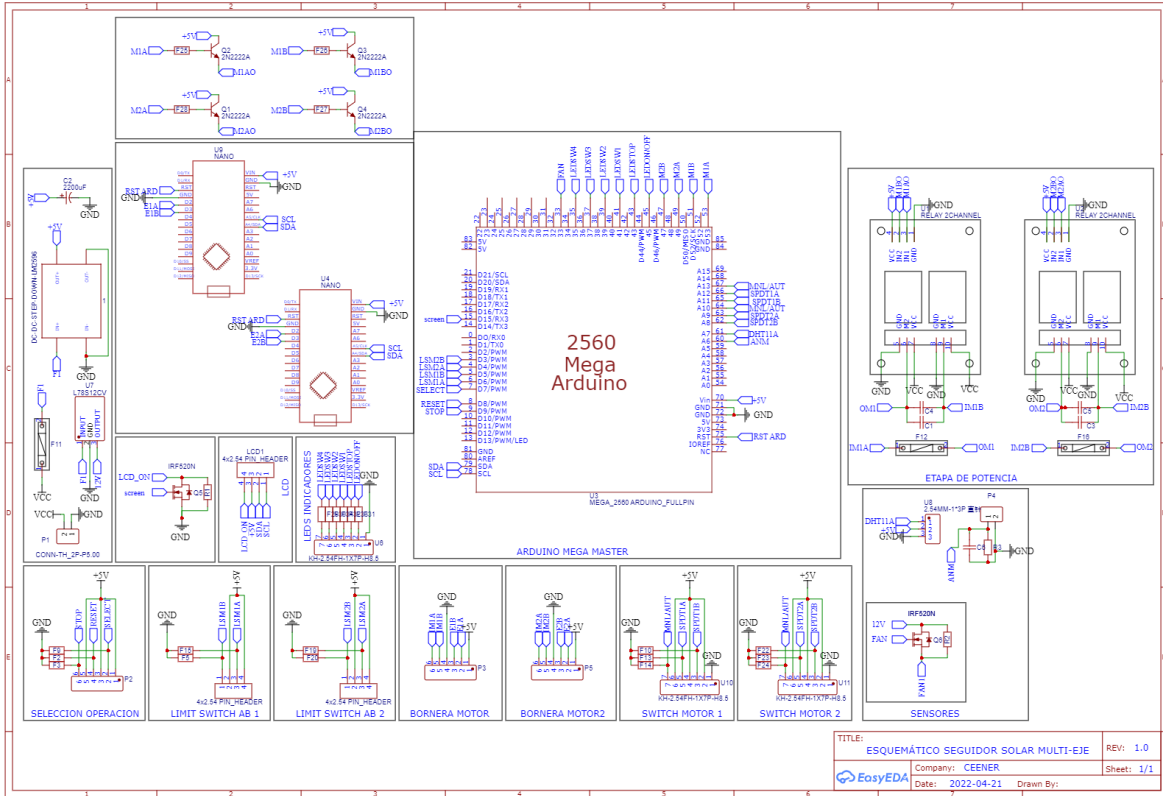


Figura 32. Diagrama esquemático de la propuesta del seguidor solar multi-eje.

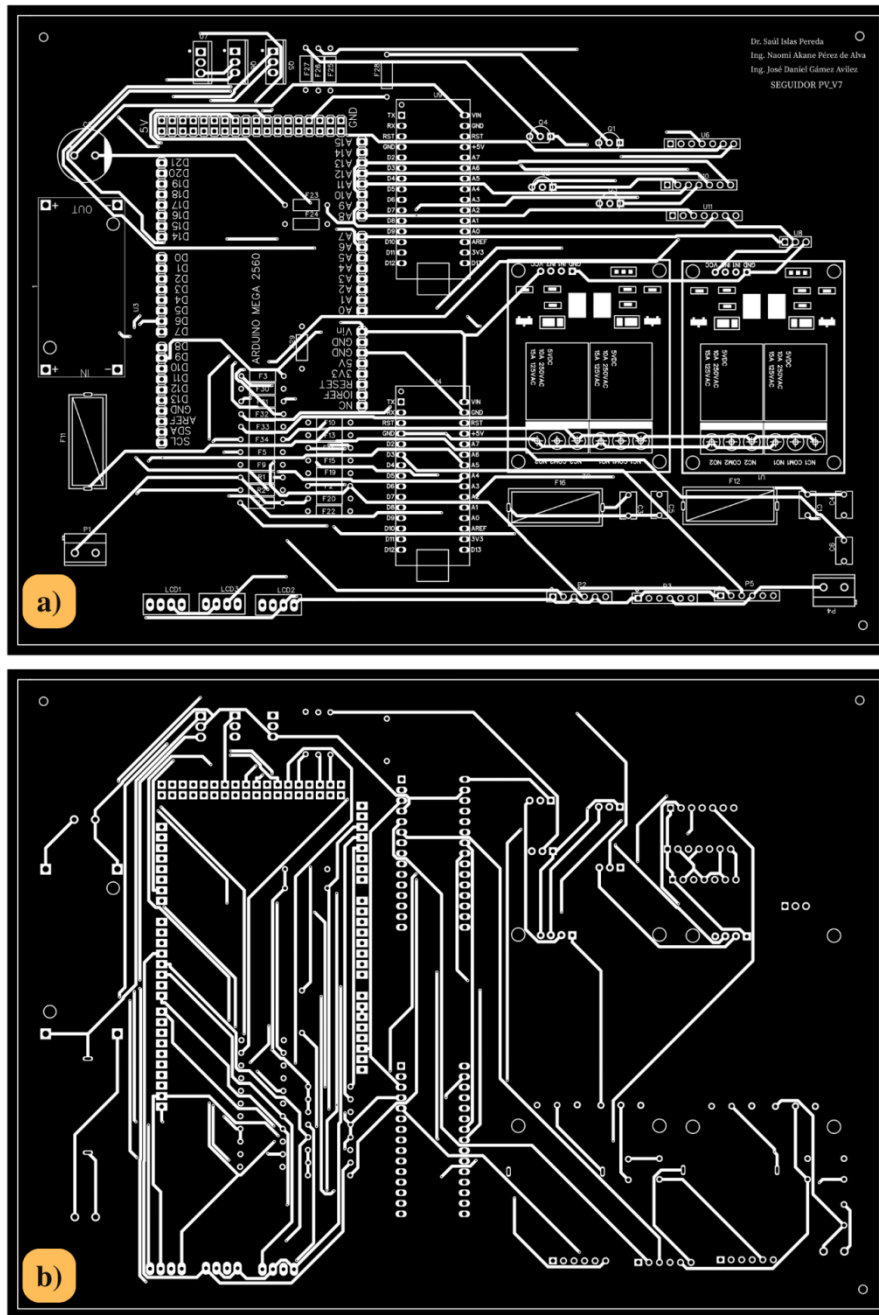


Figura 33. a) Vista frontal del diseño de la placa de circuito impreso del prototipo. b) Vista posterior del diseño de la placa de circuito impreso del prototipo.

4.2.1 Caracterización de equipo.

Motores

Se utilizaron dos motores de la marca Huafang de efecto Hall con codificador rotativo (Figura 34). El voltaje de operación por unidad es de 24 Volts y tienen un valor máximo de

1.2 Amperios contando con una reducción de motor por medio de un sistema de engranaje planetario de 575:1. En la **Tabla 1** y la **Figura 34** se encuentran la asignación de pines del motor.

Tabla 1. Relación de pin con color de cable del motor seleccionado.

	Pin	Color de cable
1	GND del motor	Negro
2	VCC del motor	Rojo
3	GND	Negro
4	VCC	Rojo
5	A	Verde
6	B	Blanco
7	GND (frame)	Verde/blanco

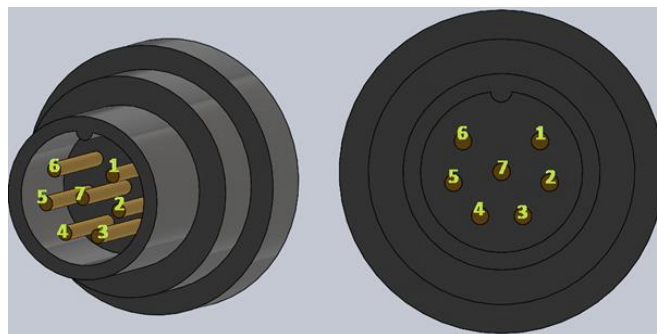


Figura 34. Representación gráfica de la caracterización de los pines del motor.

Transmisión

Los motores trabajan en conjunto con una transmisión de tipo gusano piñón previamente descrita en el capítulo 2 con una reducción mecánica de 62:1 (**Figura 35**). Por lo tanto, para que el conjunto de transmisión y motor logre una vuelta de 360 grados es necesario que el encoder del motor dé 35,650 pulsos.

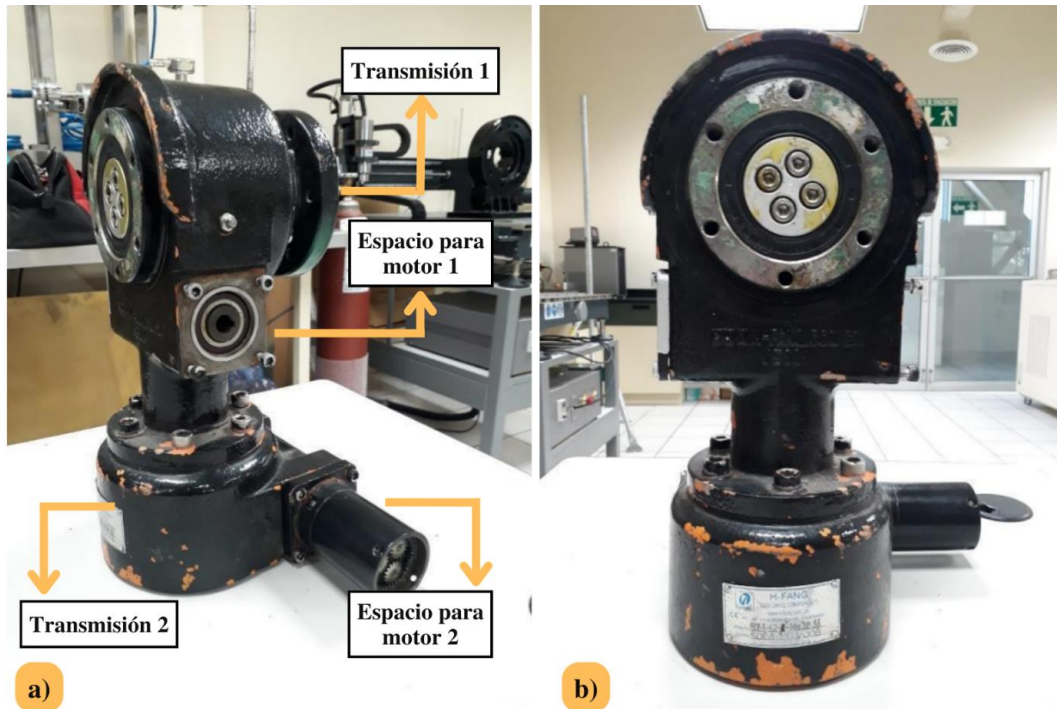


Figura 35. a) Señalización de las partes de la transmisión. b) Vista frontal de la transmisión.

Paneles solares

Los módulos de panel solar que se utilizaron son el modelo monocristalino S72MC6-300 de la marca Solartec. Cuenta con 72 celdas solares libres de Micro Cracks y soporta cargas mecánicas de hasta 2400 Pa, además de tener un rango de temperatura de operación amplio de los $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta $+90\text{ }^{\circ}\text{C}$. Los fabricantes garantizan una potencia nominal de salida de no menor al 80% del año 11 al 25 de antigüedad.

Medidos bajo condiciones de prueba estándar y bajo condiciones de temperatura nominal de celda, el modelo tiene una potencia máxima de 300 W, su voltaje en el punto de máxima potencia es de 36.50 V y la corriente en el punto de máxima potencia corresponde a 8.21 A, asimismo se presume una eficiencia de módulo de 15.46% (véase **Apéndice B**). En la **Figura 36** se muestran las curvas I-V de los módulos fotovoltaicos haciendo uso del software “PV Analyzer”.

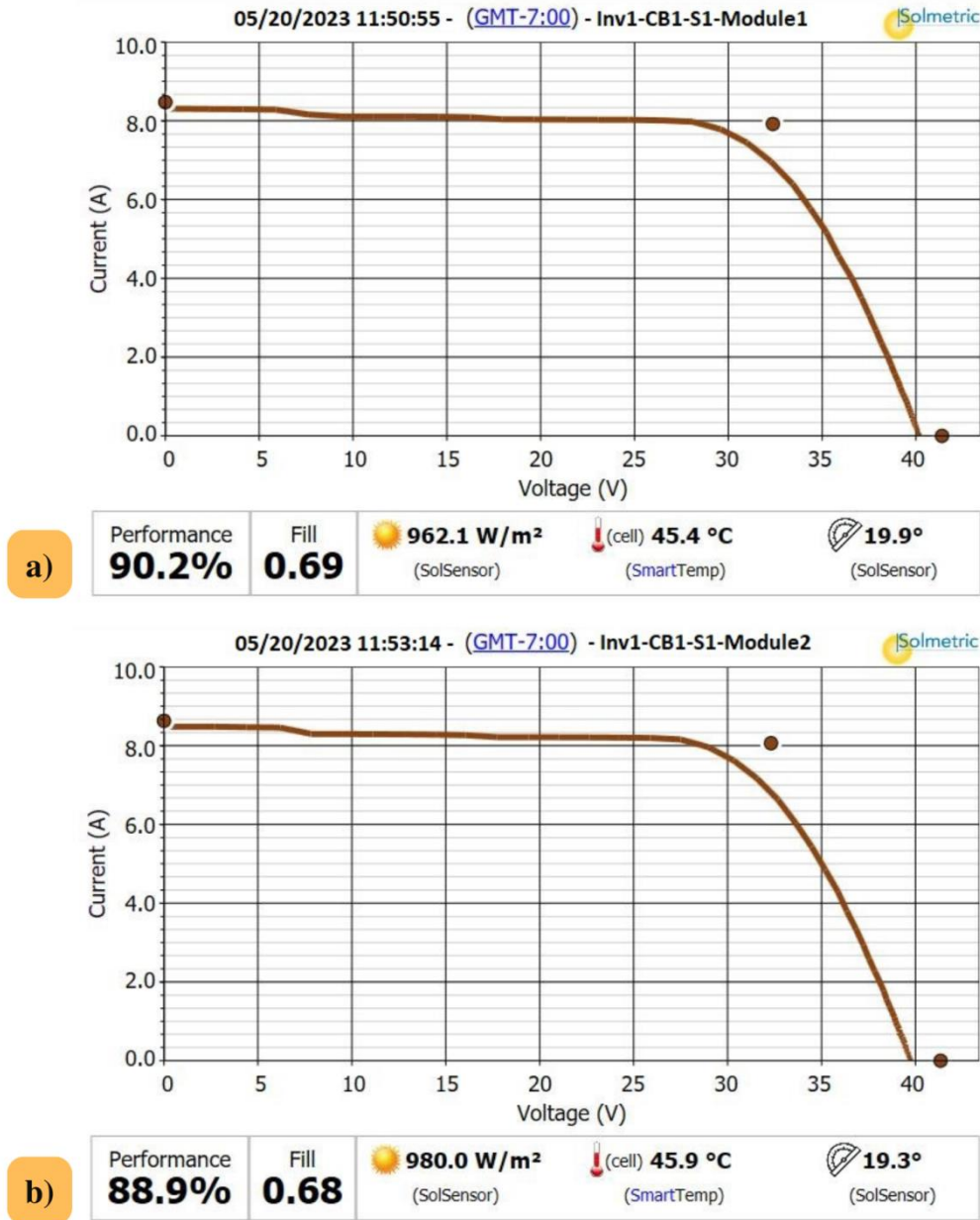


Figura 36. a) Curva I-V del módulo 1. b) Curva I-V del módulo 2.

4.3 Construcción del prototipo

Se efectuó una solicitud utilizando el servicio de "JLCPCB", un sitio web que permite encargar la fabricación de placas de circuito impreso. Para realizar el pedido, solo es necesario cargar el archivo 'Gerber', que es un formato vectorial que contiene los detalles del diseño de los circuitos impresos, como las conexiones, vías, pistas, entre otros.

Las características técnicas de la placa de circuito impreso solicitada son las siguientes:

- Dimensiones de 20.7 cm x 15.1 cm.
- Grosor de 1.6 cm.
- Serigrafía blanca.
- Acabado de superficie HASL (proceso de sumergir la placa en crisol fundido y eliminar el exceso de soldadura con sopladoras de aire caliente sobre la superficie de la placa).

Una vez recibida la placa de circuito impreso (**Figura 37** y **Figura 38**), se comenzó con la etapa de soldadura, en donde se soldaron componentes pasivos (resistencias, portafusibles y capacitores), componentes activos (transistores), los cabezales de clavijas en los que se insertarán módulos de relevadores, el módulo regulador de voltaje, el sensor de temperatura, el sensor de velocidad de viento, periféricos y las borneras para alimentación de la placa (**Figura 39**).



Figura 37. Empaque recibido por la empresa “JLCPCB”.

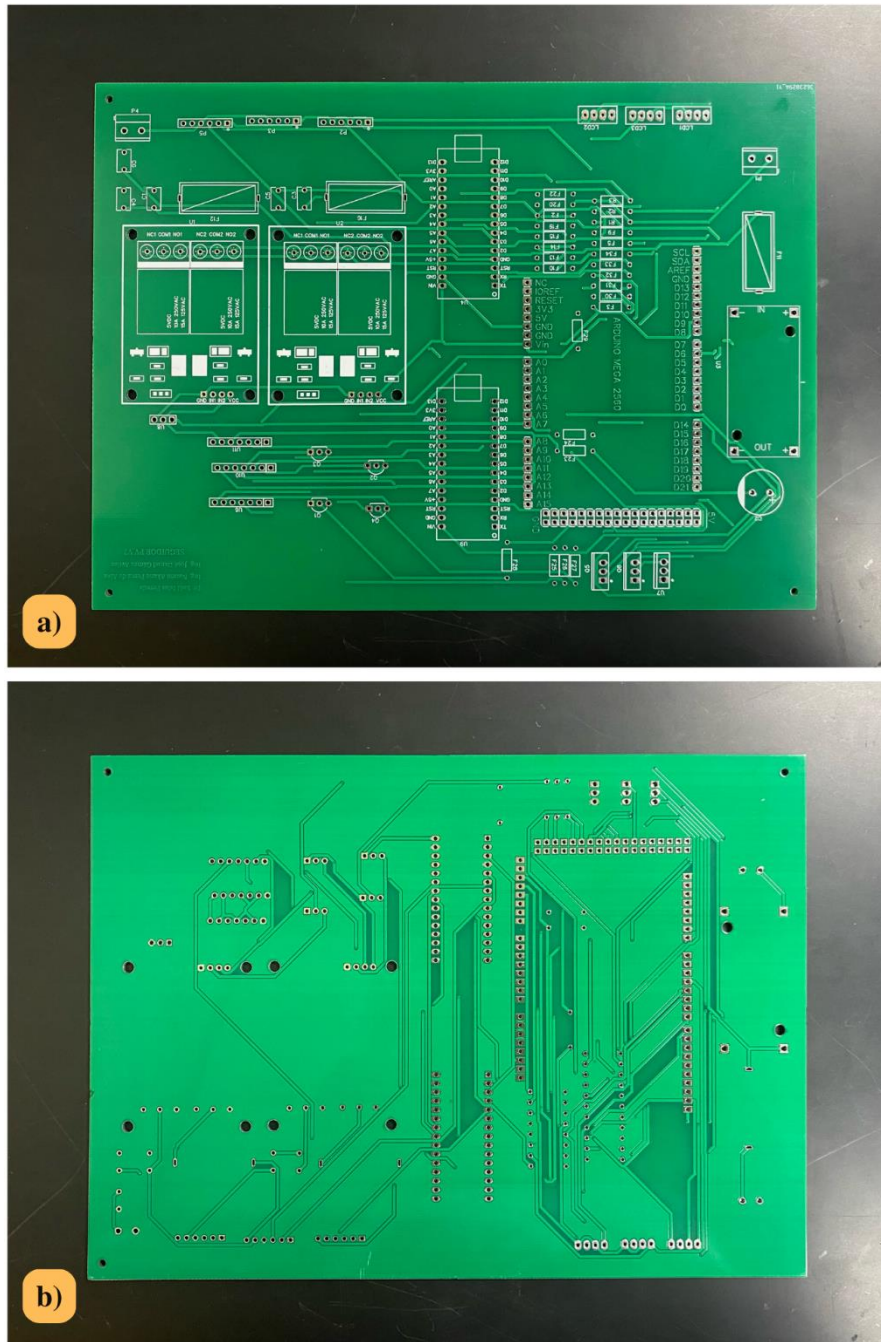


Figura 38. a) Vista frontal de la placa de circuito impreso del prototipo. b) Vista posterior de la placa de circuito impreso del prototipo.

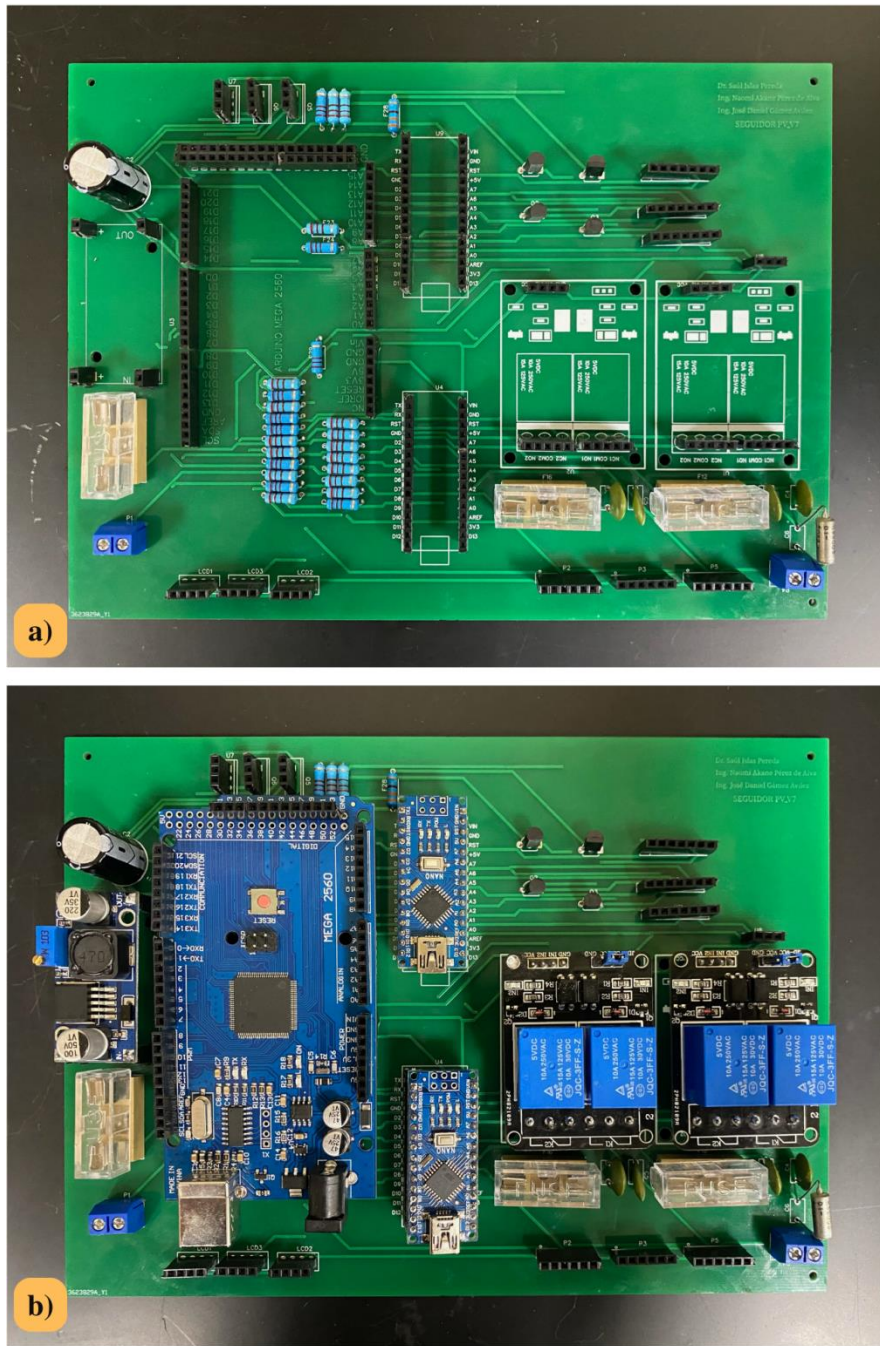


Figura 39. a) Placa de circuito impreso soldada. b) Placa de circuito impreso con los componentes insertados.

Para la construcción del banco de pruebas primero se debía conseguir la estructura del monoposte. Dentro de las instalaciones del Instituto de Ingeniería se encontró una estructura fija de un sistema deshabilitado para lo cual se obtuvo permiso para utilizar la parte de arriba

para sostener a los módulos fotovoltaicos. Una vez desarmado se llevó a la azotea como se observa en la **Figura 40**.



Figura 40. a) Estructura fija que se desmanteló para reutilizar. b) Transportación a la azotea de la parte a utilizar.

Una vez en la azotea se juntó con una estructura que, debido a su diseño, puede moverse con facilidad. Esta cuenta con orificios para poder montar a las transmisiones con sus respectivos motores (véase **Figura 41** y **Figura 42**).



Figura 41. a) Estructura a utilizar para armar el monoposte. b) Orificios para montar las transmisiones con motores.



Figura 42. a) Colocación de las transmisiones. b) Transmisiones montadas en la estructura.

Una vez puesta la transmisión y los motores se tomó en consideración las dimensiones de los dos módulos fotovoltaicos que se pretendían montar. Para que la estructura soportara mejor su peso se decidió modificar la base en la que van montados; se agregaron soportes que aseguraban una colocación segura. Después se cortó por la mitad el riel de aluminio designado para el montaje en dos pedazos de 2.40m de largo cada uno y se agregaron a la estructura usando dos pares de soportes de 105mm para riel de aluminio (**Figura 43** y **Figura 44**).



Figura 43. a) Estructura con la base para los módulos fotovoltaicos. b) Instalación de los motores a la estructura.



Figura 44. a) Corte del riel de aluminio. b) Rieles de aluminio instalados en la base para los módulos fotovoltaicos modificada.

Posteriormente haciendo uso de tres pares de abrazaderas universales para panel con marco de 30-50mm se montaron los módulos fotovoltaicos. Una vez armado el monoposte se notó que, debido a su ubicación, los otros sistemas en la azotea del Instituto de Ingeniería proyectaban sombra en los módulos desde las 9:00 AM como se indica en la **Figura 45**, lo cual se considera inaceptable cuando se busca el mayor rendimiento en la generación fotovoltaica. Por lo cual se decidió mover de lugar al monoposte hacia un lugar despejado donde no sufra problemas de sombreado a ninguna hora del día.



Figura 45. a) Monoposte armado b) Señalización del sombreado sobre un módulo a las 9:00 AM.

A continuación se instaló la placa de circuito impresa dentro del gabinete de acero para uso en intemperie que fue montado en el poste de la estructura para un fácil acceso del usuario. En la figura # se puede observar al prototipo experimental en su nueva ubicación en la azotea libre de cualquier tipo de sombreado.



Figura 46. a) Componentes eléctricos y electrónicos dentro del gabinete. b) Vista por fuera del gabinete instalado en el monoposte.



Figura 47. Prototipo terminado.

Capítulo V: Estudio teórico y experimental del sistema fotovoltaico con seguimiento en dos ejes. Discusión de resultados.

Capítulo V

ESTUDIO TEÓRICO Y EXPERIMENTAL: DISCUSIÓN DE RESULTADOS



“No puede haber un futuro aceptable sin un análisis honesto del pasado.”

- Aleksandr Solzhenitsyn.

Para la simulación del modelo matemático se optó por usar el software MATLAB, en donde se puede realizar la programación de la unión entre el modelo matemático del sistema y el modelado matemático para la optimización de la captación del recurso solar previamente expuestos en el [Capítulo III: Metodología](#).

Para la obtención de los datos de irradiancia del sitio y temperatura ambiente, necesarios para la evaluación del sistema, se hizo uso de un archivo con un conjunto de datos meteorológicos de cada hora del año para la ciudad de Mexicali Baja California el cual importamos al software de simulación.

5.1 Validación del modelo matemático.

Validación del reloj solar

En la **Figura 48** se muestra una comparación del comportamiento del ángulo de altitud solar y acimutal solar a lo largo del día en el solsticio de verano, el equinoccio de otoño y el solsticio de invierno. En color amarillo y rojo se observan los ángulos correspondientes al solsticio de verano; En donde se aprecia que la altitud solar alcanza los 81.46° , la época en la que el Sol tiene un ángulo de altitud mayor, por lo que es la época en la que el ángulo acimutal solar es mayor de igual manera ya que presenta un mayor recorrido en el acimut de -103.43° a 103.43° . Correspondientes al equinoccio de otoño se encuentran en color café y naranja, donde podemos observar que el ángulo de altitud solar alcanza los 58° en el medio día solar, esto se puede verificar usando la fórmula aplicable para el equinoccio: $90 - \phi$, que confirma el comportamiento de la altitud solar. El ángulo acimutal de -82.09° a 82.09° concuerda con el comportamiento del ángulo de altura solar. Por último, en tonos azules se encuentra el solsticio de invierno, teniendo la altitud solar más baja alcanzando los 34.54° al igual que el ángulo acimutal de -62.39° a 62.39° , todo esto corroborado con varias literaturas de geometría solar disponibles podemos decir que es correcto. Por último, se observa una correlación entre los dos ángulos: entre más bajo es el máximo de altura solar, más suavizado y sin tanto cambio de las 11 a las 13 horas es el comportamiento del ángulo acimutal.

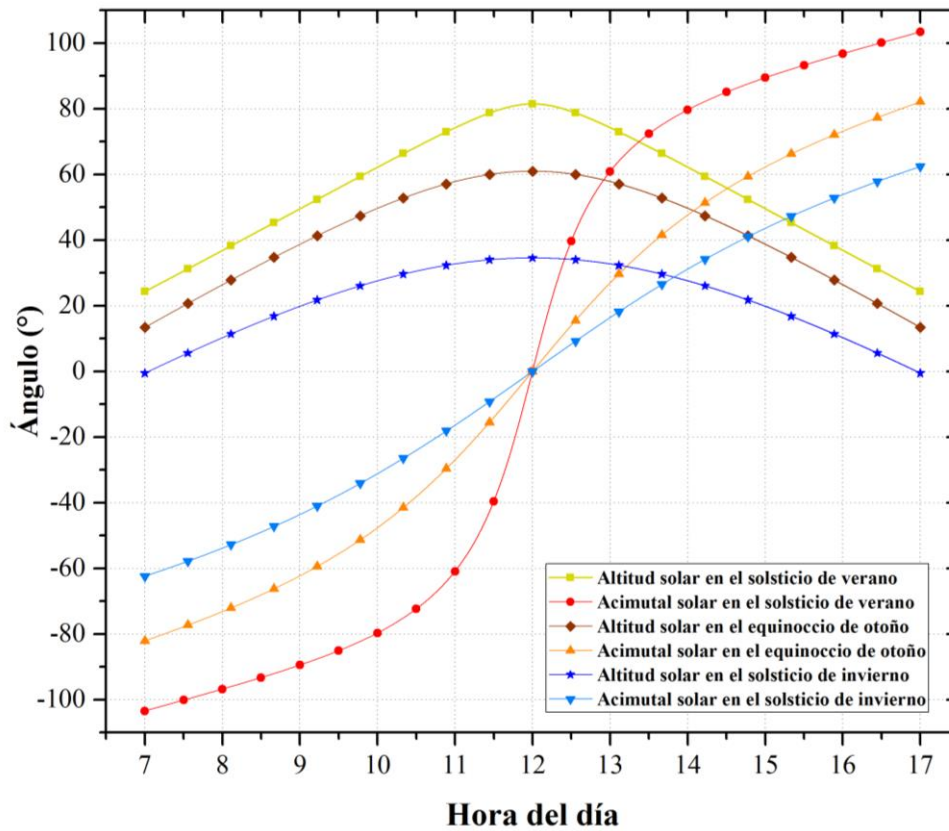


Figura 48. Ángulos solares en los tres días representativos del año.

El comportamiento del ángulo horario en el solsticio de verano, el equinoccio de otoño y el solsticio de invierno puede verse reflejado en la **Figura 49**. Se observa que el ángulo horario de las 7 a las 17 horas siempre es el mismo independientemente de la temporada del año en la que se observe ya que es el número de grados que el Sol se mueve a través del cielo, yendo de -75° a 75° .

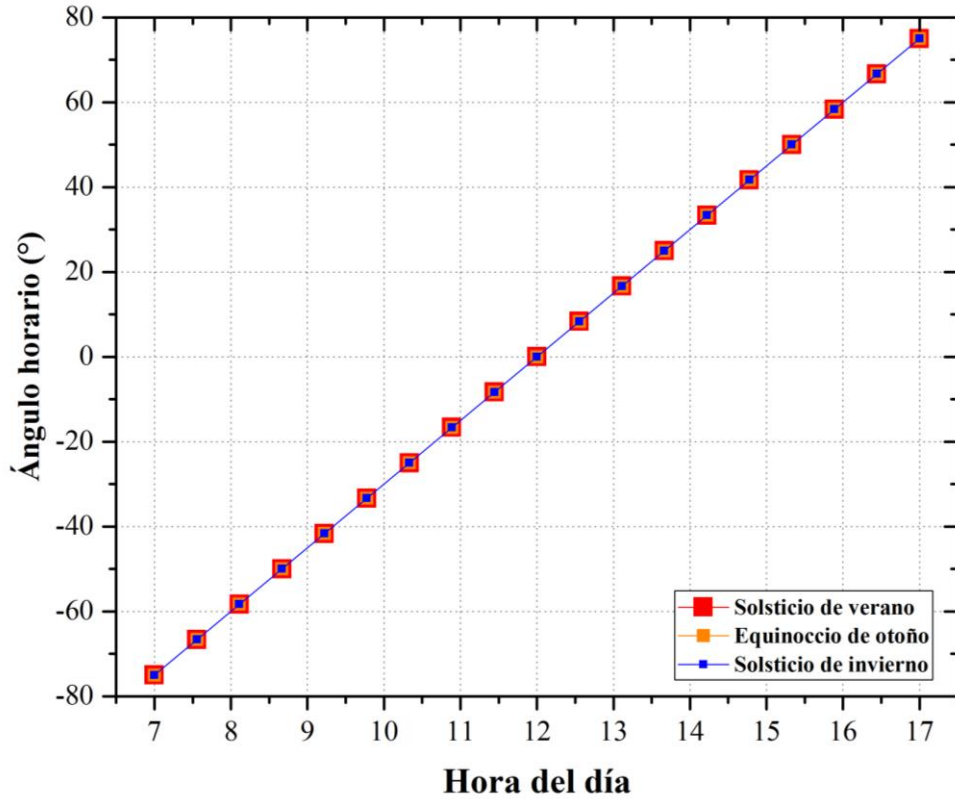


Figura 49. Ángulo horario solar durante los tres días representativos del año.

En la **Figura 50** se representan los ángulos de incidencia solar de las 7 a las 17 horas en la horizontal los días del solsticio de verano, equinoccio de otoño y solsticio de invierno. Se observa que son acertados ya que la curva de color rojo que simboliza el comportamiento del ángulo de incidencia en el solsticio de verano al medio día solar tiene un valor menor al del equinoccio de otoño y del solsticio de invierno. Esto es debido a que su altura solar es mayor por lo que está más cerca del cenit.

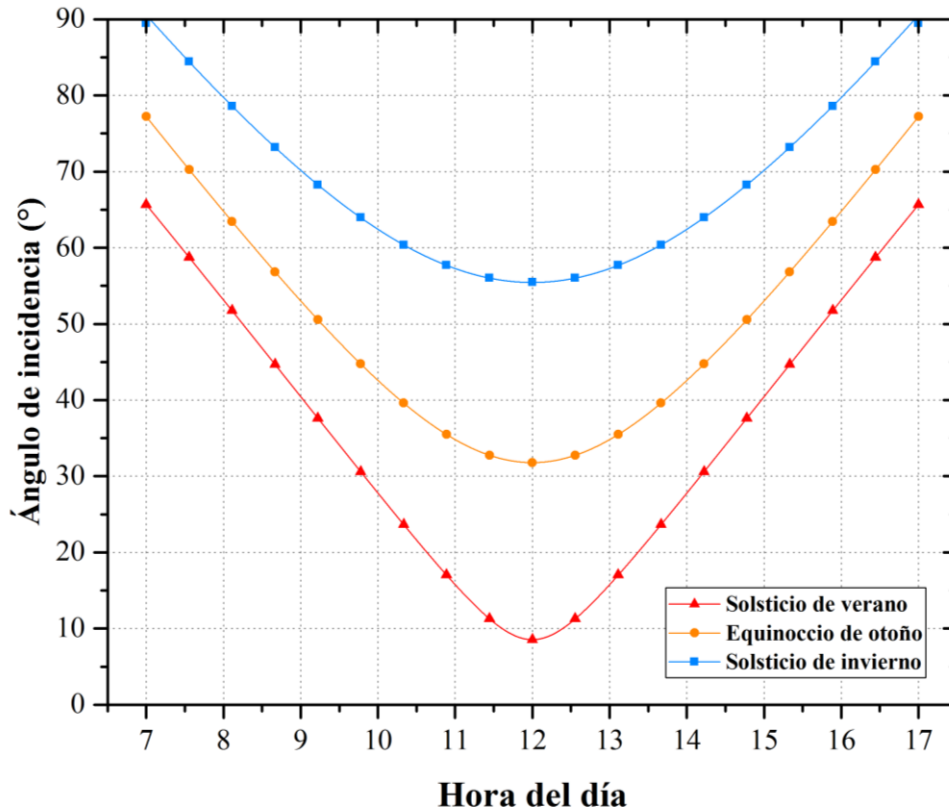


Figura 50. Ángulo de incidencia solar durante los tres días representativos del año.

El factor de pérdidas coseno y de pérdidas ópticas de las 7 a las 17 horas en un módulo fotovoltaico supuesto con 0° de inclinación puede verse en la **Figura 51**, en donde 1.0 representa el 0% de pérdidas y 0.0 el 100%. Representando al solsticio de verano están los círculos, al equinoccio de otoño los cuadrados y al solsticio de invierno las estrellas. Las pérdidas coseno siguen al comportamiento del ángulo de incidencia en las diferentes etapas del año, ya que, como se mencionó en el capítulo 2, son el coseno del ángulo de incidencia. En cuanto a las pérdidas ópticas, el indicador de estas es el factor de transmitancia y dado a que dependen al igual que las pérdidas coseno del ángulo de incidencia, al medio día solar es cuando las pérdidas son menores.

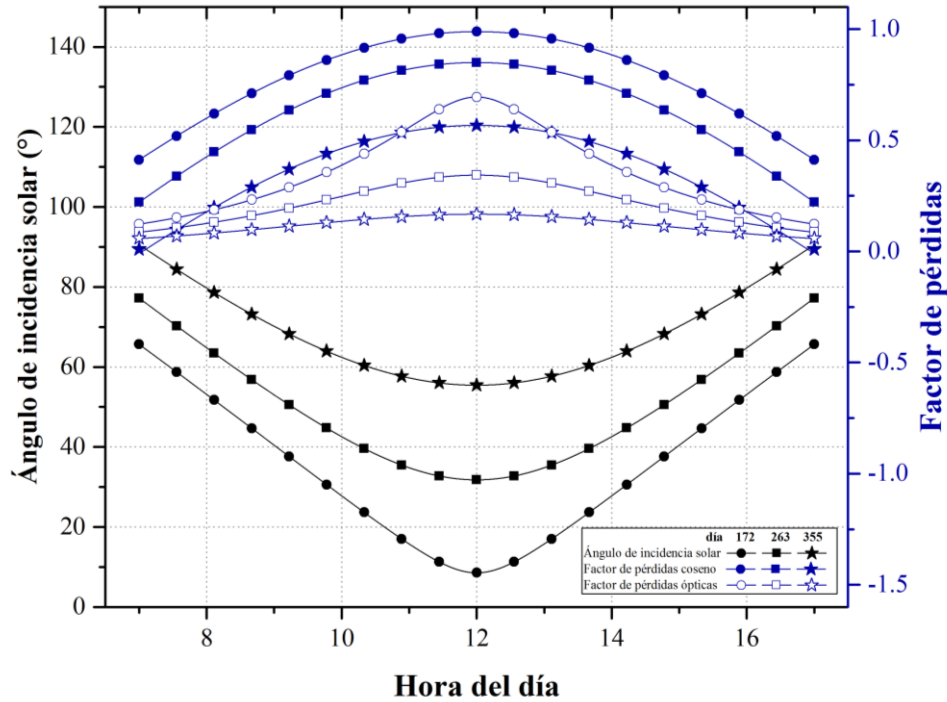


Figura 51. Ángulo de incidencia solar y factor de pérdidas durante los tres días representativos del año.

Considerando las gráficas anteriores podemos decir que el simulador del reloj solar funciona debidamente.

Recurso solar disponible

Según los datos recopilados del archivo climatológico de un año típico en Mexicali, Baja California, el promedio diario anual de la irradiancia del sitio se muestra en la **Figura 52**. Se observa que durante el día 168 (cerca del día 172, el cual es el solsticio de verano), el promedio de irradiancia es mayor (787.38 W/m^2) a comparación de otras épocas del año, como, por ejemplo, en el día 355 (solsticio de invierno). Se observan algunos picos donde la irradiancia decrementa abruptamente, esto debido a que los días fueron nublados.

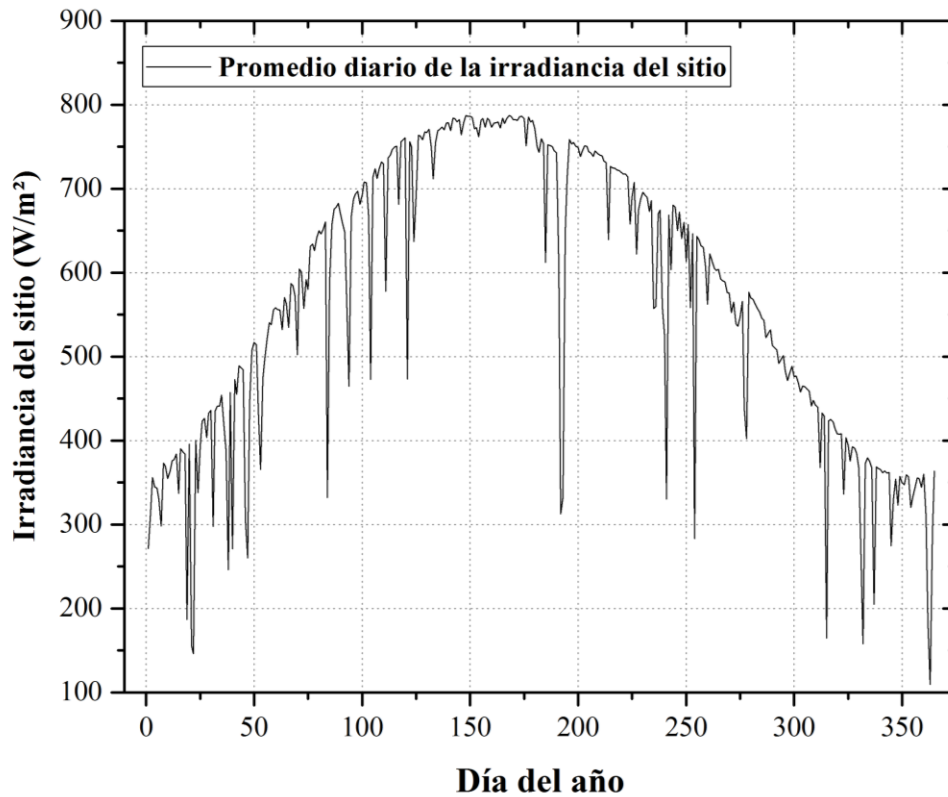


Figura 52. Promedio diario de la irradiancia del sitio anual.

Temperatura ambiente y de celda

De igual manera con ayuda del archivo climatológico se obtuvieron las temperaturas ambientes de todo el año, con esa información, se calculó la temperatura de celda diaria con ayuda del simulador. Ya sean máximos o mínimos, la temperatura de celda depende de la temperatura ambiente y se puede confirmar ya que tienen el mismo comportamiento, haciendo que la temperatura de celda alcance hasta los 75°C en verano y de -3.60°C en invierno (**Figura 53**).

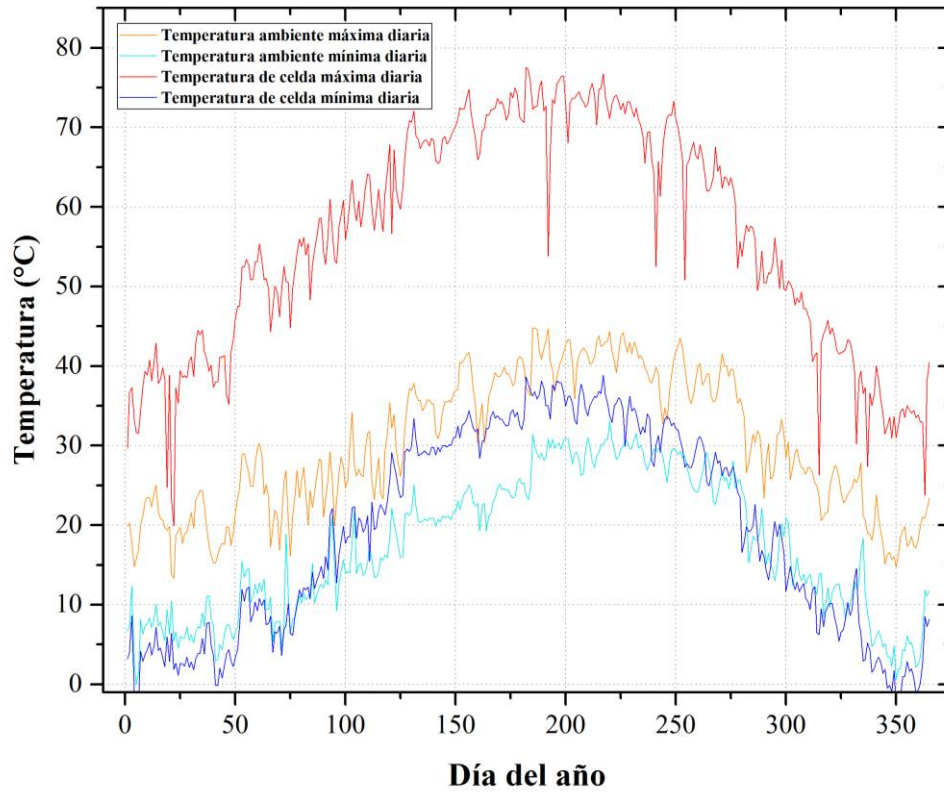


Figura 53. Temperatura mínima y máxima ambiente y de celda anual.

5.1.1 Evaluación teórica del sistema.

Sistema fotovoltaico fijo

Para el sistema fotovoltaico fijo se realizaron cinco simulaciones anuales con inclinación de módulo a 0° , 10° , 20° , 32° y 40° con la finalidad de comparar la energía neta producida por el sistema. En la **Figura 54** se representa cada inclinación con un color diferente, en donde existen dos comportamientos diferentes: el incremento en la energía producida alrededor del solsticio de verano y el incremento en la energía producida alrededor del equinoccio de primavera y otoño (esto debido al ángulo de incidencia en el módulo según la inclinación y época del año). Al final, la energía neta de las diferentes configuraciones fue de 234.89 kWh, 292.13 kWh, 320.91 kWh, 321.82 kWh y 307.10 kWh respectivamente, en donde la configuración con la inclinación a 20° fue la más efectiva puesto que, a pesar de no ser la que generó más, solamente presenta una diferencia de 1 kWh en todo un año a comparación de la configuración de 32° y al necesitar menos material para la construcción de la estructura al estar menos inclinado, resulta económicamente más viable.

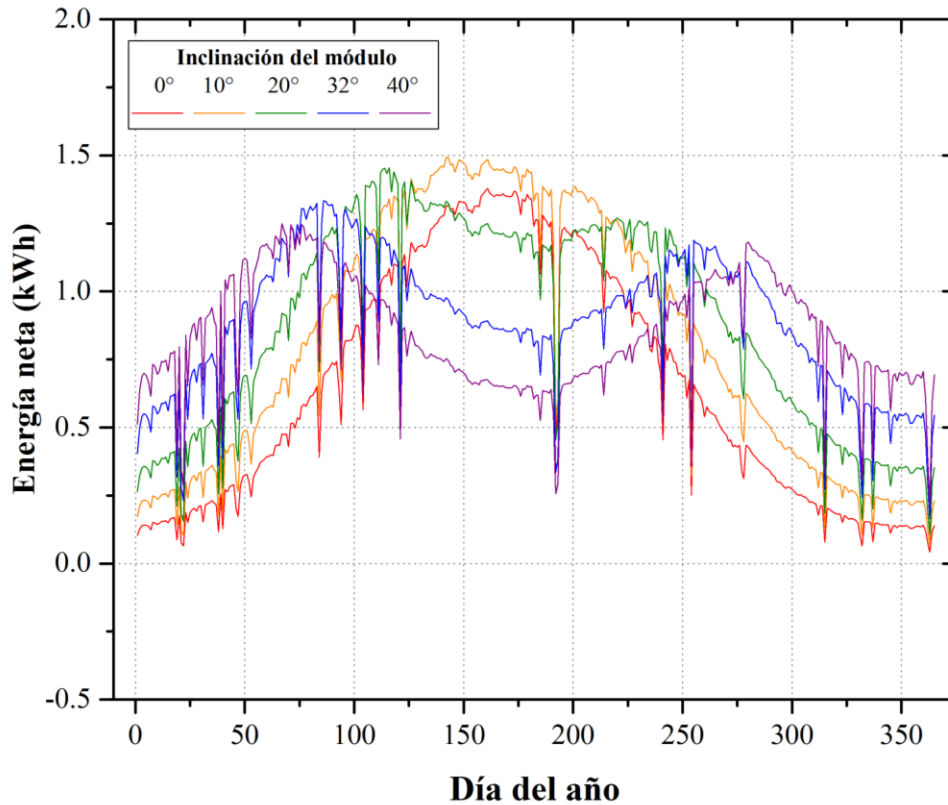
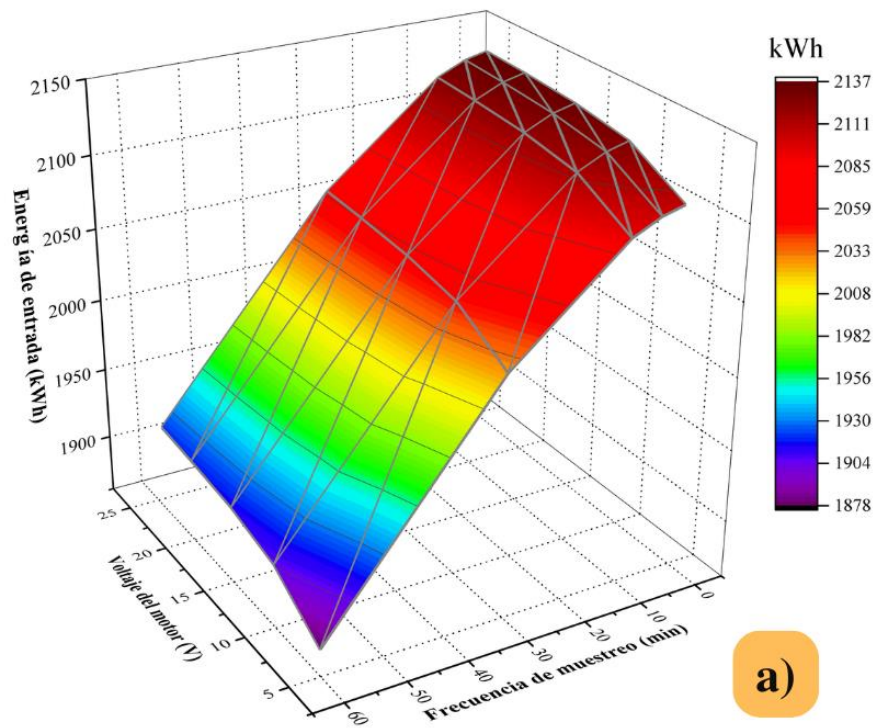


Figura 54. Comparación de la generación de energía neta por inclinación de módulo en el sistema fijo.

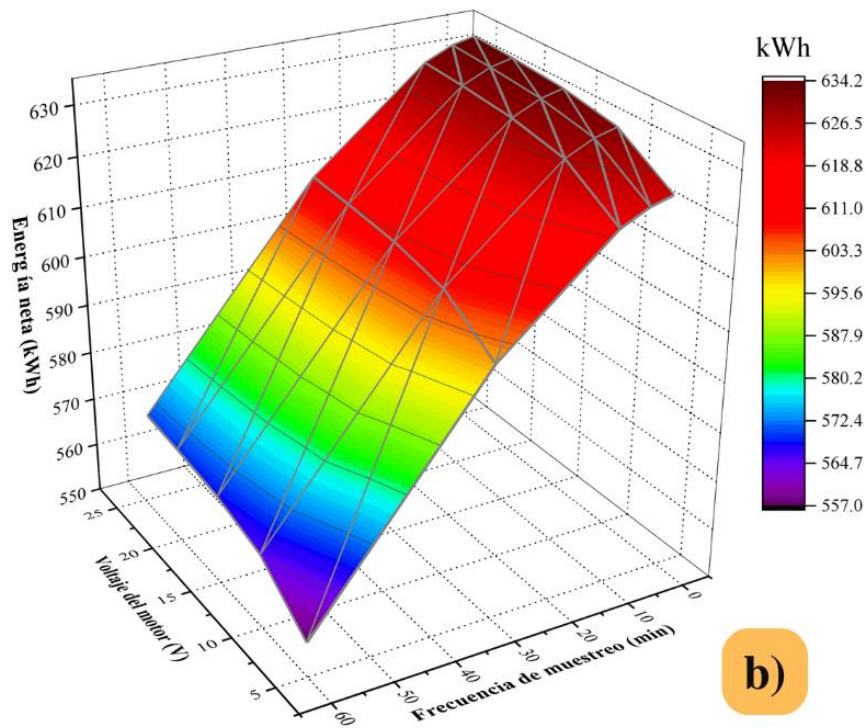
Sistema fotovoltaico de seguimiento en un eje

Se realizaron 25 simulaciones anuales en donde se probaron 25 configuraciones diferentes variando y haciendo combinaciones con la frecuencia de muestreo (a 1, 5, 10, 30 y 60 minutos) y el voltaje del motor (a 5, 10, 15, 20 y 24V). En la **Figura 55** se muestran los mantos en tres dimensiones resultantes de todas las configuraciones correspondiendo a la energía de entrada al sistema y la energía neta producida por el sistema (en donde se considera el gasto de energía por parte de los motores). Podemos observar que ambos mantos tienen el mismo comportamiento por lo cual la energía neta producida es proporcional a la energía de entrada al sistema. Del total de energía que entra al sistema, 30% es convertida a energía neta. Asimismo, analizando cómo intervienen el voltaje del motor y la frecuencia de muestreo en la cantidad de energía recibida y producida; se observa que el voltaje no representa un cambio significativo, por otra parte, la variación en el tiempo de muestreo trae consigo un peso

importante ya que se observa un incremento en la energía captada y la que se produjo. En cuanto a la configuración más viable, entre más rápido y frecuente, mejor. Aunque si comparamos la generación entre la configuración de 5 minutos de muestreo a 24V (633.55 kWh) y la de 5 minutos de muestreo a 15V (632.10 kWh), la diferencia es sólo de 1.45 kWh, por lo cual podríamos optar por un motor de menor voltaje lo cual podría resultar económicamente más viable.



a)



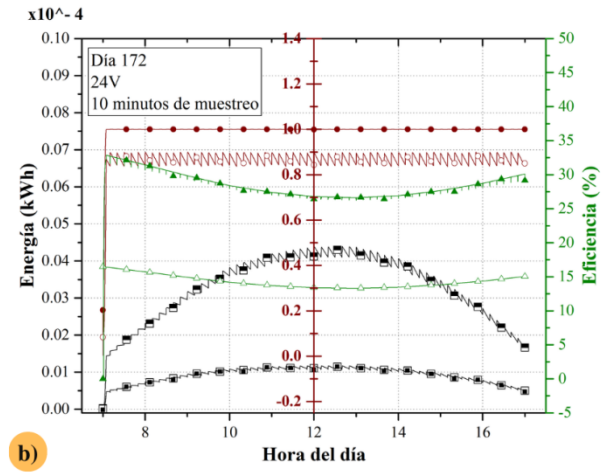
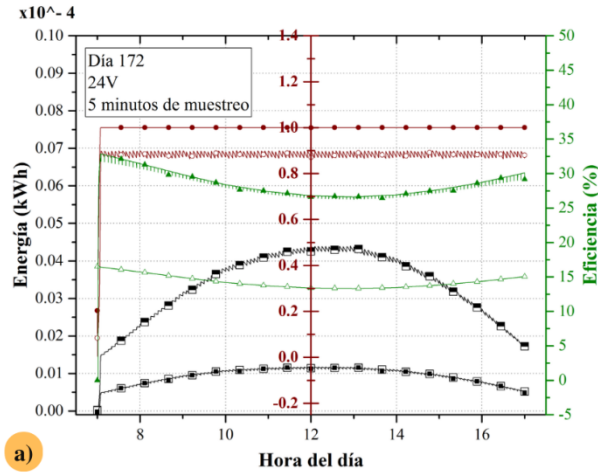
b)

Figura 55. Manto tridimensional de la energía anual a diferentes configuraciones del seguimiento en un eje.
 a) Energía de entrada al sistema. b) Energía neta producida por el sistema.

Sistema fotovoltaico de seguimiento en dos ejes

Se realizaron simulaciones de los días 172 (solsticio de verano), 263 (equinoccio de otoño) y 355 (solsticio de invierno) de las 7 a las 17 horas a 24V variando el tiempo de muestro 5, 10 y 30 minutos y a 5 minutos de muestreo variando el voltaje de los motores 5V, 10V y 20V. En las cuales se evaluó la energía de entrada, la energía producida por el modulo y la energía neta, el factor de pérdidas coseno y el factor de pérdidas ópticas, la eficiencia del módulo fotovoltaico y la eficiencia del sistema con el fin de evaluar el desempeño de cada configuración en los días más representativos del año analizando el comportamiento de cada una de las variables y así encontrar la configuración óptima para el seguidor de dos ejes.

Las diferentes configuraciones para el día 172 (solsticio de verano) pueden verse en la **Figura 56** para 24V a 30, 10 y 5 minutos y **Figura 57** para 5V, 15V y 20V a 5 minutos. En donde las pérdidas ópticas sufren un mayor cambio alrededor del día mientras las pérdidas coseno se mantienen más estables. A medida de que el tiempo de muestreo es más largo (por ejemplo, en la Figura#) se observa que los trazos en el comportamiento de ‘diente se sierra’ en las pérdidas y la energía empiezan a ser más grandes y notorios. Se puede notar que la energía producida por el módulo y la energía neta se sobreponen ya que tienen casi el mismo valor debido a que los motores no representan un gasto significativo de energía. En cuanto a la mejor configuración para el seguimiento solar; si analizamos las tres configuraciones con mayor producción de energía neta, estas serían: 24V a 5 minutos, 20V a 5 minutos y 15V a 5 minutos con una suma a lo largo del día de 3.3934 kWh, 3.3893 kWh y 3.3805 kWh respectivamente, por lo que cualquiera de esas tres configuraciones es adecuada habiendo una diferencia de no más de 0.013 kWh entre ellas.



- Energía de entrada
- Energía producida por el módulo
- Energía neta
- Factor de pérdidas coseno
- Factor de pérdidas ópticas
- ▲ Eficiencia del sistema
- △ Eficiencia de módulo

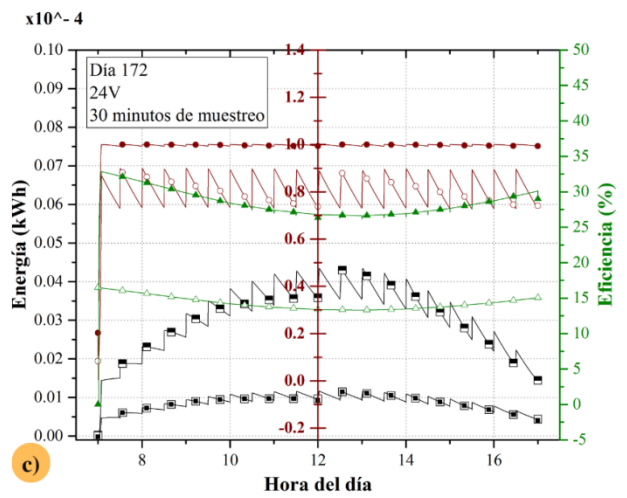


Figura 56. Resultados de las configuraciones de simulación en el día 172 para el seguidor de dos ejes. a) 24V a 5 minutos de muestreo. b) 24V a 10 minutos de muestreo. c) 24V a 30 minutos de muestreo.

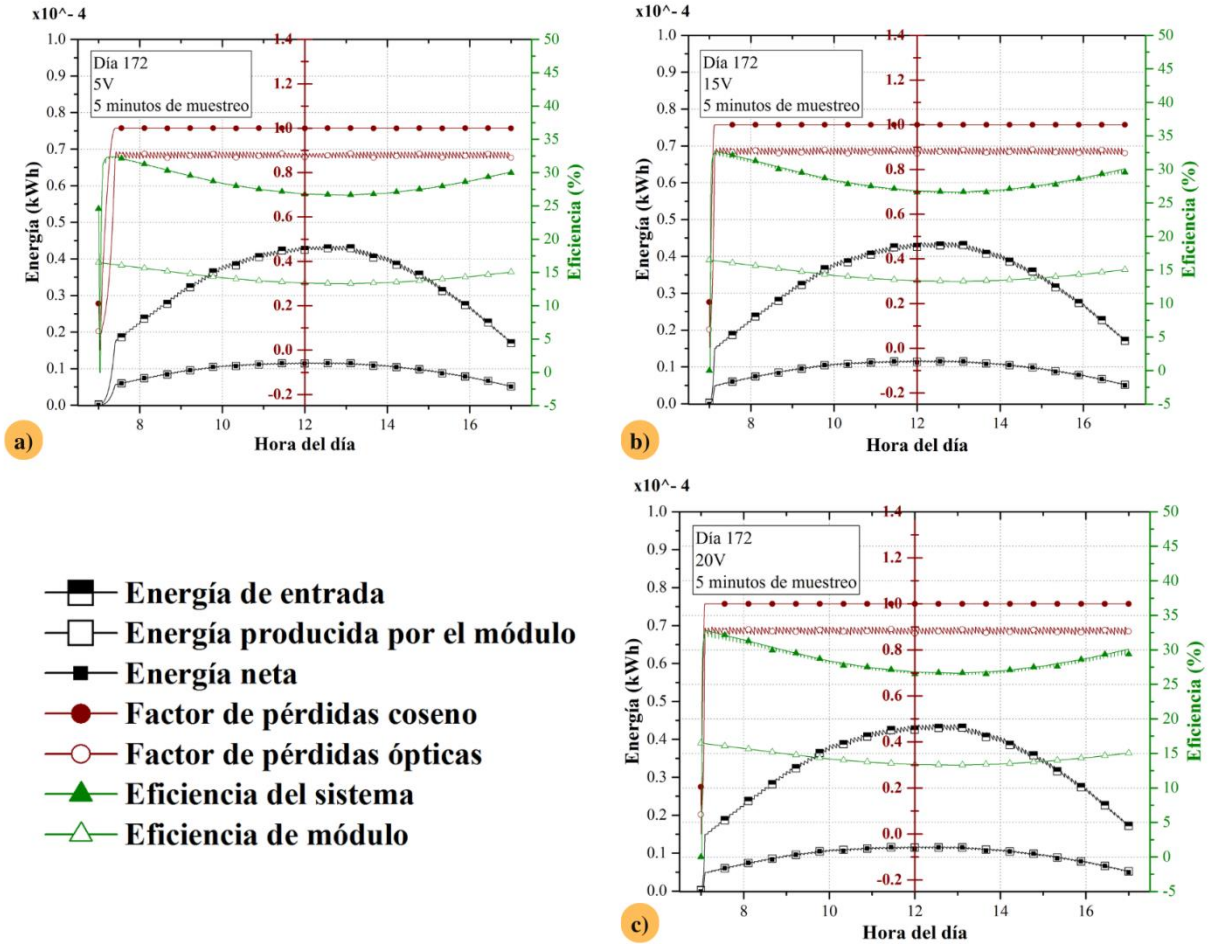


Figura 57. Resultados de las configuraciones de simulación en el día 172 para el seguidor de dos ejes. a) 5V a 5 minutos de muestreo. b) 15V a 5 minutos de muestreo. c) 20V a 5 minutos de muestreo.

Las propuestas de configuración para el día 263 (equinoccio de otoño) pueden verse en la **Figura 58** para 24V a 30, 10 y 5 minutos y la **Figura 59** para 5V, 15V y 20V a 5 minutos. En donde al igual que en los casos del solsticio de verano, las pérdidas coseno se mantienen más estables que las pérdidas ópticas. Los trazos grandes en el comportamiento de ‘diente de sierra’ en las pérdidas y la energía empiezan a hacerse notar a medida que el tiempo de muestreo se va alargando, al igual que la energía producida por el módulo y la energía neta se sobreponen ya que tienen casi el mismo valor debido a que los motores no representan un gasto significativo de energía. Para la mejor configuración en el seguimiento solar; nuevamente podemos analizar las tres configuraciones con mayor producción de energía

netas, estas serían: 24V a 5 minutos, 20V a 5 minutos y 15V a 5 minutos con una suma a lo largo del día de 2.7301 kWh, 2.7285 kWh y 2.7241 kWh respectivamente, por lo que cualquiera de esas tres configuraciones es adecuada habiendo una diferencia de no más de 0.0016 kWh entre ellas.

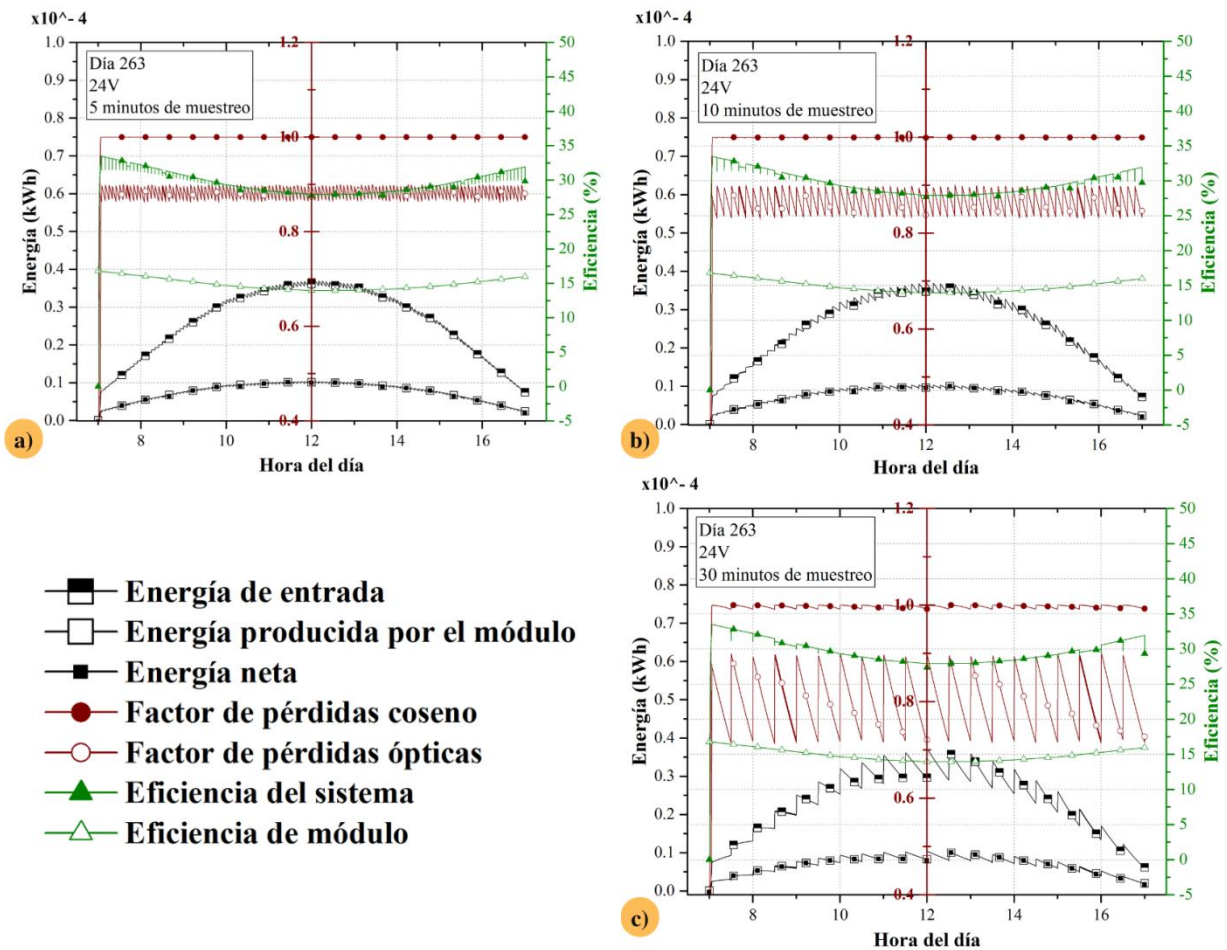


Figura 58. Resultados de las configuraciones de simulación en el día 263 para el seguidor de dos ejes. a) 24V a 5 minutos de muestreo. b) 24V a 10 minutos de muestreo. c) 24V a 30 minutos de muestreo.

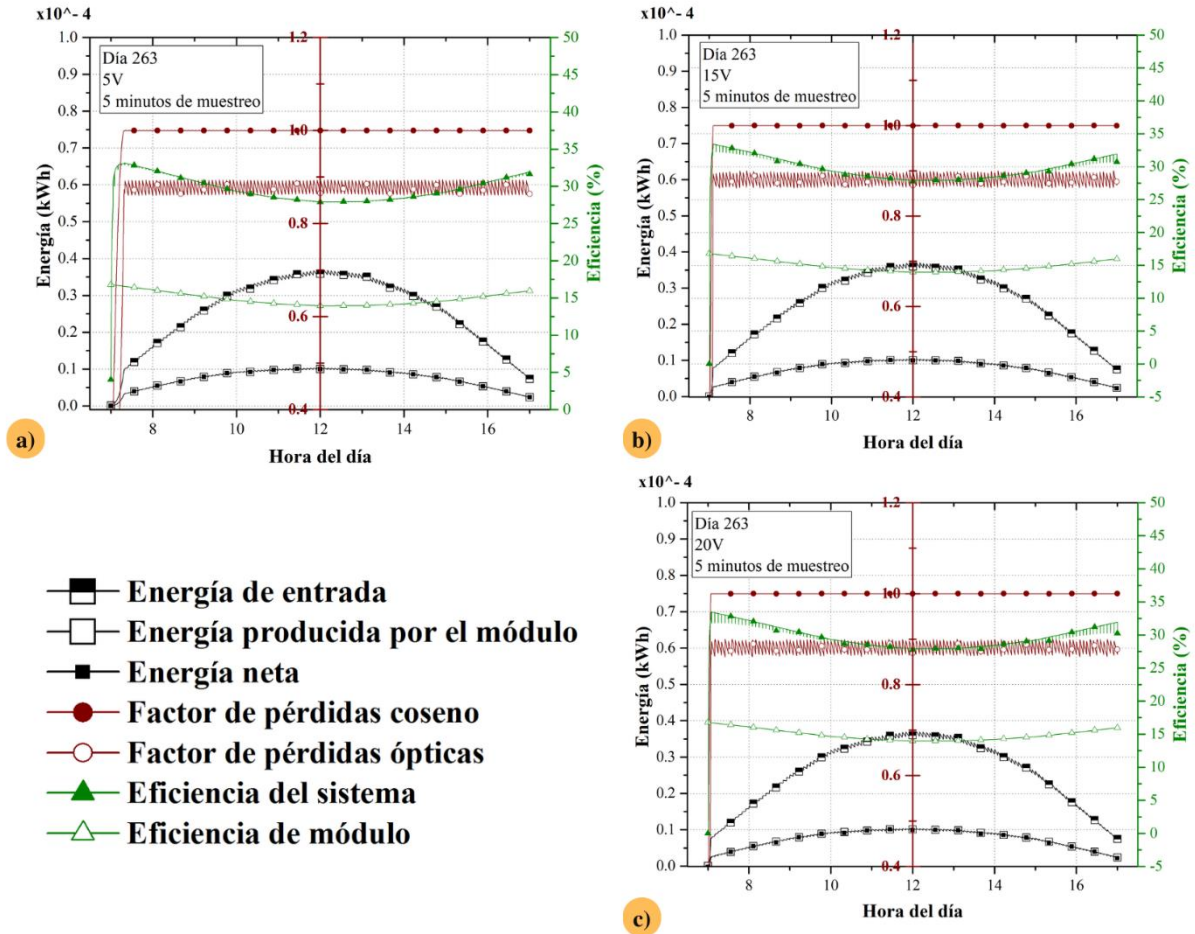


Figura 59. Resultados de las configuraciones de simulación en el día 263 para el seguidor de dos ejes. a) 5V a 5 minutos de muestreo. b) 15V a 5 minutos de muestreo. c) 20V a 5 minutos de muestreo.

Por último, las propuestas de configuración para el día 355 (solsticio de invierno) se ven representadas en la **Figura 60** para 24V a 30, 10 y 5 minutos y la **Figura 61** para 5V, 15V y 20V a 5 minutos. El comportamiento de las pérdidas ópticas es más oscilante que el de las pérdidas coseno. A medida que se incrementa el tiempo de muestreo son más notorios los ‘picos’ en el comportamiento de las pérdidas y la energía producida, ya que se actualiza el objetivo solar y tiene una mayor captación en ese instante. Aproximadamente a las 14 horas ocurre un decremento en la energía de entrada, por lo tanto la producida por el módulo y la neta tiene el mismo comportamiento, esto debido a que se nubló. Las tres configuraciones con mayor producción de energía neta son: 24V a 5 minutos, 20V a 5 minutos y 15V a 5 minutos con una suma a lo largo del día de 1.7430 kWh, 1.7421 kWh y 1.7399 kWh respectivamente,

por lo que cualquiera de esas tres configuraciones es adecuada habiendo una diferencia de no más de 0.0032 kWh entre ellas.

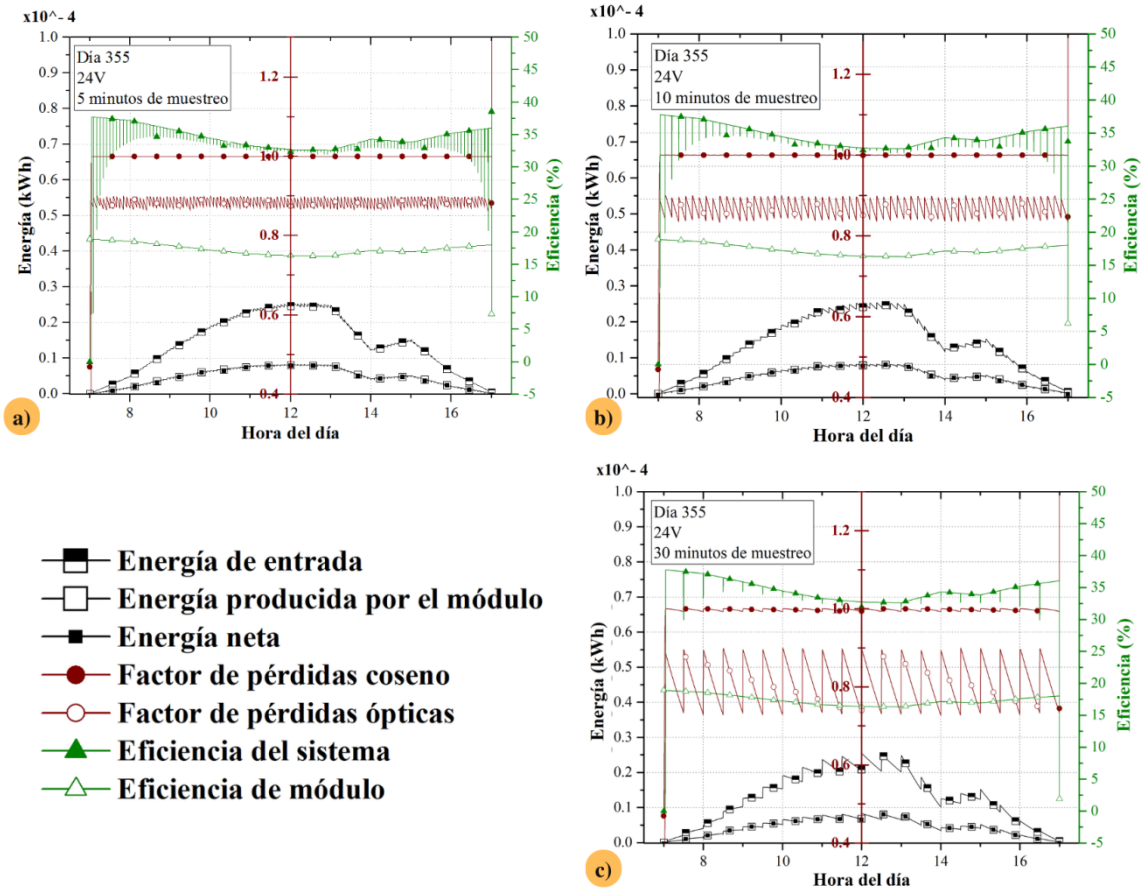


Figura 60. Resultados de las configuraciones de simulación en el día 355 para el seguidor de dos ejes. a) 24V a 5 minutos de muestreo. b) 24V a 10 minutos de muestreo. c) 24V a 30 minutos de muestreo.

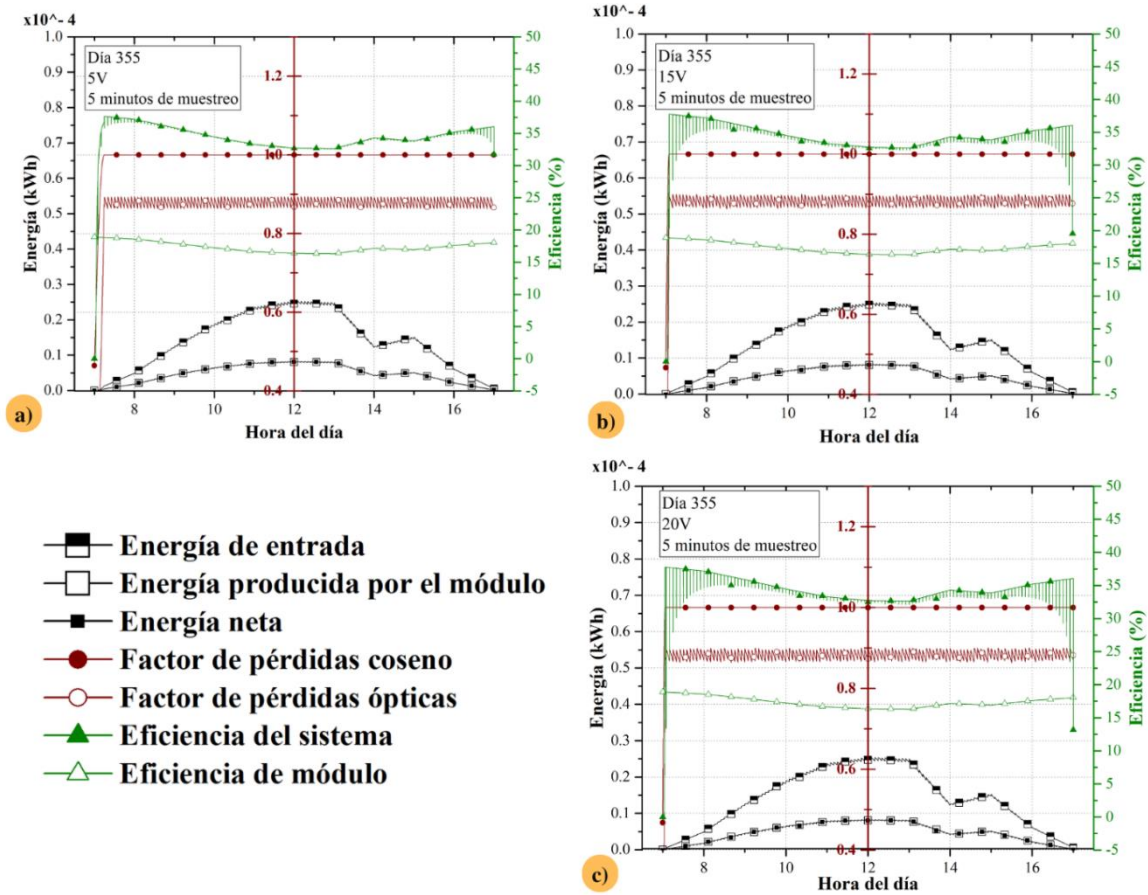


Figura 61. Resultados de las configuraciones de simulación en el día 355 para el seguidor de dos ejes. a) 5V a 5 minutos de muestreo. b) 15V a 5 minutos de muestreo. c) 20V a 5 minutos de muestreo.

Así que, para cualquiera de los tres días representativos del año, entre más rápido sea el tiempo de muestreo es mejor ya que al estar actualizando en un rango de tiempo corto es lo más parecido a un seguimiento en tiempo real por lo cual no existe un desfase tan grande en el ángulo de incidencia como sucedería con un tiempo de muestreo de 60 o 30 minutos. En cuanto a la elección del voltaje en los motores, se observa que la diferencia entre la producción de energía usando un tiempo de muestreo corto (5 minutos) y voltaje de 15V, 20V y 24V, no hay una gran diferencia por lo que es posible ser flexibles en la elección del motor en cuanto tengamos un tiempo de muestreo corto.

Al igual que con el seguimiento en un eje, Se realizaron 25 simulaciones anuales en donde se probaron 25 configuraciones diferentes variando y haciendo combinaciones con la frecuencia de muestreo (a 1, 5, 10, 30 y 60 minutos) y el voltaje del motor (a 5, 10, 15, 20 y 24V), en donde se evaluó la energía neta producida por el sistema, la energía consumida por los motores, las pérdidas coseno y las pérdidas ópticas.

En la **Figura 62** se muestra el manto en tres dimensiones generado representando la energía neta producida por el sistema al realizar las simulaciones (al cual ya se le ha quitado la energía consumida por los motores). Se observa que, como en el manto del seguimiento en un eje, el voltaje no representa un cambio significativo, la variable que determina la cantidad de energía neta producida es la variación en el tiempo de muestreo, por lo que, de la misma forma: entre más rápido y frecuente sea la configuración es mejor.

Al comparar entre diferentes configuraciones de 5 minutos de muestreo a 24V, 20V y 15V, la generación de energía es de 957.37 kWh, 956.43 kWh y 953.76 kWh respectivamente, por lo cual se podría optar por un motor de menor voltaje debido a que la diferencia de generación anual entre 24V y 20V es de 1 kWh mientras que entre 24V y 15V es de 4kWh.

Ahora bien, a pesar de que se observa que los dos modos de seguimiento responden igual a las diferentes configuraciones probadas, el seguimiento dual tiene una mayor producción que el seguimiento de un eje al producir 323.82 kWh más al año haciéndolo una mejor opción de seguimiento.

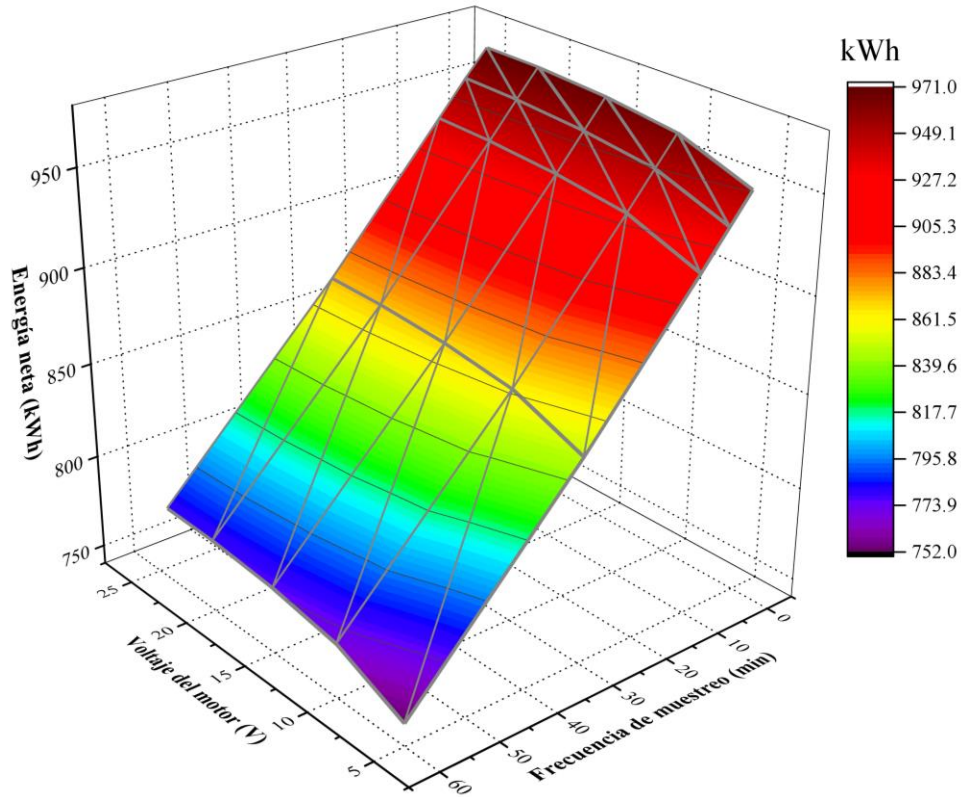


Figura 62. Manto tridimensional de la energía neta anual a diferentes configuraciones del seguimiento en dos ejes.

En la **Figura 63** está representada la energía consumida por los dos motores, en la cual podemos notar que en el rango de 5V a 20V la energía consumida es baja manteniéndose en el rango de 0.5 kWh a 0.62 kWh, una vez alcanzados los 24V este se dispara y alcanza cantidades de hasta 1.6 kWh (a 60 minutos de muestreo). Al mismo tiempo, con una frecuencia de muestreo de 10 minutos ocurre un descenso en el consumo el cual pueda ser por que el tiempo de muestreo no es tan largo haciendo que el ángulo solar se desfase ni tan corto como para no permitir que llegue al objetivo puesto por la referencia y esté constantemente andando. Asimismo, el comportamiento en este manto es contrario a los anteriores de energía recibida y producida; la variable que más afecta al comportamiento es el voltaje de los motores y no la frecuencia de muestreo. Sin embargo, a fin de cuentas las configuraciones más convenientes son las que tienen un tiempo de muestreo más corto ya

que aunque los motores consuman más energía, no es tan significativo como para afectar el rendimiento del seguidor.

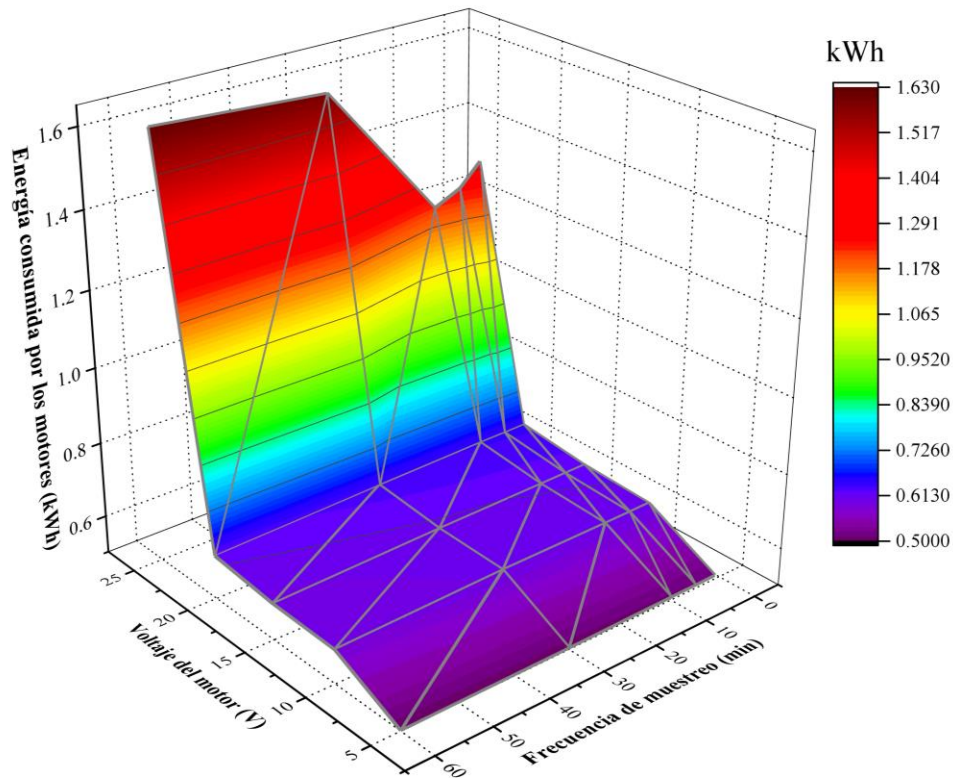


Figura 63. Manto tridimensional del consumo de energía anual a diferentes configuraciones por lo motores del seguimiento en dos ejes.

Respecto al factor de pérdidas coseno y el factor de pérdidas ópticas, ambos son influenciados fuertemente por el ángulo de incidencia solar y se miden de 0 a 1, siendo 0 el 100% de pérdidas y 1 el 0% de perdidas (como se vió en el capítulo 2). El manto de las pérdidas coseno (**Figura 64**) muestra que entre más pequeño el tiempo de muestreo y mas bajo el voltaje de los motores hay más pérdidas ya que el desfase en el ángulo de incidencia solar es mayor. En este caso el voltaje y el tiempo de muestreo tienen una intervención similar en el comportamiento de las pérdidas a lo largo del año, en donde, entre más rápido y con muestreos más seguidos el sistema presentará menos pérdidas coseno ya que el alcance a la

referencia solar del seguidor es más rápido. En la **Figura 65** se observa al manto de las pérdidas ópticas, en donde al igual que con las pérdidas coseno, entre más pequeño el tiempo de muestreo y mas bajo el voltaje de los motores hay más pérdidas. El muestreo afecta más que el voltaje en este caso ya que el factor de pérdidas ópticas (transmitancia) no es tan estricto como el factor de las pérdidas coseno ya que entre más frecuentemente esté siguiendo al Sol (se actualice la referencia) va habiendo más transmitancia en la superficie del módulo fotovoltaico.

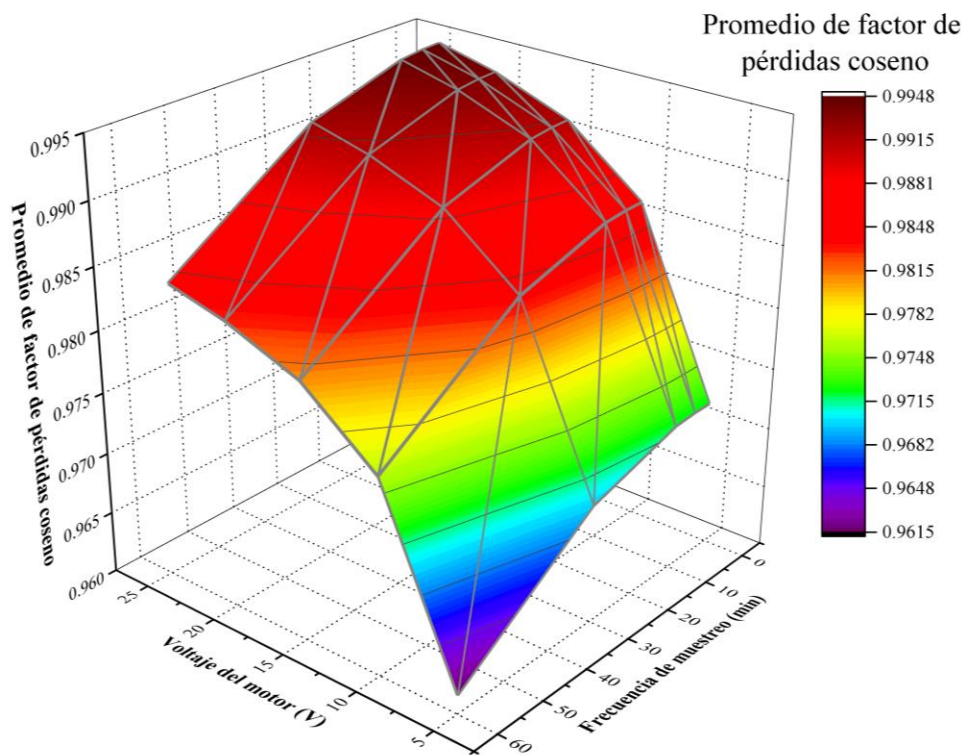


Figura 64. Manto tridimensional del promedio anual a diferentes configuraciones de las pérdidas coseno del seguimiento en dos ejes.

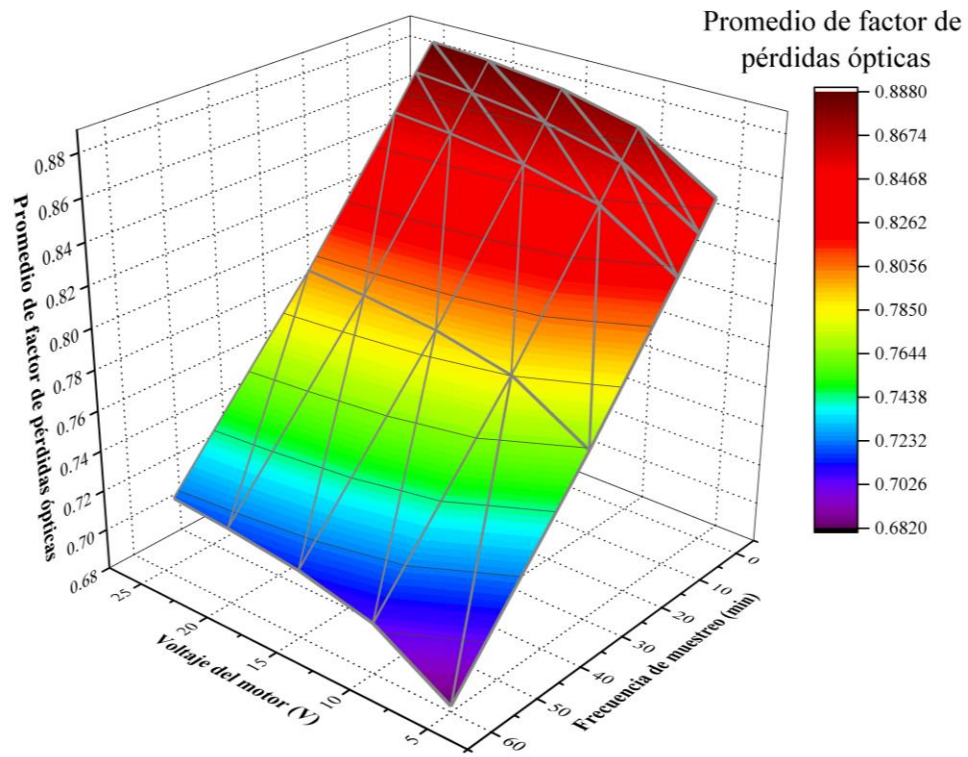


Figura 65. Manto tridimensional del promedio anual a diferentes configuraciones de las ópticas coseno del seguimiento en dos ejes.

Capítulo VI
**ANÁLISIS TECNO-
ECONÓMICO**



“No es posible resolver los problemas de hoy con las soluciones de ayer.”

- Roger Van Oech.

Ya que un análisis tecno-económico de un sistema de seguimiento solar es un proceso fundamental para evaluar la viabilidad y eficiencia de implementar esta tecnología en proyectos de generación de energía solar, este análisis implica el estudio detallado de los aspectos técnicos y económicos asociados con la instalación y operación de un sistema de seguimiento solar.

6.1 Justificación del análisis tecno-económico.

Para la realización de este análisis se tomaron en cuenta varios puntos con los que debe cumplir un análisis tecno-económico:

Optimización del costo y beneficio: Puesto que ayuda a evaluar la relación costo-beneficio de la implementación de un sistema de seguimiento solar, se tomó en cuenta para su realización analizar los costos asociados con la adquisición e instalación del sistema, la vida útil del sistema para determinar su rentabilidad a largo plazo, así como los beneficios económicos derivados de una mayor producción de energía.

Comparación con alternativas: Ya que permite comparar un sistema de seguimiento solar con otras opciones disponibles en el mercado, esta comparación puede ayudar a identificar cuál es la opción más adecuada en términos de rendimiento y costos. También se pueden evaluar diferentes tecnologías de seguimiento solar para determinar la más eficiente y rentable en función de las necesidades específicas del proyecto. Por lo que se tomó en cuenta un sistema fijo, uno con seguimiento de un eje y otro con seguimiento de dos ejes.

Toma de decisiones informadas: El análisis tecno-económico proporciona información valiosa para la toma de decisiones informadas en relación con la implementación de un sistema de seguimiento solar. Permite evaluar los riesgos y beneficios asociados con la tecnología, y determinar si es una opción viable desde el punto de vista técnico y financiero. Es por esto que se desarrolla una metodología para determinar el tiempo de retorno de la inversión según el sistema a evaluar.

6.2 Metodología del análisis tecno-económico.

6.2.1 Propuesta de presupuesto para sistemas de seguimiento solar

Se llevó a cabo una cotización de distintos sistemas fotovoltaicos: sistema fijo, sistema de seguimiento en un eje y sistema de seguimiento en dos ejes, considerando la cantidad de módulos fotovoltaicos a utilizar (siendo de 1 a 9 módulos) con el fin de evaluar la viabilidad técnica y económica de distintos posibles sistemas fotovoltaicos.

La cotización se desglosó en categorías según el equipo a utilizar (módulos fotovoltaicos, estructura del sistema, motores, seguidor, cableado e inversor). En la **Tabla 2** se encuentra el presupuesto de inversión inicial realizado en colaboración con contratistas especializados que trabajan en el Centro de Estudios de las Energías Renovables (CEENER) para la estructura, la empresa ‘Estudio Solar’ para los módulos fotovoltaicos, ‘MAC Eléctrica’ para el cableado y la ayuda de distintas páginas de internet para los componentes electrónicos y eléctricos del seguidor solar, los motores y el inversor junto con el sistema de monitoreo para APS. Una vez obtenida la inversión inicial en pesos mexicanos (MXN) de cada posible sistema, haciendo uso del simulador desarrollado en el **Capítulo III Metodología**, se simularon para obtener la generación anual en kWh.

Tabla 2. Presupuesto de los diferentes sistemas propuestos.

Equipo	Material según la cantidad de módulo(s) en el sistema								
	1			2			3		
	Fijo	1 eje	2 ejes	Fijo	1 eje	2 ejes	Fijo	1 eje	2 ejes
Paneles (MXN)	\$2,446.20	\$2,446.20	\$2,446.20	\$4,892.40	\$4,892.40	\$4,892.40	\$7,338.60	\$7,338.60	\$7,338.60
Estructura (MXN)	\$2,538.00	\$2,538.00	\$3,100.00	\$2,538.00	\$2,538.00	\$3,100.00	\$2,538.00	\$2,538.00	\$3,300.00
Motores (MXN)	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52
Seguidor (MXN)	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00
Cableado (MXN)	\$99.70	\$99.70	\$99.70	\$99.70	\$99.70	\$99.70	\$159.52	\$159.52	\$159.52
Inversor (MXN)	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00
Generación anual (kWh)	178.29	352.6	532.33	356.58	705.76	1065.9	534.87	1058.9	1599.6
Inversión (MXN)	\$16,794.90	\$24,711.42	\$25,573.42	\$19,241.10	\$27,157.62	\$28,019.62	\$21,747.12	\$29,663.64	\$30,725.64

Equipo	Material según la cantidad de módulo(s) en el sistema								
	4			5			6		
	Fijo	1 eje	2 ejes	Fijo	1 eje	2 ejes	Fijo	1 eje	2 ejes
Paneles (MXN)	\$9,784.80	\$9,784.80	\$9,784.80	\$12,231.00	\$12,231.00	\$12,231.00	\$14,677.20	\$14,677.20	\$14,677.20
Estructura (MXN)	\$2,538.00	\$2,538.00	\$3,300.00	\$3,834.00	\$3,834.00	\$3,400.00	\$3,834.00	\$3,834.00	\$3,400.00
Motores (MXN)	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52
Seguidor (MXN)	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00
Cableado (MXN)	\$159.52	\$159.52	\$159.52	\$219.34	\$219.34	\$219.34	\$219.34	\$219.34	\$219.34
Inversor (MXN)	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00
Generación anual (kWh)	713.15	1412.1	2133.2	891.44	1765.2	2666.8	1069.7	2118.4	3200.4
Inversión (MXN)	\$24,193.32	\$32,109.84	\$33,171.84	\$39,706.34	\$47,622.86	\$47,488.86	\$42,152.54	\$50,069.06	\$49,935.06

Equipo	Material según la cantidad de módulo(s) en el sistema								
	7			8			9		
	Fijo	1 eje	2 ejes	Fijo	1 eje	2 ejes	Fijo	1 eje	2 ejes
Paneles (MXN)	\$17,123.40	\$17,123.40	\$17,123.40	\$19,569.60	\$19,569.60	\$19,569.60	\$22,015.80	\$22,015.80	\$22,015.80
Estructura (MXN)	\$5,691.60	\$5,691.60	\$3,500.00	\$5,691.60	\$5,691.60	\$3,500.00	\$6,620.40	\$6,620.40	\$4,000.00
Motores (MXN)	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52
Seguidor (MXN)	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00
Cableado (MXN)	\$279.16	\$279.16	\$279.16	\$279.16	\$279.16	\$279.16	\$338.98	\$338.98	\$338.98
Inversor (MXN)	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$35,133.00	\$35,133.00	\$35,133.00
Generación anual (kWh)	1248	2471.5	3734	1426.3	2824.7	4267.6	1604.6	3177.8	4801.3
Inversión (MXN)	\$46,516.16	\$54,432.68	\$52,541.08	\$48,962.36	\$56,878.88	\$54,987.28	\$64,108.18	\$72,024.70	\$69,704.30

6.2.3 Determinación del tiempo de retorno de la inversión inicial de los sistemas presupuestados

Para saber el tiempo de retorno de la inversión se realizó un código en el software MATLAB para calcular el tiempo necesario para que la inversión inicial del sistema fotovoltaico sea recuperada en función de: la generación anual de energía, el costo de la energía que en este análisis se decidió usar la tarifa DAC (Doméstica de Alto Consumo) de la CFE (Comisión Federal de Electricidad) para la cual se hizo un promedio de su costo en el año 2022 con una tabla recopilada de la página web de la CFE (véase **Apéndice C**) y los factores de eficiencia anuales (los cuales se van degradando conforme pasa el tiempo).

Este funciona con un bucle 'while' que se ejecutará mientras se cumpla que el año (variable acumulativa) sea menor o igual a la longitud del vector que contiene los factores de eficiencia anuales. Dentro de él se calcula el costo acumulado de la recuperación sumando el producto de la generación, el factor de eficiencia correspondiente al año actual y la tarifa DAC.

Posteriormente, se calcula el costo acumulado de la recuperación para el próximo año para verificar si supera a la inversión inicial, si es así, se realiza un cálculo adicional para determinar el año exacto en el que se alcanza la recuperación completa (véase **Figura 66**).

Posterior al proceso de simulación de los diferentes posibles sistemas fotovoltaicos (según la cantidad de material a utilizar para su construcción) se vació la cantidad de años de retorno de inversión para cada uno en la **Tabla 3**. En ella se puede observar que el precio del equipo para el sistema fijo es el más accesible, siguiendo con el sistema de un eje y luego el de dos ejes. Sin embargo, a partir de la implementación de 6 módulos la inversión para el sistema de un eje empieza a ser más elevada que la de dos ejes, esto por el precio de adaptar la estructura para esa cantidad de módulos. Con un módulo el tiempo de retorno de inversión va de los 17.43 a los 8.44 años, incrementando el número de módulos a 2, el tiempo se reduce a casi la mitad siendo de 9.5 a 4.54 (dependiendo el tipo de seguimiento). A medida de que se incrementa la cantidad de módulos el tiempo de retorno de inversión va disminuyendo, sin embargo, cuando la cantidad es igual a 5 y a 9 módulos el tiempo de retorno aumenta en promedio un 18.33%, esto debido a que la opción de inversor que se tomó en cuenta fue el micro-inversor APS QS1-1200 para 4 módulos lo cual hace que el precio de la categoría “inversor” se mantenga constante de 1 a 4 y de 6 a 8 módulos. En el momento que se necesiten 5 y 9 módulos tiene que agregarse un micro-inversor extra haciendo que el precio aumente. La opción económicamente más viable es el sistema de seguimiento solar en dos ejes con 8 módulos, el cual nos permitirá recuperar la inversión inicial de \$54,987.28 (MXN) en 2.1436 años produciendo 4,267.6 kWh anualmente.

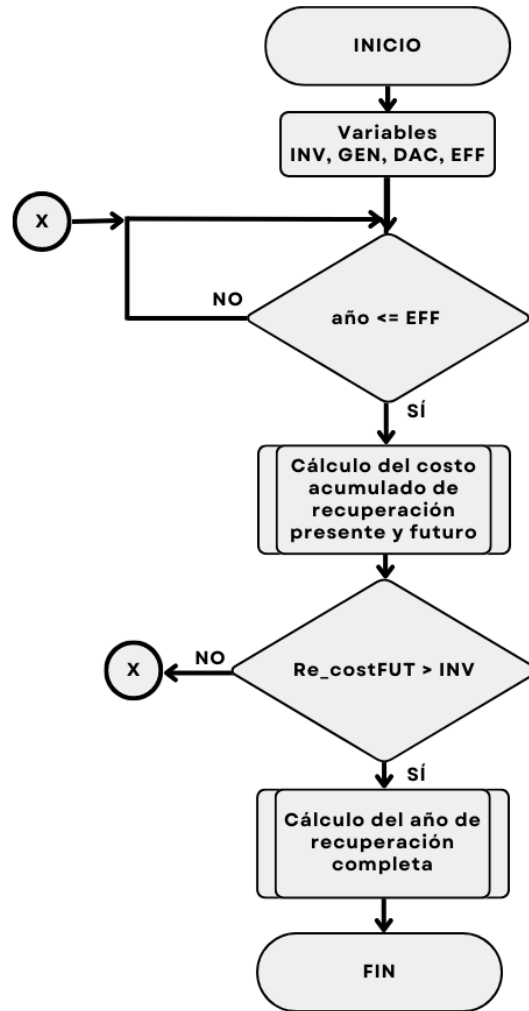


Figura 66. Diagrama de flujo de la programación del cálculo de la recuperación.

Tabla 3. Resultados del análisis tecno-económico.

Equipo	Material según la cantidad de módulo(s) en el sistema								
	1			2			3		
	Fijo	1 eje	2 ejes	Fijo	1 eje	2 ejes	Fijo	1 eje	2 ejes
Paneles (MXN)	\$2,446.20	\$2,446.20	\$2,446.20	\$4,892.40	\$4,892.40	\$4,892.40	\$7,338.60	\$7,338.60	\$7,338.60
Estructura (MXN)	\$2,538.00	\$2,538.00	\$3,100.00	\$2,538.00	\$2,538.00	\$3,100.00	\$2,538.00	\$2,538.00	\$3,300.00
Motores (MXN)	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52
Seguidor (MXN)	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00
Cableado (MXN)	\$99.70	\$99.70	\$99.70	\$99.70	\$99.70	\$99.70	\$159.52	\$159.52	\$159.52
Inversor (MXN)	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00
Generación anual (kWh)	178.29	352.6	532.33	356.58	705.76	1065.9	534.87	1058.9	1599.6
Inversión (MXN)	\$16,794.90	\$24,711.42	\$25,573.42	\$19,241.10	\$27,157.62	\$28,019.62	\$21,747.12	\$29,663.64	\$30,725.64
Tiempo de retorno de la inversión (años)	17.4392	12.5745	8.4472	9.5086	6.7329	4.5467	7.1236	4.8563	3.2775

Equipo	Material según la cantidad de módulo(s) en el sistema								
	4			5			6		
	Fijo	1 eje	2 ejes	Fijo	1 eje	2 ejes	Fijo	1 eje	2 ejes
Paneles (MXN)	\$9,784.80	\$9,784.80	\$9,784.80	\$12,231.00	\$12,231.00	\$12,231.00	\$14,677.20	\$14,677.20	\$14,677.20
Estructura (MXN)	\$2,538.00	\$2,538.00	\$3,300.00	\$3,834.00	\$3,834.00	\$3,400.00	\$3,834.00	\$3,834.00	\$3,400.00
Motores (MXN)	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52
Seguidor (MXN)	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00
Cableado (MXN)	\$159.52	\$159.52	\$159.52	\$219.34	\$219.34	\$219.34	\$219.34	\$219.34	\$219.34
Inversor (MXN)	\$11,711.00	\$11,711.00	\$11,711.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00
Generación anual (kWh)	713.15	1412.1	2133.2	891.44	1765.2	2666.8	1069.7	2118.4	3200.4
Inversión (MXN)	\$24,193.32	\$32,109.84	\$33,171.84	\$39,706.34	\$47,622.86	\$47,488.86	\$42,152.54	\$50,069.06	\$49,935.06
Tiempo de retorno de la inversión (años)	5.9161	3.9105	2.6216	7.8199	4.6707	3.0263	6.899	4.0712	2.631

Equipo	Material según la cantidad de módulo(s) en el sistema								
	7			8			9		
	Fijo	1 eje	2 ejes	Fijo	1 eje	2 ejes	Fijo	1 eje	2 ejes
Paneles (MXN)	\$17,123.40	\$17,123.40	\$17,123.40	\$19,569.60	\$19,569.60	\$19,569.60	\$22,015.80	\$22,015.80	\$22,015.80
Estructura (MXN)	\$5,691.60	\$5,691.60	\$3,500.00	\$5,691.60	\$5,691.60	\$3,500.00	\$6,620.40	\$6,620.40	\$4,000.00
Motores (MXN)	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52	\$0.00	\$5,416.52	\$5,416.52
Seguidor (MXN)	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00	\$0.00	\$2,500.00	\$2,800.00
Cableado (MXN)	\$279.16	\$279.16	\$279.16	\$279.16	\$279.16	\$279.16	\$338.98	\$338.98	\$338.98
Inversor (MXN)	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$23,422.00	\$35,133.00	\$35,133.00	\$35,133.00
Generación anual (kWh)	1248	2471.5	3734	1426.3	2824.7	4267.6	1604.6	3177.8	4801.3
Inversión (MXN)	\$46,516.16	\$54,432.68	\$52,541.08	\$48,962.36	\$56,878.88	\$54,987.28	\$64,108.18	\$72,024.70	\$69,704.30
Tiempo de retorno de la inversión (años)	6.5165	3.7824	2.3563	5.9885	3.4438	2.1436	6.997	3.8973	2.4364

Capítulo VII

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS



*“Incluso si supiera que mañana el mundo
se haría añicos, aún plantaría mi
manzano.”*

- Martin Luther King.

Conclusiones

- Es posible desarrollar un seguidor solar multi-eje utilizando el modelo matemático de la geometría solar.
- La configuración más beneficiosa para el sistema fotovoltaico fijo es con una inclinación de 20° (320.91 kWh) ya que a pesar de haber generado 0.91 kWh menos que la inclinación de 32° (321.82 kWh) durante un año necesitaría menos material para la construcción de la estructura al estar menos inclinado, resultando económicamente más viable.
- Al comparar la generación neta anual de las configuraciones con muestreo de 5 minutos con voltaje de 24V (633.55 kWh) y 15V (632.10 kWh) del sistema de seguimiento en un eje, la diferencia es sólo de 1.45 kWh, por lo cual podríamos optar por un motor de mejor voltaje lo cual podría resultar económicamente más viable. El voltaje no representa un cambio significativo, por otra parte, la variación en el tiempo de muestreo trae consigo un peso importante.
- En el sistema de seguimiento de dos ejes, para cualquiera de los tres días representativos del año (día 172, 263 y 355), es más favorable contar con un tiempo de muestreo más rápido. Esto se debe a que, al actualizar los datos en intervalos de tiempo más cortos, se logra un seguimiento más cercano al tiempo real, lo que minimiza el desfase en el ángulo de incidencia. Se observa que la diferencia en la producción de energía al utilizar un tiempo de muestreo de 5 minutos y voltajes de 15V, 20V y 24V no es significativa, lo cual nos permite tener flexibilidad al elegir el motor, siempre y cuando tengamos un tiempo de muestreo corto.
- En la producción anual del sistema de seguimiento de dos ejes se podría optar por un motor de menor voltaje debido a que la diferencia de generación anual entre 24V (957.37 kWh) y 20V (956.43 kWh) es de 1 kWh mientras que entre 24V y 15V (953.76 kWh) es de 4kWh.
- El factor que influye en mayor medida en el comportamiento anual del consumo de energía de los motores en el seguimiento de dos ejes es el voltaje de los mismos, no la frecuencia de muestreo. A pesar de esto, en última instancia, las configuraciones más favorables son aquellas que tienen un tiempo de muestreo más breve, ya que

aunque los motores puedan consumir más energía, esto no tiene un impacto significativo en el rendimiento del seguidor.

- Respecto al factor de pérdidas coseno y el factor de pérdidas ópticas, ambos son influenciados fuertemente por el ángulo de incidencia solar. Entre más pequeño el tiempo de muestreo y mas bajo el voltaje de los motores hay más pérdidas ya que el desfase en el ángulo de incidencia solar es mayor.
- Aunque se ha observado que ambos modos de seguimiento tienen resultados similares ante las diversas configuraciones probadas, el seguimiento de dos ejes muestra una producción mayor en comparación con el seguimiento de un solo eje. En concreto, el seguimiento de dos ejes logra generar 323.82 kWh más anualmente en comparación con el seguimiento de un solo eje, y 636.46 kWh más en comparación con el sistema fijo. Esto hace al seguimiento de dos ejes una opción superior en términos de rendimiento de seguimiento.
- El sistema de seguimiento solar en dos ejes con 8 módulos se presenta como la alternativa más rentable desde el punto de vista económico. Este sistema nos brinda la oportunidad de recuperar la cantidad invertida inicialmente, que asciende a \$54,987.28 (MXN), en un lapso de 2.14 años. Además, su capacidad de generar 4,267.6 kWh al año añade un valor adicional a esta opción.

Trabajos futuros

- Afinar el modelo matemático de la temperatura de celda en función de la radiación incidente.
- Afinar el modelo matemático de las pérdidas ópticas basándose en los modelos modificadores del ángulo de incidencia Martin y Ruiz, SANDIA y ASHRAE.
- Desarrollar una metodología para la fabricación de placas de circuito impreso para máquina CNC Asia Robótica.
- Desarrollar un modelo matemático que permita hacer una proyección en el cambio de las tarifas de CFE a lo largo del tiempo.

- Diseñar una base de datos y una interfaz humano-máquina para el monitoreo del sistema de seguimiento solar a distancia.

Apéndice A


Librería Wire.h para el protocolo de comunicación I2C en Arduino.

El protocolo de comunicación I2C requiere el uso de una librería para poder trabajar, dentro de la plataforma Arduino existe una librería con sus propias funciones dentro que se puede incorporar fácilmente para poder empezar a trabajar, su nombre es Wire.h e incluye las siguientes funciones:

Tabla 4. Funciones de la librería Wire.h en Arduino.

Función	Descripción
Wire.begin()	Inicializa la librería y hace que la placa se una al bus I2C ya sea como maestro o esclavo.
Wire.begin(address)	Asigna una dirección específica a un esclavo.
Wire.beginTransmission()	Para comenzar la comunicación con el o los esclavos.
Wire.requestFrom()	Utilizada por el maestro para solicitar una cantidad específica de bytes a un esclavo.
Wire.write()	Para enviar datos a través del bus.
Wire.print()	Para imprimir los datos que se encuentren en el bus.
Wire.read()	Lee la información del bus.
Wire.onRequest()	Registra una función para que el esclavo reciba datos del maestro.

Wire.onReceive()	Registra una función para que el maestro le solicite datos al esclavo.
Wire.endTransmission()	Para cerrar la comunicación con el o los esclavos.










Solartec
Energía Renovable

MONOCRISTALINO


● 300 – 320 W SOLAR PANEL
EFICIENCIA Y DESEMPEÑO EXCEPCIONAL

BENEFICIOS

-  -Resistente a impactos con una velocidad de hasta 23 m/s
-  -Amplios rangos de operación de -40°C hasta +90°C
-  -Soporta cargas mecánicas de hasta 2400 Pa.
-  -Libre de problemas de Degradación de Potencial Inducido (PID)
-  -Aislamiento eléctrico de 3000 V por un minuto.
-  -Celdas libres de Micro Cracks
-  -Resistencia de aislamiento mayor a los 100 MΩ.

S72MC6

72 Cell Modules
S72MC6-300, S72MC6-305, S72MC6-310,
S72MC6-315, S72MC6-320



Los módulos solares Solartec de 300 - 320 W proveen un liderazgo incomparable en la industria gracias a su eficiencia y desempeño.
En módulo solar S72MC6 utiliza 72 celdas solares, con un óptimo diseño integrando materiales de la mejor calidad, y manufacturado mediante las normas de IEC 61215, IEC 61730, UL 1703 y NMXJ 618

CALIDAD DE GARANTÍA

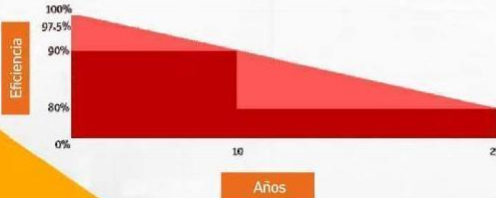
Se garantiza un óptimo funcionamiento en los primeros 10 años ante los defectos de fábrica y en los materiales definidos por IEC 61215, IEC 61730, UL 1703 que componen el módulo fotovoltaico.

RENDIMIENTO DE GARANTÍA

- Durante el primer año se garantiza una potencia nominal de salida del módulo no menor a 97.5%.
- Del año 2 al año 10 se garantiza una potencia nominal de salida del módulo de no menor al 90%, y del año 11 al año 25 se garantiza una potencia nominal de salida del módulo de no menor al 80%, manteniendo una degradación lineal del 0,7% anual.

Condiciones de Operación

Temperatura	-40°C hasta +90°C
Carga Máxima	2400 Pa
Resistencia al Impacto	23 m/s
Conductividad a Tierra	≤ .1 Ω.
Resistencia de aislamiento	≥100 MΩ.



S72MC6

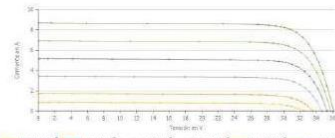
www.solartec.mx

Figura 67. Primera hoja de la ficha técnica del módulo solar S72MC6-300.

Especificaciones

Tipo de celda	Monocristalina
Dimensiones de Celda	156 mm * 156 mm
Número de Celdas	72 (6 x 12)
Peso	23.2 Kg
Dimensiones de módulo	1956 mm x 992 mm x 45 mm
Cable	1000 mm fotovoltaico
Caja de Conexiones	IP65 / Ip67
Número de diodos de derivación	3 / 6
Conectores	MC4 Compatible
Hoja Trasera	Blanca
Marco	Aluminio anodizado (45mm)
Clasificación de Flama	Clase C
Configuración de Empaque	23 piezas

CURVA DE I-V



Características de corriente / Voltaje dependen de la irradiancia y la temperatura del módulo
 Voltaje máximo del sistema: 1000 V Valor máximo del fusible en serie: 15 A

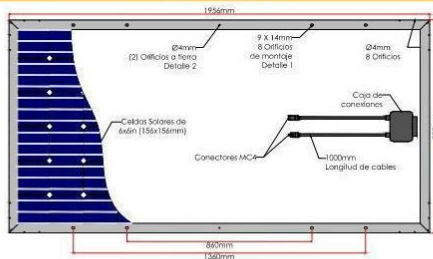
Panel Solar con Celdas de 156mm de Silicio Monocristalino

Modelo	S72MC6-300		S72MC6-305		S72MC6-310		S72MC6-315		S72MC6-320	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Condiciones de Medición										
Voltaje de circuito abierto (Voc)	44.60 V	35.68 V	45.10 V	36.08 V	45.40V	36.32 V	45.90 V	36.72 V	44.90 V	35.92 V
Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmpp)	36.50 V	29.20 V	36.90 V	29.52 V	37.10 V	29.76 V	37.50 V	30.00 V	37.70 V	30.16 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8.74 A	6.99 A	8.79 A	7.03 A	8.89 A	7.11 A	8.95 A	7.16 A	9.04 A	7.23 A
Corriente en el punto de máxima potencia (Impp)	8.21 A	6.56 A	8.26 A	6.60 A	8.35 A	6.68 A	8.41 A	6.72 A	8.48 A	6.78 A
Potencia máxima (Pmax)	300 W	240 W	305 W	244 W	310 W	248 W	252 W	244 W	320 W	256 W
Eficiencia del módulo	15.46%		15.71%		15.97%		16.23%		16.49%	

Coefficientes de Temperatura

de Isc (α)	+0.036% / °C	de Voc (β)	-0.346% / °C	de Pmax (γ)	-0.47% / °C
------------	--------------	------------	--------------	-------------	-------------

Dimensiones



Garantías

Los materiales que componen los paneles fotovoltaicos y los posibles defectos que se deban al proceso de la fabricación por un periodo de 10 años.

Generación mínima del 90% de la potencia de salida nominal del módulo a los 10 años.

Generación mínima del 80% de la potencia de salida nominal del módulo a los 25 años.

Medido bajo condiciones de prueba estándar y bajo condiciones de temperatura de operación nominal de la celda (STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5, TONC: 800W/m², 45 ±2°C, AM 1.5.)

Las características eléctricas de cada módulo fotovoltaico son monitoreadas individualmente dejando los resultados a disposición del cliente. Tolerancia Garantizada +3%.

Marco de Aluminio



Aplicaciones

- Integración estructural
- Plantas de energía solar
- Sistemas de bombeo solar
- Reducción de costos en energía

Distribuido por



Contacto **Carretera Libramiento Norte Km 4.6**
Lote No. 9, Parque Industrial Apolo
Irapuato, Gto. México CP 36826
Tel +52 (462) 635 9828

Solartec S.A.P.I. de C.V.
 info@solartec.mx



www.solartec.mx

Especificaciones sujetas a cambios sin previo aviso. PRECAUCIÓN: Lea el manual de usuario antes de utilizar el producto

032016

Figura 68. Segunda hoja de la ficha técnica del módulo solar S72MC6-300.

Apéndice C

HOGAR ENERO					HOGAR FEBRERO					HOGAR MARZO					
		Mínimo mensual (kWh)	Energía (\$/kWh)	Capacidad (kWh)			Mínimo mensual (kWh)	Energía (\$/kWh)	Capacidad (kWh)			Mínimo mensual (kWh)	Energía (\$/kWh)	Capacidad (kWh)	
1F	Base	25	0.882	75	1F	Base	25	0.887	75	1F	Base	25	0.892	75	
	Intermedio	25	1.073	125		Intermedio	25	1.079	125		Intermedio	25	1.085	125	
	Intermedio alto	-	-	-		Intermedio alto	-	-	-		Intermedio alto	-	-	-	
	Excedente	25	3.134	126+		Excedente	25	3.153	126+		Excedente	25	3.172	126+	
		Cargo Fijo (\$/mes)	Energía (\$/kWh)				Cargo Fijo (\$/mes)	Energía (\$/kWh)				Cargo Fijo (\$/mes)	Energía (\$/kWh)		
DAC	Verano	126.12	6.104	DAC	Verano	127.18	6.08	DAC	Verano	127.88	6.6	DAC	Verano	127.88	6.6
	Fuera de verano	126.12	5.244		Fuera de verano	127.18	5.224		Fuera de verano	127.88	5.671				
HOGAR ABRIL					HOGAR MAYO					HOGAR JUNIO					
1F	Base	25	0.897	75	1F	Base	25	0.669	300	1F	Base	25	0.673	300	
	Intermedio	25	1.091	125		Intermedio	25	0.835	900		Intermedio	25	0.84	900	
	Intermedio alto	-	-	-		Intermedio alto	25	2.032	1300		Intermedio alto	25	2.044	1300	
	Excedente	25	3.191	126+		Excedente	25	3.21	1301+		Excedente	25	3.229	1301+	
		Cargo Fijo (\$/mes)	Energía (\$/kWh)			Cargo Fijo (\$/mes)	Energía (\$/kWh)			Cargo Fijo (\$/mes)	Energía (\$/kWh)				
DAC	Verano	128.8	6.398	DAC	Verano	130.1	6.305	DAC	Verano	130.88	6.939	DAC	Verano	130.88	6.939
	Fuera de verano	128.8	5.497		Fuera de verano	130.1	5.417		Fuera de verano	130.88	5.961				
HOGAR JULIO					HOGAR AGOSTO					HOGAR SEPTIEMBRE					
		Mínimo mensual (kWh)	Energía (\$/kWh)	Capacidad (kWh)			Mínimo mensual (kWh)	Energía (\$/kWh)	Capacidad (kWh)			Mínimo mensual (kWh)	Energía (\$/kWh)	Capacidad (kWh)	
1F	Base	25	0.677	300	1F	Base	25	0.681	300	1F	Base	25	0.685	300	
	Intermedio	25	0.845	900		Intermedio	25	0.85	900		Intermedio	25	0.855	900	
	Intermedio alto	25	2.056	1300		Intermedio alto	25	2.068	1300		Intermedio alto	25	2.08	1300	
	Excedente	25	3.248	1301+		Excedente	25	3.267	1301+		Excedente	25	3.286	1301+	
		Cargo Fijo (\$/mes)	Energía (\$/kWh)			Cargo Fijo (\$/mes)	Energía (\$/kWh)			Cargo Fijo (\$/mes)	Energía (\$/kWh)				
DAC	Verano	132.12	7.219	DAC	Verano	132.97	6.84	DAC	Verano	133.61	7.324	DAC	Verano	133.61	7.324
	Fuera de verano	132.12	6.202		Fuera de verano	132.97	5.876		Fuera de verano	133.61	6.291				
HOGAR OCTUBRE					HOGAR NOVIEMBRE					HOGAR DICIEMBRE					
		Mínimo mensual (kWh)	Energía (\$/kWh)	Capacidad (kWh)			Mínimo mensual (kWh)	Energía (\$/kWh)	Capacidad (kWh)			Mínimo mensual (kWh)	Energía (\$/kWh)	Capacidad (kWh)	
1F	Base	25	0.689	300	1F	Base	25	0.933	75	1F	Base	25	0.939	75	
	Intermedio	25	0.86	900		Intermedio	25	1.139	125		Intermedio	25	1.146	125	
	Intermedio alto	25	2.092	1300		Intermedio alto	25	-	-		Intermedio alto	25	-	-	
	Excedente	25	3.306	1301+		Excedente	25	3.326	126+		Excedente	25	3.346	126+	
		Cargo Fijo (\$/mes)	Energía (\$/kWh)			Cargo Fijo (\$/mes)	Energía (\$/kWh)			Cargo Fijo (\$/mes)	Energía (\$/kWh)				
DAC	Verano	133.78	7.235	DAC	Verano	133.18	6.569	DAC	Verano	132.49	6.387	DAC	Verano	132.49	6.387
	Fuera de verano	133.78	6.214		Fuera de verano	133.18	5.642		Fuera de verano	132.49	5.486				

Referencias

- [1] J. R. Mcneill, "Population and the Natural Environment: Trends and Challenges," 2006. Accessed: Nov. 03, 2021. [Online]. Available: https://www.jstor.org/stable/20058948?seq=1#metadata_info_tab_contents.
- [2] SEMARNAT, "Huella ecológica, datos y rostros," 2012. Accessed: Nov. 03, 2021. [Online]. Available: http://www.sema.gob.mx/descargas/manuales/HuellaEcologica_SEMARNAT.pdf.
- [3] SEMARNAT, "Informe de la Situación del Medio Ambiente en México. Compendio de Estadísticas Ambientales. Indicadores Clave, de Desempeño Ambiental y de Crecimiento Verde.," Ciudad de México, 2015. Accessed: Dec. 14, 2022. [Online]. Available: https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/informe15/tema/pdf/Informe15_completo.pdf.
- [4] SENER, "Balance Nacional de Energía," 2020. Accessed: Dec. 15, 2022. [Online]. Available: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/707654/BALANCE_NACIONAL_ENERGIA_0403.pdf.
- [5] "Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía," *Beneficios por el uso de la Energía Solar*, Mar. 20, 2014. <https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/beneficios-por-el-uso-de-la-energia-solar> (accessed Dec. 14, 2022).
- [6] INEGI, "Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares," *Presentación de Resultados*, Nov. 07, 2018. [https://cemieoceano.mx/downloads/Presentación de resultados ENCEVI 2018.pdf](https://cemieoceano.mx/downloads/Presentación%20de%20resultados%20ENCEVI%202018.pdf) (accessed Dec. 14, 2022).
- [7] R. Singh, S. Kumar, A. Gehlot, and R. Pachauri, "An imperative role of sun trackers in photovoltaic technology: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 3263–3278, Feb. 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2017.10.018.
- [8] PVEducation, "Primeros dispositivos fotovoltaicos." <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/fabricación-de-células-de-silicio/primeros-dispositivos-fotovoltaicos> (accessed Dec. 15, 2022).
- [9] B. Jochen, G. Chen, D. Chandrasekharam, and J. Piechocki, *Geothermal, Wind and Solar Energy Applications in Agriculture and Aquaculture*. CRC Press/Balkema, 2017.
- [10] D. Chapin and C. Fuller, "The Silicon Solar Cell Turns 50."
- [11] S. Shajing Sun and N. Serdar Sariciftci, *Organic Photovoltaics: Mechanisms*,

Materials, and Devices, 1st ed., vol. 1. CRC Press, 2005.

- [12] C. M. Mackenzie, R. C. Greenblatt, and A. S. Cherdak, “Nimbus Power Systems,” Oct. 1966.
- [13] C. Finster, “El heliostato de la Universidad Santa Maria,” *Scientia*, pp. 5–20, 1962.
- [14] A. S. Soto, “Diseño de un servomecanismo seguidor solar para un instrumento registrador de la irradiación solar directa,” UTFSM, 1963.
- [15] R. H. McFee, “Power collection reduction by mirror surface nonflatness and tracking error for a central receiver solar power system,” *Appl. Opt.*, vol. 14, no. 7, p. 1493, Jul. 1975, doi: 10.1364/AO.14.001493.
- [16] M. E. Dorian and D. H. Nelson, “SOLAR TRACKING DEVICE,” US4223214A, 1980.
- [17] R. P. Semma and M. S. Imamura, “SUN TRACKING CONTROLLER FOR MULTI-KW PHOTOVOLTAIC CONCENTRATOR SYSTEM.,” *Comm. Eur. Communities, EUR*, pp. 375–380, 1981, doi: 10.1007/978-94-009-8423-3_54/COVER.
- [18] J. Maldonado, “Diseño y construcción de un sistema de control automatico para el posicionamiento de un pirheliometro,” Universidad Técnica Federico Santa Maria, Facultad de Ingeniería, Departamento de Electrotécnica, 1983.
- [19] V. Badescu, “The influence of certain astronomical and constructive parameters on the concentration of solar radiation with plane heliostats fields,” *Rev. Phys. Appl*, vol. 20, pp. 711–733, 1985, doi: 10.1051/rphysap:019850020010071100.
- [20] S. Rustemli, F. Dincadam[^], and M. Demirtas[^], “PERFORMANCE COMPARISON OF THE SUN TRACKING SYSTEM AND FIXED SYSTEM IN THE APPLICATION OF HEATING AND LIGHTING.”
- [21] G. C. LazaroIU, M. Longo, M. Roscia, and M. Pagano, “Comparative analysis of fixed and sun tracking low power PV systems considering energy consumption,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 92, pp. 143–148, Mar. 2015, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2014.12.046.
- [22] S. Seme *et al.*, “Dual-axis photovoltaic tracking system – Design and experimental investigation,” *Energy*, vol. 139, pp. 1267–1274, Nov. 2017, doi: 10.1016/J.ENERGY.2017.05.153.
- [23] C. Y. Lee, P. C. Chou, C. M. Chiang, and C. F. Lin, “Sun Tracking Systems: A Review,” *Sensors 2009, Vol. 9, Pages 3875-3890*, vol. 9, no. 5, pp. 3875–3890, May 2009, doi: 10.3390/S90503875.
- [24] M. V. Miguel, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*, 2nd ed. Madrid, ES.
- [25] DOF - Diario Oficial de la Federación, “Programa Especial para el Aprovechamiento

de las Energías Renovables,” *Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables*. https://dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5101826 (accessed Dec. 14, 2022).

- [26] J. F. Armendáriz López, A. Luna León, and González Trevizo, “TRNSYS COMO HERRAMIENTA PARA EVALUAR RECURSO SOLAR, CASO MEXICALI, BAJA CALIFORNIA.” 2014. Accessed: Dec. 15, 2022. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/274960895_TRNSYS_COMO_HERRAMIENTA_PARA_EVALUAR_RECURSO_SOLAR_CASO_MEXICALI_BAJA_CALIFORNIA.
- [27] L. Oster, *Modern Astronomy*. Holden-Day, Inc., 1979.
- [28] J. C. Casas Raygoza, “Desalinización en zonas áridas costeras, con tecnología que tiliza energía solar de forma pasiva,” 2021.
- [29] J. M. Méndez Muñiz and R. Cuervo García, *Energía Solar Fotovoltaica*. FC. Editorial, 2009.
- [30] O. Perpiñán Lamigueiro, *Energía Solar Fotovoltaica*, vol. 1. 2020.
- [31] F. Rodríguez Mas, A. Ruiz Gómez, and D. Valiente García, “Apuntes Sobre la Energía Fotovoltaica,” 2022.
- [32] S. Faisal and A. Zohaib, “Quantification of Losses in a Photovoltaic System: A Review,” 2021.
- [33] N. K. Al-Sudany, A. F. Al-Sa’ady, and S. Alaa H, “Effects of Geometrical losses on the PV Solar Panel Performance in Baghdad.” Mar. 2019.
- [34] K. Jeong, T. Hong, C. Koo, J. Oh, M. Lee, and J. Kim, “A prototype design and development of the smart photovoltaic system blind considering the photovoltaic panel, tracking system, and monitoring system,” *Appl. Sci.*, vol. 7, no. 10, Oct. 2017, doi: 10.3390/APP7101077.
- [35] Y. Ojeda Morales, “DISPOSITIVO OPTOMECASTRÓNICO PARA LA ADQUISICIÓN DE MEDIDAS ESPECTROSCÓPICAS CON RESOLUCIÓN ANGULAR MAESTRÍA EN OPTOMECASTRÓNICA,” Centro de Investigaciones en Óptica, A.C., León Guanajuato, 2019.
- [36] PVEducation, “Masa de aire.” <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/masa-de-aire> (accessed Dec. 15, 2022).
- [37] A. B. Meinel and M. P. Meinel, *Aplicaciones de la energía solar*. Reverté S.A., 1982.
- [38] P. Lascorz Salazar, *Robótica Y Automática en El Aula: Trabajando Con Microcontroladores Picaxe - Pedro Lascorz Salazar - Google Libros*. 2009.
- [39] “¿Qué es Arduino? | Arduino.cl .” <https://arduino.cl/que-es-arduino/> (accessed Apr.

26, 2023).

- [40] L. G. Corona Ramírez, G. S. Abarca Jiménez, and J. Mares Carreño, *Sensores y Actuadores: Aplicaciones con Arduino*. 2010.
- [41] R. Hyde, “The book of I²C : a guide for adventurers.”
- [42] D. S. Dawoud and P. Dawoud, “Serial communication protocols and standards : RS232/485, UART/USART, SPI, USB, INSTEON, Wi-Fi and WiMAX,” p. 492.
- [43] F. Reyes Cortés, J. Cid Monjaraz, and E. Vargas Soto, *Mecatrónica: Control y automatización* . Alfaomega, 2013.
- [44] “Temperatura y humedad DHT11 | Arduino.”
http://ceca.uaeh.edu.mx/informatica/oas_final/OA4/temperatura_y_humedad_dht11.html (accessed Apr. 26, 2023).
- [45] J. A. Somolinos Sánchez, “Modelado dinámico y control de un robot flexible de tres grados de libertad,” Universidad de Castilla - La Mancha, Madrid, ES, 1999.
- [46] J. De la Cruz Arteaga and V. U. Miranda Legorreta, “Diseño de un lazo de control para un actuador lineal,” Instituto Politécnico Nacional.