CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DE ESTUDIOS

AVANZADOS DEL INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

UNIDAD ZACATENCO

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

SECCIÓN DE ELECTRÓNICA DEL ESTADO SÓLIDO

“Evaluación del rendimiento; Sistema fotovoltaico de 60 kW en el Cinvestav”

T E S I S

Que presenta

ING. MARCO ANTONIO RAMOS VALENCIA

Para obtener el grado de

MAESTRO EN CIENCIAS

EN LA ESPECIALIDAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Director de Tesis:

Dr. Yasuhiro Matsumoto Kuwahara

Ciudad de México **AGOSTO, 2022**

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, gracias a Dios por darme la oportunidad de despertar día con día en salud y en compañía de la grandiosa gente que me acompaña en este camino de la vida.

Doy gracias a mi familia, principalmente a mis padres que, con su ejemplo, paciencia, orientación y apoyo infinito, me ayudan a cumplir una meta más, para convertirme en una mejor persona en la vida y a mi exnovia Coral Parra Montalvo que en su momento fue una parte muy importante de mi vida que motivo a la conclusión de esta tesis.

Agradezco al colegio de profesores por darme la oportunidad y el voto de confianza para poder finalizar la tesis y en especial al Dr. Gabriel Romero Paredes R. y al Dr. Ramón Peña Sierra por su retroalimentación con sus correcciones, comentarios y observaciones que en gran medida ayudan a mejorar el trabajo de esta tesis.

Doy gracias a mis compañeros y amigos de clase que está integrado por Josué Fajardo Cornejo, Samuel Martinez Arreola, Jorge Nuhani Gaspar Ángeles por su apoyo especial y trabajo en equipo para estudiar y aprender juntos, y en especial a Marco Antonio Calderón Apolinar por a su paciencia y comprensión sobre la enseñanza de la física de los semiconductores.

Al Ing. Miguel Ángel Luna Arias por ayudarme a llevar el seguimiento de rendimiento del Sistema Fotovoltaico, así como la enseñanza sobre el funcionamiento, registros y control del Sistema Fronius.

Finalmente, agradezco a mi director de tesis Dr. Yasuhiro Matsumoto Kuwahara por guiarme en este trabajo de tesis, por orientarme, por ser paciente conmigo y sobre todo por compartir su conocimiento.

Reconocimiento al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo otorgado para realizar mis estudios académicos a nivel maestría.

Contenido

RESUMEN ..... **IX**
ABSTRACT ..... **X**

Objetivo ..... **xi**

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN **1**
1.1 Estado del Arte **2**

1.2 Panorama de los Sistemas Fotovoltaicos en México **6**

1.3 Monitoreo y Análisis de Datos de Medición de Rendimiento del Sistema Fotovoltaico **9**

1.3.1 Medición de la Irradiancia 9
1.3.2 Medición de la Temperatura Ambiente 10
1.3.3 Medición de la Velocidad de Viento 10
1.3.4 Medición de la Temperatura del Módulo 10
1.3.5 Medición de Voltaje y Corriente 10
1.3.6 Medición de la Energía Eléctrica. 11
1.3.7 Sistema de Adquisición de Datos 11
1.3.8 Intervalo de muestreo 11
1.3.9 Operación de procesamiento de datos 12
1.3.10 Intervalo de Grabación τ_r (expresado en horas) 12
1.3.11 Periodo de monitoreo 12

1.4 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos **13**
1.4.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red 13
1.4.2 Componentes de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red 13
1.4.3 Sistemas Fotovoltaicos Autónomos 14
1.4.4 Componentes de un Sistema Fotovoltaico Autónomo 15
1.4.5 Dimensionamiento fotovoltaico 16
1.5 Resumen del Capítulo **21**

CAPÍTULO 2 CONCEPTOS RELACIONADOS A LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 22
2.1 Conceptos básicos de energía solar 22
2.1.1 Luz Solar y sus Propiedades 22
2.1.2 Irradiancia e Irradiación 23
2.1.3 Radiación Solar en la superficie de la tierra 26
2.1.4 Radiación directa, difusa y global 29
2.1.5 Instrumento para medición de Radiación Solar 31
2.1.6 Radiación Solar en México 33

2.2 Dispositivos Semiconductores 34
2.2.1 Materiales Semiconductores 34
2.2.2 Generación y Recombinación de pares e-h 40
2.2.3 Formación de la Unión p-n 42

2.3 Operación de una Celda Solar y los factores que influyen en la eficiencia 47
2.3.1 Estructura de una celda solar 47
2.3.2 Efecto fotovoltaico y Parámetros de una Celda Solar 48
2.3.3 Efectos de Temperatura 51
2.3.4 Efectos de Sombreado 52
2.3.4.1 En una celda solar 52
2.3.4.2 En un panel solar 53
2.3.4.3 En un arreglo de paneles solares 56
2. 4 Resumen del Capítulo 59

CAPÍTULO 3 MONITOREO Y ANÁLISIS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO 61
3.1 Descripción del Sistema 61

3.2 Monitoreo y Conceptos de Rendimiento 63
3.2.1 Sistema de Monitoreo 63
3.2.2 Rendimiento General 63

3.2.3 Pérdida de Energía 64
3.2.4 Análisis del Sistema 64
3.3 Resumen del Capítulo 70

CAPÍTULO 4 ANÁLISIS Y RESULTADOS 71
4.1 Análisis de Temperatura y Velocidad de Viento con respecto a la energía 71

4.2 Acumulación de polvo y la relación con un bajo rendimiento promedio del sistema fotovoltaico 74

4.3 Rendimiento promedio, energía generada e irradiación solar promedio durante 2018 y 2019 77

4.4 Análisis de Máximo y Mínimos Rendimientos durante 2018 y 2019..... 79

4.5 Relación de la temperatura ambiente y velocidad del viento con la temperatura del módulo en los años 2018 y 2019 81

4.6 Cálculo teórico de la perdida de Energía por falla en el inversor 3..... 83

4.7 Reducción del rendimiento promedio por efecto de la Temperatura... 85

4.8 Resumen del Capítulo 89
4.9 Discusión de los Resultados 90
4.10 Conclusiones del Capítulo 4 91

CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES GENERALES 92

REFERENCIAS 93
LISTA DE ABREVIATURAS 96
LISTA DE TABLAS 96
LISTA DE FIGURAS 97

Resumen

En el CAPÍTULO I se expone los inicios de la tecnología fotovoltaica, y las proyecciones a nivel mundial y de México, se señala los instrumentos bajo estándares ya establecidos utilizados para su monitoreo y medición de rendimiento, tipos de sistemas fotovoltaicos y el dimensionamiento de un proyecto en particular de acuerdo con sus necesidades.

Para el CAPÍTULO II abarcaremos los conceptos necesarios para conocer el funcionamiento de una celda solar, así como la energía solar y sus propiedades, los aspectos físicos sobre la formación de la Unión p-n y la generación de corriente eléctrica, además de los efectos y factores que lleguen a ocasionar una reducción de rendimiento en un módulo o un arreglo de paneles solares.

En el CAPÍTULO III se tomará el caso de estudio en cuestión y se describirá el sistema fotovoltaico, las características principales de su instalación como la inclinación, la orientación geográfica, la latitud del lugar y la forma de monitorear los datos meteorológicos como la irradiación solar, temperatura y viento.

También se describe la forma de calcular el rendimiento y se señalan las pérdidas de energía que el sistema fotovoltaico tuvo, posteriormente se propone el uso de un software especializado en el análisis de información y muestreo de datos para el cálculo de los factores que ocasionen un bajo rendimiento del sistema.

Para el CAPÍTULO IV se presentan los análisis y resultados obtenidos de irradiación solar, rendimiento, temperaturas del módulo y de ambiente, velocidad de viento y las relaciones que pueden existir entre las mismas, cuantificar las pérdidas de energía por una falla en la tarjeta lógica del inversor 3 que persistió durante 9 meses, también se evalúan las pérdidas de energía debido al coeficiente de temperatura, a la degradación de los módulos y a la acumulación de polvo y suciedad, comparativas de rendimiento entre días anteriores y posteriores a la lluvia y el efecto que tiene sobre el arreglo fotovoltaico.

Por último, en el CAPÍTULO V se exponen las conclusiones generales a partir del análisis y resultados obtenidos en el desarrollo de esta tesis.

Abstract

In CHAPTER I It will present the beginnings of photovoltaic technology, the growth of installations worldwide and Mexico, it also indicates the instruments under already established standards used for their monitoring and performance measurement, as well as the types of photovoltaic systems that exist as connected to the grid or standalone, as well as components and dimensioning of a particular project.

For CHAPTER II it's covered the concepts necessary to know the operation of a solar cell, solar energy and it's properties such as direct, diffuse or global radiation, semiconductor materials for manufacturing will also be described, physical aspects of the p-n junction and the generation of electric current from the formation of electron-hole pairs, in addition to the effects and factors that lead to a reduction in performance in a photovoltaic module or an array of solar panels.

In CHAPTER III will be describes the photovoltaic system like it's geographical position, latitude, and inclination of the photovoltaic array. Solar irradiance was monitored using a solar cell-type sensor to store the data in a data logger. A second measurement of solar radiation was made using a pyranometer in the plane of array. Is proposed a specialized software in the analysis of information and data sampling, which we will help us to identify factors that cause poor system performance

For CHAPTER IV, It was analyzed and discussed the results obtained from solar irradiation, yield, temperature, wind speed, and the relationships that may exist between them, also we will discussed the persistent failure in the-inverter 3 during 9 months, the energy losses due to the temperature coefficient, also the degradation of the modules, and accumulation of dust and dirt, performance comparisons between days before and after the rain and the effect on the photovoltaic array.

Finally, in CHAPTER V, the general conclusions are presented from the analysis and results obtained in the development of this thesis.

Objetivo

El objetivo de la presente tesis se centra en el análisis del rendimiento de un sistema fotovoltaico de 60kW en las instalaciones del CINVESTAV y la explicación de los diferentes factores que puedan ocasionar una baja generación de energía eléctrica.

Para poder cubrir con el objetivo anterior se han planteado las siguientes actividades:

1. Estudio de los principios físicos de operación de las celdas solares.
2. Estudiar el efecto de coeficiente de temperatura en un módulo fotovoltaico.
3. Estudiar los efectos de sombra del sistema fotovoltaico.
4. Estudiar los efectos de la acumulación de la suciedad en el arreglo fotovoltaico.
5. Estudiar los diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos y sus componentes.
6. Realizar monitoreo de rendimiento del sistema fotovoltaico acorde a la energía generada para diferentes tiempos atmosféricos.
7. Realizar la interpretación de los resultados obtenidos por los instrumentos de medición e identificar los causales más importantes que puedan ocasionar una reducción en su rendimiento.

Capítulo 1 Introducción

Una de las fuentes de energía renovable alternativa que se enfatizará en esta tesis y que ha crecido de forma rápida es la energía solar fotovoltaica, que con el tiempo ha reducido sus costos y aumentado sus eficiencias, siendo su vida útil entre veinte a veinticinco años, y esta ha sido incluida como una energía viable para suministro de energía en México. Debido a su posición geográfica, este tipo de energía renovable presenta un gran potencial, estimando que tiene una densidad energética promedio diario anual de 5.0kWh/m^2.

Por lo cual, la apuesta de México a continuar aumentando su capacidad instalada hasta llegar a 7.7 GW para finales año 2022 es de gran importancia, sin embargo, en la realidad, aunque este tipo de energía tiene muchos beneficios, existen diversos problemas que no son tomados en cuenta para cuantificar la generación de energía eléctrica en un proyecto de sistema fotovoltaico y que al momento de ser utilizados en la práctica son los que más resaltan.

Un problema, que pueda ocasionar una disminución de rendimiento y por consiguiente una baja generación de energía eléctrica, es por efecto de la conductividad térmica que presenta un módulo fotovoltaico, el cual es directamente proporcional al aumento de la temperatura y en México puede llegar a ser hasta de 40 °C como promedio, pero existen temperaturas picos de entre 70 a 75°C. Otra causa es la degradación de los módulos fotovoltaicos y ésta aumenta al paso de los años durante su vida útil, otro motivo es la acumulación de suciedad o polvo en la superficie del arreglo fotovoltaico y que al paso del tiempo llega a reducir de 10% hasta un 30% durante un periodo corto de tiempo, otra problemática a discutir es la cuantificación de energía perdida por fallas menores o mayores de los inversores de corriente. Por tal motivo, esta tesis se enfoca en cuantificar estos factores que llegan a reducir su rendimiento y que sirva como parte fundamental para ser tomadas en cuenta para futuros proyectos de instalación de sistemas fotovoltaicos en las diferentes áreas de México.

1.1 Estado del Arte

De acuerdo con los primeros resultados obtenidos en celdas solares, estás fueron reportados en 1954 [3], este tipo de tecnología ha tenido un fuerte impulso en la investigación y aplicación que ha hecho hoy una tecnología más confiable y de larga duración. Debido a sus altos costos iniciales, sus primeras aplicaciones estuvieron directamente enfocadas en proyectos donde la limitante no era el costo, como el caso de aplicaciones satelitales o lugares fuera del alcance de la distribución de red eléctrica. Sin embargo, con el tiempo y la constante evolución en la investigación y el desarrollo de la tecnología de sistemas fotovoltaicos, trae por consiguiente la industrialización y la producción en masa de estos. Por ejemplo, la producción e instalación masiva en los países como Alemania, Estados Unidos, Italia, España y Japón. Cabe destacar que al paso del tiempo y en la mejora de los procesos de fabricación y su producción en masa, han reducido el precio del Watt-instalado, para su venta al público en general y que ronda alrededor de USD $0.84 ó $17 pesos por Watt-instalado en México, de acuerdo el estudio realizado por La Estrategia de Comercialización 2022 (por sus siglas en inglés Go to market GTM research) [4].

Una de las primeras aplicaciones de uso para la Tecnología Fotovoltaica fue la extracción de agua del subsuelo, dadas las necesidades para la agricultura y ganadería. La importancia de obtención de este líquido ha sido de vital significado, siendo a principios de los años 70’s los primeros reportes de las aplicaciones en motores de corriente directa, de imán permanente, acoplado mediante una flecha a una bomba sumergible energizado con un Sistema Fotovoltaico (SF), siendo una compañía francesa Pompes Guinard [5] quien instalaría en Córcega -Francia estos sistemas en 1976.

Para finales de los años 70’s el Banco Mundial emite una convocatoria para el desarrollo de sistemas de bombeo de agua mediante el uso de la Energía Solar, especialmente haciendo uso de la Tecnología Fotovoltaica con el objetivo de abastecer de agua a granjas para irrigación en sus cultivos, por lo que un total de 11 proyectos fueron instalados y los resultados del estudio se dieron a conocer

hasta 1981, demostrando en todos los casos que la Tecnología Fotovoltaica se puede acoplar a sistemas convencionales de extracción de agua de forma segura y confiable.

Continuando con el programa se instalaron 64 sistemas más, los que fueron sometidos a estudios técnicos y económicos. Para este programa el reporte se dio a conocer en 1983, el cual indicó resultados interesantes, el primero fue que los sistemas de bombeo de agua con Tecnología Fotovoltaica son más económicas que los sistemas de generación de electricidad convencional y que la aplicación se justifica, debido a que estos trabajos se realizaron en sitios con insolaciones altas, donde el costo de combustibles tales como: Diesel, gasolina, gas, etc., es alto, sitios donde la velocidad de viento es baja y el ciclo hidráulico es menor a extraer 1 m^3 de agua por cada 500 metros de carga hidráulica. Demostrando con ello que para las aplicaciones de consumo humano el sistema de bombeo Fotovoltaico es más barato que un sistema convencional.

Como consecuencia de dicho esfuerzo se publicó en 1984 el “Manual de bombeo de Agua Solar” (por su traducción al inglés Handbook on Solar Water Pumping) [5], y que se actualizó en 1986, presentando su última versión de “Bombeo solar: una introducción y actualización en tecnología, rendimiento, costo y economía” (por su traducción al inglés Solar Pumping: An introduction and Update on the Technology, Performance, Cost, And Economics) en 1993, instalando para esa fecha alrededor de 10,000 sistemas de bombeo Fotovoltaico alrededor del mundo, que demostraron la confiabilidad y simpleza de dicha tecnología. Por otro lado, gracias al avance tecnológico en el incremento de la eficiencia de las celdas solares, genero un crecimiento en la producción en masa y el desarrollo de nuevas tecnologías de control en los sistemas de bombeo, dieron como consecuencia una reducción en los costos de sistemas de bombeo Fotovoltaico. En consecuencia, la competitividad económica de los mismos se amplió hasta ciclos hidráulicos menores a 1,500 metros para sistemas alejados a 2.0 km de las redes de distribución eléctrica, con respecto a las tecnologías convencionales como las motobombas, moto generadores y electrobombas.

Por otra parte, el desarrollo tecnológico realizado a nivel internacional desde la década de los 80's en los acondicionadores de potencia, especialmente en los inversores c.c/c.a, abrieron una oportunidad de interconectar los generadores fotovoltaicos a la Distribución de la Red Eléctrica Comercial, llevando a cabo la introducción de grandes proyectos internacionales de interconexión, como lo fue el caso de los programas de fomento e implementación de los EUA, Japón, España, Alemania, entre otros, detonando con ello en el mercado internacional la aparición de compañías dedicadas a la fabricación de celdas y Módulos Fotovoltaicos.

De acuerdo con el Informe de la Red de Políticas de Energías Renovables (del inglés, Renewable Energy Policy Network), demuestra en 2021, que la capacidad instalada de Sistemas Fotovoltaicos a finales del 2020 fue de 760 GW a nivel mundial, alcanzando un total de 139 GW instalados solo en el año 2020, Figura 1.

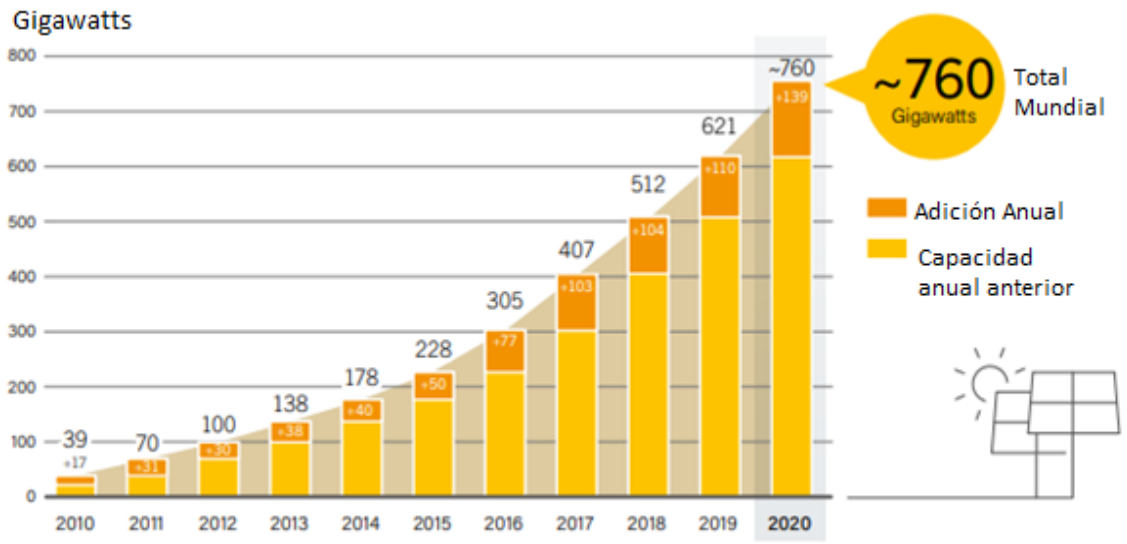

Figura 1 Capacidad Global Fotovoltaica, por País y Región, 2010-2020, reportada en 2021 REN21.

Las principales 5 naciones (China, EUA, Vietnam, Japón y Alemania) fueron las responsables de aproximadamente el 66% de la capacidad instaladas (frente al 58.5% de las 5 principales naciones en 2019, pero por debajo del 75% en 2018). Las siguientes 5 naciones fueron República de Corea, Brasil, y los Países Bajos,

siendo la capacidad instalada requerida de 3 GW para estar dentro de los 10 principales países. Al final del año, los países líderes con capacidad solar Fotovoltaica acumulada fueron China, EUA, Japón, Alemania e India. China añadió una capacidad de 48.2 GW en 2020, sobrepasando los 250 GW de capacidad total instalada, Figura 2. [7]

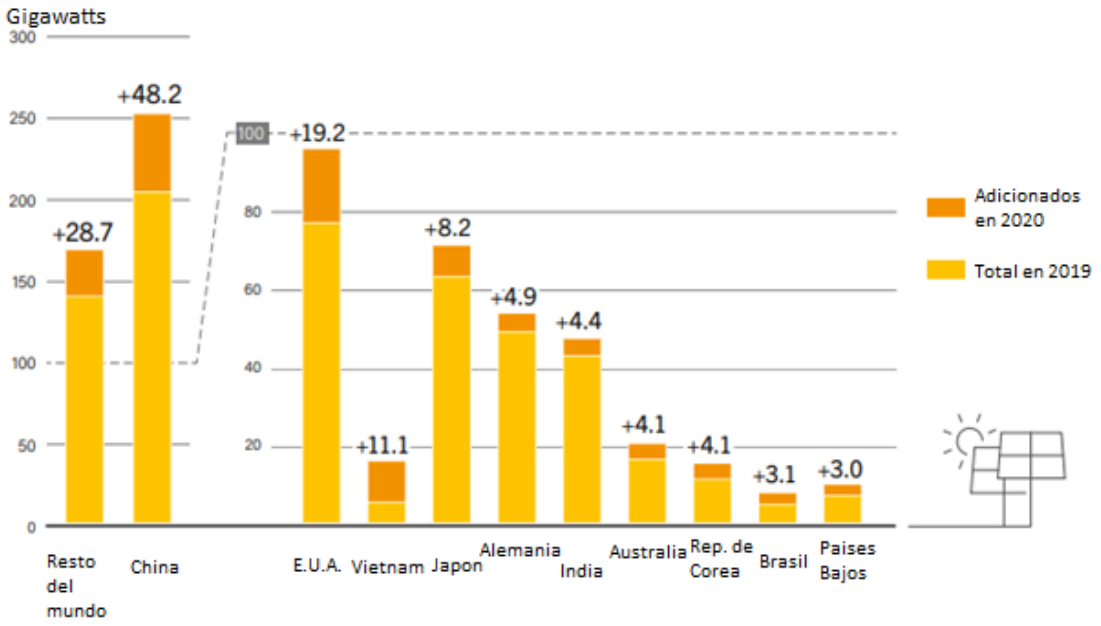

Figura 2 Los Principales 10 países de capacidad Solar Fotovoltaica Instalada y Agregada en 2020, reportada en 2021 REN21.

Para el caso de Latinoamérica y del Caribe se ha visto una rápida expansión de instalaciones anual, gracias a la abundancia del recurso solar y un clima favorable, siendo el principal país con nueva instalaciones México, que por primera vez pertenece a las 10 principales naciones en 2018, Figura 3 [7], instalando alrededor de 2.7 GW comparados a los 285 MW en 2017, aumentando con ello su capacidad total instalada a 7.7 GW para este año 2022 de acuerdo con el Informe de la Red de Políticas de Energías Renovables 2021.

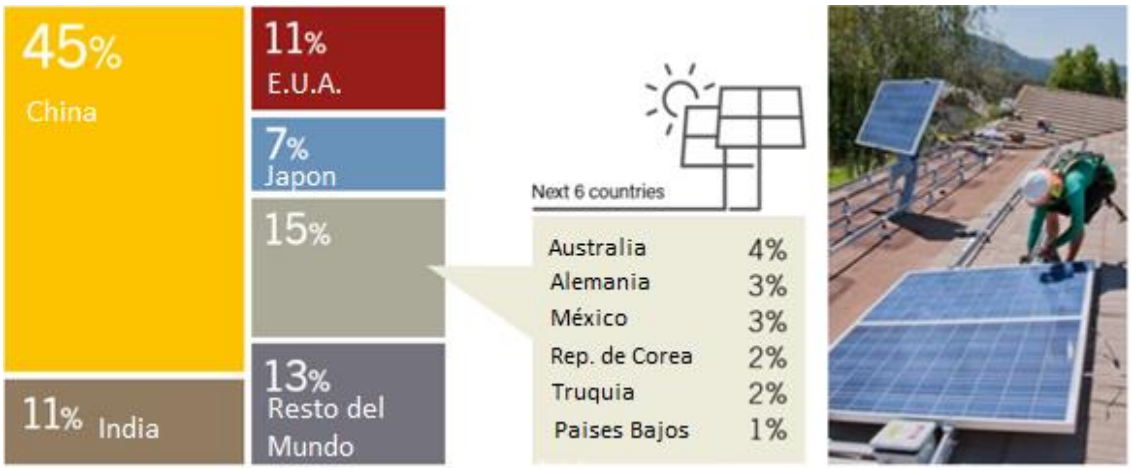

Figura 3 Los Principales 10 países y el resto del mundo, Capacidad Global Solar Fotovoltaica agregada en 2018, reportada en 2020 REN19

1.2 Panorama de los Sistemas Fotovoltaicos en México

Para el caso de México y muchos otros países, los sistemas Fotovoltaicos Autónomos han sido la mejor alternativa de electrificación para sitios lejanos a la Red Eléctrica Comercial, siendo las principales aplicaciones las zonas rurales, fomentadas e implementadas por organismos gubernamentales. El primer programa social masivo, impulsado por el gobierno Federal para la electrificación rural usando la Tecnología Fotovoltaica, fue en el Programa Nacional de Solidaridad 1988-1994 (PRONASOL), instalando alrededor de 1.4 MW. Así mismo TELMEX, con su programa de telefonía rural instaló 1.3 MW. Obteniendo una instalación acumulada entre 1989 a 1992 de 3.7 MW [3], para el año 2005 se realizó una estimación de la Tecnología Fotovoltaica instalada, obteniéndose una capacidad de 16.5 MW y para el año 2014 una capacidad instalada de 116.1 MW de acuerdo con Balance General de Energía de 2014 de la Secretaria de Energía (SENER) [7] Tabla 1.

Tabla 1 Aprovechamiento de Energía Solar

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Módulos fotovoltaicos										
Capacidad instalada en dicho año (kW):	515.10	1,056.00	901.00	872.40	5,712.00	3,502.00	10,400.00	20,900.00	22,280.00	33,970.00
Total capacidad instalada (kW):	**16,577.00**	**17,633.00**	**18,534.00**	**19,406.40**	**25,118.00**	**28,620.00**	**39,020.00**	**59,920.00**	**82,200.00**	**116,170.00**
Horas promedio de insolación (h/día)	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80
Proporción de sistemas interconectados[2]:	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.19	0.24	0.43	0.64	0.90
Factor de planta[3]:	13.4%	13.4%	13.4%	13.5%	13.5%	14.1%	14.4%	15.1%	16.0%	17.0%
Rendimiento promedio por año:	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.71	0.72	0.76	0.80	0.85
Generación (PJ):	0.07	0.07	0.07	0.06	0.09	0.10	0.14	0.21	0.29	0.37

Para el año 2017 el país contó con 23 centrales fotovoltaicas en operación, Figura 4, mismas que representan menos del 0.4% de la capacidad total (285 MW) y el 0.1% de la generación eléctrica en 2017 (344 GWh). El 75.2% de la capacidad instalada nacional se ubica en cuatro estados: Baja California Sur, Durango, Coahuila, Chihuahua y el Estado de México, de acuerdo con el mapa del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) [8] como se muestra en la Tabla 2.

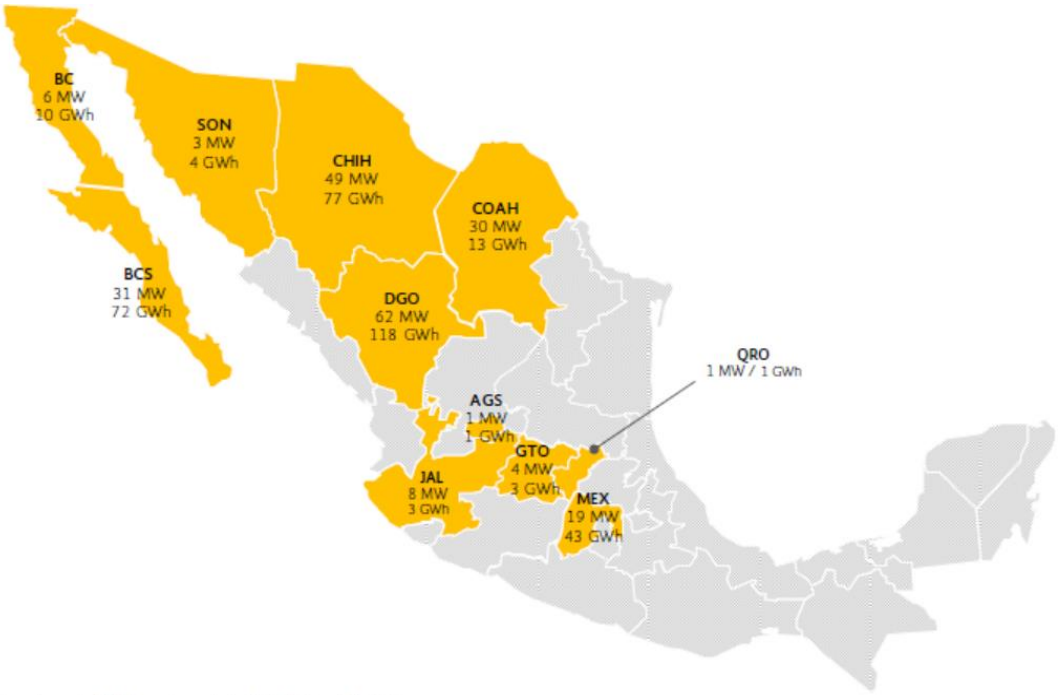

Figura 4 Capacidad instalada y la Generación de Centrales Solares en 2017, en MW y GWh, respectivamente.

Tabla 2 Principales 23 Centrales de Generación Solar 2017 en México.

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema[1/]	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta[2/] (GWh)
1	Autoabastecimiento Renovable	AGS	03-Occidental	AUT	1	1
2	Coppel	SON	04-Noroeste	AUT	1	2
3	Ecopur	GTO	03-Occidental	AUT	3	1
4	Generadora Solar Apaseo	GTO	03-Occidental	AUT	1	2
5	Iusasol 1	MEX	01-Central	AUT	18	43
6	Iusasol Base	MEX	01-Central	AUT	1	1
7	Los Santos Solar I	CHIH	05-Norte	AUT	20	16
8	Oomapas Nogales	SON	04-Noroeste	AUT	1	1
9	Parque Solar Coahuila	COAH	05-Norte	AUT	20	9
10	Plamex	BC	08-Baja California	AUT	1	1
11	Prosolia Internacional de México	QRO	03-Occidental	AUT	1	1
12	Fortius Electromecánica	JAL	03-Occidental	GEN	8	3
13	Parque Solar Villanueva Tres	COAH	06-Noreste	GEN	10	4
14	Productora Yoreme	SON	04-Noroeste	GEN	1	1
15	Tai Durango Cinco	DGO	05-Norte	GEN	30	61
16	Tai Durango Cuatro	DGO	05-Norte	GEN	6	12
17	Tai Durango Dos	DGO	05-Norte	GEN	6	12
18	Tai Durango Tres	DGO	05-Norte	GEN	4	8
19	Cerro Prieto	BC	08-Baja California	GEN-CFE	5	8
20	Sta. Rosalía (Tres Vírgenes)	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	1	2
21	Avant Energías Renovables I	CHIH	05-Norte	P.P.	29	61
22	Servicios Comerciales de Energía	BCS	09-Baja California Sur	P.P.	30	70
23	Tai Durango Uno	DGO	05-Norte	P.P.	16	25
				Total[3/]	**214**	**344**

Con respecto a la expansión y generación planeada, indican que se requieren 66.912 GW de capacidad adicional para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el periodo 2018 - 2032, lo que representa una inversión de 1.7 Billones de pesos, es decir, el 7.8% del PIB en 2017) en los siguientes 15 años. La capacidad adicional para la generación eléctrica se integrará en 45% por tecnologías convencionales y 55% por tecnologías limpias, en el grupo de tecnologías limpias se espera una integración diversificada de proyectos, de los cuales: los eólicos, solar, nucleares tendrán una mayor participación de las tecnologías limpias, teniendo un total de 36.705 GW para estas tecnologías y un total de 11.413 GW para la Tecnología Solar Fotovoltaica [8] de acuerdo con la Tabla 3, siendo esto la perspectiva de México de la evolución de los años consecuentes para el crecimiento de la instalación de Tecnología Fotovoltaica.

Tabla 3 Evolución de las Adiciones de Capacidad por Tecnología 2018 – 2032. En MWatts

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total[1/]
Limpia	**3,165**	**4,200**	**2,740**	**2,699**	**2,810**	**1,856**	**3,029**	**1,541**	**1,266**	**1,872**	**1,342**	**2,843**	**2,959**	**2,576**	**1,805**	**36,705**
Renovable	2,483	4,199	2,740	2,659	2,569	1,487	2,760	1,541	710	1,492	1,218	821	1,599	1,216	1,805	29,301
Hidroeléctrica	0	29	0	0	0	0	464	63	0	46	432	71	646	0	463	2,213
Eólica	677	1,716	1,537	734	2,369	1,187	1,997	1,116	220	850	303	400	353	611	750	14,819
Geotérmica	25	0	0	0	0	0	0	26	150	250	133	0	100	105	53	842
Solar Fotovoltaica	1,767	2,455	1,203	1,925	200	300	300	336	340	346	350	350	500	500	540	11,413
Termosolar	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14
Otras	682	1	0	40	241	370	268	0	556	380	124	2,022	1,360	1,360	0	7,404
Bioenergía	3	0	0	40	241	286	148	0	98	0	124	0	0	0	0	940
Cogeneración Eficiente	679	1	0	0	0	84	120	0	457	380	0	662	0	0	0	2,383
Nucleoeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,360	1,360	1,360	0	4,081

1.3 Monitoreo y Análisis de Datos de Medición de Rendimiento del Sistema Fotovoltaico

De acuerdo con el estándar de la Comisión Internacional Electrotécnica (por sus siglas en inglés IEC) en su norma con número 61724 “Monitoreo del Rendimiento de Sistemas Fotovoltaicos” (por su traducción al inglés Photovoltaic system performance monitoring-Guidelines for measurement, data exchange and analysis), describe las pautas para el monitoreo y análisis de rendimiento de sistemas eléctricos fotovoltaicos. Por lo que el intento de analizar los datos provee un resumen del rendimiento confiable para compararlo con los diferentes tamaños de las instalaciones, operando en diferentes climas, y proporcionando energía para diferentes usos, de tal manera que los méritos relativos de diseños diferentes y procedimientos operativos se hacen evidentes. Por lo cual a continuación se describirán las distintas mediciones que se deben realizar para tener un monitoreo correcto en un sistema fotovoltaico.[9].

1.3.1 Medición de la Irradiancia

La irradiancia se mide por medio de dispositivos de referencia o piranómetros, (el concepto de irradiancia y los dispositivos de medición se verá con mayor detalle en el Capítulo 2.) los cuales deberán estar calibrados, en caso de usar celdas o módulos de referencia se calibrarán y se darán mantenimiento de acuerdo con la

norma IEC 60904-2 ó -6. Los datos de irradiancia se recolectarán para el análisis del rendimiento fotovoltaico, por tal motivo, la ubicación de este tipo de sensor debe ser representativa de las condiciones de irradiancia del arreglo fotovoltaico, por lo que la precisión de los sensores, incluyendo la condición de la señal, deberá ser +5% de la lectura [9].

1.3.2 Medición de la Temperatura Ambiente

La temperatura ambiente deberá ser medida en una localización la cual es representativa de las condiciones del arreglo, esto quiere decir que los sensores de temperatura deberán estar debajo de un protector de radiación solar. La precisión del sensor de temperatura, incluyendo la condición de la señal, deberá ser menor de 1 °K [9].

1.3.3 Medición de la Velocidad de Viento

Donde corresponda, la velocidad del viento debe ser medida a una altura y localización que es representativa a las condiciones del arreglo fotovoltaico. La precisión del sensor de velocidad de viento debe ser mejor que 0.5 ms^{-1} para velocidades de viento ≤ 5 ms^{-1}, y por encima del 10% a las lecturas de velocidad de viento mayores a 5 ms^{-1} [9].

1.3.4 Medición de la Temperatura del Módulo

La temperatura de los módulos fotovoltaicos será medida en ubicaciones que son representativas de las condiciones del arreglo por medio de sensores localizados en la parte posterior de uno o más módulos. La selección de localización de módulos es especificada bajo el método A en el estándar IEC 61829. Debe de tenerse mucho cuidado en asegurar que la temperatura de la celda localizada en frente del sensor no altere sustancialmente la medición [9].

1.3.5 Medición de Voltaje y Corriente

Los parámetros de voltaje y corriente también llamados AC. o DC. La precisión de los sensores de voltaje y corriente, incluyendo la condición de la señal será mejor que 1% de la lectura. El voltaje AC y la corriente pueden no ser necesarios monitorearlo en cada situación [9].

1.3.6 Medición de la Energía Eléctrica.

Los parámetros de potencia eléctrica pueden ser AC o DC o ambos. La potencia de DC puede ser calculada en tiempo real como el producto de voltaje y corriente muestreados o midiendo directamente usando un sensor de potencia. Si la potencia DC es calculada, los cálculos deben usar las cantidades de voltaje y corriente muestreados y no el promedio del voltaje y corriente. La potencia de entrada DC y el voltaje en sistemas con inversores aislados puede tener grandes cantidades de ondulaciones en la señal AC. Por lo cual para la potencia DC puede ser necesario usar un multímetro DC para medir con precisión dicha potencia. Para la potencia A.C. se medirá utilizando un sensor que tenga en cuenta el factor de potencia y la distorsión armónica. La precisión de los sensores de potencia, incluyendo la condición de la señal, deberá ser mejor que el 2% de la lectura [9].

Puede ser usado un sensor de potencia, integrado con una velocidad de respuesta rápida (por ejemplo, un medidor de kWh) para evitar errores de muestreo.

1.3.7 Sistema de Adquisición de Datos

Se requiere un sistema de adquisición de datos automático para el monitoreo, este sistema deberá estar basado en el hardware y software disponibles en el mercado, que esté propiamente documentado con su manual de usuario y soporte técnico disponible [9].

1.3.8 Intervalo de muestreo

El intervalo de muestreo para parámetros que varían directamente con la irradiancia deberá ser de 1 min o menos. Para parámetros que tienen una constante de tiempo larga, un intervalo arbitrario debe ser especificado entre 1 min y 10 min. Se debe tener especial consideración para aumentar la frecuencia de muestreo a cualquier parámetro que puede cambiar rápidamente en función de la carga del sistema. Todos los parámetros deben ser continuamente medidos durante el periodo de monitoreo específico [9].

1.3.9 Operación de procesamiento de datos

Los datos muestreados de cada parámetro medido deben ser procesados en promedios de tiempo ponderado. Las cantidades máximas o mínimas de transiciones de interés pueden ser determinados cuando sea requerido. Para la integración de sensores de potencia, los datos muestreados se suman y se dividen por el intervalo grabación τ_r [9].

1.3.10 Intervalo de Grabación τ_r (expresado en horas)

Los valores de datos procesados para cada parámetro deben ser grabados cada hora. Aunque se puede implementar más grabaciones frecuentes cuando sea necesario, siempre que sea un múltiplo entero del intervalo de grabación τ_r.

En cada registro, se grabará la hora y la fecha al final del periodo en que se tomaron las mediciones. La hora siempre se referirá a la hora local estándar, no al horario de verano. Se puede usar el horario universal para evitar cambios en el horario de verano e invierno [9].

1.3.11 Periodo de monitoreo

El periodo de monitoreo debe ser suficiente para proporcionar datos operativos representativos de la carga y condiciones de ambientales. Por tal razón, el periodo mínimo de monitoreo continuo debe ser elegido en concordancia con el uso final que se les dará a los datos recolectados [9].

1.4 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

1.4.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red

Un sistema fotovoltaico conectado a la Red (SFCR) es un sistema cuya función es producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectada en la red convencional. Como se ve en la Figura 5, un SFCR se compone de un Módulo Fotovoltaico, un inversor DC/AC y conjunto de protecciones eléctricas.

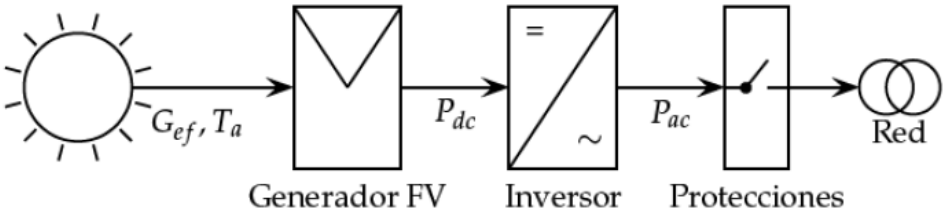

Figura 5 Esquema de un SFCR.

La energía producida por este sistema será consumida parcial o totalmente dentro de la instalación y la energía sobrante será inyectada a la red para su distribución a otros puntos de consumo. Es común que existan mecanismos de retribución económica que compensan al propietario por la energía que su sistema intercambia en la red, este balance es conocido como balance neto.

El mecanismo de balance neto compensa los saldos de energía eléctrica entre el SFCR y el consumo. Cuando la generación del SFCR supera al consumo, la red eléctrica absorbe el excedente, generándose derechos de consumo diferido para el propietario del sistema fotovoltaico. Estos derechos de consumo no se pueden ejercer cuando la generación de energía eléctrica del SFCR es menor al consumo de la casa. La interacción entre el SFCR, el consumidor y la red bajo este mecanismo de retribución, favorece tanto la generación distribuida y la gestión de la demanda [10].

1.4.2 Componentes de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red

Protecciones DC son aquellos elementos de protección eléctrico para corriente directa, entre ellos se encuentra la corriente de corto circuito y de sobretensiones; éstas son normativas y obligatorias, se deben de encontrar a la entada del inversor de lado de DC.

Inversor DC/AC es el equipo de acondicionamiento de potencia que permite el correcto acoplamiento a la red eléctrica a partir de la señal de potencia suministrada por un módulo fotovoltaico irradiado, es en tensión continua. El inversor realiza la conversión de potencia continua a alterna y generalmente funciona como fuente de corriente autoconmutada y sincronizada a la red.

A grandes rasgos existen tres tipos de inversores:

1.-Inversor central: un único inversor dedicado a todo el generador o a un conjunto de ramas

2.-Inversor orientado a ramas: un inversor dedicado a una rama del generador.

3.-MicroInversor: un inversor dedicado a un módulo del generador.

Protecciones AC son las protecciones que se encuentran a la salida del inversor generalmente de tipo termomagnético o de cuchillas, la cual debe cumplir con la capacidad calculada de acuerdo con la norma [10].

1.4.3 Sistemas Fotovoltaicos Autónomos

Un sistema fotovoltaico autónomo (SFA) produce energía eléctrica para satisfacer el consumo de cargas eléctricas no conectadas a la red, empleando un sistema con almacenamiento de energía para hacer frente a los periodos en los que la generación es inferior al consumo.

En la Figura 6 se muestran las cuatro configuraciones más comunes en los SFA. Los sistemas solares domésticos (por sus siglas en inglés Solar House Systems SHS) suelen incorporar únicamente cargas en corriente continua. Por esta razón, no es necesario que el sistema fotovoltaico incluya un inversor. Estos sistemas están compuestos por el generador, un acumulador o batería y un regulador de carga y descarga. Cuando el consumo incluye cargas de corriente alterna es necesario que se incluya un inversor. Cabe la posibilidad de que el consumo esté compuesto por cargas en corrientes continua y alterna o exclusivamente por consumo de carga alterna. Los inversores para los SFA suelen incorporar un mecanismo de regulación de descarga, el funcionamiento de estos inversores es, en muchos aspectos similar al de los inversores de conexión a red, pero con

varias particularidades. La principal diferencia está en su salida dado que estos inversores no están conectados a una red con la que sincronizarse, este tipo de inversor debe funcionar como fuente de tensión y no como fuente de corriente [10].

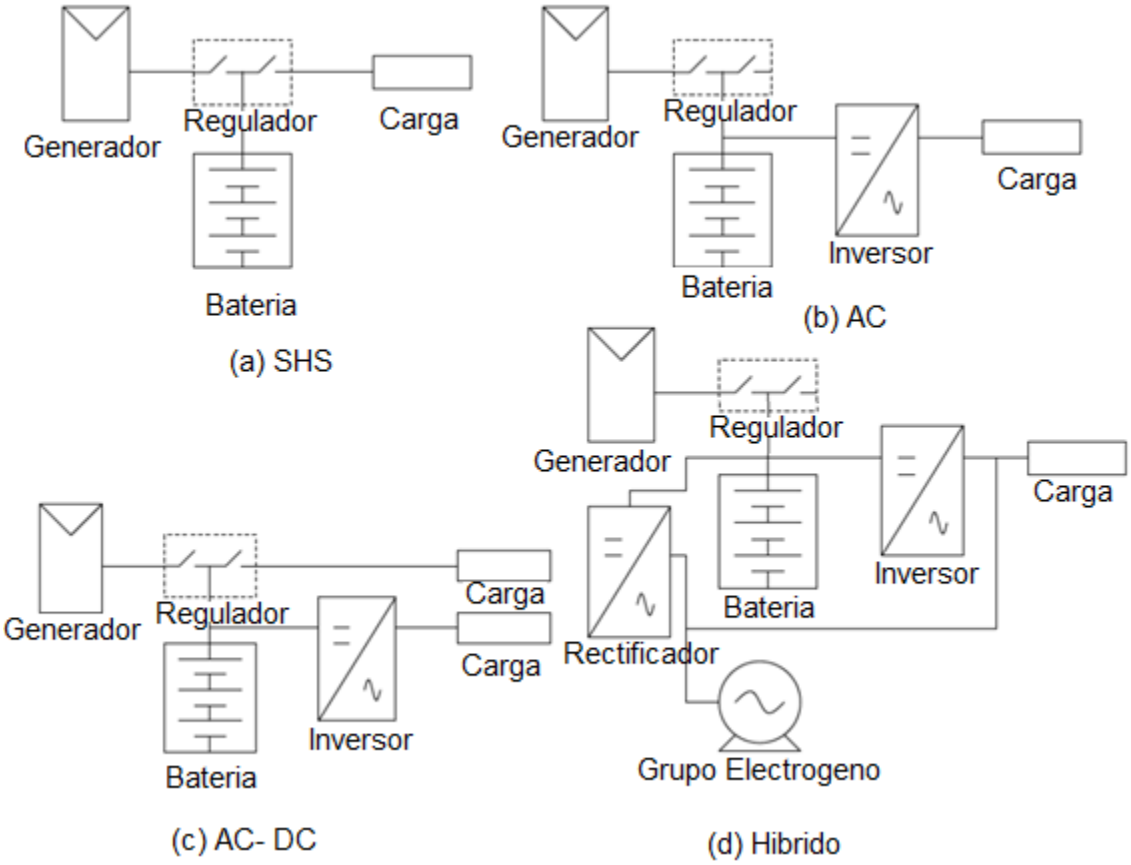

Figura 6 Configuraciones típicas de un SFA.

1.4.4 Componentes de un Sistema Fotovoltaico Autónomo

Acumulador electroquímico es una batería secundaria recargable, capaz de almacenar energía eléctrica. Es capaz de dar autonomía al SF al satisfacer los requerimientos de consumo en cualquier momento, independiente de la generación. También contribuye al buen funcionamiento del sistema al aportar picos de intensidad superiores a los proporcionados por el módulo fotovoltaico (MFV) y al estabilizar el voltaje evitando fluctuaciones en la salida. La gama de acumuladores o baterías que se empleaba en los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA) era en su mayoría con tecnología de ácido-plomo, pero

actualmente se basa en tecnología de litio, para mayor índice de cargas y almacenamiento.

El regulador de carga es un equipo electrónico capaz de evitar la sobrecarga y la descarga excesiva de un acumulador cuando alcanza determinados umbrales.

Para proteger el acumulador de una sobrecarga, el regulador puede desconectar al generador de la batería o bien desviar la corriente del generador hacia otro lugar, ya sea con un cortocircuito o un disparador. Esta última opción debe incorporar un diodo de bloqueo entre el generador y la batería para evitar descargas de la batería al regulador. Para proteger frente a la sobre descarga, lo común, tanto en los reguladores serie como paralelo Figura 7, es desconectar los equipos de consumo de batería. Estos equipos suelen emplear dispositivos MOSFET para la conmutación [10].

Figura 7 Esquema eléctrico de un regulador de carga (a) Serie y (b) Paralelo.

1.4.5 Dimensionamiento fotovoltaico

Al proceso de estimar la Potencia Pico de un Arreglo Fotovoltaico (AFV) y que satisfaga las necesidades energéticas se le llama Dimensionamiento Fotovoltaico. Los requerimientos pueden ser energéticos, geométricos o de superficie, económicos, de desempeño, u otros. Independientemente de cuál sea el requerimiento, es necesario establecer un criterio entre el requerimiento y de las posibilidades económicas para llegar a la solución del problema.

Para este requerimiento se debe estimar el tamaño del AFV, en términos de su Potencia Pico, la cual generará la energía eléctrica necesaria para el proyecto en cuestión. Así mismo y si es necesario, se determinará la capacidad del sistema

de almacenamiento de energía, con base a los requerimientos de autonomía. En el caso de los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA), la electricidad que se genera dependerá de la potencia pico del Módulo Fotovoltaico, del recurso solar, la localidad y de las condiciones ambientales; sabiendo de antemano que la energía en exceso no produce algún beneficio económico para el usuario, la potencia óptima a instalar deberá ser aquella que produzca la energía que sea requerida durante un periodo de tiempo establecido de un día, una semana, un mes o un año. Esto lleva a establecer un criterio energético llamado “balance de energía” [10].

En relación con lo anterior, la energía consumida debe expresarse como un valor de consumo promedio diario, mientras que la energía generada se deberá estimar al considerar las horas pico diarias de irradiación. Existen varios factores que se deben conocer para estimar las energías a generar y consumir. Dentro de estos están los factores geográficos, tecnológicos y energéticos.

Los factores geográficos influyen en el recurso solar y el desempeño diario del AFV (Arreglo Fotovoltaico) mientras que los factores energéticos afectan directamente la estimación de la energía a consumir. Por lo que hay que tener en cuenta las eficiencias de todos los elementos, desde la generación hasta el consumo.

Dentro de los factores tecnológicos se encuentra toda la tecnología relacionada que se está usando en el mercado, sea el caso de paneles solares, inversores, controladores de carga, estructura, conductores, etc.

Partiendo del balance de energía, entre la Energía Generada (E_G) por el AFV y la energía total consumida por las cargas eléctricas del proyecto (E_{CL}) así como la energía que se consume por el manejo, acondicionamiento y uso de la energía, ambas en unidades de Watt-hora se puede establecer que:

$$E_G = \frac{E_{CL}}{\eta_{ET}}$$

Siendo η_{ET} la eficiencia eléctrica total global del sistema, cuyo valor se determina al multiplicar: la eficiencia en las líneas de transmisión o perdidas establecidas

en el cableado (η_W), eficiencia en el controlador de carga (η_{CC}), eficiencia en el sistema de almacenamiento en las baterías (η_B), eficiencia del inversor (η_{INV}) y la eficiencia de cualquier otro dispositivo electrónico que se use y maneje o acondicione la energía generada. Los valores típicos por omisión propuestos son: eficiencia en las líneas de transmisión de la electricidad (eficiencia en el cableado) η_W = 97%; eficiencia en los acondicionadores de energía: controlador de carga η_{CC} = 0.97, eficiencia en el inversor η_{INV} = 95%; eficiencia del acumulador η_B = 85%.

Para la energía generada E_G por un AFV de un número de módulos conectados en serie N_S y por un número de módulos conectados en paralelo M_P, y cada uno con una potencia pico P_P (MFV) en un lugar con un recurso solar en horas pico H_p y una temperatura ambiente está dado por:

$$E_G = H_P\ (N_S \times M_P)\ (P_{PMFV})\ (R_T)$$

Donde R_T es el rendimiento térmico del módulo que suele tomarse como 85% bajo Condiciones de Temperatura normales o NOCT (por sus siglas en inglés Normal Operating Cell Temperature).

La potencia pico de un Arreglo Fotovoltaico P_p(ARF) que genere la cantidad de energía que consume las cargas eléctricas E_{CL} de un proyecto en un lugar determinado con un recurso solar en horas pico H_p, está determinado por la expresión [11].

$$P_P\ (ARF) = \frac{E_{CL}}{H_P}$$

Por ejemplo, supongamos que tenemos el consumo en una casa comercial y su consumo de cargas es la siguiente:

Tabla 4 Ejemplo de cuadro de cargas de una casa habitación.

Cuadro de Cargas					
Equipo	Cantidad	Potencia (Watts)	Tensión	Uso en horas	Consumo (Wh/día)
Refrigerador	1	200	110	6	1200
Televisor	1	100	110	4	400
Luminaria LED	4	30	110	4	480
microcomponente	1	80	110	3	240
Cargador de Celular	2	5	110	6	60
Laptop	1	40	110	4	160
Ventilador	1	105	110	4	420
Total					2960

Con una potencia requerida de 2960 Wh/día

Para poder saber las horas pico de un lugar, este se revisará en la página de la NASA [11] para cualquier lugar determinado, para este ejemplo se tomará una hora solar pico de 3.72 h/día por lo que la potencia pico requerida para un arreglo fotovoltaico será:

$$P_P(ARF)=\frac{2960\ \text{Wh/dia}}{3.72\ \text{h / día}}=796\ \text{Watts}$$

Por lo cual, para poder satisfacer el consumo de 796 Watts, es posible hacerlo con 7 paneles solares de 150 Watts Policristalino con un arreglo de 4x9 de 36 celdas solares, Figura 8 (a), otra opción puede ser 4 paneles de 280 Watts Monocristalino el cual contiene 60 celdas (Figura 8 (b) Módulo Fotovoltaico con un arreglo de 6x10 celdas), es decir existen una configuración amplia de diferentes tipos de paneles solares para el caso que se requiera.

Panel Solar de 150 w de Potencia – Policristalino

Panel Solar de 150 w de Potencia – 150W | Eficiencia de Módulo – 15.13% | Voltaje Máximo – 600V DC | Dimensiónes – 1480x670x35 mm / 11.5 Kg | Arreglo – 36 Celdas

Panel Solar de 280 w de Potencia – Monocristalino

Panel Solar de 280 w de Potencia - 150w | Eficiencia de Módulo - 16.82% | Voltaje Máximo - 1000V DC | Diensiónes - 1640 x 990 x 40 mm / 18Kg | Arreglo 90 Celdas

Figura 8 (a) Panel Solar 150 w Policristalino, (b) Panel Solar 280 w Monocristalino.

Por último, para la selección de inversor es necesario escoger uno con la capacidad de 1500 Watts de salida como por ejemplo en la Figura 9, debido a que para arrancar el motor de un Refrigerador, la potencia aparente(S) necesaria será la suma de la potencia activa más la potencia disipada por las cargas reactivas (Bobinas o inductores y capacitores o condensadores) [12].

Inversor Solis Mini 1500 - 3600 4G

Potencia de salida kW 1.5 - 3.6
Voltaje Máximo de Entrada 600 v
MPPT 50 - 500 v
Corriente Máxima de Entrada 11 -19 A

Figura 9 Inversor Solís Mini 1500-3600 Watts.

1.5 Resumen del Capítulo

En este capítulo, se visualizaron los inicios de la aplicación de los sistemas fotovoltaicos utilizados para la extracción de agua en pozos, aquellos sistemas que no se encontraban cercanos a la red de distribución eléctrica, así mismo fue posible ver la evolución y demanda en la instalación de sistemas fotovoltaicos. Por otro lado, también fue posible percibir la clasificación actual mundial que existe para la generación de energía eléctrica limpia por instalaciones de arreglos fotovoltaicos, por ejemplo, México ocupa por primera vez esta categoría en 2018, debido a su capacidad instalada de 2.7GW.

Otro punto que señalar es la importancia de conocer las diferentes mediciones que deben realizarse para monitorear un sistema fotovoltaico y con ellos verificar el correcto funcionamiento conforme a la norma IEC 61724.

También es importante recalcar los diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos y sus diferentes configuraciones que pueden tener, por ejemplo: el sistema fotovoltaico conectado a la red, el sistema fotovoltaico autónomo o el sistema fotovoltaico hibrido. Así como también los componentes que conlleva cada una de estas configuraciones como lo son: los inversores, los reguladores, los paneles solares, los acumuladores y protecciones AC y DC.

Capítulo 2 Conceptos Relacionados a los Sistemas Fotovoltaicos

2.1 Conceptos básicos de energía solar

2.1.1 Luz Solar y sus Propiedades

El sol es un cuerpo esférico de gas caliente cuya temperatura interna llega a más de 20 millones de grados Kelvin debido a las reacciones de fusión nuclear del núcleo que convierten el hidrógeno en helio. La radiación del núcleo interior no es visible ya que es fuertemente absorbida por una capa de átomos de hidrógeno cerca de la superficie del sol. La superficie del sol, llamada fotosfera, está a una temperatura de aproximadamente 6000K [13].

La luz que todos los días vemos es solo una fracción de la energía total emitida por el Sol sobre la superficie de la Tierra, esta luz es una forma de “radiación electromagnética”, y la luz que a nuestros ojos es visible es solo un pequeño subconjunto del espectro electromagnético, figura 10.

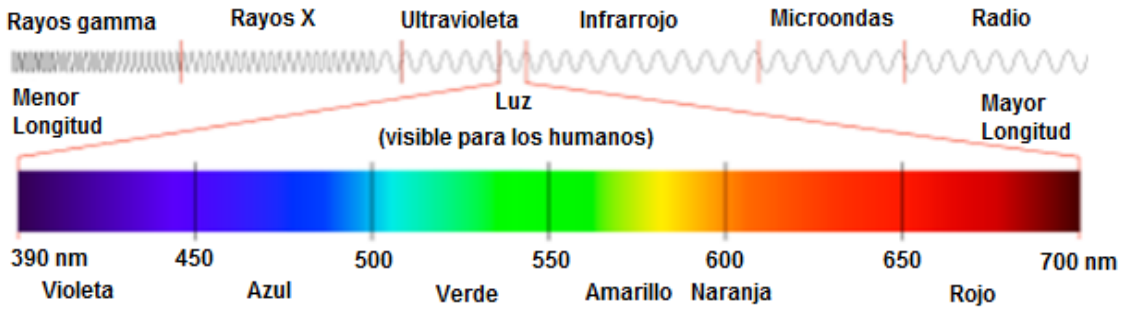

Figura 10 Espectro electromagnético y su Longitud de onda.

Es importante establecer que la luz solar que nuestros ojos observan es llamado espectro visible y solo abarca un pequeño intervalo del espectro total de ondas electromagnéticas, siendo aproximadamente un rango entre 390 nm hasta 700 nm, lo cual se considera un rango de longitudes de onda para los colores que abarcan desde el ultravioleta (UV) hasta el infrarrojo (IR).

Albert Einstein demostró que la luz se comporta como un conjunto de “paquetes o cuantos” llamados actualmente fotones cuya energía está dado por:

$$E=\frac{h\,c}{\lambda}$$

Donde h es la constante de Planck y c es la velocidad de la luz.

$h = 6.626x10^{-34}$ J s

$c = 2.998x10^{8}$ m/s

λ = Longitud de onda de la luz expresada en μm

Cuando se trata de "partículas", tales como fotones o electrones, una unidad común de energía es el electrón-volt (eV) en lugar del joule (J). Un electrón-volt es la energía necesaria para acelerar un electrón a través de la diferencia de potencial de 1 volt, por tanto, un fotón con una energía de 1 eV = 1.602×10^{-19} J.

Por lo tanto, podemos reescribir la ecuación de arriba en términos de eV:

$$E(eV)=\frac{1.2398}{\lambda\,(\mu\,m)}$$

2.1.2 Irradiancia e Irradiación

El concepto de intensidad de la radiación o irradiancia solar, simbolizada por la G, es conocido como la energía radiante por unidad de área por unidad de tiempo que atraviesa una superficie imaginaria de área S, perpendicular a la dirección de propagación de la onda. La relación entre dichas cantidades se expresa como:

$$G=\frac{E}{S\,t}$$

Siendo E la magnitud de energía radiante que llega a una superficie S determinada en un tiempo determinado t.

Como la energía E es el producto de la potencia P por el tiempo:

$$E = Pt$$

Entonces, la irradiancia G se puede expresar en términos de la potencia:

$$G = \frac{P}{S}$$

Si la potencia P se mide en Watt (W) y el área S en metros cuadrados (m^2), entonces la unidad para la irradiancia es: W/m^2

El concepto de irradiación se establece como la densidad de energía acumulada o recibida en la unidad de tiempo, es decir, es la irradiancia acumulada en la superficie en la unidad de tiempo, la irradiación se simboliza con la letra H_s y el tiempo t medido en segundos (s), entonces [15]:

$$H_s = G \ t$$

La unidad para la irradiación es: $W\ s\ /\ m^2 = J\ /\ m^2$

1 joule (1 J) es la cantidad de energía que consume o produce una máquina con una potencia de 1 Watt en un segundo.

Si se expresa el tiempo en horas, h, (1 h = 3600 seg.), entonces la unidad de irradiación es: $Wh\ /\ m^2$ [14].

Generalmente, el valor de irradiación se reporta como una acumulación de energía promedio durante un periodo de tiempo (día, mes, estacional, anual), por ejemplo:

1.0 $kWh\ /\ m^2$ = 1000 $Wh\ /\ m^2$ al día

49.0 $kWh\ /\ m^2$ al mes

10.0 $kWh\ /\ m^2$ promedio anual

La irradiancia solar sobre un objeto a cierta distancia D del sol se calcula dividiendo la potencia total emitida por el sol y la superficie sobre la cual la luz del sol impacta.

La irradiancia solar está dada por [15]:

$$H_0 = \frac{R_{sol}^2}{D^2} H_{sol}$$

Donde:

H_{sol}: es la densidad de potencia en la superficie del sol y su valor es de 63,450,720 W / m^2

R_{sol}: es el radio del sol en metros y su valor es 686.23 x 10^6 m, Figura 11.

D: es la distancia desde el sol a la superficie donde impacta, dada en metros.

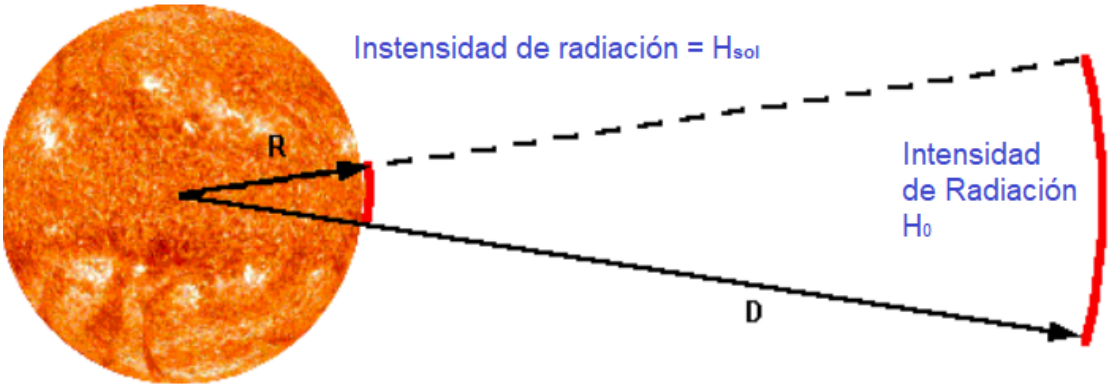

Figura 11Radiación solar sobre un objeto a una distancia D.

De acuerdo con lo anterior a una distancia D del sol, la cantidad de potencia se extiende sobre un área mucho más amplia por lo que la intensidad de la potencia de la radiación solar se reduce, la Tabla 5 muestra los valores estandarizados para la radiación en cada uno de los planetas.

Tabla 5 Radiancia Solar Promedio para los diferentes planetas.

Planetas	Distancia (x 10^9 m)	radiancia solar (W/m^2)
Mercurio	57	9116.4
Venus	108	2611.0
Tierra	150	1366.1
Marte	227	588.6
Júpiter	778	50.5
Saturno	1426	15.04
Urano	2868	3.72
Neptuno	4497	1.51
Plutón	5806	0.878

2.1.3 Radiación Solar en la superficie de la tierra

Mientras que la radiación solar incidente sobre la atmósfera de la Tierra es relativamente constante, la radiación en la superficie de la tierra varía ampliamente por diferentes factores como son:

- Efectos atmosféricos, incluyendo absorción y dispersión.
- Variaciones locales en la atmósfera, como el vapor de agua, las nubes y la contaminación.
- Latitud del lugar.
- La temporada del año y la hora del día.
- Altura sobre el nivel de mar.

Los efectos anteriores tienen un impacto en la radiación solar recibida en la superficie de la Tierra. Además, un cambio clave es que la variabilidad de la radiación solar en un lugar determinado se debe a efectos locales, tales como las nubes, la latitud y longitud del lugar.

La cantidad de energía que llega en una hora a la superficie de la Tierra es mayor que la cantidad de energía utilizada por toda la población de la Tierra durante un año entero.

En un día despejado y cuando el sol esta directamente sobre el cenit, el 70% de la radiación solar incidente sobre la atmósfera llega a la superficie de la tierra sin perturbaciones. Otro 7% aproximadamente llega al suelo de una manera isotrópica después de la dispersión a través de las moléculas y partículas atmosféricas. El resto es absorbido o reflejado al espacio. La figura 12 muestra los flujos directos y dispersos que varían con el lugar y el tiempo porque las cantidades de polvo y vapor de agua en la atmósfera no son constantes incluso en días despejados [16].

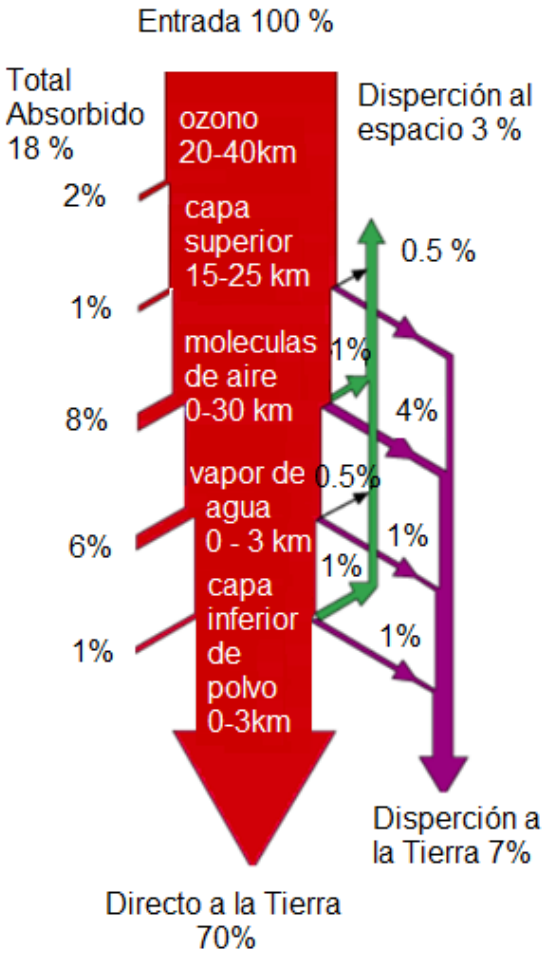

Figura 12 Absorción y Dispersión de la luz solar incidente, la masa de aire uno (AMI).

La masa de aire es la longitud del camino tomado por la luz a través de la atmósfera normalizada a la ruta más corta posible (es decir, cuando el sol está en el cenit). La masa de aire cuantifica la reducción en la potencia de la luz a medida que pasa a través de la atmósfera y es absorbido por el aire y el polvo. La masa de aire se define como:

$$AM = \frac{1}{\cos\theta}$$

Dónde θ es el ángulo de la vertical o cenital. Cuando el sol está directamente vertical, la masa de aire es 1, tal cual se hace referencia en la Figura 12.

Como la radiación solar atraviesa la atmósfera, los gases, el polvo y aerosoles absorben los fotones incidentes. Gases específicos como el Ozono (O_3), dióxido de carbono (CO_2) y vapor de agua (H_2O), tienen muy alta absorción de fotones.

Esta absorción produce valles en la curva de radiación espectral. Por ejemplo, gran parte de la luz infrarroja por encima de 2 μm es absorbida por el vapor de agua y el dióxido de carbono. Del mismo modo, la mayor parte de la luz ultravioleta por debajo de 0.3 μm es absorbida por la capa de ozono.

Mientras que la absorción de los gases específicos de la atmósfera cambia el contenido espectral de la radiación solar terrestre, este tiene un impacto en la potencia total, el principal factor de reducción en la potencia de la radiación solar es la absorción y dispersión de la luz debido a las moléculas de aire y polvo. Cuando el sol se ubica en el cenit, la absorción debida a estos elementos atmosféricos provoca una reducción uniforme en todo el espectro visible, por lo que la luz incidente es perceptible como blanca, sin embargo, cuando el sol se encuentra en el horizonte por las tardes y por las mañanas, el sol parece mucho más rojo y esto es debido a que las moléculas de aire y polvo (o aerosoles) absorben y dispersan con mayor eficacia la luz de mayor energía (menor longitud de onda), dando así esa tonalidad rojiza al sol.[17].

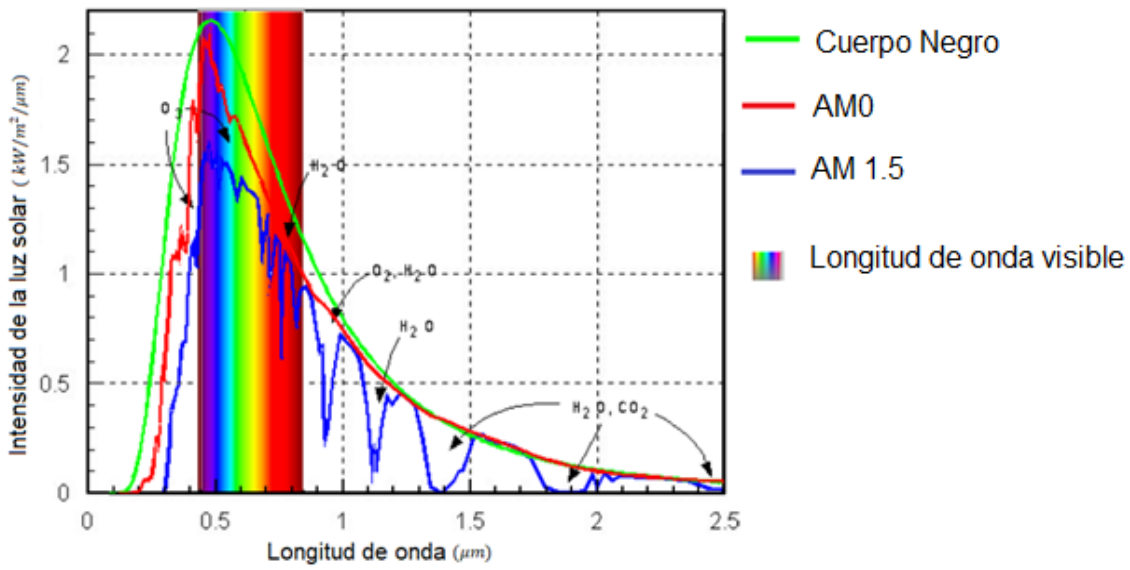

Figura 13 Comparación de la radiación solar fuera de la atmósfera de la tierra con la cantidad de radiación solar que llega a la Tierra misma.

2.1.4 Radiación directa, difusa y global

La radiación solar que sale hacia todas direcciones viaja en línea recta a la velocidad de la luz y su intensidad disminuye de forma inversamente proporcional al cuadrado de la distancia al foco emisor. Debido a esto, se dice que la radiación solar fuera de la atmósfera es de carácter directo, es decir, viaja directamente del foco emisor al captador, recibiendo el nombre de la radiación directa normal [18].

Sin embargo, cuando ésta entra a la atmósfera, las partículas suspendidas (el aire, el ozono, las moléculas de agua, polvo, etc.), interactúan con los rayos directos del Sol absorbiéndolos, difractándolos, y reflejándolos. En consecuencia, un captador recibe en su superficie radiación solar de dos tipos: irradiancia directa G_B y la irradiancia difusa G_D

La radiación directa se define como aquella radiación que llega al captador sin sufrir algún cambio de dirección en su trayectoria, desde el foco emisor hasta el captador. La radiación difusa, es la radiación que recibe el captador como aquella que viene de la bóveda celeste, está compuesta por dos componentes, la

radiación refractada y la radiación reflejada. A la suma de las radiaciones directa y difusa se le conoce como radiación global G_G, Figura 14 [18].

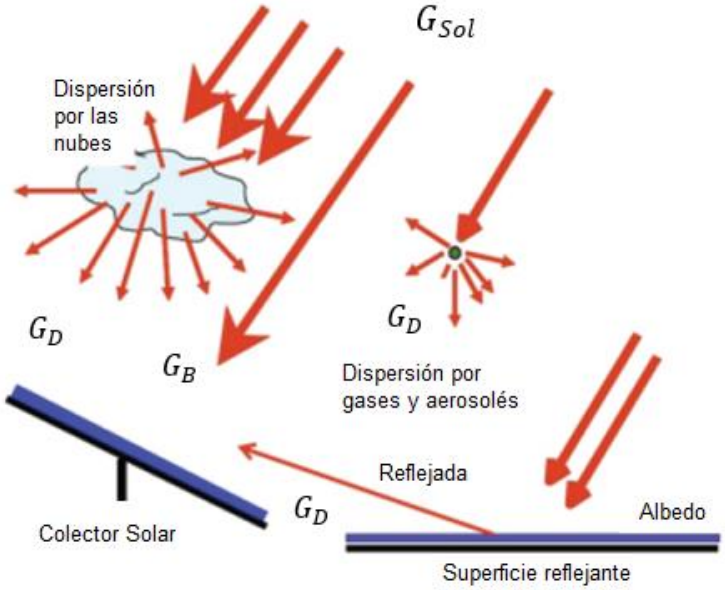

Figura 14 Irradiancia Global, Directa y Difusa sobre un captador $G_G = G_B + G_D$.

Al considerar los efectos de atenuación que sufre la radiación directa al ingresar en la atmósfera se ha determinado que, durante un día completamente claro y sin partículas suspendidas, estando el Sol en el cenit del observador y al nivel del mar, la máxima irradiancia directa que se puede recibir en el captador es ligeramente menor a 1000 W/m^2, es decir el espectro correspondiente a AM1, a este valor se le conoce como pico de radiación solar, representado por G_p.

A medida que se aumenta en altura sobre el nivel del mar, el espesor de la masa de aire disminuye, se reducen los efectos de atenuación y en consecuencia, la irradiancia directa sobre el captador tendrá valor ligeramente superiores al valor pico. En la práctica rara vez se mide valores de radiación directa superiores a 1050 W/m^2. Sin embargo, fuera de la atmósfera, el valor máximo de la irradiación directa es el valor de radiación solar o constante solar que es de aproximadamente 1366 W/m^2 [18].

En forma general, la magnitud de radiación captada dependerá del tamaño del instrumento receptor y del ángulo de incidencia del emisor hacia la superficie. Si

se llama θ al ángulo que forma la normal a la superficie del captador, y G_B a la radiación directa normal, figura 15 (a), entonces la irradiancia G_C recibida sobre la superficie inclinada del captador de forma normal está dada por:

$$G_C = G_B \cos \theta$$

Ahora supóngase que el captador se encuentra de manera horizontal y la radiación directa forma un ángulo θ normal a la superficie del captador, Figura 15 (b). Por lo tanto, la irradiancia recibida en la superficie horizontal del captador G_H puede ser obtenida con la misma ecuación anterior.

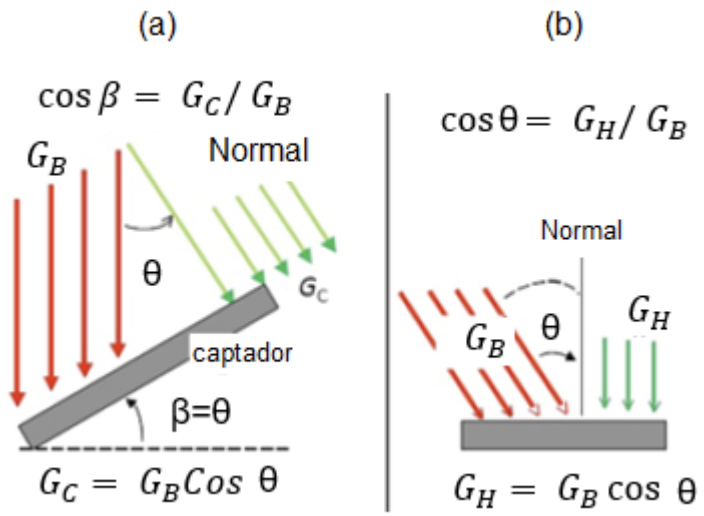

Figura 15 Rayos directos interceptados por un captador.

Ya que la Irradiancia solar captada o medida en la superficie de la Tierra depende de la manera en que el captador recibe la luz solar durante su trayectoria diaria y anual (tránsito solar), la cantidad de energía captada también dependerá de las condiciones meteorológicas del lugar en cuestión [18].

2.1.5 Instrumento para medición de Radiación Solar

En el diseño del sistema fotovoltaico es imprescindible conocer la cantidad de luz solar disponible en un lugar determinado en un momento dado. Los dos métodos más comunes que caracterizan a la radiación solar son: radiación e insolación solar. La radiación solar es una densidad de potencia instantánea en unidades de kW / m^2. La radiación solar depende en gran medida de la ubicación y el clima

local [18]. Las mediciones de la radiación solar consisten en mediciones globales y/o directas tomadas periódicamente durante todo el día. Las mediciones se realizan utilizando un piranómetro, este aparato mide el flujo de radiación solar o irradiancia que se recibe en una superficie horizontal absorbente de forma directa y difusa. También, se pueden usar celdas solares como instrumentos de medida de la radiación solar debido principalmente a que al absorber la luz solar, la corriente de corto circuito generada por la celda es directamente proporcional a la intensidad de la radiación solar y, aunque la sensibilidad y el rango espectral de las celdas solares es limitado comparado con la de los piranómetros, su costo, sencillez y fácil manejo (solo se requeriría de un vólmetro de buena resolución) las han hecho muy populares para medir la irradiancia “in situ”, Figura 16.

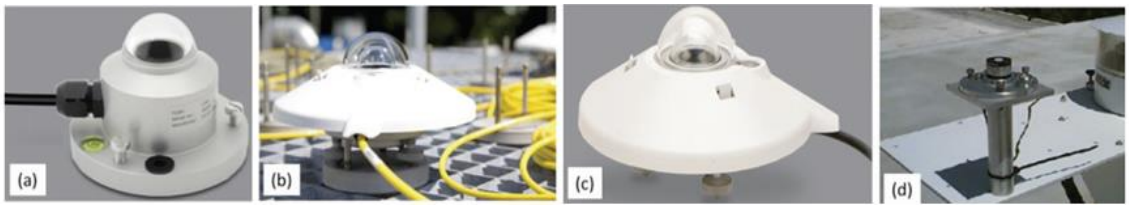

Figura 16 Piranómetros de uso común. Los mostrados en (a), (b) y (c) usan una termopila para censar la radiación solar. El mostrado en (d) utiliza como sensor a una celda solar de silicio cristalino.

Por el contrario, si solo es requerido medir la radiación directa se usa un instrumento llamado pirheliómetro, su superficie está montada dentro de un tubo, en su fondo, y por el otro extremo del tubo se tiene una apertura con un cono de 5.8° grados, que solo permite la entrada de radiación que sea paralela a las paredes del tubo. Para que este instrumento pueda medir la radiación directa a lo largo del día es necesario montarlo en un dispositivo electromecánico con seguimiento al Sol, Figura 17.

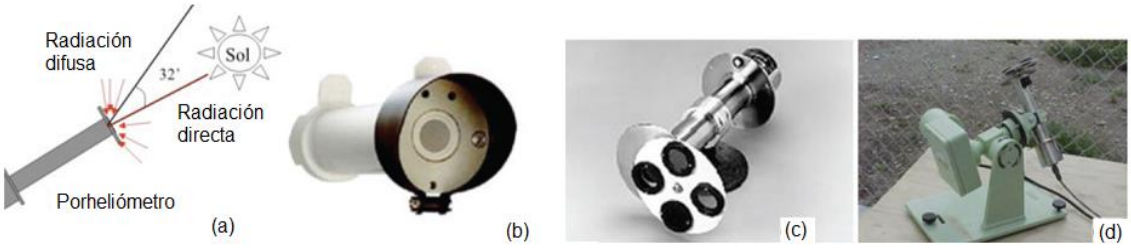

Figura 17 Pirheliómetros comerciales (a), (b) y (c). En (d) Pirheliómetro montado en un seguidor solar.

2.1.6 Radiación Solar en México

La radiación solar incidente en la superficie de la Tierra es el resultado de complejas interacciones de energía entre la atmósfera y la superficie. En una escala global, los gradientes latitudinales de la radiación son causados por la geometría de la Tierra, su rotación y traslación alrededor del Sol. En una escala regional y local, es la climatología del lugar, así como el relieve los cuales modifican la distribución en la radiación. La variabilidad de la elevación, la inclinación de la superficie, orientación y sombreado causado por las características propias del terreno.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energías Renovables (por sus siglas en inglés IRENA), México se encuentra entre 15° y 35° de latitud, región que es considerada de las más favorables en recursos solares, donde se recibe diariamente, en promedio, 5.5 kWh / m^2 [19].

Conforme al Instituto de Geofísica de la UNAM la irradiación global durante el invierno presenta los valores más bajos en el norte del país con un promedio diario de 2 a 2.5 kWh / m^2. Hacia el sur de la República aumentan ligeramente conforme disminuye la latitud, alcanzando temporalmente cifras promedio de 4.5 a 5 kWh / m^2 al día [20] y al noroeste del país es la zona con mayor potencial, donde la radiación llega a alcanzar los 8 kWh / m^2 en primavera y verano, Figura 18.

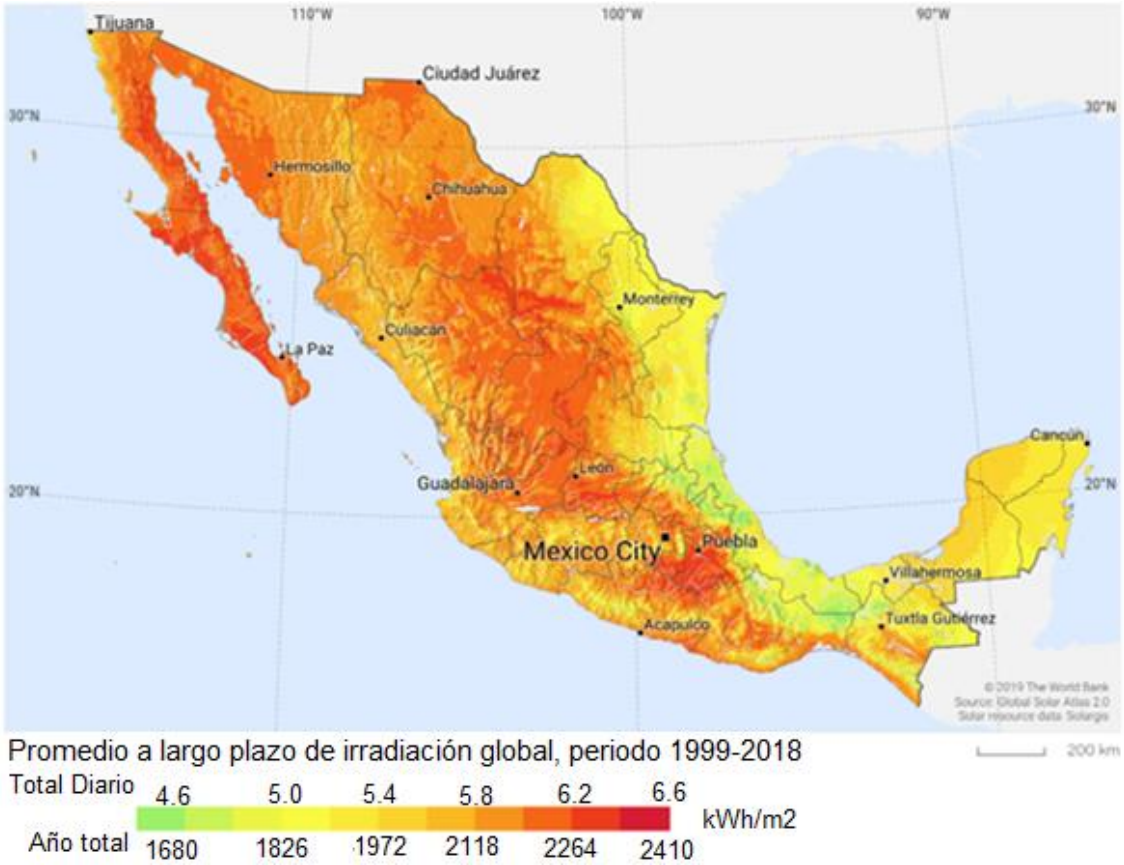

Figura 18 Radiación Global México.

2.2 Dispositivos Semiconductores

2.2.1 Materiales Semiconductores

Los materiales semiconductores provienen de diferentes grupos de la Tabla Periódica, sin embargo, comparten ciertas similitudes, las propiedades de estos materiales están relacionados con su característica atómica, y cambian de un grupo a otro de acuerdo con el número de electrones en su capa de valencia. Se consideran materiales semiconductores a los materiales pertenecientes al grupo IV (Silicio, Germanio) de la Tabla Periódica, figura 19 (a), sin embargo, existen también materiales semiconductores que pueden ser compuestos por elementos del grupo III (Aluminio, Galio, indio) y el grupo V (Fosforo, Arsénico, Antimonio) llamados semiconductores III-V, o también compuestos por elementos del grupo II (Cadmio, Zinc) y VI (Azufre, Selenio, Telurio) también llamados semiconductores II-VI. El Silicio es el material semiconductor más comúnmente

utilizado para la fabricación de celdas solares, por lo cual se le considera una de las tecnologías más maduras. El silicio (Si) cristalino se compone de átomos individuales unidos entre sí en una estructura regular y periódica casi perfecta llamado cristal. Un átomo individual se compone de un núcleo formado por protones y neutrones, rodeado por electrones. El número de electrones y protones es igual, de tal manera que el átomo es eléctricamente neutro. Los electrones de la última capa que rodean a cada átomo de silicio se unen entre sí para formar un enlace covalente. Un enlace covalente se compone de dos átomos que comparten un electrón entre sí, cada átomo llega a formar 4 enlaces con 4 átomos vecinos, formando de tal manera un octeto estable, Figura 19 (b).

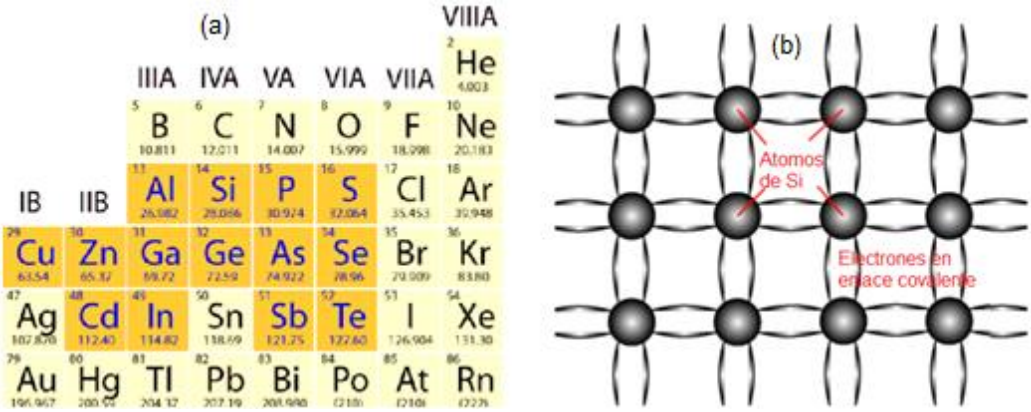

Figura 19 (a) Tabla Periódica, (b) Representación esquemática de los enlaces covalentes del Silicio.

Se puede decir que un semiconductor es una substancia cristalina que tiene una estructura de bandas de energía, en la que una banda de estados electrónicos (banda de valencia), completamente llena a 0 °K, está separada de otra (banda de conducción) que está totalmente vacía a 0 °K, por medio de una región angosta de energía prohibida, Figura 20 (a). En el cero absoluto, el semiconductor es un aislante perfecto, ya que no cuenta con bandas parcialmente llenas, sin embargo, a temperaturas más altas, algunos electrones de la banda de valencia pueden adquirir la suficiente energía térmica aleatoria para excitarse a través de la banda prohibida Figura 20 (b), con el fin de convertirse en electrones de conducción en la banda de conducción, que hasta entonces estaba vacía. Los estados vacíos que quedan en la banda de valencia pueden contribuir también a la conductividad comportándose como portadores

de carga positiva, huecos. El número de electrones de conducción y el número de huecos debe elevarse al incrementarse la temperatura y, por lo tanto, la conductividad eléctrica también aumenta al subir la temperatura [21].

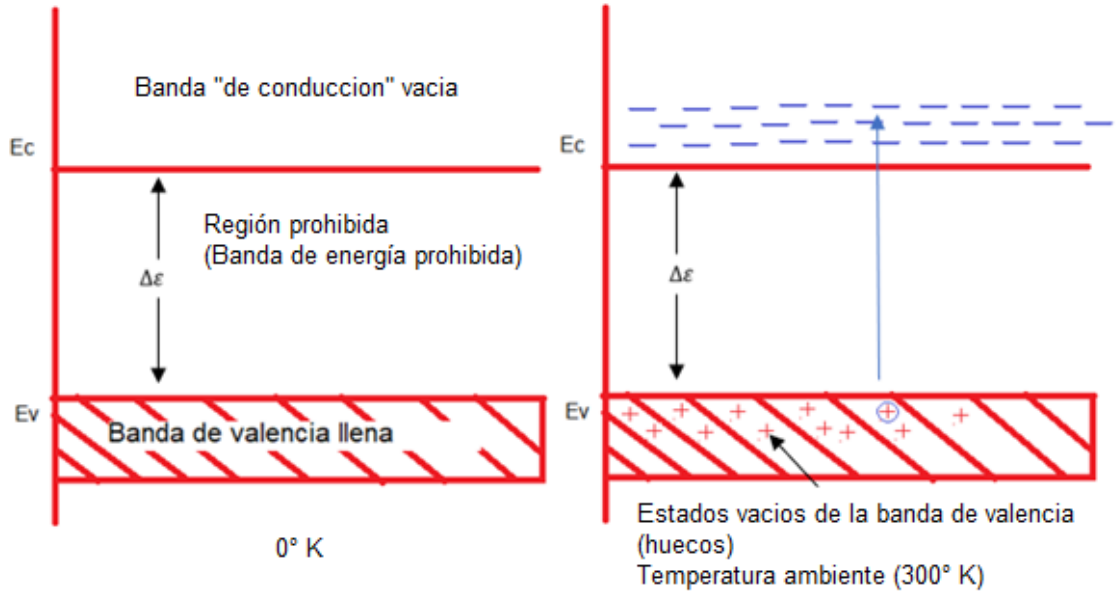

Figura 20 Bandas de condición y valencia de un semiconductor (a) A cero absoluto, (b) a la temperatura ambiente, mostrando electrones y huecos térmicamente excitados.

Un semiconductor en el que los huecos y los electrones se crea exclusivamente mediante una excitación térmica a través de la banda prohibida de energía se conoce como semiconductor intrínseco. Los huecos y los electrones creados de esta manera se denominan portadores intrínsecos de carga y la conductividad originada por estos portadores se llama conductividad intrínseca. En un semiconductor intrínseco, las concentraciones de electrones y huecos siempre deben ser las mismas, ya que la excitación térmica de un electrón origina inevitablemente un hueco.

Es necesario introducir cantidades muy pequeñas de substancias tales como arsénico, antimonio y otros elementos pertenecientes al grupo V de la Tabla Periódica, en cristales puros de silicio o germanio, como impurezas de substitución, es decir, como átomos de impurezas que ocupan sitios de la red que normalmente estarían ocupados por átomos del semiconductor con enlace

covalente. Los átomos del grupo V tienen cinco electrones de valencia. Cuatro de ellos forman enlaces covalentes con átomos circunvecinos del semiconductor y el quinto se enlaza al átomo de impurezas sólo mediante fuerza electrostáticas débiles y, por ende, se pueden ionizar con facilidad mediante la agitación térmica de la red a temperaturas ordinarias para proporcionar conducción electrónica. Entonces, el átomo de impureza que queda se convierte en un ion positivo, que, sin embargo, es inmóvil, en vista de que está fuertemente unido a cuatro átomos vecinos por medio de los enlaces covalentes normales. En cristales que contienen este tipo de impurezas existen más electrones que huecos (aunque algunos huecos siguen estando presentes debido a los pares electrón-hueco que se siguen creando térmicamente). Estos cristales se denominan semiconductores tipo n, designados así porque la mayoría de los portadores de carga son electrones (ó negativos). La componente de la conductividad eléctrica que se produce por los átomos de impureza se llama conductividad extrínseca y a este material se le conoce como semiconductor extrínseco. Los átomos del grupo V de substitución se llaman átomos donadores, ya que cada uno de ellos dona un electrón libre adicional al cristal. Se requiere tan poca energía para ionizar un átomo de impureza donadora del grupo V en Si y Ge, que prácticamente todas las impurezas del grupo V en estos materiales se ionizan a temperaturas superiores a aproximadamente 20° K [21], Figura 21 (a).

Por otro lado, si en lugar de átomos del grupo V se introducen en la red átomos de impurezas del grupo III (Al, Ga, In, etc.), se observará el efecto contrario. Estos átomos tienen sólo tres electrones de valencia que se usan para formar enlaces covalentes con tres átomos cercanos, pero el cuarto enlace siempre carece de un electrón. Existiendo un hueco adicional que se crea en la estructura del enlace covalente en átomo de la impureza, Figura 21 (b). Este hueco puede emigrar fácilmente de él alejándose del sitio de la impureza debido a que un electrón adicional del enlace covalente cercano puede emigrar al sitio de la impureza y llenar el cuarto enlace de par de electrones, (que representa una carga negativa en el átomo de impureza), a continuación, el hueco se asocia con el átomo cercano que no se puede distinguir de un hueco térmicamente formado. La

energía necesaria para la migración del hueco lejos del sitio de la impureza es del orden de la energía que se requiere para eliminar el electrón adicional de un átomo donador. En consecuencia, excepto a temperaturas muy bajas, todos los huecos serán móviles y todos los átomos de impurezas del grupo III tendrán la naturaleza de iones negativos inmóviles. Los cristales de esta índole se conocen con el nombre de semiconductores tipo p, dado que los portadores de carga mayoritarios son positivos. Los átomos de substitución del grupo III se clasifican casi siempre como átomos aceptores, debido a que pueden recibir un electrón de la estructura del enlace covalente liberando un hueco móvil. Cuando en un cristal semiconductor existen impurezas, la conductividad es invariablemente mayor que la referente a un semiconductor puro o intrínseco a la misma temperatura, debido a los portadores de carga adicionales originados por los átomos de impurezas y, en general, mientras más grande es la concentración de impurezas, tanto mayor es la conductividad [21].

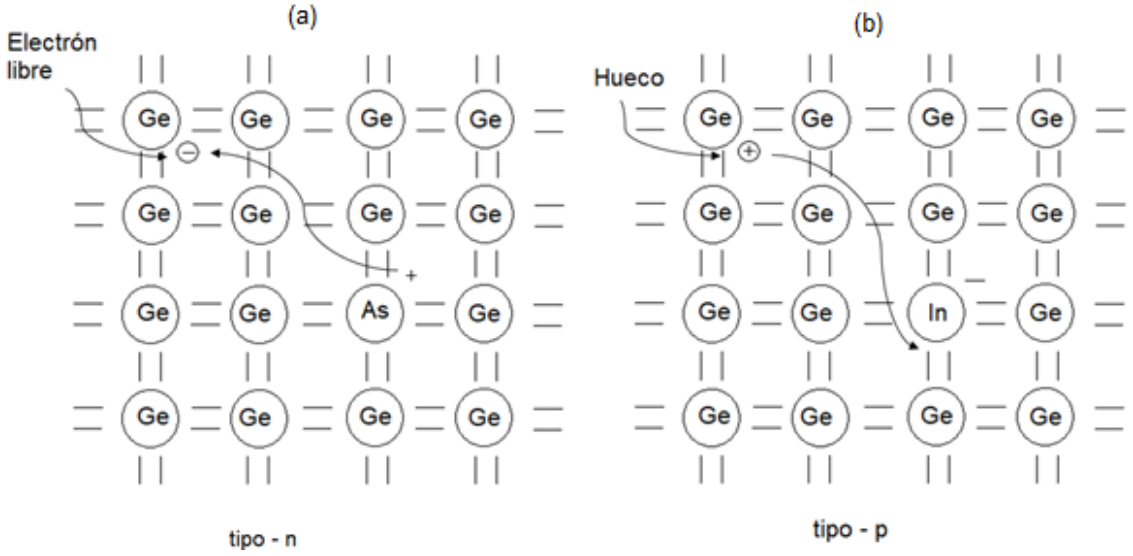

Figura 21 (a) Electrón libre originado por la ionización de un átomo de impureza de arsénico de substitución; (b) Hueco libre producido por la ionización de un átomo de indio de impureza de substitución.

La representación estadística de los semiconductores tipo n y p se caracterizan por la presencia del nivel de Fermi por arriba (para el tipo n) o por abajo (para el tipo p) de la posición asociada con el semiconductor intrínseco. Por ejemplo, en

un cristal tipo n, no puede haber más huecos que electrones y viceversa, no puede haber más electrones que huecos para el tipo p.

Por lo tanto, el proceso de impurificar o también llamado dopaje es una técnica utilizada para variar el número de electrones y huecos en un semiconductor. El dopaje crea materiales tipo N o tipo P como se dijo anteriormente. En materiales impurificados, siempre hay más de un tipo de portadores que de otro y el tipo de portador con la concentración más alta se llama “portador mayoritario”, mientras que el portador de menor concentración se llama “portador minoritario” [22].

El número de portadores en la banda de conducción y de valencia sin polarización aplicada externamente se llama concentración de portadores en equilibrio. Para portadores mayoritarios, la concentración de portadores en equilibrio es igual a la concentración de portadores intrínsecos más el número de portadores libres añadidos por el dopaje. Bajo la mayoría de las condiciones, el dopaje del semiconductor es varios órdenes de magnitud mayor que la concentración de portadores intrínsecos.

En el equilibrio, el producto de la concentración de portadores mayoritarios y minoritarios es una constante, y esto se expresa matemáticamente con la ley de acción de masas.

$$n_0\, p_0 = n_i^2$$

Donde n_i es la concentración de portadores intrínsecos y n_0 y p_0 son las concentraciones de portadores en equilibrio de electrones y huecos.

Con el uso de la ley de acción de masas, la concentración de los portadores minoritarios se da como:

Para tipo n: $n_0 = N_d$, $p_0 = \frac{n_i^2}{N_d}$

Para tipo p: $p_0 = N_a$, $n_0 = \frac{n_i^2}{N_a}$

Donde N_d es la concentración de átomos donadores y N_a es la concentración de átomos aceptores [22].

Las ecuaciones anteriores muestran que el número de portadores minoritarios disminuye a medida que aumenta el nivel de dopaje.

2.2.2 Generación y Recombinación de pares e-h

Los fotones incidentes sobre la superficie de un semiconductor se reflejarán en la superficie, se absorberán en el material o se transmitirán a través del material. Para los dispositivos fotovoltaicos, la reflexión y la transmisión típicamente se consideran mecanismos de pérdida en forma de fotones que no se absorben y no generan energía. Si el fotón es absorbido tiene la posibilidad de excitar un electrón de la banda de valencia a la banda de conducción. Un factor clave en la determinación si un fotón es absorbido o transmitido, es la energía propia del fotón, si el fotón tiene la suficiente energía, el electrón absorberá la energía del fotón y esté se excitará a la banda de conducción desde la banda de valencia. Los fotones que llegan a un material semiconductor se pueden dividir en tres grupos en función de su energía en comparación con el ancho de la banda prohibida del semiconductor [22]:

$E_{fotón} < E_G$: Si la energía del fotón es menor que la energía de la banda prohibida interactúa solo débilmente con el semiconductor, pasando a través de él como si fuera transparente.

$E_{fotón} = E_G$: Si la energía del fotón tiene suficiente energía para crear un par electrón-hueco y son absorbidos eficientemente.

$E_{fotón} > E_G$: Los fotones con energía mayor que el ancho de la banda prohibida son fuertemente absorbidos. Sin embargo, para aplicaciones fotovoltaicas, los fotones con energía mayor que ancho de la banda prohibida se desperdician cuando los electrones rápidamente vuelven al mínimo de la banda de conducción y los huecos al máximo de la banda de valencia como un proceso térmico.

La absorción de fotones crea tanto portadores mayoritarios como minoritarios. En muchas aplicaciones fotovoltaicas, el número de portadores generados debido a la luz incidente sobre la celda solar son de órdenes de magnitud menor que el número de portadores mayoritarios ya presentes en la celda debido al dopaje. En

consecuencia, el número de portadores mayoritarios en un semiconductor iluminado no se altera significativamente, por el contrario, el número de portadores minoritarios generados bajo iluminación será mucho mayor al número de portadores minoritarios en equilibrio [22].

Por otro lado, la recombinación es el proceso opuesto a la generación, en donde un electrón se recombina con un hueco y cede la energía para producir calor o luz. Un dispositivo en donde la recombinación está optimizada para emitir luz también se llama diodo emisor de luz (LED).

Los electrones excitados a la banda de conducción están en un estado metaestable y finalmente, se estabilizan a una posición de menor energía en la banda de valencia. Cuando esto ocurre, el electrón se estabiliza ocupando un espacio vacío en la banda de valencia a este proceso se denomina recombinación y básicamente existen tres tipos de recombinación en un semiconductor monocristalino.

Recombinación Radiatíva banda a banda es el mecanismo de recombinación dominante en los semiconductores con estructura de bandas de energía directa. La luz producida por un diodo emisor de luz (LED) es el ejemplo más evidente de recombinación radiativa en un dispositivo semiconductor es el GaAs. Por el contrario, la mayoría de las celdas solares están hechas de silicio, que es un semiconductor de estructura de bandas de energía indirecta y la recombinación radiativa es extremadamente baja y generalmente despreciada. Las principales características de la recombinación radiativa son:

1.- Un electrón de la banda de conducción se combina directamente con un hueco en la banda de valencia, liberando un fotón

2.- El fotón emitido tiene una energía similar al ancho de la banda prohibida y, por lo tanto, está débilmente de manera que puede salir del semiconductor.

La Teoría de Shockley-Read-Hall de recombinación asume que en un nivel de energía permitido del ancho de banda prohibida pueden ocurrir 4 procesos básicos.

1.-Captura de un electrón en la banda de conducción por una trampa desocupada, el exceso de energía es transmitida a la red cristalina en forma de fonón.

2.-La emisión de un electrón, que se encuentra ocupado una trampa, hacia la banda de conducción.

3.-Captura de un hueco de la banda de valencia por una trampa ocupada, correspondiente a la emisión de un electrón a un estado desocupado por la banda de valencia.

4.-Emisión de un hueco, que se encuentra ocupando una trampa, hacia la banda de valencia, un electrón de una banda de valencia es emitido a la trampa desocupada.

Recombinación Auger involucra tres portadores. Un electrón y un hueco se recombinan, pero en lugar de emitir la energía en forma de fonón o como un fotón, la energía se trasmite a un tercer portador, es decir a un electrón en la banda de conducción. Este electrón con mayor energía tiende a termalizarse en forma de calor regresando así al mínimo de la banda de conducción [23].

2.2.3 Formación de la Unión p-n

La transición entre las regiones tipo p y n puede ser abrupta, en cuyo caso se presenta una región que contiene una concentración neta más o menos constante de impurezas donadoras junto a otra que posee una concentración neta más o menos constante de aceptoras, Figura 22 (a). Por otro lado, la unión puede ser gradual, en cuyo caso N_d y N_a son funciones de la distancia a la unión en dirección de la normal, donde N_d decrece empezando con un valor grande y N_a aumenta en la misma forma a partir de un valor pequeño, conforme se acerca a la unión desde el lado tipo n; las dos cantidades se igualan en la unión y N_a sobrepasa a N_d en el extremo de la unión dentro de la región p. En muchos de los casos las uniones p-n de las estructuras de dispositivos semiconductores son uniones graduales, Figura 22 (b).

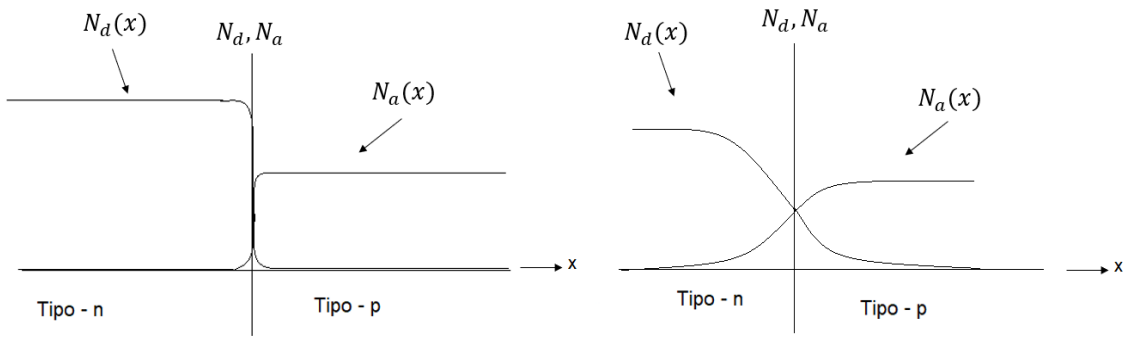

Figura 22 Concentración de impurezas en la cercanía de (a) Una unión p-n abrupta y (b) Una unión p-n gradual.

Supóngase que de una manera se forman instantáneamente una unión abrupta p-n juntando una muestra uniforme de tipo p con otra de tipo n para formar un solo cristal. En el instante de formación existe una concentración n_{n0} de electrones libres móviles y P_{n0} de huecos libres móviles en el lado n, extendiéndose hasta la unión, y en el lado p una concentración P_{p0} de huecos móviles y n_{p0} electrones libres que se extiende también hasta la unión. Estas concentraciones están relacionadas con las densidades netas de donadores y aceptores N_d y N_a, por lo que en ambos lados las densidades de electrones y huecos satisfacen la relación:

$$n_{n0}\, P_{n0} = P_{p0}\, n_{p0} = n_i^2$$

Puesto que la concentración n_{n0} de electrones del lado n es mayor que la concentración de electrones n_{p0} del lado p, en el instante de formación existe un gradiente en la concentración de electrones en la unión entre ambas regiones. La misma situación existe con respecto a la concentración de huecos en la misma unión. Los grandes gradientes iniciales de concentración establecen corrientes de difusión que hacen que los electrones de la región n y los huecos de la región p fluyan descendiendo por los gradientes de concentración respectivos hasta la región de conductividad de tipo opuesto y dejando a la región cercana a la unión, vacía de portadores mayoritarios. No obstante, este flujo de difusión inicial no puede continuar indefinidamente, debido a que en las regiones cercanas a la unión hay deficiencia de portadores mayoritarios, las cargas de los iones fijos

donadores y aceptores cercanos a la unión ya no están balanceados por las cargas de los portadores libres móviles que estaban allí inicialmente, de modo que se establece un campo eléctrico. La dirección de este campo eléctrico es tal que se opone al flujo de los electrones que salen de la región n y al flujo de los huecos que salen de la región p, y la magnitud del campo se desarrolla hasta el punto en que su efecto contrarresta exactamente la tendencia de los portadores mayoritarios a difundirse, descendiendo por la "pendiente" de concentración hacia la región de conductividad opuesta. Entonces se establece una condición de equilibrio dinámico en la que la región cercana a la unión queda vacía de portadores mayoritarios y en la que se forman capas de carga espacial que dan origen a estos campos eléctricos cerca de la unión. En la Figura 23, se muestra la configuración de carga espacial, esta es una capa dipolar eléctrica, con iones donadores no compensados en el lado n y iones aceptores no compensados en el lado p, proporcionando los componentes de carga positiva y negativa respectivamente [21].

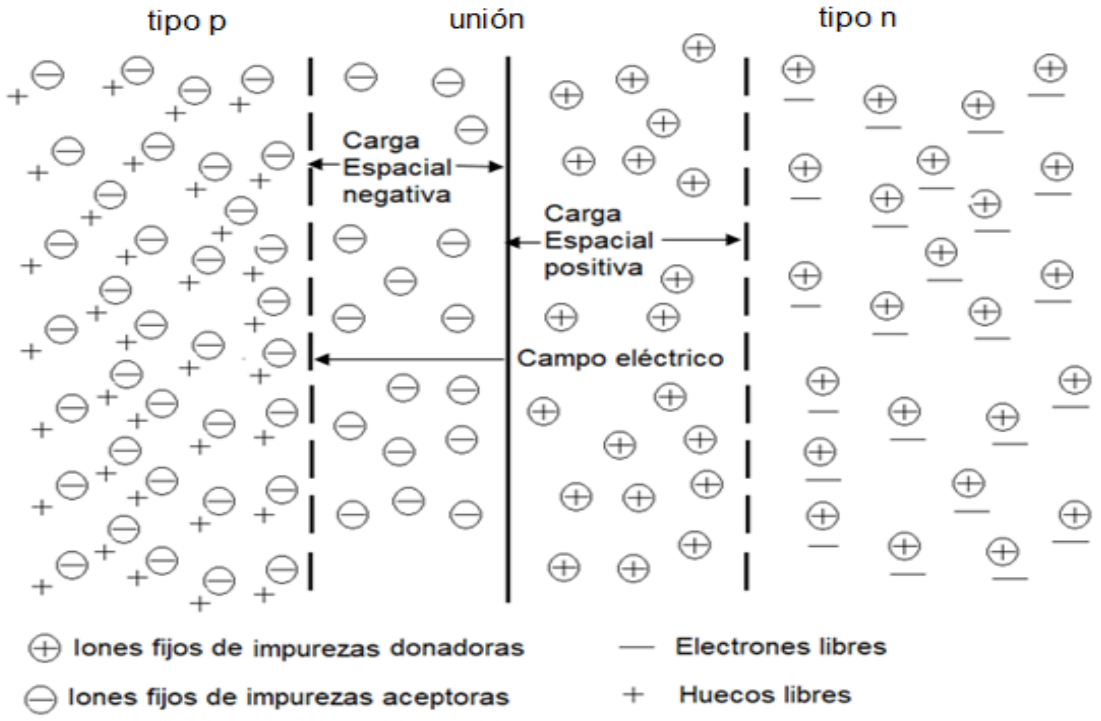

Figura 23 Diagrama que ilustra la formación de las capas de carga espacial y el Campo Eléctrico interno mediante difusión de portadores mayoritarios cerca de la unión hacia la región con un tipo de conductividad opuesta.

Sin embargo, puesto que el estado del sistema está en equilibrio térmico el nivel de energía de Fermi ε_f debe ser el mismo en todo el sistema. Estas consideraciones permiten describir el diagrama bandas de energía de una unión abrupta en la Figura 24.

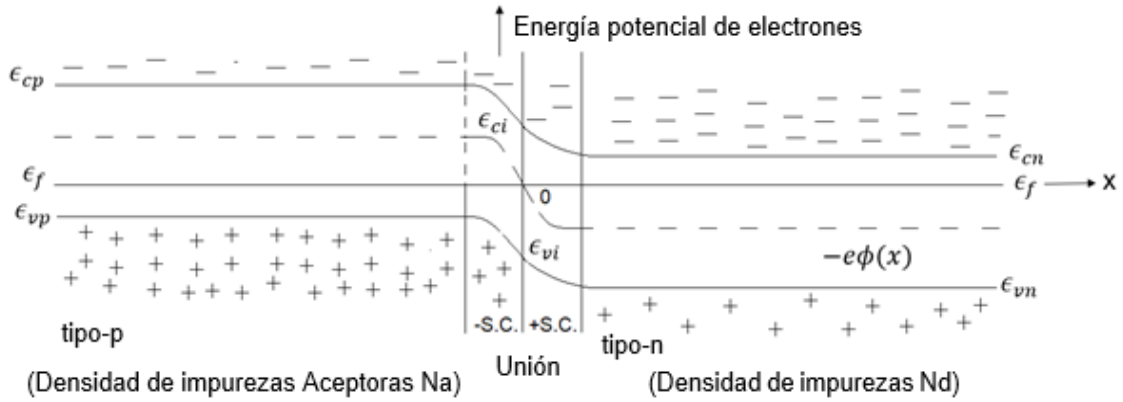

Figura 24 Diagrama de la energía potencial en el que se muestre la configuración de bandas de energía cerca de la unión p - n en ausencia de un voltaje aplicado.

Como se puede observar existe un “potencial de contacto interno” $e(\phi_2-\phi_1)=e\phi_0$ desarrollado entre las dos regiones. Se puede ver las tendencias de oposición de los gradientes de concentración y los campos eléctricos; los electrones de la banda de conducción de lado n se difundirán descendiendo por el gradiente de concentración del lado p, sino fuera por la “barrera del potencial eléctrico” que deben vencer para lograrlo.

Debido a que las regiones de carga espacial a ambos lados de la unión tienen una deficiencia de portadores mayoritarios, estas regiones poseen una resistividad mucho mayor que cualquier otra parte del cristal. Esto significa que cuando se aplica un voltaje externo a una muestra que tiene una región p-n, casi toda la caída de voltaje se presenta en estas regiones. Prácticamente en todas las condiciones, excepto aquellas en las que se aplica un voltaje grande de “polaridad en directo”, las caídas de voltaje en las regiones uniformes n y p que quedan fuera de las capas de carga espacial cerca de la unión, son despreciables en comparación con la caída que se registra en la región de la unión misma. Si la unión p-n se usa como rectificador, se obtiene una condición de baja

impedancia cuando la región n se conecta a la terminal negativa y en la región p a la positiva de la fuente externa de voltaje. Esta polaridad se conoce como estado de polarización directa, figura 25 (a). Se acostumbra a considerar que el signo del potencial externamente aplicado en este caso es positivo. En la Figura 25 (a) se muestra qué al aplicar el voltaje externo, el efecto es reducir la altura de la barrera de potencial. Si la caída de voltaje en las regiones volumétricas n y p que quedan fuera de la capa de carga espacial es despreciable en comparación con la que se produce en la unión, la altura de la barrera será $e(\phi_0 - v_0)$ donde v_0 es el voltaje aplicado [21].

Por otra parte, si se invierte la polaridad de la fuente de potencial externo, (en cuyo caso su signo se considerará negativo), se observa que la altura de la barrera de potencial interno se incrementa. Si la caída en las regiones neutras n y p que quedan fuera de la zona de unión se desprecian en comparación con la caída en las regiones de carga espacial de la unión, la altura de la barrera se puede representar como $e(\phi_0 - v_0)$ donde v_0 es ahora una cantidad negativa, Figura 25 (b).

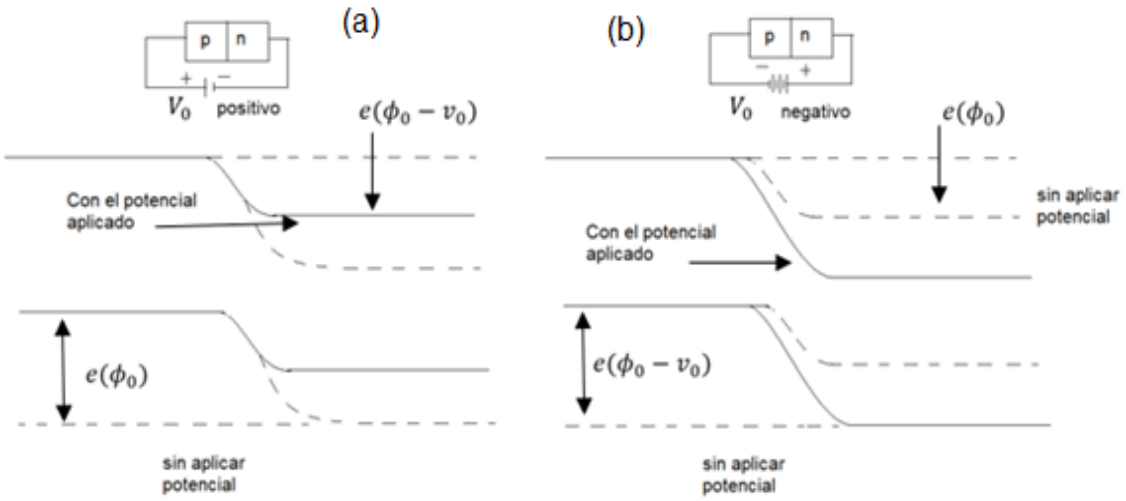

Figura 25 Diagrama de bandas de energía que presenta el efecto de la aplicación de voltaje, (a) en polarización directa y (b) polarización inversa.

2.3 Operación de una Celda Solar y los factores que influyen en la eficiencia

2.3.1 Estructura de una celda solar

Una celda solar es un dispositivo electrónico que convierte directamente la luz solar en electricidad. La luz que incide en la superficie de la celda solar produce una corriente y un voltaje que genera energía eléctrica. Este proceso requiere, en primer lugar, un material semiconductor que, al absorber la luz, libere un electrón a un estado de mayor energía y, en segundo lugar, el electrón libre se desplace hacia el circuito externo y transite por una carga [22], Figura 26.

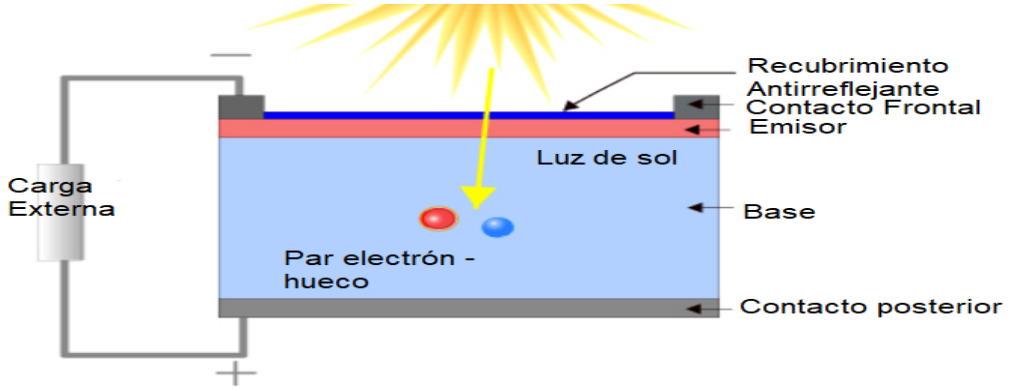

Figura 26 Corte Transversal de una celda solar.

Los pares electrón-hueco serán generados en la celda solar siempre que el fotón incidente tenga una energía mayor que la banda prohibida, sin embargo, los electrones en el material tipo p, y los huecos en el material tipo n son meta-estables y solo existirán, durante un lapso de tiempo, denominado tiempo de vida de los portadores minoritarios. Si los portadores se recombinan, entonces el par electrón-hueco inducido se pierde y ninguna potencia o corriente se podrá obtener.

Como se mencionó previamente, el segundo proceso se basa en la recolección de estos portadores. Esto ocurre por medio del campo eléctrico en la unión p-n, el cual separa espacialmente al electrón y al hueco. Si el portador minoritario

alcanza la unión p-n, atravesará la unión debido al campo eléctrico, y pasa a ser portador mayoritario [22], Figura 27.

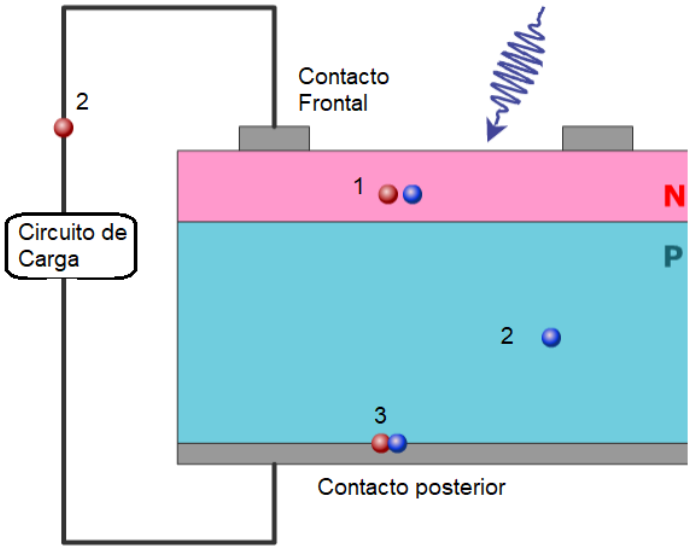

Figura 27 Flujo ideal de un cortocircuito para electrones y huecos en una unión p-n. Para evitar la recombinación estos están separadas debido a el campo eléctrico en la unión p-n.

2.3.2 Efecto fotovoltaico y Parámetros de una Celda Solar

El Efecto Fotovoltaico se puede definir como la generación de una fuerza electromotriz (diferencia de tensión eléctrica o voltaje) en las terminales de un dispositivo debido a la absorción de la luz solar. Bajo estas condiciones, si se le conecta una carga, se producirá una corriente eléctrica que será capaz de realizar un trabajo en ella. La corriente producida es directamente proporcional al flujo luminoso recibido en el dispositivo.

En una celda solar, el efecto FV se presenta como la generación de un voltaje en sus terminales cuando está bajo iluminación. Si a las terminales de la celda solar se le conecta un aparato eléctrico, por ejemplo, un motor, entonces esta cierra el circuito, la incidencia de los fotones genera una caída de potencial y el motor se pondrá a girar debido al trabajo que ejerce la corriente eléctrica. [18].

Las características eléctricas de una celda solar se obtienen bajo condiciones estandarizadas internacionalmente, llamadas las Condiciones Estándares de

Prueba, STC (por sus siglas en inglés: Standard Test Conditions) las cuales son las siguientes:

- Someter a la celda solar a una iluminación con una irradiancia de 1000 W/m^2; GP=1.0 $\frac{kW}{m^2}$ =100 $\frac{mW}{cm^2}$
- El Espectro de la Radiación Solar debe corresponder a una Masa de Aire AM1.5.
- La Temperatura de operación de la celda solar debe mantenerse a 25°C, T_c=25°C

Los parámetros eléctricos de una celda solar bajo iluminación son:

- El voltaje a circuito abierto (V_{CA}), es el voltaje máximo que genera la celda solar.
- Corriente de corto circuito (I_{CC}) es la corriente máxima que genera la celda solar
- Potencia Máxima, P_M: Cuando se acopla una "carga eléctrica" a las terminales de una celda solar sometida a iluminación, la celda solar entregara potencia eléctrica a la carga en términos de la ley de ohm, es decir, el voltaje de operación de la "carga", debe estar comprendido entre 0 y V_{CA}. Así; el punto de operación de la "carga" estará determinado por su resistencia eléctrica R_L , y la corriente de operación I_{OP} estará determinado por la ley de ohm $I_{OP}=\left(\frac{1}{R_L}\right)V_{OP}$. Al variar el valor de la resistencia de la carga, R_L, se puede tener un número muy grande de puntos de operación entre la potencia que entrega la celda solar y la potencia del diseño de la carga eléctrica. Si se grafica en un diagrama con los valores de corriente y voltaje para cada uno de los puntos de operación, la potencia entregada por la celda será dada por P_1 o P_2, pero solo hay un punto para el cual, el producto del voltaje por la corriente de operación es máximo; es decir, la celda solar entrega su máxima potencia a la "carga". En consecuencia, si el voltaje para la máxima potencia se denota por V_M

y la corriente para la máxima potencia se denota por I_M, entonces $P_M=V_M I_M$ Figura 28 [18].

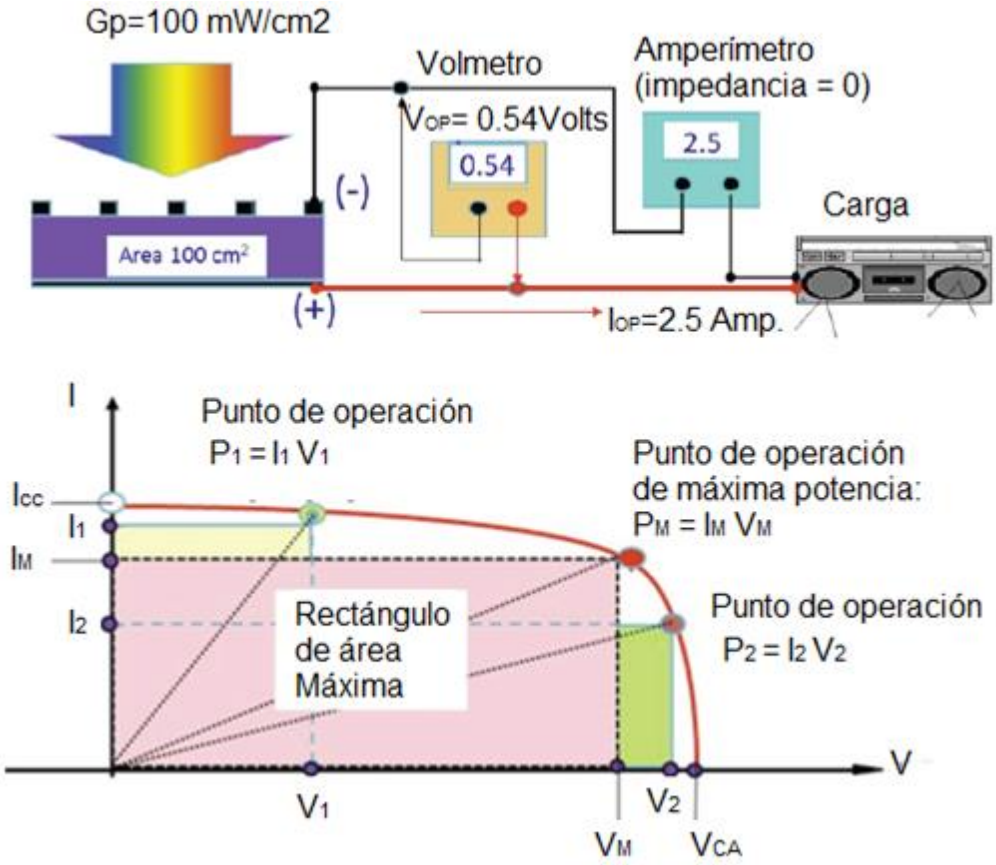

Figura 28 Celda solar acoplada a una “carga eléctrica” representando varios puntos de operación.

- La eficiencia de conversión, η, se define como la razón de la máxima potencia generada P_M entre la potencia de la radiación solar incidente P_I, esta última definida como el producto de la irradiancia G por la superficie S de la celda solar:

$$\eta = \frac{P_M}{P_I} \quad \text{o bien} \quad \eta = \frac{P_M}{GS}$$

- EL factor de forma FF de la curva de generación I vs V está definida como:

$$FF = \frac{P_M}{I_{CC} V_{CA}}$$

La potencia eléctrica generada en una celda solar es pequeña, por lo que, para incrementarla, es necesario interconectarlas entre sí, para formar los módulos fotovoltaicos [18].

2.3.3 Efectos de Temperatura

Existe una variable que es la temperatura de operación nominal de las celdas (NOCT o Nominal Operation Cell Temperature), entre sus parámetros de medición más común están: radiación de 800 W/m² (incidencia normal), distribución espectral AM 1.5, temperatura ambiente de 20° C y velocidad del viento de 1 m/s.

La medida más importante es la eficiencia del panel, o qué porcentaje de energía de la luz incidente en el panel se convierte en electricidad. Se debe estar consciente, que la eficiencia de la celda solar no es igual a la eficiencia del panel.

La eficiencia del panel es generalmente de 1 a 3% inferior a la eficiencia de celdas solares debido a la reflexión de vidrio, área que toma el ancho del marco del módulo fotovoltaico, espaciamiento entre las celdas, etc. Por eso algunos fabricantes pueden hablar de la eficiencia de su celda en lugar de la eficiencia del panel.

Una segunda medida del rendimiento es la tolerancia de potencia, que indica el rango de potencia nominal que el fabricante puede garantizar. Por ejemplo, una tolerancia final - 3% inferior significa que la potencia pico real podría ser 3% inferior a la potencia nominal indicada.

La tercera medida importante son los coeficientes de temperatura que muestran cómo el parámetro eléctrico del panel seguirá los cambios de temperatura. Existen tres coeficientes de temperatura más comunes disponibles en las hojas de datos del panel, y deben considerarse como parámetros importantes en la etapa de dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos.

Los paneles solares deben soportar constantes ciclos del calor, el frío, lluvia y granizo durante muchos años. Varios fabricantes de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino ofrecen garantías de una producción eléctrica durante 10 años en

el 90% de la potencia nominal y 25 años en un 80%, conforme a las especificaciones técnicas del fabricante [24].

2.3.4 Efectos de Sombreado

2.3.4.1 En una celda solar

Para determinar cómo afectan la sombra a la generación de potencia de una celda solar en términos de Corriente, se definen dos tipos de sombreados en una celda solar.

Un sombreado total en una celda: Donde un objeto bloquea totalmente la luz que puede recibir una celda solar. En la práctica este tipo de sombreados solo se produce cuando un objeto opaco está muy cercano a una celda solar por ejemplo hojas de árboles o suciedad que dejan las aves, Figura 29 (c).

Un sombreado parcial en una celda: Donde un objeto bloquea solo una porción de la luz solar disponible. Este tipo de sombreados es el más común y se produce cuando cualquier objeto opaco o translúcido que esté situado frente a los módulos solares, pero a una distancia tal, que no es capaz de bloquear totalmente la luz solar por ejemplo nubes, edificios, tinacos, cables, etc., Figura 29 (b).

La corriente eléctrica generada por una celda solar es directamente proporcional al área expuesta a la luz solar. En los siguientes ejemplos tenemos una celda solar típica de 156 x 156 mm, la cual genera cerca de 8 Amperes a una insolación máxima, Figura 29 (a).

Caso 1: Si celda solar es cubierta en un 50% por una sombra parcial y el restante se encuentra libre de sombra, Figura 29 (b1), ésta puede generar un máximo de 6A debido a que el 50% de la celda solar solo está cubierta por una sombra parcial o traslúcida y el resto se encuentra libre de sombra, por lo consiguiente se generan el 50% de 4A debido a la sombra parcial y 4A por la parte libre de sombra.

Caso 2: Si la celda solar es cubierta en su totalidad por una sombra parcial, esta celda solar solo generará el 50% de corriente eléctrica, es decir, el 50% de 8A, Figura 29 (b2)

Caso 3: Si la celda solar es cubierta por una sombra total en un 25%, la celda solar solo generará la energía eléctrica del 75% debido a la parte no sombreada, Figura 29 (c1)

Caso 4: Si la celda solar esta cubierta por una sombra total en un 50%, la celda solar generar la energía eléctrica proporcional por la parte libre de sombra, es decir, el 50% restante, que para este caso es de 4A, Figura 29 (c2).

Figura 29 (a) Celdas sin sombra, (b) sombras parciales, (c) sombras totales y (d) celda totalmente sombreada.

2.3.4.2 En un panel solar

Actualmente la mayoría de los paneles solares de silicio se construyen conectando en serie todas las celdas que componen el panel. Esto se logra conectado el polo positivo de una celda con el negativo de la siguiente y así sucesivamente. Convencionalmente el polo negativo de una celda solar se encuentra en la cara frontal de la misma, mientras que el positivo se encuentra en la cara posterior, Figura 30.

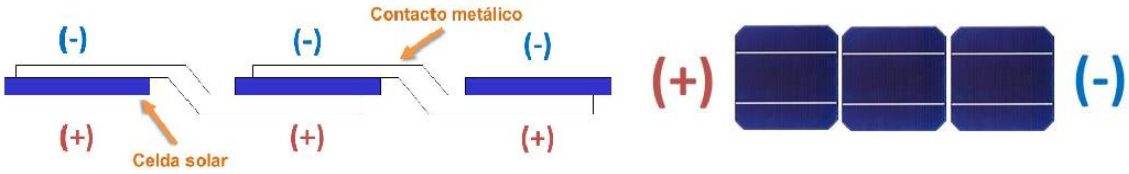

Figura 30 Conexión de una celda solar.

La conexión eléctrica se logra con listones metálicos que se sueldan entre las celdas, creando cadenas (o strings). Estas cadenas se arreglan en matrices de distintos tamaños para construir un panel solar. Por ejemplo, los paneles de 60

celdas típicamente se forman en arreglos de 10 x 6 y los paneles de 72 celdas se forman en arreglos de 12 x 6 celdas.

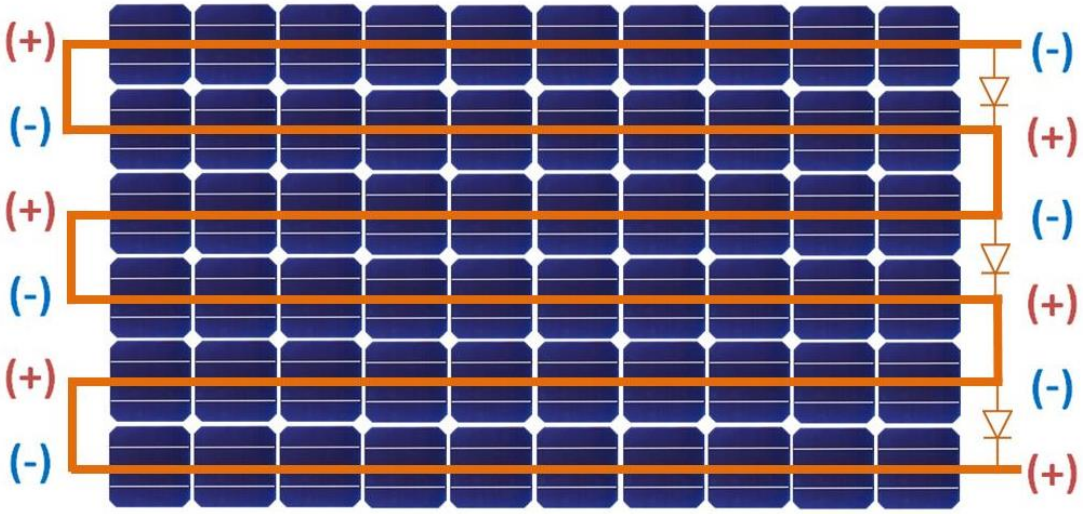

Figura 31 Arreglo de conexión de celdas solares con conexión de diodo bypass.

La Figura 31 muestra la posición de los diodos de paso (bypass) en el panel solar, estos diodos tienen una función muy importante que es la de minimizar los efectos de los sombreados. Para entender cómo funciona un diodo de bypass, supongamos que tenemos un panel solar al cual le fueron retirados los diodos y tiene un sombreado total en una de sus celdas.

Una celda totalmente sombreada, además de no generar electricidad, no permitirá que la corriente del resto de las celdas fluya a través de ella, por lo que se comportará como un circuito abierto y el panel entero dejará de funcionar.

En presencia de una celda sombreada, el diodo de paso se convierte en el camino de menor resistencia, por lo que la corriente de las celdas sin sombreados puede circular libremente a través de él. En este ejemplo, el panel solar cuenta con 3 diodos, por lo que el panel solar está dividido en 3 segmentos de 20 celdas cada uno. Al activarse un diodo, 1/3 de las celdas del panel solar quedan inactivas por lo que el módulo solar solo producirá 2/3 de su potencia total. A cambio de esto, el módulo puede seguir generando aún en condiciones de un sombreado total en una de sus celdas [25].

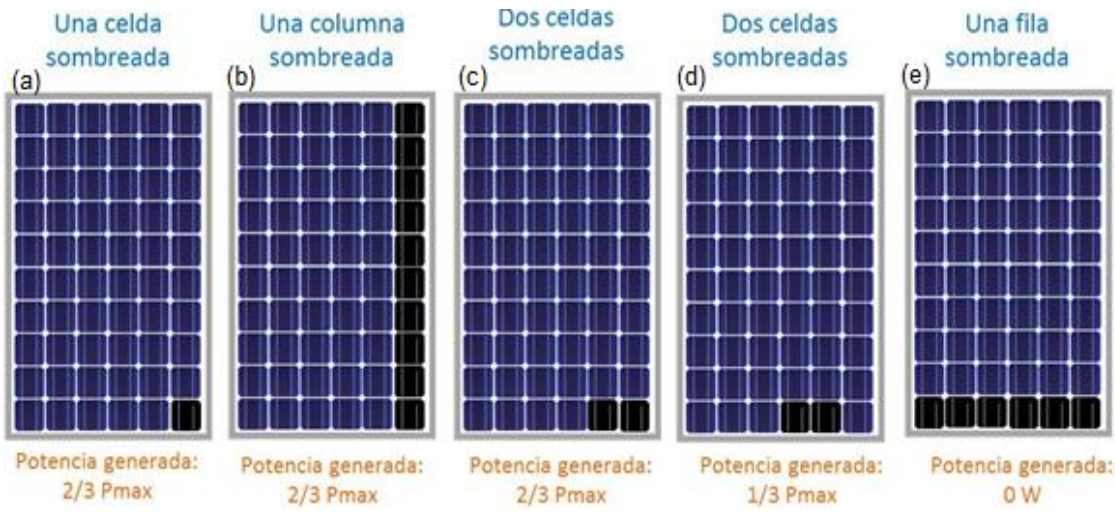

Figura 32 Tipos de Sombreado en una celda solar.

En la Figura 32, es posible observar los diferentes tipos de sombra total en un panel solar, tomando en cuenta la configuración de los diodos bypass en un panel solar de la Figura 31, se sabe que un panel solar divido en 3 secciones interconectadas con diodos bypass y cada sección tiene 20 celdas solares conectadas en serie, por lo que, si una celda (Figura 32 (a)), una columna (Figura 32 (b)) o dos celdas (Figura 32 (c)) de la misma sección son bloqueadas por una sombra total, la potencia generada por la sección en cuestión será igual a cero watts, en el caso de que dos celdas de dos secciones diferentes son bloqueadas por una sombra total (Figura 32(d)), el panel solar solo generará un tercio de la potencia total, por otra parte si son bloqueadas tres o más celdas de las tres diferentes secciones (Figura 32 (e)), la potencia generada por el panel solar seria a cero watts.

Con estos casos se puede apreciar la pérdida de generación de potencia, cuando se bloquea totalmente la luz en distintas partes de un panel solar. Podemos también observar que el caso más grave se da cuando se bloquea totalmente una fila de celdas solares, ya que para este caso se activan los 3 diodos de bloqueo eliminando totalmente la producción de potencia del panel.

2.3.4.3 En un arreglo de paneles solares

Para entender cómo se comportan los arreglos sombreados, debemos de estudiar 2 casos: Arreglos de paneles en serie y arreglos en paralelo.

1.- Arreglos en serie

Si tenemos en cuenta que conectar en serie dos o más paneles solares equivale a conectar todas sus celdas en serie (o cadena), por lo que los mismos principios de celdas sombreadas de un panel solar aplican para este caso, Figura 33.

Debemos de tener mucho cuidado con las sombras parciales en este tipo de arreglos, ya que la corriente máxima de toda la cadena estará limitada por la corriente que pueda circular por las celdas sombreadas. En este caso lo mejor que puede pasar es que, si existen sombras, los diodos de bypass se activen permitiendo el paso de toda la corriente posible [25].

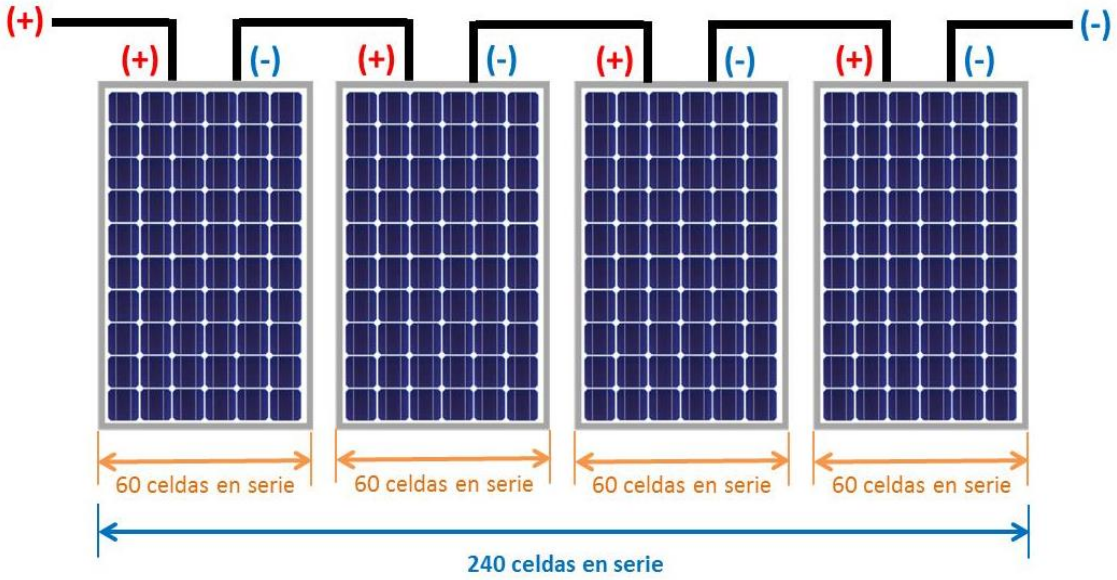

Figura 33 Efecto de sombra en un arreglo fotovoltaico conectado en serie.

2.- Arreglos en paralelo

Para sistemas de 4kWp en adelante es usual encontrar sistema as con 2 o más cadenas de paneles solares conectadas en paralelo. Las sombras afectan de maneras complejas y difíciles de predecir a los arreglos de este tipo ya que dependen en gran medida de la disposición física del arreglo solar. Sin embargo, podemos estudiar 2 casos de interés que nos ayudarán a predecir de mejor manera el comportamiento de estos sistemas bajo condiciones de sombra:

Si existe una sombra regular que afecte de la misma manera a todas las cadenas de paneles solares, entonces todo el arreglo tendrá una potencia más baja, pero no habrá mayor afectación al punto de máxima potencia del arreglo (Maximum Power Point o MPP). El sistema operará sin pérdidas adicionales a las del sombreado.

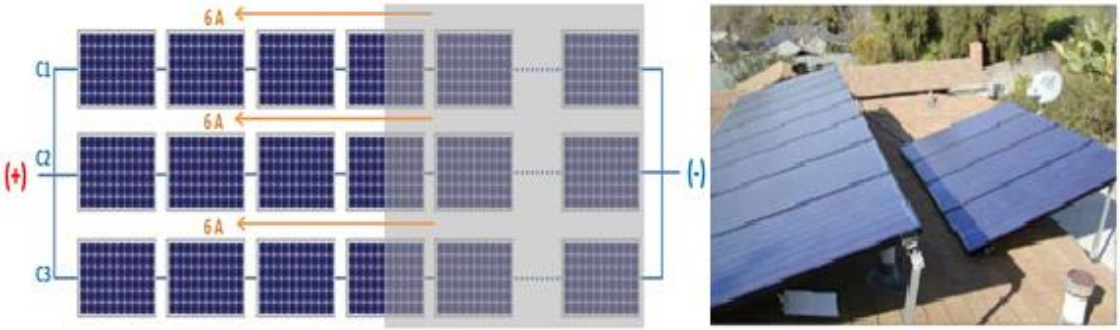

Figura 34 Sombras regulares y un solo punto de MPP.

Este tipo de sombras es poco usual, pero se puede encontrar en arreglos solares donde no exista suficiente espacio entre filas de módulos solares y por lo tanto las filas delanteras sombrean a las filas traseras, Figura 34.

Ahora bien, Cuando existen sombras en sólo una cadena del arreglo solar, la corriente máxima de ese arreglo será diferente a la de las cadenas no sombreadas. Esto modifica el Punto de máxima potencia de esa cadena y por ende existirán al menos 2 puntos de máxima potencia para el arreglo en conjunto. El dispositivo que esté conectado al arreglo (ya sea un inversor o un controlador de carga) verá 2 puntos de máxima potencia y se verá obligado a escoger uno de los dos. Existe una posibilidad de que, si el dispositivo conectado al arreglo

solar escoge un MPP incorrecto, habrá pérdidas de potencia adicionales a las ocasionadas directamente por el sombreado [25], Figura 35.

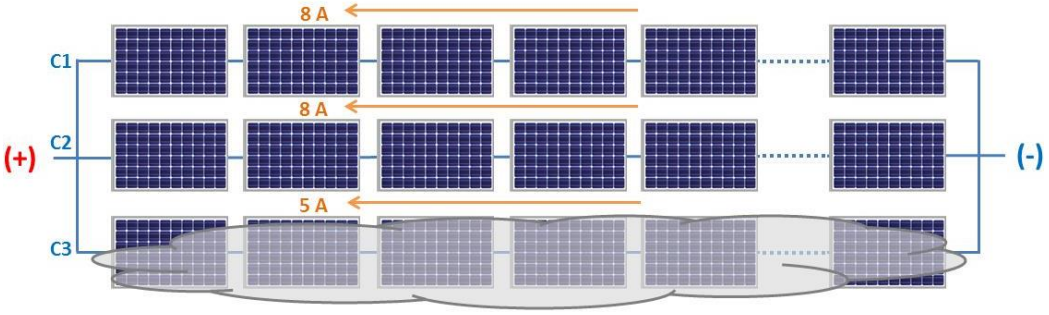

Figura 35 Sombras irregulares y múltiples puntos de MPP.

2. 4 Resumen del Capítulo

Para este segundo apartado se estudiaron las propiedades de la luz solar, la longitud de onda, la luz perceptible al ojo humano llamada luz visible, cuya longitud de onda se encuentra en un rango de 390 nm a 700 nm. Así mismo se estudió el concepto de irradiancia solar (G) como la energía radiante por unidad de área por unidad de tiempo que atraviesa una superficie de área, y el concepto de irradiación (H_s) como la densidad de energía acumulada o recibida por unidad de tiempo en una superficie.

También se dio a conocer que aproximadamente el 70 % de la radiación que llega a la superficie del planeta incide de forma directa y un 7 % incide de forma difusa, la radiación directa más la radiación difusa, son absorbidas por los diferentes gases como: el Ozono (O_3), dióxido de carbono (CO_2) y vapor de agua (H_2O), gases con una alta absorción de fotones.

Adicionalmente se estudió el cálculo de la irradiancia solar en dos diferentes casos: sea el caso uno cuando la radiación directa forma un ángulo con la irradiancia solar recibida por el captador, mismo que se encuentra a un ángulo de inclinación determinado, o el caso dos cuando el captador se encuentra horizontal a la superficie y la radiación directa forma un ángulo de inclinación con respecto al captador.

Sin embargo, para una celda solar es conveniente realizar el estudio de la formación de una unión p-n. Al unir un semiconductor tipo n con un semiconductor tipo p existe una concentración mayor de electrones en el lado n que de electrones en el lado p , al igual que existe una concentración mayor de huecos en el lado p que de huecos en el lado n, al instante de formarse esta unión se genera un gradiente de concentración de electrones como de huecos, al existir este gradiente de concentración se genera una corriente de difusión que hacen que los electrones del lado n y los huecos del lado p fluyan descendiendo el gradiente de concentración hasta el lado opuesto, dejando la unión libre de portadores mayoritarios y dejando solo a los iones fijos aceptoras y donadoras en la unión, generando una región de carga espacial que se opone al flujo de

electrones en el lado n y al flujo de huecos en el lado p, así mismo se estudió el comportamiento de esta berrera de potencial cuando es aplicado un voltaje de forma directa o inversa.

También se estudió la estructura de una celda solar y el funcionamiento de generación de energía eléctrica a partir de la incidencia de un fotón sobre la superficie del semiconductor y la importancia del campo eléctrico en la unión p-n para el proceso de separación de las cargas, así mismo se pudo definir el concepto de efecto fotovoltaico como la generación de una fuerza electromotriz en las terminales de un dispositivo debido a la absorción de la luz, también se estudiaron los parámetros eléctricos de una celda solar tales como voltaje de circuito abierto, corriente de corto circuito y potencia máxima.

Otro punto que se estudió fue el efecto de temperatura que pueden influir en un módulo fotovoltaico de acuerdo con el coeficiente de temperatura que el módulo (las celdas solares posee); así también se estudió las pérdidas de energía causadas por sombreados, sea el caso del sombreado en una celda solar, en un panel solar o en un arreglo fotovoltaico, sin embargo, el efecto de sombreado puede ser de diferentes tipos, como lo es el sombreado parcial debido a nubes, edificios, tinacos o cables, también existe el sombreado total por árboles o suciedad.

Capítulo 3 Monitoreo y análisis de un Sistema Fotovoltaico

3.1 Descripción del Sistema

Actualmente el CINVESTAV cuenta con un Arreglo Fotovoltaico con una potencia instalada de 60kWp y consta de 240 Módulos Fotovoltaicos de la marca Solartec modelo S60MC. El módulo tiene un voltaje de operación óptimo de 30.96 volts y una corriente de operación óptima de 8.07 Amperes [26] basados en silicio mono cristalino con una potencia de 250 Wp cada uno. Este Sistema Fotovoltaico se encuentra instalado en el techo del quinto piso de la Dirección General. Los Módulos Fotovoltaicos se encuentran fijados en una estructura de aluminio con orientación 30° en azimut hacia el Este del Sur geográfico. El sistema está ubicado a la latitud de 19°30'48'' Norte y longitud 99°07'57'' Oeste y el arreglo fotovoltaico esta instalado aproximadamente a un ángulo de inclinación de 20° Figura 36 [27].

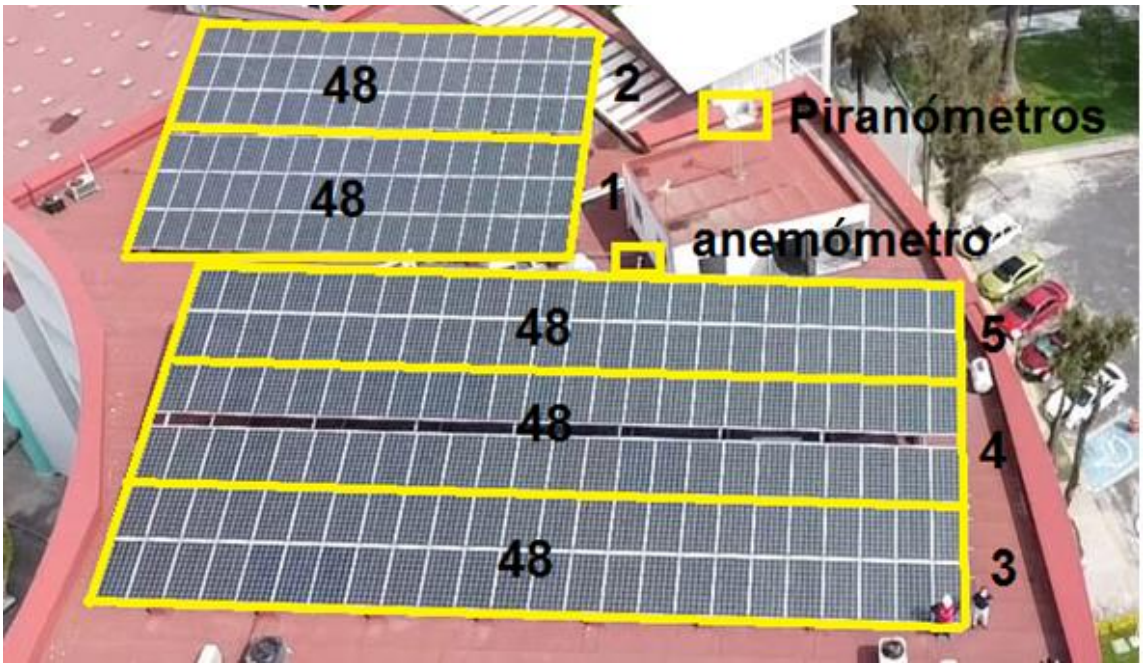

Figura 36 Instalación Fotovoltaica CINVESTAV.

El conjunto de los 240 Módulos Fotovoltaicos (MFV), o los arreglos fotovoltaicos mostrados en la figura 36, se subdividen eléctricamente en 5 secciones, cada sección está compuesta por una cadena de 48 módulos que consisten en conexiones de 12 en serie y 4 en paralelo, es decir, cada sección cuenta con un voltaje aproximadamente de 370 volts con una corriente de 32.3 Amperes, teniendo una potencia de 11.9 kWp. Cada una de las 5 secciones, se encuentra conectado a un inversor Marca Fronuis Modelo IG Plus V11.4.2 DELTA, Figura 37 (a) [28], con una capacidad aproximada de 11.4kW cada uno, el cual corresponde a la potencia instalada para los 48 MFV interconectados.

Para medir la irradiancia solar, se utiliza un piranómetro modelo CMP3 de Kipp & Zonen con un rango espectral de 300 a 2800 nm [28] y se encuentra instalado en el mismo plano del arreglo Fotovoltaico, es decir, a un ángulo de 20° desde la horizontal. Además, también se encuentra un segundo piranómetro para medir la irradiación solar global de manera horizontal.

Figura 37 (a) Inversor Fronuis Model IG Plus V11.4.2 DELTA, (b) CMP3 Piranómetro Kipp & Zonen.

3.2 Monitoreo y Conceptos de Rendimiento

3.2.1 Sistema de Monitoreo

El monitoreo de datos es uno de los requisitos importantes para diversos sistemas fotovoltaicos y es útil para rastrear el rendimiento. Sin un monitoreo preciso de los datos, no es posible calcular el rendimiento del sistema fotovoltaico ni conocer de manera confiable la potencia generada. El monitoreo efectivo de datos no solo ayuda a identificar problemas de rendimiento del sistema, sino que también ayuda a resolverlos [27]. El sistema del inversor Fronius integra todos los datos monitoreados y son almacenados cada 5 minutos. Los registros obtenidos son: Velocidad de Viento, Temperatura del Módulo, Temperatura Ambiente, Radiación y Potencia por cada uno de los cinco inversores de manera independiente; por otro lado se tiene el adquisidor de datos de marca Campbell Scientific modelo CR-300 que registra cada minuto la irradiancia solar para su posterior comparación con los datos del sistema Fronuis.

3.2.2 Rendimiento General

Tres de los parámetros de rendimiento del estándar IEC 61724 se usaron para definir el rendimiento general del sistema con respecto a la producción de energía, el recurso solar y el efecto general de las pérdidas del sistema [29]. La relación de rendimiento promedio (RP) o llamado Factor de calidad, es la relación entre el rendimiento real (es decir, la producción anual de electricidad suministrada en CA) y el rendimiento ideal:

$$\text{Rendimiento Promedio} = \frac{\text{Rendimiento Real AC}}{\text{Rendimiento Ideal DC}}$$

El rendimiento real es la energía eléctrica total producida por el sistema fotovoltaico, que se controla y registra directamente utilizando el software del sistema de Fronius.

El rendimiento ideal es la capacidad de potencia total del sistema instalado (como se indica en la placa de identificación del módulo fotovoltaico) multiplicada por la irradiación solar total de las horas pico, es decir, la energía total que debería

generarse en un sistema fotovoltaico ideal. El rendimiento promedio (RP) puede contabilizarse por un día, por una semana, pero principalmente por mes.

3.2.3 Pérdida de Energía

En condiciones normales de funcionamiento del sistema fotovoltaico, los datos sensados y almacenados contienen desviaciones causadas por un mal funcionamiento, como defectos de la cadena, efecto de sombra, fallas de los módulos o falla de los inversores que influyen el rendimiento. Una de las pérdidas inevitables de energía se debe al coeficiente de temperatura. En este caso, la celda solar de silicio monocristalino tiene un Coeficiente de Temperatura de potencia de -0.47 / °C. esto significa, que la pérdida de potencia porcentual por cada grado elevado por encima de los 25 °C (temperatura ambiente) es de 0.47 %. Por ejemplo, si el módulo fotovoltaico tiene 100 Watts en su ficha técnica, y si la temperatura de operación es a 50 °C, la diferencia de temperatura con la condición de prueba estándar (STC) es de 25 °C, ocasionando una pérdida de potencia de alrededor del 12 %. Por lo cual el módulo estaría suministrando una potencia de 88 Watts.

En lugar de las eficiencias de los componentes, a veces es intuitivo pensar en términos de pérdidas de energía que ocurren en cada uno de los componentes del SFV. Ambos conceptos están relacionados como: Pérdidas = 1 – Eficiencia

3.2.4 Análisis del Sistema

Para realizar el análisis de la información, existen muchos programas, sin embargo, se ocupará una plataforma analítica o programa llamada Power Business Intelligence de Microsoft (Power BI) porque actualmente es una de las primeras herramientas capaz de manejar información de manera masiva y debido a que actualmente el CINVESTAV tiene el programa de licencias gratuitas de Microsoft para su personal estudiantil y docente, lo que no implica costo alguno por su uso. Este programa como su nombre lo indica está destinado a la inteligencia empresarial y permite unir diferentes fuentes de datos como lo son Excel, Dynamics CRM, Dynamics NAV, SAP, MailChimp, Salesfoce, Facebook, Google Analytics, SQL Server o de datos externos. Esto es; modelizar y analizar

los datos para posteriormente presentarlos a través de paneles e informes, con la finalidad de que puedan ser consultados de forma fácil, visual e intuitiva. Esta explotación de datos, a través de paneles e informes, permite además que puedan ser compartidos por muchos usuarios de una misma empresa u organización. De esta forma la información siempre estará en tiempo real [30].

Antes de empezar a trabajar con la Herramienta de Power BI, es necesario poder homologar los datos recolectados por el Sistema Fotovoltaico y almacenados dentro del Software de Fronius. Como primer paso se actualizarán los datos dentro del software Fronius, posteriormente se descargarán los valores a detalle en formato Excel seleccionando el periodo de trabajo del día primero de enero de 2017 hasta el día 28 de febrero del año 2020. Por ejemplo, los datos descargados del archivo contienen información como, Temperatura de Módulo y Temperatura Ambiente en grados centígrados (°C), Velocidad de viento en $\mathrm{m/s}$, irradiación solar en kWh / m^2 y potencia del sistema de los 5 inversores en kWh. Todos los valores registrados por el sistema Fronius tienen un tiempo de registro de cada 5 minutos, como se muestra en la Tabla 6 (a)

En segundo lugar, y adicionalmente se encuentran dos piranómetros para sensar con mayor precisión la irradiación solar, uno colocado horizontalmente y otro a 20° de inclinación, es decir, en el mismo ángulo del plano del arreglo del sistema fotovoltaico. La información de cada uno de los piranómetros es almacenada en el data logger CR-300, a un intervalo de 1 minuto, lo cual nos proporcionará una mayor precisión en la medición de la irradiación solar. A través del software PC200W, se descargan todos los datos con un total aproximado de 3 meses de almacenamiento, Una vez descargados los datos del software y, debido a que estos vienen en formato de texto plano, como se muestra en la Tabla 6 (b), los valores deben ser normalizados para poder ingresarlos dentro del software Power BI.

Tabla 6 Datos Exportados de los sistemas (a) Sistema Fronius (b) Data Logger CR300.

(a)

Sistema Fronius											
Fecha	Hora	temp_mod	temp_amb	Viento	Radiación	Inv1	inv2	inv3	inv4	inv5	KhHra
01/01/2019	12:35:00	54	23	0	3.59	7699	7822	8049	7774	7744	3.25733333
01/01/2019	12:40:00	54	23	0	3.56	7640	7756	7981	7699	7686	3.23016667
01/01/2019	12:45:00	52	23	0	3.685	7929	8069	8292	7982	7947	3.35158333
01/01/2019	12:50:00	53	24	0	3.745	8020	8152	8359	8066	8014	3.38425
01/01/2019	12:55:00	53	25	0	3.595	7708	7832	8038	7752	7725	3.25458333
01/01/2019	13:00:00	53	24	0	3.165	6761	6848	7015	6836	6783	2.86358333
01/01/2019	13:05:00	50	24	0	2.59	5617	5697	5862	5591	5565	2.361
01/01/2019	13:10:00	49	25	0	3.005	6546	6647	6842	6614	6536	2.76541667
01/01/2019	13:15:00	50	25	0	3.435	7514	7571	7796	7531	7469	3.15675
01/01/2019	13:20:00	51	25	0	3.555	7600	7720	7978	7683	7688	3.22325
01/01/2019	13:25:00	52	26	0	3.63	7693	7874	8113	7836	7853	3.28075
01/01/2019	13:30:00	52	24	0	3.305	7035	7134	7385	7131	7133	2.98483333
01/01/2019	13:35:00	52	24	0	3.665	7816	7974	8202	7880	7866	3.3115
01/01/2019	13:40:00	54	25	0	3.53	7553	7586	7803	7566	7519	3.16891667
01/01/2019	13:45:00	54	26	0	3.395	7203	7302	7531	7290	7275	3.06008333
01/01/2019	13:50:00	53	26	0	3.28	6941	7085	7296	7074	7062	2.95483333
01/01/2019	13:55:00	51	24	0	2.93	6362	6427	6611	6364	6362	2.67633333
01/01/2019	14:00:00	48	24	0	3.065	6588	6816	7005	6758	6671	2.81983333
01/01/2019	14:05:00	46	24	2	2.775	6062	6192	6302	6141	6068	2.56375
01/01/2019	14:10:00	44	24	0	2.91	6456	6557	6640	6455	6410	2.70983333
01/01/2019	14:15:00	44	24	0	2.62	5779	5866	6060	5873	5804	2.4485
01/01/2019	14:20:00	44	24	0	2.695	5935	6046	6179	6004	5956	2.51
01/01/2019	14:25:00	44	24	1	2.36	5193	5306	5432	5244	5238	2.20108333
01/01/2019	14:30:00	43	24	0	2.325	5100	5184	5305	5163	5119	2.15591667
01/01/2019	14:35:00	43	24	0	2.62	5779	5872	5952	5784	5841	2.43666667

(b)

```
"TIMESTAMP","RECORD","SlrkW_Avg TS","RN","kW/m^2"
"2016-12-06 11:13:00",0,0.564
"2016-12-06 11:14:00",1,0.556
"2016-12-06 11:15:00",2,0.549
"2016-12-06 11:16:00",3,0.558
"2016-12-06 11:17:00",4,0.553
"2016-12-06 11:18:00",5,0.548
"2016-12-06 11:19:00",6,0.554
"2016-12-06 11:20:00",7,0.56
"2016-12-06 11:21:00",8,0.557
"2016-12-06 11:22:00",9,0.562
"2016-12-06 11:23:00",10,0.574
"2016-12-06 11:24:00",11,0.572
"2016-12-06 11:25:00",12,0.575
"2016-12-06 11:26:00",13,0.567
"2016-12-06 11:27:00",14,0.573
"2016-12-06 11:28:00",15,0.567
"2016-12-06 11:29:00",16,0.566
"2016-12-06 11:30:00",17,0.579
"2016-12-06 11:31:00",18,0.572
"2016-12-06 11:32:00",19,0.564
"2016-12-06 11:33:00",20,0.565
"2016-12-06 11:34:00",21,0.571
"2016-12-06 11:35:00",22,0.571
"2016-12-06 11:36:00",23,0.572
```

Una vez que es descargado e instalado el software Power BI, se procede a formar una base de datos dentro de Power BI e importar los datos del software Fronius y PC200W, se realizaron los ajustes de normalización para cada tipo de datos como los siguientes:

1.- Tipo de Dato Timestamp; debido a que es un tipo de dato de “fecha y hora” en un solo registro, se desglosara en dos partes en fecha “dd-mm-aaaa” y en hora “hh:mm:ss” para poder tener un mejor control de la información, por ejemplo si se necesitan los datos de energía, radiación, temperatura de módulo y temperatura ambiente únicamente de los horarios de 7:00 am a 7:00 pm, lo que representa solo el día, se descartan totalmente los valores que pudieron haberse registrado durante la noche.

2.- Los valores de radiación obtenidos que son registrados cada 5 minutos del sistema Fronius, se dividen entre 12 debido a que corresponden al número de registros en 1 hora, adicionalmente se multiplica por 60, que representa a los 60 kW de potencia del total de módulos Fotovoltaicos instalados en todo el arreglo, resultando con esto la “potencia ideal” que el sistema fotovoltaico tuvo que haber suministrado, dicho valor normalmente debe ser mayor que la potencia real generada.

3.- Los valores de potencia suministrada por cada uno de los inversores, al igual que la radiación solar se dividirán entre 12 que es el número total de horas registradas de un solo día.

4.- Se acoplan los datos del sistema Fronius, medidos y contabilizados cada 5 minutos, por otro lado los datos de la irradiación del piranómetro, son almacenados cada segundo en el Data Logger, por lo tanto, se generó una Tabla de datos donde se obtiene los valores asignados por día, con ello se evitará que exista una diferencia entre los valores sensados a diferentes intervalos de tiempo.

5.-Se realiza la columna Rendimiento, la división de la Energía Real con respecto a la Energía Ideal de acuerdo con lo mencionado en el punto 3.2.2

Una vez normalizados los datos e importados al Software Power BI, se procede a realizar un panel dinámico que engloba cada uno de los valores ya obtenidos anteriormente, cabe recalcar que el uso de este sistema fue por la robustez que se tiene al manejar la información; por ejemplo, de la fecha 1° de Enero de 2017 a Febrero del 2020 se tienen 1,663,160 registros para un solo piranómetro que ha sensando los valores de la irradiación en intervalos de cada segundo, esta cifra se duplica al ser dos piranómetros, adicionalmente a los 331,167 valores del sistema Fronius. Es decir, se logra realizar el análisis sin una gran complicación en el manejo masivo de información.

En la Tabla 6 se muestran los datos normalizados explicado anteriormente, las columnas inv1_c e inv3_c corresponden al cálculo realizado para estimar las pérdidas de energía por fallas en el inversor 3 durante los meses de marzo a noviembre del año 2018; las pérdidas generadas en el inversor 1 son debido a la sombra proyectada por la segunda estructura adyacente correspondiente a las secciones 3, 4 y 5, y que obscurecen las dos primeras filas o 32 módulos de la primera sección mostrada en la Figura 36, esto ocurre durante las primeras horas del día y continúa hasta las 11:00 hrs. De acuerdo con el Estándar de competencia de instalación de sistemas fotovoltaicos en residencias, comercio e industria [31] la distancia mínima entre dos filas, para evitar que los módulos se hagan sombra unos a otros durante las distintas épocas del año, dependerá del

ángulo de incidencia de irradiación del sol, determinándose a través de los grados de latitud. El cálculo de la distancia entre dos filas se realiza mediante el apoyo de la Figura 38 y fórmula trigonométrica:

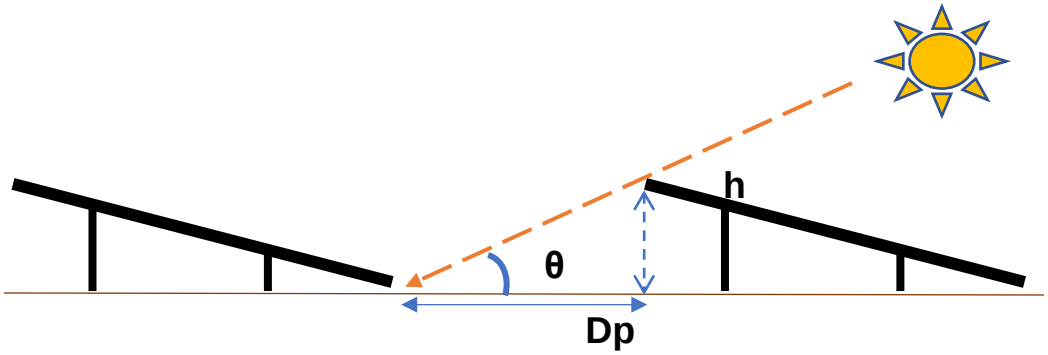

Figura 38 Distancia mínima entre estructuras metálicas para evitar perdida de energía por sombreado.

Donde

Dp: es la distancia entre filas del arreglo fotovoltaico.

h: es la altura del soporte a la parte más elevada del panel.

Por ejemplo, para un sistema que tiene una altura de 4.17 m (como la nuestra)

$$tan\,\theta = \frac{h}{Dp}$$

Para evitar el sombreado en el arreglo fotovoltaico, consideremos un ángulo pequeño: $\theta = 15°$ $\quad Dp = \frac{h}{tan\theta} = h \times 3.73$

Es decir, la distancia $Dp = 4.17m \times 3.73 = 15.55\,metros$

Por consiguiente, mediante esta distancia Dp, se logrará librar el sombreado, aproximadamente a una hora de haber salido el sol en el horizonte.

Para el caso del SFV en el Cinvestav, de acuerdo con las medidas que se realizaron con un flexómetro, la distancia entre filas es aproximadamente entre 4.30 m. con una altura de 4.17 m. Figura 39, por lo cual, la distancia de los 4.30 m, no es suficiente y deberá de separarse ~15 m para reducir el sombreado. Sin embargo, debido al limitado área superficial de la azotea, no fue posible instalar con la separación adecuada. Cabe señalar que, en latitudes mayores, es

conveniente considerar la fluctuación máxima de la declinación de la tierra, los 23.45 grados.

Figura 39 Medición de Distancia entre filas y altura de la estructura metálica del SFV.

Tabla 7 Registro de datos normalizados correspondiente al sistema Fronius.

Fecha	Hora	temp_mod	temp_amb	Viento	Radiación	inv2	inv3	inv4	inv5	Total	KhHra	HoraLaboral	Inv1_c	inv3_c
10/mar./2019	10/03/2019 12:40:00 p. m.	61	30	0	4.445	9033	9250	8919	8916	45057	3.75475	Abierto	8939	9250
10/mar./2019	10/03/2019 01:10:00 p. m.	61	30	0	4.35	8910	9095	8848	8848	44583	3.71525	Abierto	8882	9095
14/mar./2019	14/03/2019 12:20:00 p. m.	61	30	0	4.55	9155	9432	9326	9146	46171	3.8475833:	Abierto	9112	9432
14/mar./2019	14/03/2019 01:00:00 p. m.	61	30	0	4.385	8851	9129	9032	8822	44696	3.7246666(	Abierto	8862	9129
14/mar./2019	14/03/2019 01:45:00 p. m.	61	30	0	3.96	8036	8202	8171	8056	40457	3.3714166(	Abierto	7992	8202
29/mar./2019	29/03/2019 12:30:00 p. m.	61	30	0	4.075	8425	8572	8550	8369	42319	3.5265833:	Abierto	8403	8572
30/mar./2019	30/03/2019 12:35:00 p. m.	61	30	0	4.12	8455	8656	8602	8424	42557	3.5464166(	Abierto	8420	8656
11/abr./2019	11/04/2019 01:50:00 p. m.	61	30	0	4.42	9042	9192	9194	8998	45429	3.78575	Abierto	9003	9192
11/abr./2019	11/04/2019 01:55:00 p. m.	61	30	0	4.415	9050	9128	9216	8991	45401	3.7834166(	Abierto	9016	9128
13/abr./2019	13/04/2019 01:10:00 p. m.	61	30	0	4.585	9103	9309	9257	9068	45817	3.8180833:	Abierto	9080	9309
13/abr./2019	13/04/2019 01:50:00 p. m.	61	30	0	4.59	9102	9262	9208	9009	45635	3.8029166(	Abierto	9054	9262
17/abr./2019	17/04/2019 12:55:00 p. m.	61	30	0	4.415	8750	8943	8890	8687	43963	3.6635833:	Abierto	8693	8943
21/abr./2019	21/04/2019 02:05:00 p. m.	61	30	0	4.315	8667	8772	8773	8594	43459	3.6215833:	Abierto	8653	8772
21/abr./2019	21/04/2019 02:10:00 p. m.	61	30	0	4.295	8620	8677	8736	8541	43169	3.5974166(	Abierto	8595	8677
23/abr./2019	23/04/2019 12:35:00 p. m.	61	30	0	4.4	8844	9033	8986	8797	44470	3.7058333:	Abierto	8810	9033
25/abr./2019	25/04/2019 12:40:00 p. m.	61	30	0	4.595	9187	9447	9397	9170	46382	3.8651666(	Abierto	9181	9447
25/abr./2019	25/04/2019 12:50:00 p. m.	61	30	0	4.395	8910	8947	8932	8790	44448	3.704	Abierto	8869	8947
25/abr./2019	25/04/2019 01:20:00 p. m.	61	30	0	4.61	9182	9398	9359	9155	46326	3.8605	Abierto	9232	9398
27/abr./2019	27/04/2019 01:50:00 p. m.	61	30	0	4.32	8658	8854	8882	8690	43720	3.6433333:	Abierto	8636	8854
30/abr./2019	30/04/2019 01:30:00 p. m.	61	30	0	4.09	8389	8478	8483	8297	41985	3.49875	Abierto	8338	8478
03/may./2019	03/05/2019 12:25:00 p. m.	61	30	0	4.26	8704	8866	8859	8691	43819	3.6515833:	Abierto	8699	8866
03/may./2019	03/05/2019 12:40:00 p. m.	61	30	0	4.255	8683	8846	8815	8617	43592	3.6326666(	Abierto	8631	8846
07/may./2019	07/05/2019 11:55:00 a. m.	61	30	0	4.15	8464	8642	8612	8424	42560	3.5466666(	Abierto	8418	8642
07/may./2019	07/05/2019 12:00:00 p. m.	61	30	0	4.135	8434	8612	8577	8396	42401	3.5334166(	Abierto	8382	8612
10/may./2019	10/05/2019 12:20:00 p. m.	61	30	0	4.54	9216	9421	9381	9190	46376	3.8646666(	Abierto	9168	9421
10/may./2019	10/05/2019 01:00:00 p. m.	61	30	0	4.55	9252	9399	9361	9171	46412	3.8676666(	Abierto	9229	9399
11/may./2019	11/05/2019 12:30:00 p. m.	61	30	0	4.24	8579	8733	8722	8481	43013	3.5844166(	Abierto	8498	8733
12/may./2019	12/05/2019 12:30:00 p. m.	61	30	0	4.065	8271	8485	8416	8286	41748	3.479	Abierto	8290	8485
12/may./2019	12/05/2019 01:25:00 p. m.	61	30	0	4.12	8363	8529	8522	8357	42101	3.5084166(	Abierto	8330	8529
19/may./2019	19/05/2019 02:25:00 p. m.	61	30	0	4.07	8358	8461	8517	8324	42052	3.5043333:	Abierto	8392	8461

TABLA: Fronius2017_2019 (328,727 filas)

3.3 Resumen del Capítulo

Para esta tercera parte se dieron a conocer los componentes del sistema fotovoltaico, el número de paneles, el número de inversores, de piranómetros, de anemómetro, los diferentes aspectos y componentes de la instalación del arreglo fotovoltaico como lo son, el ángulo de inclinación, las interconexiones serie o paralelo, la potencia de salida de los módulos fotovoltaicos e inversores. Con el objetivo de identificar en la recolección de información, los datos entregados por el sistema de monitoreo Fronius y el sistema adquisidor de datos Campbell Scientific modelo CR-300, serán con que se realizará su posterior análisis como: Velocidad de Viento, Temperatura del Módulo, Temperatura Ambiente, Radiación y Potencia de los inversores.

También se estudió el cálculo del rendimiento, para verificar si el sistema fotovoltaico funciona adecuadamente, indicándonos que, la relación de rendimiento promedio o Factor de calidad es la relación entre el rendimiento real y el rendimiento ideal. Dicho rendimiento puede reducirse por la pérdida de potencia de -0.47% por cada grado centígrado por encima de los 25 °C, para este módulo fotovoltaico en específico.

Finalmente, se describió la herramienta Power Bi, con la que se realizó el análisis de datos recolectados del sistema de monitoreo Fronius y del adquisidor de datos CR-300, durante el periodo 2017 a inicios del 2020. Se explicaron los pasos para la normalización de los datos, para el cálculo de rendimiento se descartaron los horarios nocturnos, y la homologación de los registros sensados cada 5 minutos del sistema fronius comparados con los registros obtenidos cada segundo del adquisidor de datos CR-300 (la radiación solar), realizando el cálculo de pérdida de energía por sombreado y pérdida de energía por falla en la tarjeta lógica en el inversor 3 durante el periodo de marzo a noviembre de 2018.

Capítulo 4 Análisis y Resultados

4.1 Análisis de Temperatura y Velocidad de Viento con respecto a la energía

Una vez homologada la información, explicada en el capítulo anterior, se muestran los resultados obtenidos de la siguiente manera, la Figura 40 muestra el análisis dinámico que se generó en la interfaz de Power BI, la gráfica muestra la energía generada en cada uno de los cinco inversores y las pérdidas que se generaron en el año 2018, sin embargo, el diseñó de este resultado está preparado para poder elegir los distintos niveles de profundidad para un análisis más a detalle cómo es: por año, por mes e inclusive por día para cada uno de los diferentes períodos entre 2017 al 2020.

Figura 40 Panel de Energía Por inversor 2018 en kWh/día.

De la misma forma que el reporte dinámico anterior, se realizó un reporte para medir la Temperatura del Ambiente. En la Figura 41 se puede observar a detalle el comportamiento de las diferentes temperaturas ambientes para los tres años en los doce meses consecutivos, teniendo su mayor valor registrado en el mes de mayo. Incluyéndose los meses de enero y febrero de 2020.

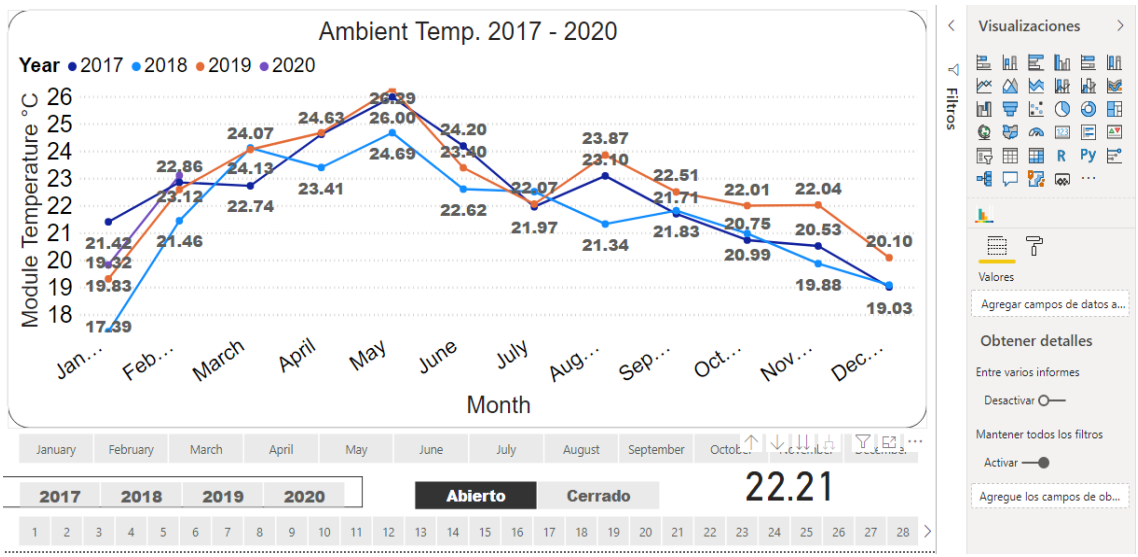

Figura 41 Panel de Temperatura Ambiente.

Otro análisis resultante es la Temperatura de Módulo Fotovoltaico, Figura 42, en donde se puede observar, con mayor profundidad, la Temperatura del Módulo cada día del mes de enero de 2019, y se puede obtener un análisis de las variaciones mínimas y máximas que se tienen en el Módulo Fotovoltaico, siendo un máximo de 40 grados el 31 de Enero de 2019 o un mínimo de 25 para los días 13 y 14.

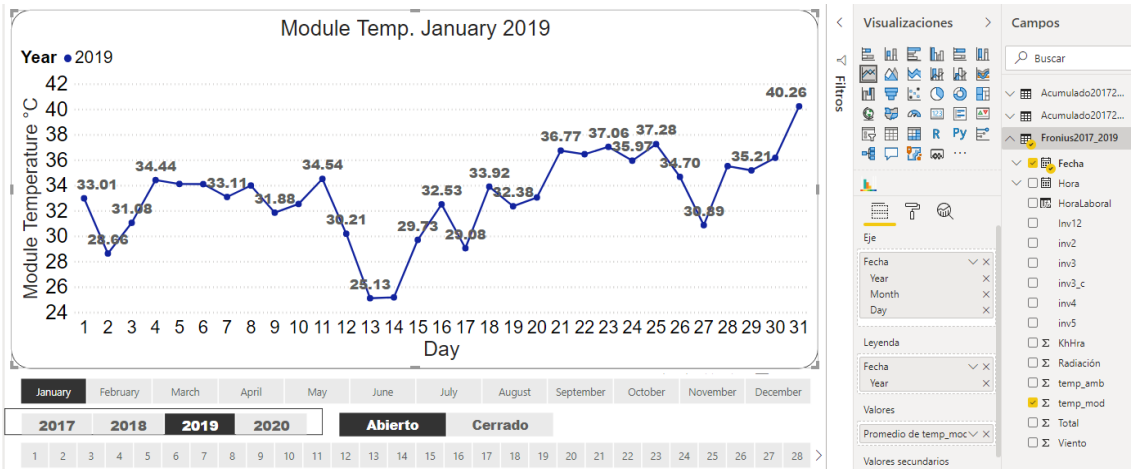

Figura 42 Panel de Temperatura de Módulo.

El Análisis de Velocidad de Viento, se muestra en la Figura 43, así como los valores sensados por mes, comparando las posibles diferencias que pueden existir entre 2018 y 2019, pero reflejando cierta similitud una de la otra, es posible

observar que las máximas velocidades de viento son entre 1.91 m/s y 1.6 m/s, para los meses de mayo, junio y parte de julio, y las mínimas son similares a las épocas no fluviales del año, las velocidades más bajas son apreciables a finales o a principios de cada año que rondan entre los 0.54 m/s a 0.76 m/s.

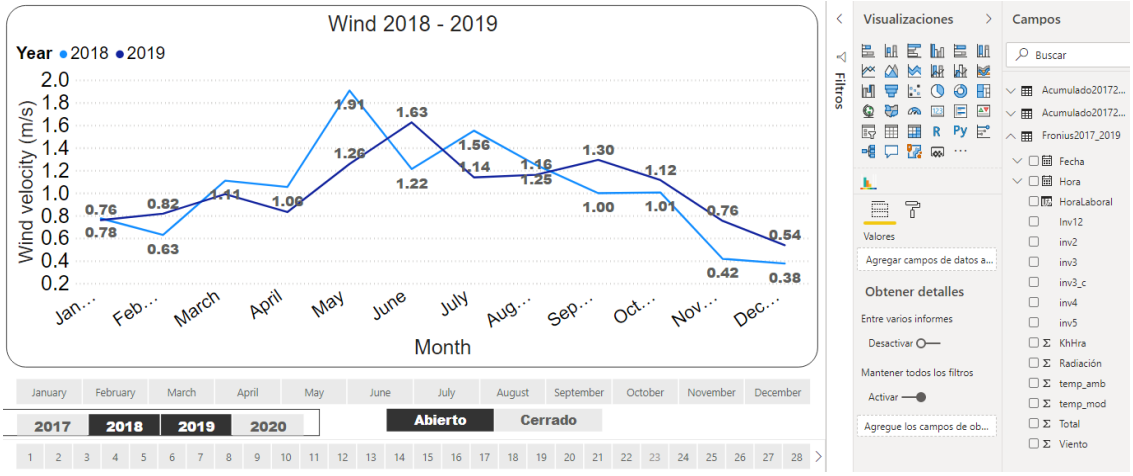

Figura 43 Panel de Velocidad de Viento.

El análisis de rendimiento del sistema fotovoltaico dado en la Figura 44, muestra los rendimientos promedios (RP) de energía generada y energía ideal para cada uno de los años 2017-2020. En el año 2018 existió un decaimiento en el RP ocasionado por la falla del inversor 3, esta falla se analizará más adelante en esta sección. Para el año 2020 se observó un rendimiento bajo, menor inclusive al 2018, sin embargo, esto es debido a que solo se contó con los datos de los meses de enero y febrero de 2020.

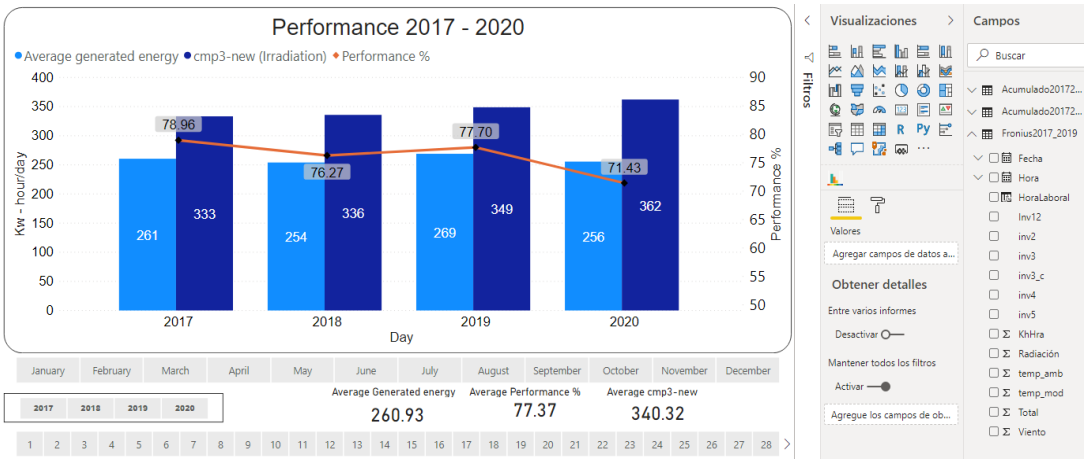

Figura 44 Panel de Rendimiento 2017-2020.

4.2 Acumulación de polvo y la relación con un bajo rendimiento promedio del sistema fotovoltaico

El estudio se centra en cuatro diferentes períodos de tiempo, marzo 2017, abril 2018, enero 2019 y enero 2020, con el cual es posible visualizar el efecto causado por la acumulación de polvo en el AFV y como baja su rendimiento debido a esto.

La Figura 45 muestra el RP durante los primeros 6 días del mes de marzo de 2017, como resultado de la acumulación de polvo en el AFV. Se analizó que durante el 1 al 3 de marzo el RP es bajo, sin embargo, se observó un incremento promedio en el rendimiento de aproximadamente del 23,6% los siguientes días, del 4 al 6 de marzo; es decir, el RP se elevó del 65.9% al 81.5%, y esto se debió a la presencia de lluvia en la noche del tercer día, el cual limpió el exceso de polvo acumulado en el AFV.

Para el año 2017, las lluvias comenzaron en marzo. El rendimiento promedio (RP) se calculó dentro de los tres días previos y tres días posteriores de la lluvia. Se concluye que, en la misma semana y bajo casi las mismas condiciones climáticas como son: la temperatura ambiental y la velocidad del viento, la suciedad reduce considerablemente su rendimiento.

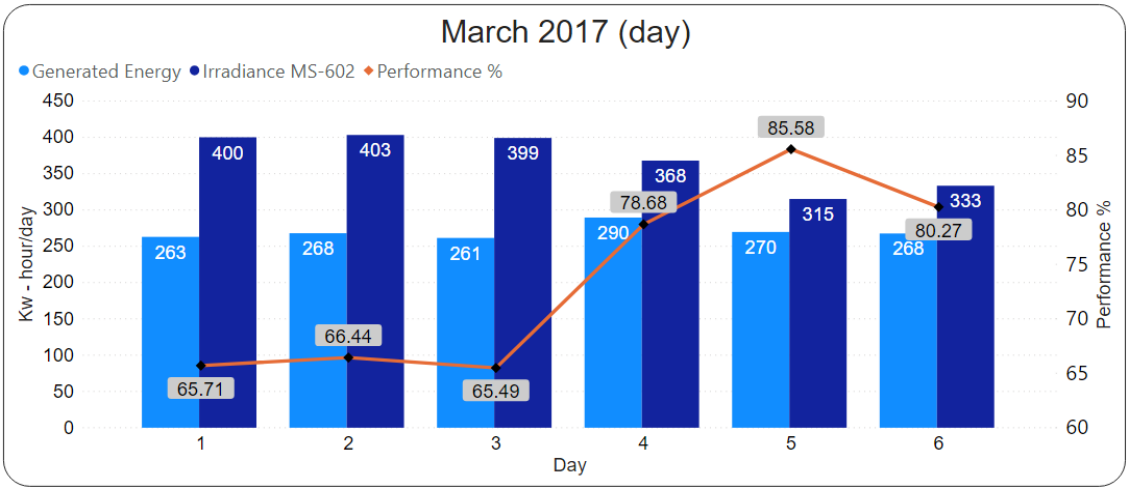

Figura 45 Energía Generada, Irradiación solar y rendimiento durante los primeros días de marzo de 2017.

La Figura 46 muestra un resultado similar al caso anterior en el mes abril de 2018, para el cual resultó un RP bajo del 68.7% del 7 al 10 de abril y posteriormente a la precipitación pluvial del día 10 de abril dio lugar a la limpieza del AFV (la cantidad de lluvia fue corroborada en la base de datos de CONAGUA [32] (Comisión Nacional del Agua), ocasionando un incremento abrupto promedio al 82.4% en los días 11 al 14 de abril, lo que significa un incremento del RP de 19.9%.

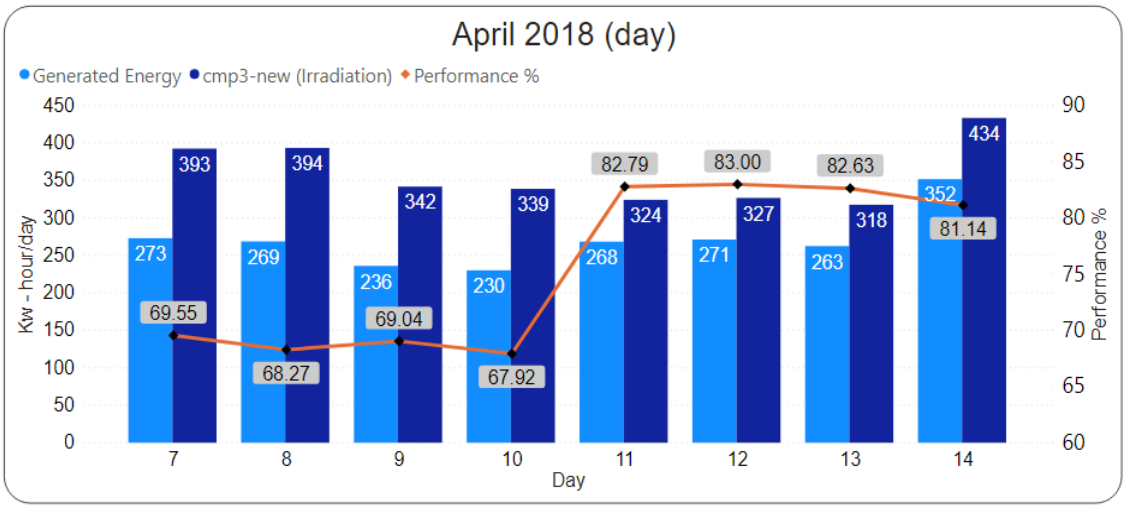

Figura 46 Energía Generada, Irradiación solar y Rendimiento Promedio del 7 al 14 de Abril de 2018.

Para el año 2019, la Figura 47 muestra un aumento en RP del 68.19% al 75.24%, estas diferencias se calcularon dentro de los valores de rendimiento detectados durante tres días anteriores a la precipitación pluvial, del 9 al 11 de enero, y tres días consecutivos, del 18 al 20 de enero, observando que posterior al efecto de la lluvia sobre el Arreglo Fotovoltaico se produjo una reducción sustancial en la acumulación de polvo en la superficie del Arreglo Fotovoltaico, dando lugar a un incremento en el RP de aproximadamente un 10 %. Los datos de los días 12 al

17 de enero se descartaron debido a que las precipitaciones continuaron durante el día y por consecuente afectan en el análisis propuesto.

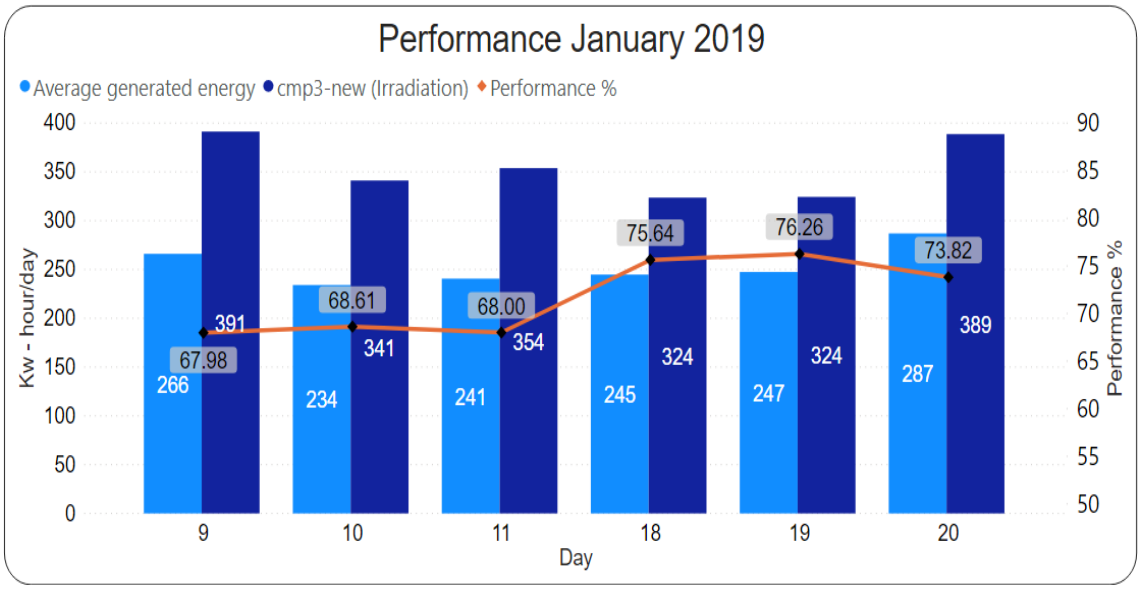

Figura 47 Comparación de PR durante los tres días anteriores y tres días después de la lluvia en enero de 2019.

En la Figura 48 se muestra, del mismo modo, el RP anterior y posterior a las precipitaciones pluviales, donde la caída de lluvia sustancial ocurrió en la noche del día 18 de enero de 2020. El incremento del RP fue de 62.3% a 73.8%. Los días anteriores fueron del 13 al 15 y los días posteriores fueron 22, 25 y 27 de enero, estos últimos tres días se eligieron debido a que fueron días relativamente soleados posteriores a las precipitaciones, es decir, los días lluviosos o nublados fueron del 16 al 21 de enero. La Figura 49 (a) muestra la acumulación de polvo del conjunto del AFV antes de las precipitaciones de lluvia, sin embargo, en la Figura 49 (b), es apreciable que el ciclo de lluvia de los días 22, 25 y 27, eliminó casi en su totalidad la acumulación de polvo y en consecuencia, se percibe el aumentó en el RP de aproximadamente un 18.5%.

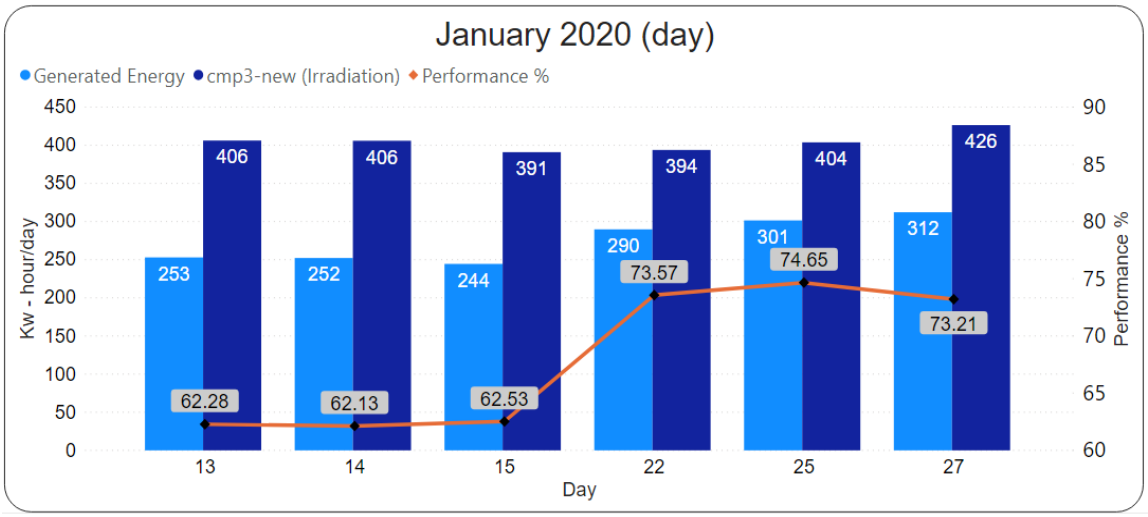

Figura 48 Comparación de PR durante los tres días anteriores y tres días después de la lluvia en enero de 2020.

Figura 49 Aspecto de un efecto de suciedad del Arreglo Fotovoltaico. a) Antes y b) Después de la lluvia. el 18 de enero de 2020.

4.3 Rendimiento promedio, energía generada e irradiación solar promedio durante 2018 y 2019

Un segundo caso de estudio es el monitoreo del sistema fotovoltaico durante 24 meses consecutivos, desde enero de 2018 hasta diciembre de 2019. La Figura 50 muestra la irradiancia solar promedio diaria detectada en el plano del arreglo a través del piranómetro CMP3, la energía eléctrica promedio generada y RP

correspondiente. La irradiación solar diaria promedio resultante durante el año 2018 fue de 335.81 kWh y el año 2019 fue de 348.86 kWh obteniendo un promedio por ambos años de 342.31 kWh. Así mismo se observó que la irradiancia solar más alta detectada ocurrió entre los meses de febrero y abril para cada uno de los dos años mencionados, visualizando la irradiación más alta en marzo con un valor promedio de 395.24 kWh. Por el contrario, la irradiación más baja fue entre los meses de junio y octubre, con aproximadamente 315.74 kWh. Los datos que se muestra la Figura 50 son valores promedio mensuales de los valores diarios para los dos años correspondientes. Cabe recalcar que la temporada de lluvias en la Ciudad de México generalmente comienza los meses de mayo a junio y dura hasta los meses de septiembre u octubre.

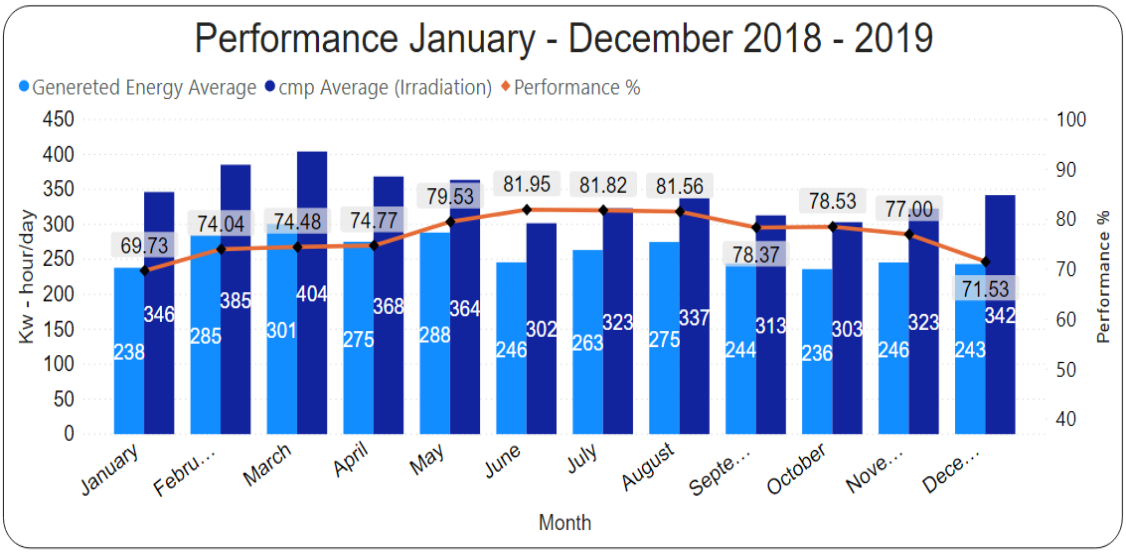

Figura 50 Rendimiento durante 24 meses desde enero de 2018 a diciembre de 2019.

Otro caso de estudio fue en los meses de enero y agosto de 2019, el RP del mes de enero fue del 71.13% mientras que el mes de agosto fue del 82.39%, Figura 51, para el caso del mes de agosto es sustancialmente más alto que el caso del mes de enero. Aquí se analizó que la cantidad promedio de irradiancia solar es muy similar para ambos meses, con un promedio de 360 kWh/día. Además, la temperatura promedio del módulo fotovoltaico durante el día y mes fue de 33.20 °C y 38.21 °C para los meses en cuestión y la velocidad promedio del viento para los meses de enero y agosto fue de 0.76 m/s y 1.16 m/s, respectivamente. Cabe

destacar que estos meses se compararon por la relativa similitud en la irradiación solar, pero su diferencia en RP de 15.83 % mayor en agosto que en enero y esto es debido a que para los meses de agosto es muy común la presencia de precipitación pluvial en casi todo el mes y su constante eliminación de suciedad en el MFV que se pudiera haber acumulado en ese mes, por el contrario en enero del 2019 a pesar de tener la misma cantidad de irradiación solar, el AFV no genero la misma cantidad de energía y esto se debe en parte a la acumulación de suciedad durante el mes de diciembre y parte de enero.

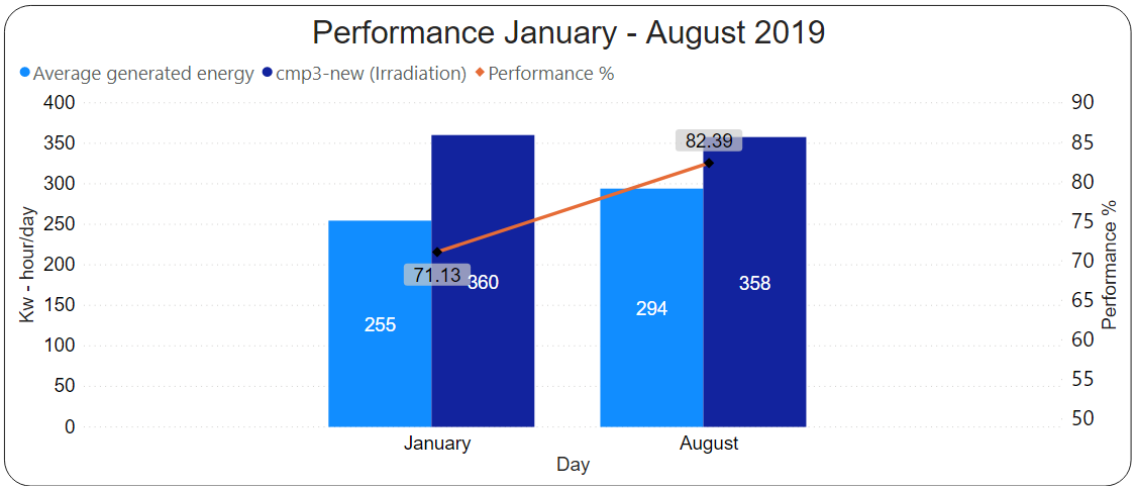

Figura 51 Rendimiento Promedio enero y agosto 2019.

4.4 Análisis de Máximo y Mínimos Rendimientos durante 2018 y 2019

Como un tercer caso de estudio, en la Figura 50 se escogieron los promedios de los meses con menor RP y los meses con RP relativamente elevado. En la Figura 52 se muestran los resultados de los RP de los meses de enero como los mínimos y los meses de julio como elevados de ambos años 2018 y 2019. Se observa que el RP mínimo ocurrió en enero de 2018 con un 68.36% y en enero del año 2019 con un 71.13%, este valor bajo de RP fue debido a la suciedad acumulada en el AFV. En la figura 53, se muestra que la irradiación promedio fue de 332.44 kW para el mes de enero del 2018 y de 360 kWh para enero de 2019.

Por el contrario, se obtuvo un elevado RP en julio de 2019, con un 83.46%, y en julio de 2018 con un 80.28% de acuerdo con la figura 52, los meses que presentaron un nivel más bajo de lo habitual fueron por falla en el circuito integrado del inversor 3 y estos abarcan desde marzo a noviembre de 2018, de acuerdo con el cálculo teórico realizado el RP del inversor 3 debió tener un porcentaje de 83.01%, es decir, un valor muy cercano al año 2019. Una vez más en este ejemplo, se analizó la diferencia que existe entre los meses de enero y julio para los años 2018 y 2019, en donde la suciedad o la acumulación del polvo en los AFV afecta en la reducción del RP al inicio del año.

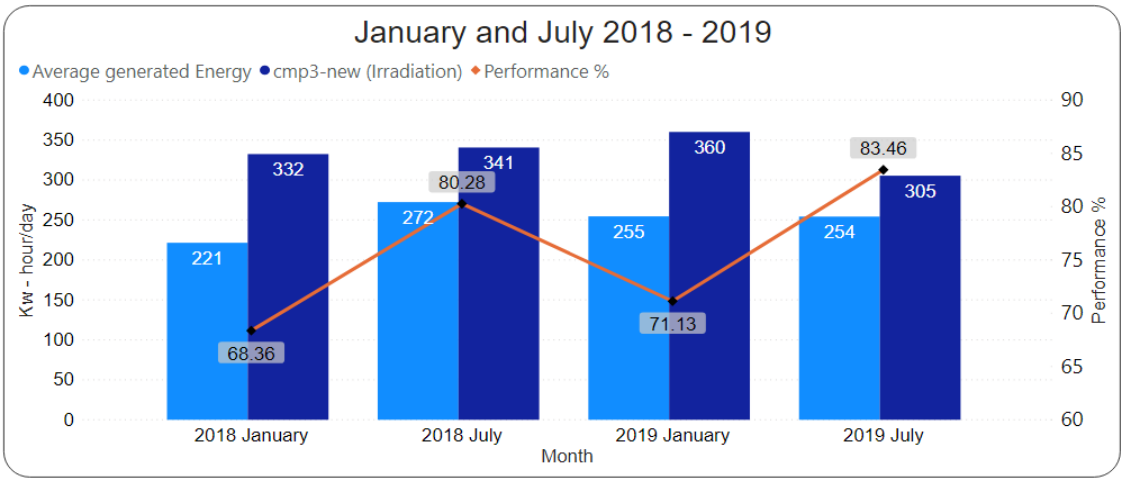

Figura 52 Mínimo y Máximo rendimiento entre el año 2018 y 2019.

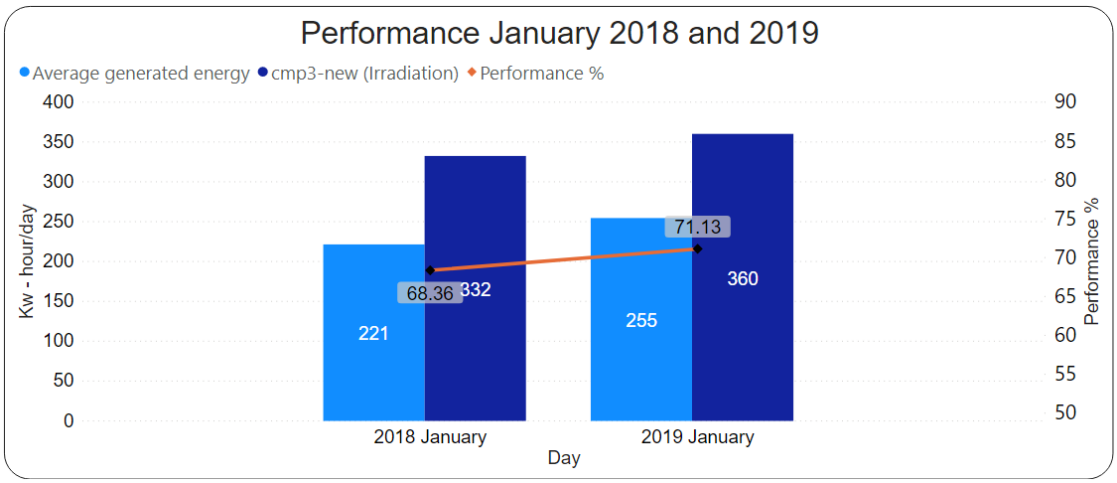

Figura 53 Rendimiento promedio enero de 2018 y 2019.

4.5 Relación de la temperatura ambiente y velocidad del viento con la temperatura del módulo en los años 2018 y 2019

La Figura 54 muestra el análisis de las temperaturas promedio detectadas en el módulo fotovoltaico durante el día en un periodo horario de 7:00 a.m. a 7:00 p.m. para todos los meses de los años 2018 y 2019 respectivamente. En esta figura se observa un incremento progresivo de la temperatura del AFV de 30°C y 40.5 °C entre enero y marzo del 2018 y 2019. Durante los 24 meses, las temperaturas máximas medidas en el AFV cubrieron un rango de 58 a 67 °C en los días soleados (no se muestran en las figuras).

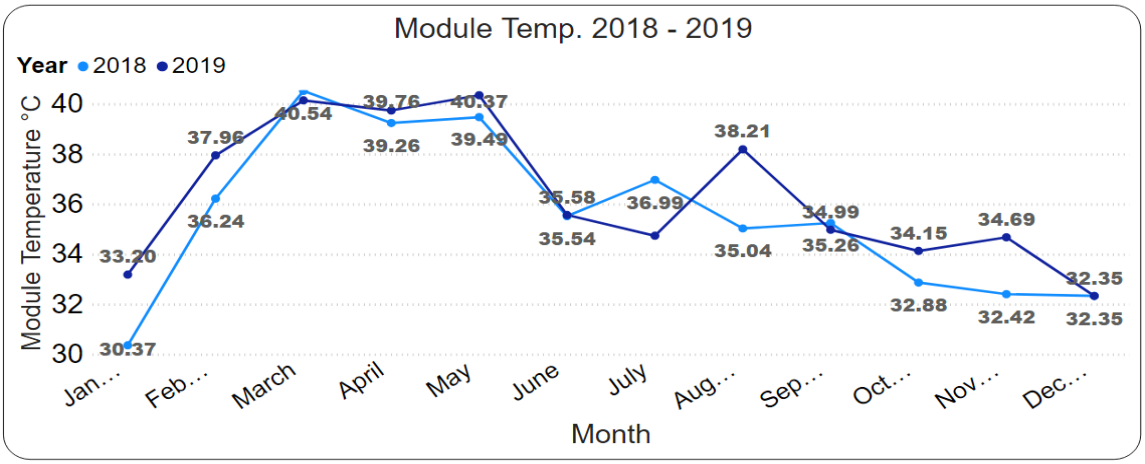

Figura 54 Temperatura de Módulo (°C) durante los años 2018 y 2019.

En las figuras 55 y 56 se muestra el análisis de la temperatura ambiente promedio mensual y la velocidad del viento de los años 2018 y 2019 para el mismo periodo horario anterior. En cada una de las figuras, se observa una tendencia similar al aumento o disminución durante el período de tiempo y a través de los años señalados. Por ejemplo, la temperatura ambiental máxima se alcanzó en mayo, así como la velocidad del viento del mismo modo incremento en los días soleados durante los meses de mayo a julio, tanto en 2018 como en 2019.

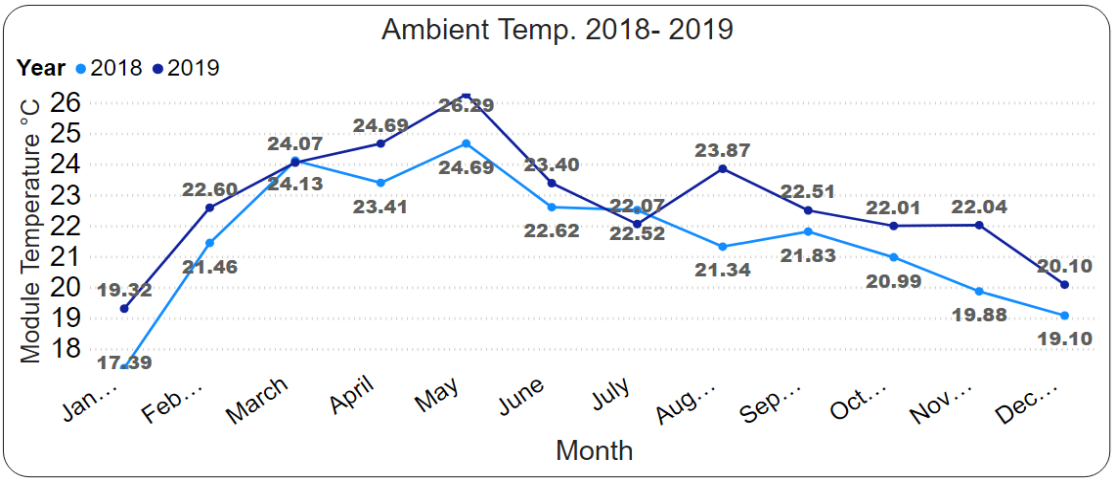

Figura 55 Temperatura ambiente (°C) durante los años 2018 y 2019.

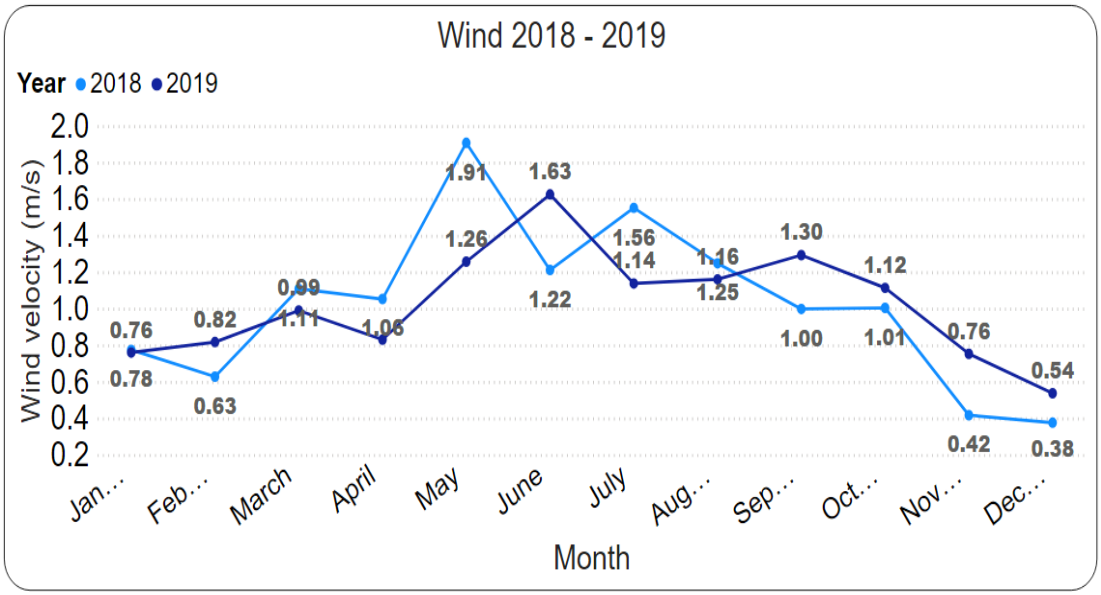

Figura 56 Velocidad de viento m/s de los años 2018 y 2019.

Con lo cual se ratificó cómo, en el mes de enero, tanto la temperatura ambiente y la temperatura del módulo, son menores comparados con el mes de agosto para 2018 y 2019, Figura 54. Por lo tanto, se observó en la sección anterior 4.4 Análisis de Máximo y Mínimos Rendimientos durante 2018 y 2019, que el RP sustancialmente más bajo ocurrió en el mes de enero de ambos años debido a niveles bajos de velocidad de viento que ocasiona que la acumulación de polvo no se disperse, mismo que es apreciable en los meses cuando llueve y las velocidades de viento aumentan.

4.6 Cálculo teórico de la perdida de Energía por falla en el inversor 3

Para el siguiente caso de estudio se analizó el RP mensual para el año 2018, Figura 57. De acuerdo con los datos obtenidos del sistema FV, el inversor 3 presentó fallas parciales en la tarjeta lógica entre los meses de marzo y noviembre de 2018. El inversor 3 funcionó únicamente hasta 2/3 de su capacidad total, lo cual correspondió a una potencia máxima de 7.61 kW y representó una limitación al 66.7%, por esta razón se realizó una corrección teórica para el inversor 3, considerando como punto de comparación la energía generada por el inversor 4 en el mismo periodo de tiempo.

Este cálculo es realizado como la diferencia de energía generada con respecto a la caída de potencia del inversor 3, si y solo si la caída de potencia del inversor 3 es menor a tres cuartas partes de la potencia generada en el inversor 4, en la figura 50 se aprecia como la caída de potencia del inversor 3 no es constante en un tiempo determinado, por el contrario, el valor es variable para diferentes horas y minutos, por lo cual es necesario considerar la energía generada por el inversor 3 cuando este se encuentra funcionando adecuadamente y solo compensar aquellos puntos horarios donde el decaimiento de potencia debido a la falla de la tarjeta lógica se presenta.

El RP real obtenido en 2018 fue de 76.26%, y posterior a realizar su corrección el RP se incrementó a 78.46%. Lo que implicó que el RP de la energía total tuvo una pérdida aproximada de 89.58 MWh de un total de 92,640 KWh respectivamente generados durante el año 2018, esto significa que solo obtuvo una pérdida del 0.097% de la energía total generada. En la Figura. 57, se presenta tanto el RP antes como después de la corrección teórica de su valor. En la Figura 58 se observa la energía promedio generada durante el mes de abril y se observa (columna del inversor 3) una baja generación de energía en comparación de los demás inversores. En la Figura 59 se observa la limitación y la caída de energía del inversor 3 que se presenta en diferentes horas durante

algunos lapsos de tiempo entre las 9:00 hrs. y las 17:00 hrs. en comparación con la energía generada por los otros 4 inversores.

Como dato adicional el promedio de energía producida diariamente por el sistema fotovoltaico durante 2018 fue de 253.81 kWh/día y en 2019 fue de 267.91 kWh/día, y la energía total producida durante 24 meses consecutivos fue de 190,430 KWh, con un PR promedio de 78.07%.

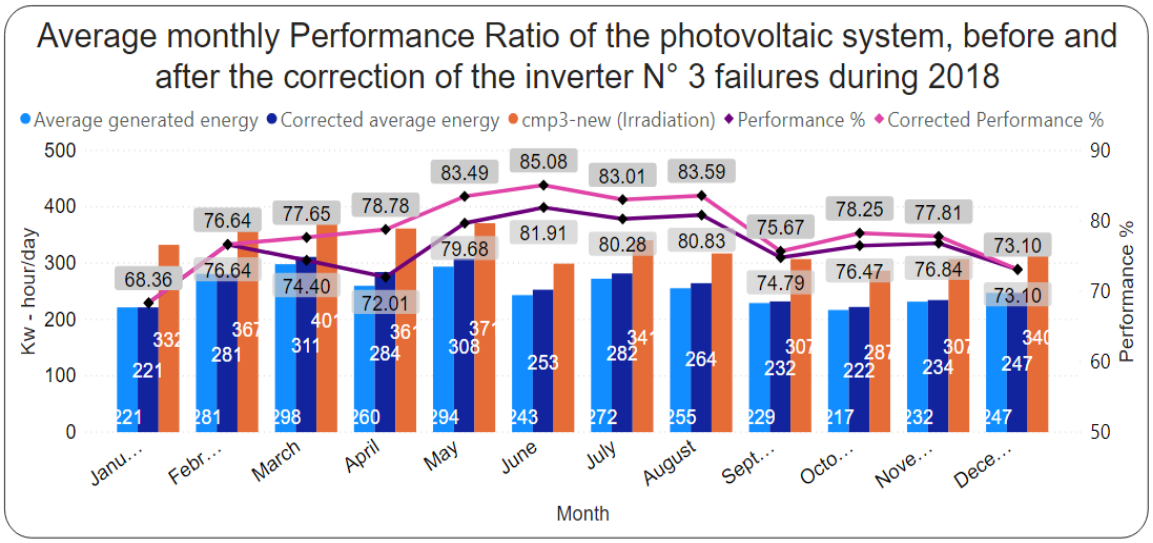

Figura 57 Rendimiento promedio mensual del sistema fotovoltaico, antes y después de la corrección teórica de la falla del inversor 3 durante el año 2018.

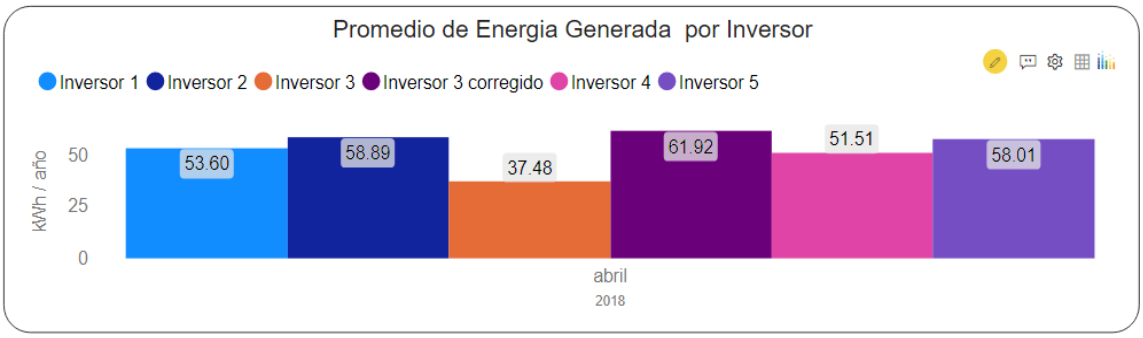

Figura 58 Promedio de Energía Generada del Inversor 3 comparada a la energía generada con el cálculo teórico realizado en abril de 2018

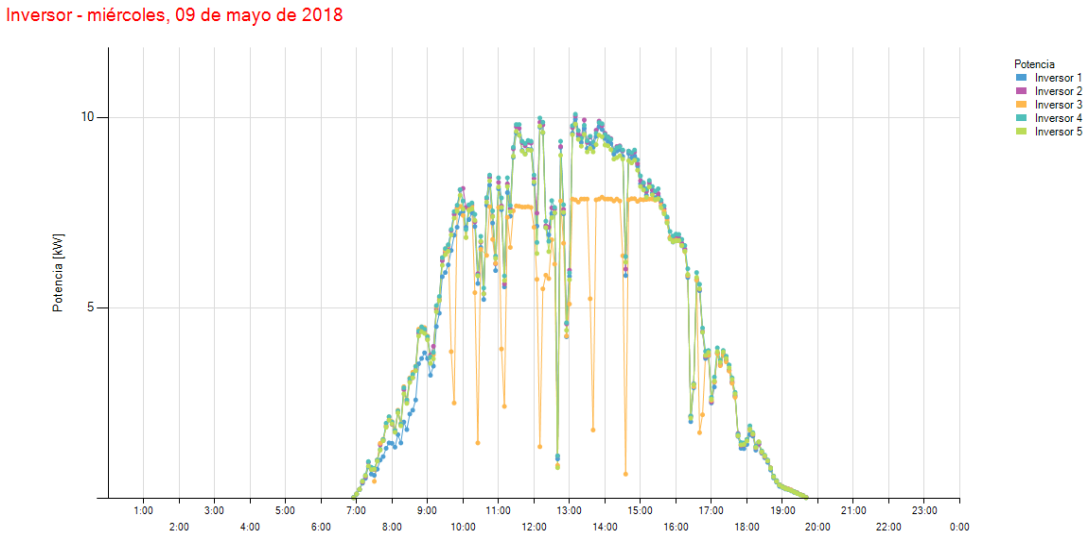

Figura 59 Promedio de Energía Generada del Inversor 3 comparada a la energía generada con los 4 inversores el 09 mayo de 2018.

4.7 Reducción del rendimiento promedio por efecto de la Temperatura

Otra causa por la cual el SFV reduce su rendimiento es por la elevación de la temperatura del módulo fotovoltaico (MFV). Por tal motivo, se realizó el estudio del efecto de coeficiente de temperatura del MFV y se verificó el impacto que se tiene sobre la energía generada, para lo cual es necesario visualizar la ficha técnica del módulo fotovoltaico modelo S60MC de 250 Wp [33], reportando un coeficiente de temperatura de -0.47% / °C y una garantía de generación mínima de 90% de la potencia de salida nominal del módulo en los primeros 10 años. Con esta información se realizó el cálculo para la pérdida de energía debido al coeficiente de temperatura.

Para un módulo de 250 Wp, por cada grado centígrado que aumente después de los 25°C (temperatura ambiente) se genera una pérdida de 0.47% de su potencia de salida. Conforme a la Figura 54 se analizó que las máximas temperaturas promedio de los años 2018 y 2019 se encuentran en los meses de marzo a mayo y tomando esta referencia, se hizo un primer análisis sobre la perdida de potencia debido al aumento de temperatura en estos meses

Tabla 8 Cálculo de potencia del módulo fotovoltaico S60MC, debido al efecto de temperatura a partir del coeficiente de temperaturas para los meses de marzo a mayo.

Pérdida de potencia del MFV, debido al efecto de temperatura		
Temperatura °C	Perdida -0.47 % / °C	Potencia de salida (Watts)
26	0.47%	247.65
30	2.82%	242.95
35	5.17%	237.08
36	5.64%	235.90
37	6.11%	234.73
38	6.58%	233.55
39	7.05%	232.38
40	7.52%	231.20
45	9.87%	225.33

Conforme a la Tabla 8, se presenta el cálculo realizado de pérdida de potencia de salida en Watts con respecto a la elevación de temperatura por arriba de 25°C y hasta 45 °C, se tomó como caso de estudio la pérdida de energía debido al polvo y sus valores de temperatura promedio en el mes de marzo de 2017, abril de 2018, enero de 2019 y enero de 2020, como se puede observar en la Tabla 9, así mismo, se contempló la potencia de salida del MFV debido al coeficiente de temperatura y el porcentaje de perdida de energía debido a la degradación del MFV de 5%, 6%, 7%, y 8% aproximadamente para los años 2017 al 2020.

Tabla 9 Resumen de Temperatura de Módulo 2018 y 2019.

Temperatura de Módulo				
Año	Mes	Temperatura °C	Max. Potencia de salida (Watts)	% de Perdida de Energía Anual (1%) debido a la degradación del MFV
2017	marzo	36.86	234.89	5%
2018	abril	39.26	232.07	6%
2019	enero	33.20	239.19	7%
2020	enero	31.78	240.85	8%

Con estos datos se hizo un análisis de la energía generada por el módulo fotovoltaico contemplando la pérdida debido al aumento de temperatura, teniendo como resultado lo presentado en la Tabla 10.

Tabla 10 Cálculo de Perdida de Rendimiento Promedio debido al coeficiente de Temperatura.

Cálculo de Perdida de Rendimiento Promedio debido al coeficiente de Temperatura							
Fecha	Max. Pot. de salida (Watts)	Prom. de energía real generada (kWh/día)	Irradiación cmp3 (kWh)	Energía Generada debido al C. de T. (kWh)	RP de Energía Generada y cmp3	RP de Energía Generada debido al C. de T. y cmp3	Diferencia de R.P.
mar-17	234.89	279.41	369.80	321.89	75.56%	87.04%	8.58%
abr-18	232.07	259.74	361.46	318.03	71.86%	87.98%	14.09%
ene-19	239.19	254.54	360.13	327.78	70.68%	91.04%	18.87%
ene-20	240.85	236.12	343.68	330.07	68.70%	88.04%	28.14%

Como se puede observar en la Tabla 10, la columna I indica el mes y año del caso de estudio a analizar, la columna II indica la potencia máxima en Watts del Módulo Fotovoltaico debido al coeficiente de temperatura (estas temperaturas son señaladas en la Tabla 9), la columna III muestra la energía promedio real generada en el Módulo Fotovoltaico, la columna IV muestra la Irradiación promedio real del mes sensada por el piranómetro, la columna V indica la energía promedio ideal generada en el Módulo Fotovoltaico debido al coeficiente de temperatura, la columna VI muestra el rendimiento promedio real del Módulo Fotovoltaico, la columna VII indica el rendimiento promedio ideal por efecto de coeficiente de temperatura, este rendimiento contempla el porcentaje aproximado de perdida de energía debido a la degradación anual del Módulo Fotovoltaico, y por último la columna VIII detalla la diferencia porcentual del rendimiento real y el rendimiento ideal, dando los siguientes resultados.

Para el primer caso de marzo 2017 se observó que el RP del MFV por efecto de la temperatura debió ser de 82.04% una vez contemplando el porcentaje equivalente de 5% aproximadamente debió a la degradación anual dado en la Tabla 9, existe una diferencia de 8.58%, la cual es justificada por la acumulación de polvo y reduciendo su rendimiento hasta 75.56%

Para el segundo caso de abril de 2018, el RP por efecto de coeficiente de temperatura es de 81.98%, teniendo un 14.09% de diferencia con respecto a la energía real generada debido a la acumulación de suciedad en el AFV, contemplando la degradación del módulo fotovoltaico de 6% aproximadamente.

Para el tercer caso de enero 2019, se analizó que el RP debido al coeficiente de temperatura aunado a una degradación anual del módulo de aproximadamente 7%, debió haber sido de 84.04%, existiendo una diferencia de 18.87% con respecto a la energía generada, esta diferencia es debido a la acumulación de suciedad ocasionando su disminución del RP hasta un 70.68%.

Por último, se analizó que durante enero de 2020 existe un decremento porcentual de 28.14% de RP, es decir, que el RP debido al Coeficiente de Temperatura fue de 88.04% del 68.70% de la Energía real total generada. el cual es adjudicado al acumulamiento de polvo en el AFV.

4.8 Resumen del Capítulo

Las fallas parciales del inversor 3 ocasionó una disminución del rendimiento promedio a 76.94%, durante el año 2018, el cual ocasionaría una perdida poco significativa del 0.097% con respecto a la energía generada en el sistema.

El análisis de rendimiento del sistema fotovoltaico anterior y posterior al efecto de lluvia para los meses de marzo de 2017, abril de 2018, enero de 2019 y enero de 2020, nos dio como resultado un aumento de RP del 23.6%, 20%, 10.2% y 18.5% para los meses y años respectivos.

El máximo RP corresponde a los meses de julio de 2019 con 83.35% y en junio de 2018 con un 81.93%. Por otro lado, el mínimo de RP fue en diciembre del 2019 con 69.90% y en enero del 2018 con 68.36%. La energía total producida durante los años 2018 y 2019 fue de 190,430 KWh con un rendimiento promedio de 78.07% en estos dos años.

Se evaluó la diferencia entre la perdida debido al coeficiente de temperatura de potencia y la energía real generada cuya variación se encuentra entre 8.58% para marzo de 2017, 14.09% para abril de 2019, 18.87% para enero de 2019 y 28.14% en enero de 2020. Es decir, la disminución de RP debido al coeficiente de temperatura oscila entre 8.58% al 28.14% bajo funcionamiento natural de la irradiación.

La capacidad de generación de energía del AFV es muy cercana al 90% conforme a las garantías de potencia nominal mínima del MFV de la empresa Solartec durante los primeros 10 años de vida. De acuerdo con los cuatro casos de estudio realizados sobre la capacidad de generación de energía del AFV, se observaron un RP en marzo 2017 de 82.04%, en abril de 2018 de 81.98%, en enero de 2019 de 84.02% y en enero de 2020 de 88.04%. Aun cuando la acumulación del polvo o la suciedad sobre los MFV opaque el componente de una posible degradación de los MFV por los años transcurridos, se consideraron que fueron aproximadamente de un 5%, 6%, 7% y 8%, para los años 2017 al 2020, respectivamente.

4.9 Discusión de los Resultados

En cuanto a la temperatura ambiental, es posible conocer que, entre los meses de marzo a mayo, son las más elevadas en el año, Figura 41. Por lo cual, los módulos fotovoltaicos presentan temperaturas más elevadas en los meses indicados independientemente del viento que pueda existir. Sin embargo, en el mes de junio, la temperatura ambiental, es relativamente baja y con promedios de la velocidad de viento un poco menores al mes de mayo en los años 2018 y 2019. Esto hace que el RP se eleve comparados con los meses de mayor temperatura (marzo-mayo), lo cual se logra observar en la Figura 50, del promedio de los años 2018 y 2019. Esto no quiere decir que junio sea el mes con mayor generación de energía, sino el mes con mayor RP. El mes con mayor energía promedio generada, corresponde a marzo con 301 kWh/día. La mayor irradiación promedio corresponde al mes de marzo, siendo uno de los meses que tiene mayor valor en el lapso de los dos años. También se observa en la Figura 50 en el mes de junio, es el mes con menor irradiación durante los dos años, por lo que su RP es relativamente elevado, sin embargo, la mayor energía promedio generada corresponde a los meses de febrero, marzo, abril, mayo, julio, agosto.

De las gráficas de las Figuras 45 a 48, es notoria la diferencia del RP previo y después de las lluvias. En cualquiera de los casos, sea en enero, marzo o en abril, si el módulo fotovoltaico tiene acumulado la suciedad o polvo, las lluvias efectivamente limpia la suciedad ocasionando que el rendimiento incremente.

4.10 Conclusiones del Capítulo 4

- El efecto de temperatura en un módulo fotovoltaico es un factor muy importante debido a que, al aumentar la temperatura ambiente, menor será la potencia de salida de un módulo fotovoltaico, es decir, a menor temperatura un módulo fotovoltaico trabajará más eficientemente, convirtiendo en electricidad una mayor proporción de la radiación solar que reciba, cuanto menor es la temperatura a la que están sometidos.
- El efecto de acumulación de polvo en el módulo fotovoltaico ocasiona una disminución en la generación de energía y por consecuencia una disminución de rendimiento que oscila entre un 10 % y un 23 % de acuerdo a los resultados obtenidos.
- La relación entre la temperatura ambiente y la velocidad de viento que influyan directamente a la temperatura del módulo fotovoltaico es poco sustancial, por otra parte, el efecto de lluvia ocasiona una disminución en la temperatura ambiente sumado al aumento en la velocidad de viento, que en consecuencia reduce la temperatura en el módulo fotovoltaico y aumentando su rendimiento promedio, esto es perceptible en los meses de junio a octubre del 2018 y 2019.

Capítulo 5 Conclusiones Generales

De acuerdo con el análisis realizado en el presente trabajo, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- La pérdida de energía debido a los efectos de temperatura de los MFV, siendo esta de entre 8% a 28%. Esta pérdida se debe al coeficiente de temperatura negativa de las celdas solares. La pérdida de potencia ocurre por encima de la temperatura ambiente (25 °C) y hasta una temperatura promedio máxima de 45°C.
- Existe una pérdida de energía debido al efecto de sombreado ocasionado por la cercanía de las estructuras entre los arreglos. Es decir, el montaje de los módulos fotovoltaicos de la sección 5, y la sección 1 que proyecta su sombra por las mañanas y hasta aproximadamente las 11:00 a.m. Dicho sombreado se acentúa durante la época invernal, por lo cual se sugiere separar una mayor distancia entre las estructuras del arreglo aproximadamente de 15.55 m.
- El rendimiento promedio general total del sistema fotovoltaico durante 24 meses desde enero de 2018 a diciembre de 2019 fue de 78.08% con una energía generada de 190,430 kWh. Es decir, un promedio de 260 kWh/día.
- El efecto de limpieza pluvial ayuda a eliminar la acumulación de suciedad y polvo, demostrando un aumento notorio en el rendimiento promedio y por consecuencia un aumento en la generación de energía, lo cual representó un incremento de 23.6% para marzo de 2017, para abril de 2018 de 20%, para enero de 2019 de 10.2% y para enero de 2020 de 18.5%. Este efecto es confirmado con la comparación realizada entre los meses de enero y agosto de 2019, bajo condiciones de radiación solar, temperatura de módulo y velocidad de viento muy similares, resultando una elevación en el rendimiento promedio de 15.83%.

Referencias

[1]. Hannah Daly & Molly A. Walton. (October 1, 2017). “Energy Access Outlook 2017 From Poverty to Prosperity”. Paris: International Energy Agency.

[2]. Daniel Cusick. (September 30, 2014). “IEA sees great potential for solar, providing up to a quarter of world electricity by 2050”. The International Energy Agency.

[3]. A. Sánchez Juárez & Dalia Martínez Escobar. (Abril 9, 2017). “Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar en los sectores residenciales servicio e industria”. Instituto de Energias Renovables, UNAM, pp. 28, pp. 32.

[4]. Eric Wesoff, Stephen Lacey (junio 2022), “Solar Costs Are Hitting Jaw-Dropping Lows in Every Region of the World”

[5]. ” (2019), Centro de Estudios en medio ambiente y Energías Renovable (CEMAER).

[6]. E. Lorenzo. (1994). “Solar Electricity: Engineering of Photovoltaic Systems. PROGENSA.

[7]. REN21 (2020), “Renewables Global Status Report”, Paris Secretaria REN21, pp. 86, pp. 94, pp. 95, pp. 98.

[8]. Leonardo Beltrán Rodríguez & Rafael Alexandri Rionda, (Primera edición, 2015),” Balance de Energía SENER 2014”. Secretaría de Energía.

[9]. Nelson Ricardo Delgado Contreras & Juan Herrera Romero, “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico 2018-2032 PRODESEN”, (2019) pp31. pp76.

[10]. Comite técnico AEN/CTN 206. (Abril, 2000), “Photovoltaic system performance monitoring-Guidelines for measurement, data exchange and analysis”. pp. 5, pp. 6.

[11]. Perpiñan L. Oscar & Colmenar S. Antonio & Castro G. Manuel A. (Abril 2012). “Diseño de Sistemas Fotovoltaicos”. España. Haro Artes Graficas, pp. 29 - 34, pp. 51 – 52., pp. 63.

[12]. Paul Stackhouse, & A. Jason Barnett & Bradley Macpherson. (Enero 2021). “Power Prediction of worldwide Energy Sources (Nasa POWER)”. E.U.A.

[13]. Solis. (2019). Inversor fotovoltaico. “Solis-Mini(700-3600)-4G-1500W”. ginlong. https://www.ginlong.com/1p_inverter1/3207.html.

[14]. S. M. Hanasoge, Duvall & T. L. & Sreenivasan, K. R. (April 4, 2013) “From The Cover: Anomalously weak solver convection”. Proceedings of the National Academy of Sciences, vol 109, No. 30, pp 11928 – 11932.

[15]. John A. Deffie(Deceased), William A. Beckman, Nathan Blair (February 25, 2020). “Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind, Fifth Edition. Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.

[16]. A. Sánchez Juárez & Dalia Martínez Escobar. (Abril 9, 2017). “Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar en los sectores residenciales servicio e industria”. Instituto de Energias Renovables, UNAM, pp. 67, pp. 68 , pp. 69., pp. 105 – 108.

[17]. Chenming Hu Richard M. White (1983) .“Solar Cells: From Basic to Advanced Systems”. New McGraw-Hill, New York, pp. 21.

[18]. R. Sekuler y Blake, R. (1985). “Perception”. New York: Alfred A. Knopf Inc, 1985.

[19]. A. Sánchez Juárez & Dalia Martínez Escobar. (Abril 9, 2017). “Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar en los sectores residenciales servicio e industria”. Instituto de Energías Removables, UNAM, pp. 73, pp. 76 , pp. 79 – 82.

[20]. Hannah Daly & Molly A. Walton. (October 1, 2017). “Energy Access Outlook 2017 From Poverty to Prosperity”. Paris: International Energy Agency.

[21]. Mauro Valdés Barrón, (2020). “Centro Regional de Medición de la Radiación Solar IV Región Meteorológica (AR-IV) Organización Meteorológica Mundial”, Instituto de Geofísica Universidad Nacional Autónoma de México.

[22]. Jhon P. Malkelvie (1976), “Física del Estado Sólido y de Semiconductores”, Editorial Limusa, California Berkley, pp. 282 – 284, pp. 288, pp. 422 – 425.

[23]. C.B.Honsberg and S.G.Bowden (2019). “Semiconductors and Junctions - Doping -Equilibrium Carrier Concentration- Absorption of Light – Recombination – Solar Cell Structure”. Page on www.pveducation.org.

[24]. W. Shockley y Read, W. T., ”Statistics of the Recombination of Holes and Electrons”, Physical Review, vol. 87, pp. 835, pp. 1952.

[25]. Messina López & Dibene Arriola, Luis y Paredes Vázquez. (Septiembre 2016). “Efecto de la temperatura en la eficiencia de un módulo fotovoltaico”, Vol. 3, No.8 pp. 65-77.

[26]. Miguel Pérez, (2020), “Efecto de las Sombras en un módulo fotovoltaico”, Desarrollo tecnológico de Conermex.Solartec S.A. de C.V. (2019, 1 julio). “Módulos Fotovoltaicos”. SOLARTEC. http://www.solartec.com.ar/productos.html.

[27]. Fronius USA LLC (2011). “FRONIUS IG PLUS/ The inverter series for advanced PV systems / Technkical Data: FRONIUS IG PLUS11.4.3 Delta”. Fronius.

https://www.fronius.com/~/downloads/Solar%20Energy/Datasheets/SE_DS_Fronius_IG_Plus_US_EN.pdf.

[28]. Yasuhiro Matsumoto, Nun Pitalúa Diaz & Ramón Peña Sierra. (Noviembre 2019). “26% greater energy; After dust cleaning in a photovoltaic-array”. 29th International Photovoltaic Science and Engineering. pp. 1, pp 3.

[29]. Kipp & Zonen. (2021). “CMP3 second class pyranometer”. CMP3 Piranómetro. https://www.kippzonen.es/Product/213/CMP3-Piranómetro#.XuKpJtVKhhE.

[30]. B. Marion, J. Adelstein, K. Boyle, H. Hayden, et.al. February 2005, NREL/CP-520-37358 “Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems”, 31-IEEE PVSC, Lake Buena Vista, Florida.

[31]. Technologies, M. (2020, 20 Agosto). “Power BI, ¿Qué es Power BI? Makesoft Technologies SL”. https://www.makesoft.es/powr-bi-que-es-power-bi/.

[32]. Secretaria de Desarrollo Económico de la Ciudad de México (SEDECO - 2019) “EC0586.01 Instalaciones de Paneles Solares”. Instituto de Capacitación para el trabajo de la ciudad de México, ICAT CDMX, pp.90.

[33]. CONAGUA. (2018). “Resúmenes Mensuales de Temperaturas y Lluvia”. SMN.CONAGUA.GOB.MX. https://smn.conagua.gob.mx/es/climatologia/temperaturas-y-lluvias/resumenes-mensuales-de-temperaturas-y-lluvias

[34]. SOLARTEC ENERGY RENOVABLE (2020),”200-240W solar panel monocrystalline exceptional efficiency and performance”. pp. 2.

[35]. Cálculo de sombreado para paneles solares en un sistema fotovoltaico https://cpmsolar.com/2019/10/26/como-calcular-el-sombreado-para-paneles-solares/

[36]. How to calculate the mínimum distance between pv panels https://easysolar.app/en/ufaqs/how-to-calculate-the-minimum-distance-between-pv-panels/

Lista de abreviaturas

TW - Tera Watts.

SFV - Sistema Fotovoltaico.

PS - Photovoltaic system.

SFCR - Sistema Conectado a la Red.

SFA - Sistema Fotovoltaico Autónomo.

MFV - Módulo Fotovoltaico.

AFV - Arreglo Fotovoltaico.

STC - Standar Test Condition.

NOCT - Nominal Operation Cell Temperature.

RP - Rendimiento Promedio.

MPP - Máximo punto de Potencia.

Lista de Tablas

TABLA 1 APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA SOLAR.....7

TABLA 2 PRINCIPALES 23 CENTRALES DE GENERACIÓN SOLAR 2017 EN MÉXICO. 8

TABLA 3 EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2018 – 2032. EN MWATTS .9

TABLA 4 EJEMPLO DE CUADRO DE CARGAS DE UNA CASA HABITACIÓN. 19

TABLA 5 RADIANCIA SOLAR PROMEDIO PARA LOS DIFERENTES PLANETAS.....25

TABLA 6 DATOS EXPORTADOS DE LOS SISTEMAS (A) SISTEMA FRONIUS (B) DATA LOGGER CR300.....66

TABLA 7 REGISTRO DE DATOS NORMALIZADOS CORRESPONDIENTE AL SISTEMA FRONIUS. 69

TABLA 8 CÁLCULO DE POTENCIA DEBIDO AL EFECTO DE TEMPERATURA A PARTIR DEL COEFICIENTE DE TEMPERATURAS PARA LOS MES DE MARZO Y MAYO. 86

TABLA 9 RESUMEN DE TEMPERATURA DE MÓDULO 2018 Y 2019.....86

TABLA 10 CÁLCULO DE PERDIDA DE RENDIMIENTO PROMEDIO DEBIDO AL COEFICIENTE DE TEMPERATURA.....87

Lista de Figuras

Figura 1 Capacidad Global Fotovoltaica, por País y Región, 2010-2020, reportada en 2021 REN21. 4

Figura 2 Los Principales 10 países de capacidad Solar Fotovoltaica Instalada y Agregada en 2020, reportada en 2021 REN21. 5

Figura 3 Los Principales 10 países y el resto del mundo, Capacidad Global Solar Fotovoltaica agregada en 2018, reportada en 2020 REN19 6

Figura 4 Capacidad instalada y la Generación de Centrales Solares en 2017, en MW y GWh, respectivamente. 7

Figura 5 Esquema un SFCR. 13

Figura 6 Configuraciones típicas de un SFA. 15

Figura 7 Esquema eléctrico de un regulador de carga (a) Serie y (b) Paralelo. 16

Figura 8 (a) Panel Solar 150 w Policristalino, (b) Panel Solar 280 w Monocristalino. 20

Figura 9 Inversor Solís Mini 1500-3600 Watts. 20

Figura 10 Espectro electromagnético y su Longitud de onda. 22

Figura 11Radiación solar sobre un objeto a una distancia D. 25

Figura 12 Absorción y Dispersión de la luz solar incidente, la masa de aire uno (AMI). 27

Figura 13 Comparación de la radiación solar fuera de la atmósfera de la tierra con la cantidad de radiación solar que llega a la Tierra misma. 29

Figura 14 Irradiancia Global, Directa y Difusa sobre un captador $\mathrm{GG} = \mathrm{GB} + \mathrm{GD}$. 30

Figura 15 Rayos directos interceptados por un captador. 31

Figura 16 Piranómetros de uso común. Los mostrados en (a), (b) y (c) usan una termopila para censar la radiación solar. El mostrado en (d) utiliza como sensor a una celda solar de silicio cristalino. 32

Figura 17 Pirheliómetros comerciales (a), (b) y (c). En (d) Pirheliómetro montado en un seguidor solar. 32

Figura 18 Radiación Global México. 34

Figura 19 (a) Tabla Periódica, (b) Representación esquemática de los enlaces covalentes del Silicio. 35

Figura 20 Bandas de condición y valencia de un semiconductor (a) A cero absoluto, (b) a la temperatura ambiente, mostrando electrones y huecos térmicamente excitados. 36

Figura 21 (a) Electrón libre originado por la ionización de un átomo de impureza de arsénico de substitución; (b) Hueco libre producido por la ionización de un átomo de indio de impureza de substitución. 38

Figura 22 Concentración de impurezas en la cercanía de (a) Una unión p-n abrupta y (b) Una unión p-n gradual. 43

FIGURA 23 DIAGRAMA QUE ILUSTRA LA FORMACIÓN DE LAS CAPAS DE CARGA ESPACIAL Y EL CAMPO ELÉCTRICO INTERNO MEDIANTE DIFUSIÓN DE PORTADORES MAYORITARIOS CERCA DE LA UNIÓN HACIA LA REGIÓN CON UN TIPO DE CONDUCTIVIDAD OPUESTA. 44
FIGURA 24 DIAGRAMA DE LA ENERGÍA POTENCIAL EN EL QUE SE MUESTRE LA CONFIGURACIÓN DE BANDAS DE ENERGÍA CERCA DE LA UNIÓN P - N EN AUSENCIA DE UN VOLTAJE APLICADO. 45
FIGURA 25 DIAGRAMA DE BANDAS DE ENERGÍA QUE PRESENTA EL EFECTO DE LA APLICACIÓN DE VOLTAJE, (A) EN POLARIZACIÓN DIRECTA Y (B) POLARIZACIÓN INVERSA. 46
FIGURA 26 CORTE TRANSVERSAL DE UNA CELDA SOLAR. 47
FIGURA 27 FLUJO IDEAL DE UN CORTOCIRCUITO PARA ELECTRONES Y HUECOS EN UNA UNIÓN P-N. PARA EVITAR LA RECOMBINACIÓN ESTOS ESTÁN SEPARADAS DEBIDO A EL CAMPO ELÉCTRICO EN LA UNIÓN P-N. 48
FIGURA 28 CELDA SOLAR ACOPLADA A UNA "CARGA ELÉCTRICA" REPRESENTANDO VARIOS PUNTOS DE OPERACIÓN. 50
FIGURA 29 (A) CELDAS SIN SOMBRA, (B) SOMBRAS PARCIALES, (C) SOMBRAS TOTALES Y (D) CELDA TOTALMENTE SOMBREADA. 53
FIGURA 30 CONEXIÓN DE UNA CELDA SOLAR. 53
FIGURA 31ARREGLO DE CONEXIÓN DE CELDAS SOLARES CON CONEXIÓN DE DIODO BYPASS. 54
FIGURA 32 TIPOS DE SOMBREADO EN UNA CELDA SOLAR. 55
FIGURA 33 EFECTO DE SOMBRA EN UN ARREGLO FOTOVOLTAICO CONECTADO EN SERIE. 56
FIGURA 34 SOMBRAS REGULARES Y UN SOLO PUNTO DE MPP. 57
FIGURA 35 SOMBRAS IRREGULARES Y MÚLTIPLES PUNTOS DE MPP. 58
FIGURA 36 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CINVESTAV. 61
FIGURA 37 (A) INVERSOR FRONUIS MODEL IG PLUS V11.4.2 DELTA, (B) CMP3 PIRANÓMETRO KIPP & ZONEN. 62
FIGURA 38 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE ESTRUCTURAS METÁLICAS PARA EVITAR PERDIDA DE ENERGÍA POR SOMBREADO. 68
FIGURA 39 MEDICIÓN DE DISTANCIA ENTRE FILAS Y ALTURA DE LA ESTRUCTURA METÁLICA DEL SFV...69
FIGURA 40 PANEL DE ENERGÍA POR INVERSOR 2018 EN KWH/DÍA. 71
FIGURA 41 PANEL DE TEMPERATURA AMBIENTE. 72
FIGURA 42 PANEL DE TEMPERATURA DE MÓDULO. 72
FIGURA 43 PANEL DE VELOCIDAD DE VIENTO. 73
FIGURA 44 PANEL DE RENDIMIENTO 2017-2020. 73
FIGURA 45 ENERGÍA GENERADA, IRRADIACIÓN SOLAR Y RENDIMIENTO DURANTE LOS PRIMEROS DÍAS DE MARZO DE 2017. 74
FIGURA 46 ENERGÍA GENERADA, IRRADIACIÓN SOLAR Y RENDIMIENTO PROMEDIO DEL 7 AL 14 DE ABRIL DE 2018. 75
FIGURA 47 COMPARACIÓN DE PR DURANTE LOS TRES DÍAS ANTERIORES Y TRES DÍAS DESPUÉS DE LA LLUVIA EN ENERO DE 2019. 76

FIGURA 48 COMPARACIÓN DE PR DURANTE LOS TRES DÍAS ANTERIORES Y TRES DÍAS DESPUÉS DE LA LLUVIA EN ENERO DE 2020. 77
FIGURA 49 ASPECTO DE UN EFECTO DE SUCIEDAD DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO. A) ANTES Y B) DESPUÉS DE LA LLUVIA. EL 18 DE ENERO DE 2020. 77
FIGURA 50 RENDIMIENTO DURANTE 24 MESES DESDE ENERO DE 2018 A DICIEMBRE DE 2019.....78
FIGURA 51 RENDIMIENTO PROMEDIO ENERO Y AGOSTO 2019.....79
FIGURA 52 MINIMO Y MAXIMO RENDIMIENTO ENTRE EL AÑO 2018 Y 2019.....80
FIGURA 53 RENDIMIENTO PROMEDIO ENERO DE 2018 Y 2019.....80
FIGURA 54 TEMPERATURA DE MÓDULO (°C) DURANTE LOS AÑOS 2018 Y 2019. 81
FIGURA 55 TEMPERATURA AMBIENTE (°C) DURANTE LOS AÑOS 2018 Y 2019.....82
FIGURA 56 VELOCIDAD DE VIENTO M/S DE LOS AÑOS 2018 Y 2019.....82
FIGURA 57 RENDIMIENTO PROMEDIO MENSUAL DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO, ANTES Y DESPUÉS DE LA CORRECCIÓN TEÓRICA DE LA FALLA DEL INVERSOR 3 DURANTE AL AÑO 2018.....84
FIGURA 58 PROMEDIO DE ENERGÍA GENERADA DEL INVERSOR 3 COMPARADA A LA ENERGÍA GENERADA CON EL CÁLCULO TEÓRICO REALIZADO EN ABRIL DE 2018 84
FIGURA 59 PROMEDIO DE ENERGÍA GENERADA DEL INVERSOR 3 COMPARADA A LA ENERGÍA GENERADA CON LOS 4 INVERSORES EL 09 MAYO DE 2018.....85