



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRICA

DISEÑO, INSTALACIÓN E IMPACTO DE LOS
SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS
INTERCONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

TESIS

Que para obtener el título de
INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTA:

JOSÉ ARMANDO TINOCO TINOCO

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. Juan Anzures Marín



Ciudad Universitaria, Morelia Michoacán, enero 2019

DEDICATORIA

A mi madre Elvia porque a pesar de que no se encuentre conmigo sigue siendo el principal motor de motivación e impulso en los momentos más difíciles.

A mi padre Javier por apoyarme para poder lograr esta meta de mi vida, por sus buenos consejos, por estar conmigo en cada momento, y agradezco porque siempre creyó que lo lograría.

A mi maestro y amigo el Profesor Isidro Lázaro, por haber compartido conmigo tantas enseñanzas, conocimientos y experiencias. Por su apoyo a mi formación profesional y por su motivación para la elaboración de este proyecto y desarrollo de destacables actividades académicas realizadas durante mis estudios.

AGRADECIMIENTOS

A mi hermano Felipe por haber estado en cada momento durante mi carrera. Siempre necesité de sus buenos consejos y experiencias que gracias a ellos pude enfrentar mi carrera de una manera correcta.

A mi hermano Jorge por haberme brindado el apoyo y motivación en cada momento y por siempre creer en mí.

A mi padre Javier, que estuvo apoyándome en lo que necesitaba durante mis estudios.

A mi hermano Javier y mi hermana Patricia, porque a pesar de que se encuentren viviendo en otros lugares, siempre me han brindado el apoyo para que yo pudiera culminar esta etapa de mi vida.

A mi asesor de tesis el Dr. Juan Anzures por haberme apoyado para el desarrollo de este proyecto.

A mi maestro Isidro Lázaro por haberme brindarme de sus conocimientos para el desarrollo de esta tesis.

A todos aquellos amigos de la facultad que compartieron de su conocimiento conmigo, que me apoyaron durante mis estudios y también gracias por las inolvidables experiencias y convivencias que compartimos.

A mi amiga Aris por compartir conmigo su formación y experiencia profesional que me ayudaron a enfrentar etapas durante mi carrera, por motivarme a hacer siempre las cosas de la mejor manera posible de una manera optimista y positiva.

A los profesores que formaron parte de mi formación profesional, y que gracias a ellos fui aprendiendo nuevas cosas día a día, y logré finalizar mis estudios.

A la Facultad de Ingeniería Eléctrica (FIE) por apoyarme y orientarme en todos aquellos procesos y trámites por los que pasé. Agradezco por habernos brindado apoyo para el desarrollo de prácticas, actividades de congresos, cursos, asesorías, por proporcionarnos la infraestructura suficiente para los estudios.

A la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH) por seguir tratando de ser una de las mejor Universidades del país y por brindar información y apoyo para aquellos estudiantes que lo necesiten.

TABLA DE CONTENIDO

DEDICATORIA	2
AGRADECIMIENTOS	3
TABLA DE CONTENIDO	4
ABSTRACT	8
Keywords	8
RESUMEN	9
Palabras clave.....	9
ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS.....	10
LISTA DE FIGURAS.....	11
LISTA DE TABLAS	13
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	14
1.1 Antecedentes	14
1.1.1 Crecimiento mundial de la Energía Solar.....	16
1.1.2 Energía Solar Fotovoltaica en la actualidad	18
1.1.3 Prospectiva de generación de electricidad a partir de fuentes renovables de energía.	21
1.1.4 Situación en 2011 del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).....	21
1.1.5 Proyección de capacidad instalada y energías renovables	22
1.1.6 Impacto de las ecotecnologías en la energía renovable	25
1.1.7 Comercio exterior de electricidad	26
1.1.8 Evolución del costo por watt de los módulos fotovoltaicos	26
1.2 Tendencias hacia el futuro	27
1.3 Objetivos	28
1.3.1 Objetivo General	28
1.3.2 Objetivos Particulares.....	28
1.4 Justificación	28
1.5 Metodología	29
1.6 Descripción de los capítulos	29
CAPÍTULO 2. SOLARIMETRÍA Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD	31
2.1 Introducción	31

2.2 Radiación solar.....	31
2.2.1 Irradiancia.....	33
2.2.2 Irradiación.....	33
2.2.3 Tipos de radiación solar.....	34
2.3 Geometría solar.....	35
2.4 Orientación de paneles solares.....	38
2.5 Definición de hora solar pico.....	42
2.6 Mapas de radiación solar.....	44
2.7 Esquema tarifario.....	47
2.7.1 Regiones tarifarias.....	48
2.7.2 Tarifa 01.....	49
2.7.3 Tarifa DAC.....	50
2.7.4 Tarifa PDBT (Pequeña Demanda Baja Tensión).....	50
2.7.5 Tarifa GDMTO (Gran Demanda Media Tensión Ordinaria).....	51
2.7.6 Tarifa GDMTH (Gran Demanda Media Tensión Horaria).....	53
2.8 Análisis de factibilidad de los sistemas fotovoltaicos.....	53
2.8.1 Comparación entre tarifa DAC y 01.....	54
2.8.2 Factibilidad de un Sistema Fotovoltaico.....	55
2.8.3 Desventajas de las tarifas de media tensión.....	56
CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON CONEXIÓN A LA RED.....	59
3.1 Módulos Fotovoltaicos.....	59
3.1.1 Efecto Fotovoltaico.....	62
3.1.2 Parámetros eléctricos.....	63
3.1.3 Efectos de temperatura.....	65
3.1.4 Efectos de sombreado.....	67
3.2 Inversor.....	68
3.2.1 Inversores Centrales.....	70
3.2.2 Microinversores.....	70
3.3 Estructuras de Montaje.....	71
3.4 Optimizadores.....	73
3.5 Protecciones eléctricas.....	73
3.5.1 Interruptores.....	74

3.5.2 Fusibles	74
3.5.3 Supresores de picos	75
3.5.4 Diodos.....	76
3.6 Sistemas de tierra	77
3.7 Sistemas de monitoreo remoto	80
CAPÍTULO 4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	82
4.1 Introducción	82
4.2 Marco Regulatorio, normas y estándares	82
4.2.1 Descripción general del Estándar de Competencia EC0586	82
4.2.2 Normas y especificaciones vigentes	83
4.3 Cálculo del Generador Fotovoltaico	84
4.3.1 Factor de perdidas.....	84
4.3.2 Potencia pico	86
4.3.3 Número de paneles	86
4.4 Cálculo de protecciones	87
4.5 Cálculo de sección del conductor.....	88
4.5.1 Selección por tipo de Aislamiento.....	88
4.5.2 Corriente del conductor	89
4.5.3 Caída de tensión	90
4.6 Limitaciones y recomendaciones del diseño.....	93
4.7 Certificaciones	94
CAPÍTULO 5. CASOS DE ESTUDIO	97
5.1 Estudio de tarifa DAC.....	97
5.1.1 Análisis de consumo	98
5.1.2 Dimensionamiento del generador FV.....	98
5.1.3 Simulación de generación.....	100
5.1.4 Comparativa de la facturación.....	100
5.1.5 Cotización.....	102
5.1.6 Retorno de inversión.....	103
5.2 Estudio de tarifa PDBT.....	104
5.2.1 Análisis de consumo	105
5.2.2 Dimensionamiento del generador FV.....	106

5.2.3 Simulación de generación.....	106
5.2.4 Comparativa de la facturación.....	107
5.2.5 Cotización.....	107
5.2.6 Retorno de inversión.....	108
5.3 Estudio de tarifa GDMTH	109
5.3.1 Análisis de consumo	110
5.3.2 Dimensionamiento del generador FV.....	112
5.3.3 Simulación de generación.....	112
5.3.4 Comparativa de la facturación.....	113
5.3.5 Cotización.....	116
5.3.6 Retorno de Inversión	116
5.4 Trámites de Interconexión	118
5.5 Esquemas de financiamiento.....	119
CAPÍTULO 6. IMPACTO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LAS REDES ELÉCTRICAS	121
6.1 Efecto sobre las redes de distribución.....	121
6.2 Efecto sobre la regulación de voltaje	123
6.3 Efectos del flujo de potencia	124
6.4 Efecto sobre la distorsión armónica	125
6.5 Determinación de la capacidad de alojamiento de SFV a la red (hosting capacity) .	127
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES	131
7.1 Nuevos cambios y retos	131
7.2 Desarrollo del proyecto	132
7.3 Impacto en el sector energético.....	132
7.4 Esquemas de negocios	133
7.5 Trabajos futuros	133
APÉNDICES	134
BIBLIOGRAFÍA	139

ABSTRACT

In this thesis project is presented the process to design the sizing and installation of grid-connected photovoltaic power system in low and medium voltage, as well as the impact that these kind of systems cause into the electrical network in terms of quality energy. In this work it describes the growth of photovoltaic systems in the last years and the importance within the renewables sources, the principal aspects of energetic reform in México and the growth expectation of these type of systems. For the methodology of photovoltaic sizing it's included the solar geometry characteristics, shading, modules temperature effects, as well as design criteria of each of elements that are part of the photovoltaic systems, sizing and the process of installation, it's shown the review of the new rates scheme and the repercussion in the return of investment of these kind of installations. It is presented practical cases of photovoltaic sizing for residential, commercial and industrial use, cost analysis, sales and financing schemes, incorporating the automation of a spreadsheet for make the process easier. Finally, it's shown an impact study that installation have with these kind of distributed generation systems in the electrical network in terms of voltage regulation problems, power losses, effect in power flow, harmonics and the determination of hosting capacity.

Keywords

Panels, modules, inverter, radiation, grid-connected, harmonics, electric rates, sustainability, ecotechnology.

RESUMEN

En este proyecto de tesis se presenta el procedimiento de diseño para el dimensionamiento e instalación de Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red (SFVIR) de baja y media tensión, así como el impacto que ocasionan este tipo de sistemas en la red eléctrica en términos de calidad de la energía. En el trabajo se describe el crecimiento que han tenido los Sistemas Fotovoltaicos (SFV) en los últimos años y su importancia dentro de las Energías Renovables, los principales aspectos de la Reforma Energética en México y la expectativa de crecimiento de este tipo de sistemas. Para la metodología de dimensionamiento se incluyen aspectos de solarimetría, sombreados, efectos de temperatura de los paneles, así como los criterios de diseño de cada uno de los elementos que forman el sistema fotovoltaico, dimensionamiento y procedimiento de instalación, se hace una revisión del nuevo esquema tarifario y su repercusión en el retorno de inversión en la instalación de este tipo de sistemas, se presentan casos prácticos de dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos para uso comercial e industrial, análisis de costos, esquemas de venta y financiamiento, incorporando hojas de cálculo para automatizar el procedimiento señalado. Finalmente se muestra un estudio del impacto que tiene la instalación de este tipo de sistemas de generación distribuida en la Red Eléctrica en términos de efectos problemas de regulación de voltaje, pérdidas eléctricas, efectos de armónicas y determinación de la capacidad de alojamiento (Hosting Capacity).

Palabras clave

Paneles, módulos, inversor, radiación, interconexión, armónicos, tarifas eléctricas, sustentabilidad, ecotecnología.

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

SFV: Sistema Fotovoltaico

SFVI: Sistema Fotovoltaico Interconectado

SFVIR: Sistema Fotovoltaico Interconectado a la Red

SFVA: Sistema Fotovoltaico Autónomo

CFE: Comisión Federal de Electricidad

KW: Kilo Watts

KWH: Kilo Watts Hora

CA: Corriente Alterna

CD: Corriente Directa

I_{SC}: Corriente de Corto Circuito

V_{OC}: Voltaje de Circuito Abierto

DAC: Doméstica de Alto Consumo

GDMTH: Gran Demanda en Media Tensión Horaria

GDMTO: Gran Demanda en Media Tensión Ordinaria

PDBT: Pequeña Demanda en Baja Tensión

HP: Horse Power (Caballos de Fuerza)

CRE: Comisión Reguladora de Energía

FP: Factor de Potencia

IRENA: International Renewable Energy Agency

UL: Underwriters Laboratories

CE: Conformidad Europea

IEC: International Electrotechnical Commission

HC: Hosting Capacity

FIDE: Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

GD: Generación distribuida

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Crecimiento mundial de capacidad instalada de energía solar [2].	16
Figura 1.2 Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica acumulada por región [2].	17
Figura 1.3 Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica acumulada por países [2].	17
Figura 1.4 Capacidad instalada por tecnología 2018, PROSEDEN 2017-2031[3].	20
Figura 1.5 Capacidad efectiva instalada en el sector eléctrico nacional [4].	21
Figura 1.6 Primer sistema interconectado en México.	22
Figura 1.7 Contratos de interconexión a pequeña y mediana escala [5].	22
Figura 1.8 Evolución de la capacidad adicional de generación con energías renovables y nuevas grandes hidroeléctricas para servicio público, 2012-2026 (Escenario de planeación) (MW) [4].	23
Figura 1.9 Evolución de la capacidad adicional de generación con energías renovables por autoabastecimiento, 2012-2026 (Escenario de planeación) (MW)[4].	24
Figura 1.10 Pronóstico de evolución de capacidad adicional de generación con energías renovables por generación distribuida, 2012-2026 (Escenario de planeación) (MW)[4].	25
Figura 1.11 Comportamiento económico de los módulos [7].	27
Figura 2.1 Espectro electromagnético [11].	32
Figura 2.2 Espectro de radiación solar [11].	33
Figura 2.3 Tipos de radiación solar [13].	34
Figura 2.4 Latitud y Longitud de la tierra [15].	35
Figura 2.5 Movimiento rotacional de la tierra [15].	36
Figura 2.6 Movimiento de traslación de la tierra a través de un año [15].	36
Figura 2.7 Altitud y Azimut Solar [15].	37
Figura 2.8 Movimiento aparente del sol en un año [15].	38
Figura 2.9 Sistema solar fijo con dos grados de libertad [9].	39
Figura 2.10 Sistema Fotovoltaico de con seguimiento solar [17].	40
Figura 2.11 Sitio no orientado perfectamente al sur [18].	41
Figura 2.12 Horas solar pico [19].	43
Figura 2.13 Mapa de radiación solar en México [22].	45
Figura 2.14 Mapa de radiación solar mundial [24].	46
Figura 2.15 Mapa de divisiones tarifarias CFE [26].	49
Figura 2.16 Facturación noviembre 2018 tarifa OM DIF URUAPAN [26].	51
Figura 2.17 Facturación abril 2018 tarifa GDMTO DIF URUAPAN [26].	52
Figura 2.18 Recibos CFE con un Sistema FV de 1 KW.	55
Figura 2.19 Indicador de energía del esquema tarifario anterior [26].	55
Figura 2.20 Indicador de energía del nuevo esquema [26].	55
Figura 2.21 Administración de la demanda máxima [28].	57
Figura 2.22 Costos y retornos de inversión de la tarifa 02 o PDBT [29].	58
Figura 3.1 Composición de una instalación solar fotovoltaica interconectada [30].	59
Figura 3.2 Tipo de células solares [32].	62
Figura 3.3 Efecto Fotovoltaico [33].	63
Figura 3.4 Especificaciones técnicas de módulo Jinko 320, 5 BUSBAR [34].	64
Figura 3.5 Rendimiento eléctrico y dependencia de temperatura de módulo Jinko 320 [34].	64

Figura 3.6 Efectos de temperatura sobre los módulos fotovoltaicos [35].	65
Figura 3.7 Diagrama de sombras [36].	68
Figura 3.8 Ejemplo de un Inversor Central Fronius Symo 3 phase [39].	70
Figura 3.9 Ejemplo de un microinversor Enphase monofásico [39].	71
Figura 3.10 Estructura de aluminio con inclinación [40].	72
Figura 3.11 Sistema solar con optimizadores.	73
Figura 3.12 Interruptor ABB de CD vs Interruptor Square D de CA.	74
Figura 3.13 Fusible y portafusible de CD (Suntree).	75
Figura 3.14 Supresor de picos Suntree.	76
Figura 3.15 Modulo solar de 60 celdas con 3 diodos.	76
Figura 3.16 Diodo Bypass y de bloqueo [42].	77
Figura 3.17 Diagrama unifilar de un SFV con puesta a tierra.	80
Figura 3.18 Sistema de monitoreo APS [44].	81
Figura 4.1 Sellos de certificaciones internacionales [18].	95
Figura 5.1 Ejemplo de recibo de tarifa DAC.	97
Figura 5.2 Características eléctricas de Canadian 320 W.	99
Figura 5.3 Consumo vs Generación anual del SFV para la tarifa DAC.	100
Figura 5.4 Cobros por estado de derecho de alumbrado público [26].	101
Figura 5.5 Proyección del retorno de inversión.	104
Figura 5.6 Ejemplo de recibo de tarifa PDBT.	105
Figura 5.7 Consumo vs Generación de SFV para tarifa PDBT.	106
Figura 5.8 Gráfica de proyección de retorno de inversión.	108
Figura 5.9 Caso de estudio de la tarifa industrial.	110
Figura 5.10 Consumo vs Generación del SFV en tarifa GDMTH.	113
Figura 5.11 Proyección de retorno del SFV	117
Figura 6.1 Variaciones de la magnitud de voltaje [51].	122
Figura 6.2 Hosting Capacity [57].	128
Figura 6.3 Máximos voltajes observados ante el incremento de los niveles de generación con FP=1 [58].	130

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Evolución de la Capacidad instalada[3].	20
Tabla 2.1 Orientación de los módulos [16].	39
Tabla 2.2 Perdidas en % con respecto a la inclinación óptima para ciudades con latitud de 32° a 33° [18].	41
Tabla 2.3 Perdidas en % con respecto a la inclinación óptima para ciudades con latitud de 18° a 19°[18].	41
Tabla 2.4 Radiación solar para la ciudad de Morelia, México [21].	44
Tabla 2.5 Irradiación solar en la República Mexicana (kWh/m ² /día) [23].	45
Tabla 2.6 Clasificaciones de las nuevas tarifas [26].	47
Tabla 2.7 Clasificación de los costos del nuevo esquema tarifario en el mercado eléctrico (Tarifa DAC marzo 2018) [26].	48
Tabla 2.8 Clasificación de la tarifa 01 [26].	49
Tabla 2.9 Comparativa de la tarifa 02-PDBT.	51
Tabla 2.10 Retornos de inversión con SFV [27].	53
Tabla 2.11 Comparativa de la tarifa 01-DAC.	54
Tabla 3.1 Temperatura Máxima de Michoacán	67
Tabla 4.1 Código de colores para conductores de corriente alterna [36].	89
Tabla 4.2 Código de colores para conductores de corriente directa [36].	89
Tabla 4.3 Tabla de corriente de conductores eléctricos [47].	90
Tabla 4.4 Resistencia de conductores de corriente directa [27].	92
Tabla 4.5 Parámetros eléctricos generales de cables en tubo (conduit) [47].	92
Tabla 5.1 Ejemplo de historial de consumo tarifa DAC.	98
Tabla 5.2 Comparación de facturación con y sin el SFV (junio 2018).	101
Tabla 5.3 Cotización del SFV para tarifa DAC.	102
Tabla 5.4 Amortización de la inversión del SFV.	103
Tabla 5.5 Análisis de consumo de la tarifa PDBT.	105
Tabla 5.6 Comparativa de facturación con y sin el SFV (junio 2018).	107
Tabla 5.7 Cotización del proyecto de la tarifa PDBT.	107
Tabla 5.8 Amortización de la inversión del SFV de la tarifa PDBT.	108
Tabla 5.9 Análisis de consumo de la tarifa de GDMTH	110
Tabla 5.10 Datos de consumo de la tarifa de GDMTH (agosto 2018)	111
Tabla 5.11 Radiación Solar de Zamora[21].	112
Tabla 5.12 Comparativa de facturación con y sin el SFV (agosto 2018).	116
Tabla 5.13 Cotización de SFV para tarifa GDMTH.	116
Tabla 5.14 Retorno de inversión en la tarifa de GDMTH	117

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años, los SFVIR se han venido desarrollando de manera exponencial en México debido a los cambios que se presentaron mediante la aprobación de la Reforma Energética en el año 2013. Esta iniciativa permitió a los usuarios de CFE generar su propia energía eléctrica para consumo propio o venta de la energía excedente, ya sea a nivel residencial, comercial o industrial.

Compañías de bajo hasta alto consumo energético comenzaron a apostar por las energías renovables, especialmente energía solar fotovoltaica y generación eólica. En esta tesis se realiza un estudio de los SFVIR con el objetivo de proporcionar herramientas de trabajo incluyendo hojas de cálculo que nos permitan dimensionar adecuadamente un SFV que nos facilite y simplifique el diseño completo de un proyecto que incluya análisis de factibilidad, el impacto de la temperatura ante los sistemas fotovoltaicos y las consecuencias que estos pueden presentar en el sistema eléctrico nacional.

1.1 Antecedentes

La Energía Solar como una alternativa energética para un desarrollo sostenible significa la protección del planeta. El sol es una fuente inagotable y limpia para la generación eléctrica. Plantas de generación aisladas (no conectadas a la red eléctrica) para autoconsumo o plantas conectadas a la red son el futuro para un desarrollo sostenible. El incremento de la energía solar Fotovoltaica en el siglo XXI está teniendo un avance acelerado tecnológico y económico.

La energía solar se puede aprovechar gracias al efecto fotovoltaico, el cual fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel, sus estudios sobre el espectro solar, magnetismo, electricidad y óptica son el pilar científico de la energía fotovoltaica. En 1883 el inventor norteamericano Charles Fritts construye la primera celda solar con una eficiencia del 1%. La primera celda solar fue construida utilizando como semiconductor el Selenio con una muy delgada capa de oro. Debido al alto costo de esta celda se utilizó para usos diferentes a la generación de electricidad. Las aplicaciones de la celda de Selenio fueron para sensores de luz en la exposición de cámaras fotográficas[1].

La celda de Silicio que hoy día utilizan proviene de la patente del inventor norteamericano Russell Ohl mientras trabajaba en la serie de avances que conducirían al transistor, accidentalmente experimentando con semiconductores se encontró que el Silicio con algunas impurezas era muy sensitivo a la luz. Fue construida en 1940 y patentada en 1946. La época moderna de la celda de Silicio llega en 1954 en los laboratorios Bell, este éxito fue también la razón de que los costos se mantuvieran altos, porque los usuarios de aplicaciones espaciales estaban dispuestos a pagar las mejores células posibles, sin tener ninguna razón para invertir en las de menor costo, en soluciones menos eficientes. El precio estaba determinado en gran parte por la industria de los semiconductores; su traslado a los circuitos integrados en la década de 1960 llevó a la disponibilidad de lingotes más grandes a precios relativamente más bajos[1].

La primer utilización práctica de la generación de energía con celdas fotovoltaicas fue en los dos primeros satélites geoestacionarios de URSS y USA. Los avances logrados con la celda de silicio en 1954 contribuyeron a la producción comercial, lográndose una eficiencia del 6%. El primer mercado de los paneles fotovoltaicos fue entonces dirigido al sector aeroespacial. Los resultados positivos de la misión Explorer 1 marcaron una pauta en el desarrollo de las comunicaciones y los paneles fotovoltaicos.

La celda de Silicio entra en el escenario de la industria y empieza el desarrollo de tecnologías en la producción. El primer paso fue y aún lo es, buscar paneles más eficientes. Esto se logró en 1970, la primera célula solar con heteroestructura de arseniuro de galio (GaAs) y altamente eficiente se desarrolló en la Unión Soviética por Zhore Alferov y su equipo de investigación. El caso más representativo hoy día del uso de los paneles fotovoltaicos en el sector aeroespacial está en la Estación Espacial Internacional. La energía utilizada viene de 16 estructuras de 72 metros de envergadura por 12 metros de ancho, 864 metros cuadrados de paneles solares en cada una de ellas. No hay información oficial de la producción de cada una de las estructuras, la única información es que los módulos fotovoltaicos son de alta eficiencia[1].

Los módulos de alta eficiencia para uso aeroespacial son del orden del 20% de eficiencia. Esto es en referencia a la radiación solar sobre la superficie terrestre, al vacío la eficiencia es mucho mayor. Con este dato, cada una de las estructuras proporcionaría

alrededor de 170 kWh y la generación de las 16 estructuras estaría en alrededor de 2.7 MWh. Esto si los módulos fotovoltaicos estuvieran sobre la superficie terrestre[1].

1.1.1 Crecimiento mundial de la Energía Solar

Según la Agencia internacional de energías renovables (IRENA), en el año 2015, como se muestra en la Figura 1.1, había más de 227 GW de potencia de energía solar instalada a nivel mundial. Una cifra considerablemente superior a la capacidad que había en el 2000: unos 1,223 MW.

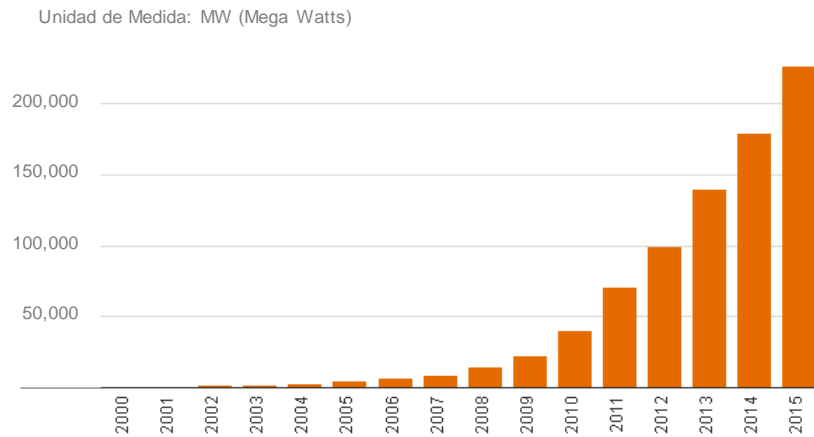


Figura 1.1 Crecimiento mundial de capacidad instalada de energía solar [2].

En la capital francesa se saldaron varias medidas a poner en práctica como no superar los 2°C, controlar las emisiones de CO₂ y un largo etcétera que fijan un objetivo claro: la lucha contra un más que preocupante calentamiento global. Desde hace una década el continente europeo se ha mantenido como el líder indiscutible en cuanto a capacidad de energía solar fotovoltaica. Su evolución salta a la vista: su potencia acumulada ha subido en este tiempo un 100%. Un impulso en el que tiene que ver, y mucho, Alemania, que ha sido hasta hace muy poco el país líder en este ámbito a nivel global[2].

El continente asiático comenzó hace menos de un lustro una vertiginosa carrera en el mundo de las fotovoltaicas que lo ha situado como la región que más potencia nueva instaló en 2014. De todas las instalaciones globales que se produjeron ese año, un 60% procedían de Asia. Europa, por su parte, sólo aportó un 7%. Tres veces menos que en 2011, como se muestra en la Figura 1.2.

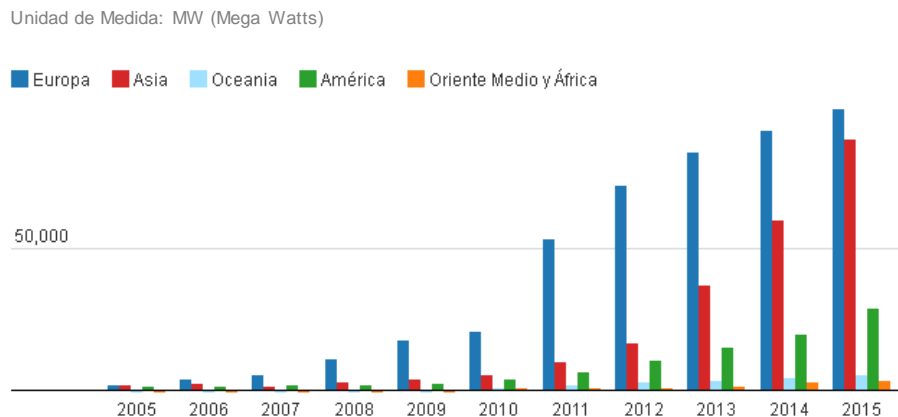


Figura 1.2 Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica acumulada por región [2].

La respuesta más directa del crecimiento de Asia se encuentra en Japón y sobre todo en China, que han sido las principales lanzaderas de este continente, y es que China se erigió en 2015 como el país con mayor potencia acumulada de energía solar del mundo, superando por primera vez a Alemania. China es actualmente el mayor fabricante de paneles solares del mundo, cuenta una potencia instalada en su territorio de más 43.0 GW, hablamos por cierto, de un país de que en el año 2000 no contaba con más de 20 MW de energía solar. La Figura 1.3 muestra algunos de los lugares con mayor potencia acumulada de energía solar fotovoltaica durante los últimos años. No deja de resultar curioso el caso de España uno de los países con más horas de sol de Europa, cuya potencia instalada es 40 veces menor que la de China y Alemania[2].

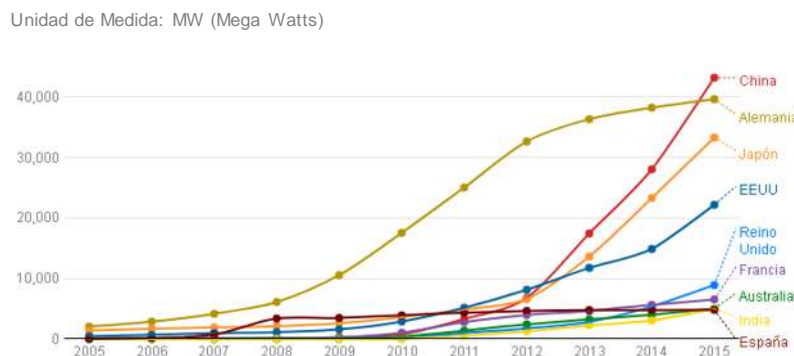


Figura 1.3 Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica acumulada por países [2].

1.1.2 Energía Solar Fotovoltaica en la actualidad

El siglo XXI nace con una premisa para el desarrollo sostenible medio-ambiental. Por lo que el creciente desarrollo industrial y de consumo trae como consecuencia un deterioro del medio ambiente a través de las emisiones de CO₂ y otros gases que además de destruir la capa de Ozono afectan la salud del hombre. La protección del medio ambiente es compromiso de todos, gobiernos, personas e industrias, hoy día vemos un gran crecimiento, tanto en la producción de paneles solares cada vez más económicos como en la implementación de grandes plantas solares conectadas a la red eléctrica. Australia y Estados Unidos no firmaron el tratado de Kyoto, estos países han construido las más grandes Plantas Fotovoltaicas. En Deming, Nuevo México se encuentra una planta de 300 MW y en Gila Bend, Arizona otra de 280 MW.

Por otro lado, en Australia (Mildura, Victoria) se está construyendo una planta de 154 MW. El objetivo del gobierno australiano es llegar a 270 GW mediante generación fotovoltaica para el año 2020. Curiosamente estos dos países que no ratificaron el tratado de Kyoto tienen las mayores plantas fotovoltaicas y continúan con su implementación. España hasta septiembre de 2007 tuvo un vertiginoso crecimiento de plantas fotovoltaicas conectadas a la red, sin embargo, la actual normativa gubernamental, además de reducir el precio de compra ha limitado la cantidad de megavatios instalados por trimestre para la implementación de plantas solares fotovoltaicas. El autoconsumo fotovoltaico es una alternativa para la reducción del CO₂, sin embargo, no hay ninguna (o muy escasa) política de ayuda de cualquier tipo a los productores de autoconsumo[1].

En este caso además de la protección del medio ambiente el directo beneficiario es el consumidor-usuario. Las instalaciones fotovoltaicas se realizan por iniciativa privada y sin ningún tipo de ayuda[1].

La situación fotovoltaica en España pasa por momentos muy difíciles. España, uno de los países desarrollados con mayor potencial para la generación de energías renovables, en especial fotovoltaica, está marginando estas tecnologías sostenibles y responsables en favor de aquellas que están en manos de las grandes eléctricas, contaminantes y peligrosas, lo que explicaría que, a pesar de soportar una de las facturas más caras del mundo, los españoles tengan acumulado un supuesto déficit de tarifa, superior a los 30,000 millones de Euros, frente a un oligopolio de empresas cuyo margen de beneficios dobla al del resto de

operadores europeos del sector. Tal regulación supuso un freno al desarrollo de la energía fotovoltaica y agravó la crisis del sector renovable en España iniciada en el año 2010, cuando el anterior Gobierno socialista aprobó dos regulaciones.

Desde el Gobierno se justificó estas acciones como necesarias para acelerar el recorte de ayudas públicas al sector renovable y atajar el déficit de tarifa, la desviación entre los costes e ingresos del mercado eléctrico español, atribuye principalmente a las primas a las energías renovables. Las principales asociaciones empresariales del sector renovable y organizaciones ecologistas, rechazan estas acusaciones argumentando que solo aproximadamente un 20 % del déficit se debe a las primas del régimen especial, incluida la cogeneración, perteneciendo el resto a otros extra costes, como la desviación de precios del pool eléctrico, costes extra peninsulares y otros.

En 2015 en España se instalaron 49 MW nuevos y en 2016 55 MW nuevos. La cooperativa de energías renovables *Som Energia* se ha destacado por haber puesto en funcionamiento, en abril de 2016, la primera central fotovoltaica del país sin ayudas públicas. En julio de 2017, el Gobierno organizó una subasta que adjudicó más de 3,500 MW de nuevas plantas de energía fotovoltaica, que permitirán a España alcanzar los objetivos de generación de energía renovable establecidos por la Unión Europea para 2020.

Por otro lado, Alemania con menos de la mitad de horas de sol que España, ha invertido en 2012 en energía fotovoltaica más que España en toda su historia. Los alemanes cuentan en la actualidad con 32,698 MW frente a los 4,516 MW instalados en España. El 2014 los alemanes instalaron 7,604 MW mucho más de la capacidad instalada en España. Las empresas alemanas ven en la fotovoltaica la gran solución a los problemas energéticos y dentro de 8 años no se producirá ni un solo kWh nuclear en suelo alemán[1].

En México, aunque se prevé que la potencia fotovoltaica aumente varios centenares de MW en el futuro próximo como resultado de las subastas de energía celebradas por el gobierno del país en los últimos años, a finales de junio de 2017 su potencia solar instalada era tan solo de 460 MW aproximadamente. En el primer semestre de 2017 la capacidad de generación instalada de energía renovable total del país aumentó un 6.85 % en comparación con el mismo período del año anterior, y que llegó a 18.7 GW. Esta capacidad, que representaba a fines de junio el 25.3 % de la capacidad total de generación, se desglosa de la siguiente manera: 12.6 GW provienen de energía hidroeléctrica, 3.9 GW de energía

eólica, 913 MW de energía geotérmica, 751 MW de biomasa, 460 MW de energía solar y 88 MW de biogás, como se muestra en la Figura 1.4.

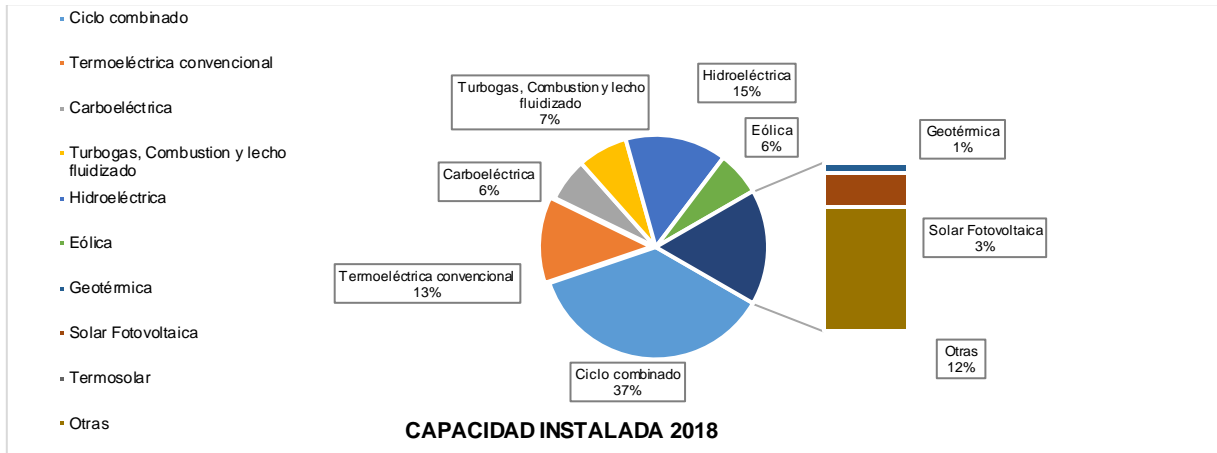


Figura 1.4 Capacidad instalada por tecnología 2018, PROSEDEN 2017-2031[3].

La SENER cree que podrán alcanzarse 5.4 GW de potencia fotovoltaica acumulada para fines de 2019, teniendo en cuenta una nueva capacidad no especificada de otros proyectos solares y la capacidad asignada en la primera y segunda subasta eléctrica de México, que fue de respectivamente 1.69 GW y 1.85 GW.

A fines de diciembre de 2016, la capacidad fotovoltaica de México era de alrededor de 389 MW. Esto significa que, en la primera mitad del año 2017, las nuevas incorporaciones totalizaron alrededor de 71 MW.

Tabla 1.1 Evolución de la Capacidad instalada[3].

Tipo de Tecnología	2017		2018	
	MW	%	MW	%
Convencional	51,797.68	65.38%	53,846.60	62.36%
Ciclo combinado	28,094.06	35.46%	31,497.85	36.48%
Termoeléctrica convencional	12,088.17	15.26%	10,722.17	12.42%
Carboeléctrica	5,378.36	6.79%	5,378.36	6.23%
Turbogás	4,201.08	5.30%	4,201.08	4.86%
Combustión Interna	1,456.02	1.84%	1,467.15	1.70%
Lecho fluidizado	580	0.73%	580	0.67%
Importación		0.00%		0.00%
Limpia	22,917.06	28.93%	27,246.05	31.55%
Renovable	18,405.91	23.23%	21,984.90	25.46%
Hidroeléctrica	12,603.99	15.91%	12,632.67	14.63%
Eólica	4,329.17	5.46%	5,505.17	6.38%
Geotérmica	919.88	1.16%	929.88	1.08%
Solar Fotovoltaica	538.866	0.68%	2,903.18	3.36%
Termosolar	14	0.02%	14	0.02%
Otras	4,511.16	5.69%	5,261.16	6.09%
Nucleoeléctrica	1,608.00	2.03%	1,608.00	1.86%
Bioenergía	956.227	1.21%	956.227	1.11%
Cogeneración eficiente	1,940.32	2.45%	2,690.32	3.12%
Frenos regenerativos	6.608	0.01%	6.608	0.01%

1.1.3 Prospectiva de generación de electricidad a partir de fuentes renovables de energía.

De acuerdo a las proyecciones parten de las cifras definidas en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2012- 2026, las cuales se fundamentan en el análisis de la información sobre el consumo de electricidad de los diversos tipos de usuarios; así como de la evolución esperada de la economía, entre otras variables. Este análisis resulta en proyecciones de capacidad de generación para servicio público y para autoabastecimiento remoto e integra las consideraciones a las metas establecidas en el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables y en la Estrategia Nacional de Energía 2012-2026, las cuales son:

- Aumentar a 7.6% la capacidad de generación eléctrica mediante fuentes de energía renovable al 2012.
- Incrementar al 35% la participación de las tecnologías limpias en la generación eléctrica para el 2026 [4].

1.1.4 Situación en 2011 del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Al finalizar el año 2011, el SEN contaba con una capacidad efectiva instalada de 60,845 MW, donde el 86.3% correspondía a servicio público y el 13.7% a permisionarios (véase Figura 1.5)

Tecnología	Servicio público	Permisionarios ¹	Total
Ciclo combinado	18,029.3	1,191.7	19,221.0
Termoeléctrica convencional	12,560.1	1,845.4 ²	13,825.5
Hidroeléctrica > 30 MW	11,212.6	0.0	11,212.6
Carboeléctrica	3,278.4	65.0	3,343.4
Dual	2,100.0	0.0	2,100.0
Turbogás	2,495.4	2,982.9	5,478.3
Nucleoeléctrica	1,364.9	0.0	1,364.9
Geoterma	886.6	0.0	886.6
Combustión interna	210.9	931.4	1,142.3
Frenos regenerativos	0.0	6.6	6.6
Hidroeléctrica ≤ 30 MW	286.6	147.0	433.6
Eólico	86.8	588.3	675.1
Bioenergía	0.0	575.1	575.1
Total	52,511.5	8,333.4	60,844.9

Figura 1.5 Capacidad efectiva instalada en el sector eléctrico nacional [4].

Del total de la capacidad efectiva instalada en el sector eléctrico nacional, 24.9% correspondió a tecnologías limpias, compuestas de la siguiente forma: 4.2% correspondió a energías renovables (sin incluir grandes hidroeléctricas), 18.4% a grandes hidroeléctricas (> 30 MW) y 2.24% a la energía nuclear [4].

1.1.5 Proyección de capacidad instalada y energías renovables

El 12 de octubre de 2006 en Mexicali B.C., fueron entregadas las primeras casas en México (220), con sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica. El sistema instalado producía hasta el 50% anual del consumo de energía.



Figura 1.6 Primer sistema interconectado en México.

El número de contratos de generación distribuida ha ido creciendo exponencialmente al igual que la capacidad instalada según datos de la CRE y CFE, en la figura siguiente se muestran las tendencias:



Figura 1.7 Contratos de interconexión a pequeña y mediana escala [5].

Las proyecciones de capacidad instalada en esta prospectiva consideran las instalaciones que enumera la Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026 para servicio público y autoabastecimiento remoto e integra proyecciones de autoabastecimiento con pequeñas instalaciones (en media y baja tensiones) en el sitio mismo donde se consume y dimensionadas para cubrir parcial o totalmente las necesidades del usuario. Este componente se denomina generación distribuida, el cual no forma parte de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026, y se justifica en función de la rentabilidad que, para el propio usuario, tiene la inversión en estos sistemas. Su participación se dimensiona, básicamente, con proyecciones de evolución de los costos unitarios de las tecnologías, de las tarifas eléctricas y de factores de aceptación y adopción de los usuarios a estas opciones. Para 2026 se espera que la capacidad adicional instalada con energías renovables y grandes hidroeléctricas sea de 18,505 MW, 20,545 MW y 22,788 MW en los escenarios bajo, de planeación y alto, respectivamente, con 39.7% correspondiente a servicio público, 49.8% a autoabastecimiento y 10.5% a generación distribuida.

Existe un potencial de penetración de la generación distribuida para el servicio público, en especial aquella con recursos renovables como solar y biogás. En cuanto al potencial de energía solar, algunos estados como Sonora, Chihuahua y Baja California poseen extensiones territoriales y potencial suficiente para la instalación de capacidad de generación de electricidad a través de campos de concentración solar. También, la radiación solar a lo largo de la costa del pacífico y los Estados de la región noreste permitiría incrementar la instalación de paneles solares en territorio nacional. Por ello, para poder tomar decisiones tanto en el mediano como en el largo plazo, es necesario realizar más estudios sobre la viabilidad técnica y financiera de estas fuentes [4].

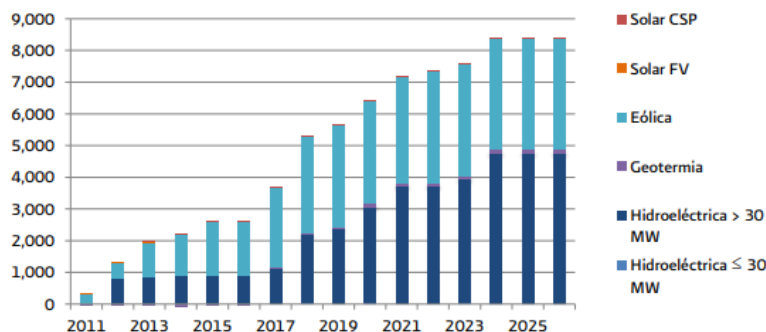


Figura 1.8 Evolución de la capacidad adicional de generación con energías renovables y nuevas grandes hidroeléctricas para servicio público, 2012-2026 (Escenario de planeación) (MW) [4].

En lo que corresponde a la modalidad de autoabastecimiento, se estima para el 2026 se incorporen 10,228 MW en el escenario de planeación (Escenario bajo=9,214 MW y Escenario alto=11,344 MW). Con fuentes renovables de energía su distribución sería la siguiente: 81.6% (8,352 MW) en plantas eólicas, 7.4% (752 MW) con solar fotovoltaico, 6.9% (701 MW) con pequeña, mini y micro hidráulicas y 4.1% (422 MW) con bioenergía (véase Figura 1.9)

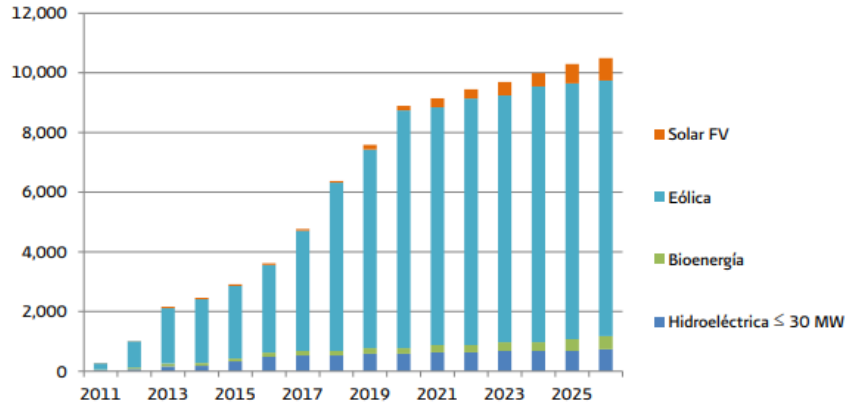


Figura 1.9 Evolución de la capacidad adicional de generación con energías renovables por autoabastecimiento, 2012-2026 (Escenario de planeación) (MW)[4].

Por su parte, se estima para el 2026, la incorporación de una capacidad de 2,156 MW en el escenario de planeación (Escenario bajo=1,944 MW y Escenario alto=2,389 MW), proveniente de la participación de la generación distribuida, con base en las proyecciones elaboradas por la SENER.

De estos, 21.4% (461 MW) son en plantas eólicas; 6.5% (139 MW) en pequeña, mini y micro hidráulicas; 54.2% (1,170 MW) en solar fotovoltaica; 16% (345 MW) en plantas operadas con bioenergía; 0.7% (16 MW) en solar de concentración, y 1.2% (25 MW) en geotermia (véase la figura 1.10)

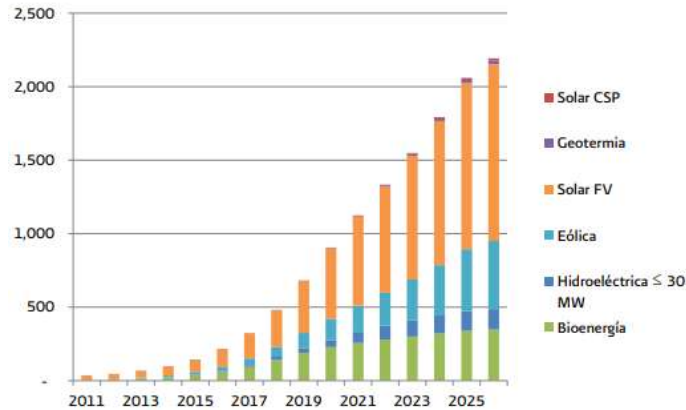


Figura 1.10 Pronóstico de evolución de capacidad adicional de generación con energías renovables por generación distribuida, 2012-2026 (Escenario de planeación) (MW)[4].

1.1.6 Impacto de las ecotecnologías en la energía renovable

Las ecotecnologías en México tienen un gran potencial de aplicación porque las condiciones geográficas y climatológicas del país privilegian el uso de las energías renovables Eólica, Solar, Hidráulica y Bioenergía. En México un buen número de programas gubernamentales promueven las ecotecnias, sobre todo en el eje de la energía, entre ellos el INFONAVIT a través del programa de Hipotecas Verdes. Las ecotecnias se caracterizan por los siguientes enfoques:

- Reconocen los impactos ambientales y socio-económicos de la sociedad industrial.
- Buscan tecnologías alternativas a la tecnología convencional.
- Buscan reducir impactos ambientales y promover el bienestar social.
- Hablan de un proceso de transición hacia nuevas tecnologías ecológicas o ecotecnologías.
- Pretenden contribuir al desarrollo sustentable [6].

Entre las ecotecnologías más comunes hoy en día están: la captación de agua de lluvia, la iluminación basada en lámparas ahorradoras de energía, la generación de energía a través de paneles fotovoltaicas, las azoteas verdes, huertos urbanos, las piscinas naturales, casas ecológicas, baños secos (no llevan agua sino que son llenados con arena), calentadores de agua de bajo consumo de energía, el compostaje de residuos orgánicos,

recubrimientos para azoteas, aire acondicionado natural, ventilación cruzada y la arquitectura sustentable.

Cualesquiera que sean las ecotecnias aplicadas, todas están basadas en la reducción del consumo de energía, la generación de energía de fuentes alternativas, el aprovechamiento de espacios para la producción de alimentos, la reducción en el consumo de recursos, la reutilización o reciclaje de materiales, y la captación y uso eficiente del agua.

Una de las ecotecnologías más relacionadas con la disminución del consumo de energía eléctrica en una vivienda o comercio tiene que ver con el uso de aires acondicionados, en donde para reducir el consumo de este equipo se puede aplicar la ecotecnia relacionada con recubrimiento reflectivo como acabado final en la azotea, que atenúan la carga térmica en el techo [6].

1.1.7 Comercio exterior de electricidad

Debido a las metas de energías renovables que se han planteado los gobiernos estatales de California, Arizona y Nevada en los EEUU, se ha generado una demanda energética que resulta estratégica e interesante desde el punto de vista económico y de seguridad energética nacional para los estados fronterizos de México; en consecuencia, las Comisiones Estatales de Energía de Baja California y Sonora han comenzado a trabajar en conjunto con el Gobierno de México y el Gobierno de los EEUU para encontrar el mecanismo más eficiente para el desarrollo y el financiamiento de proyectos de esta índole. Actualmente, las iniciativas más prometedoras consisten en la exportación de la energía proveniente de proyectos eólicos y solares en la frontera de Baja California [4].

1.1.8 Evolución del costo por watt de los módulos fotovoltaicos

El costo de la energía solar se ha desplomado en el punto que, en muchas partes del mundo, es tan barata como la electricidad generada por el gas o el carbón. Como se puede apreciar en la Figura 1.11, el precio de producir cada watt por panel de energía solar pasó desde los más de 100 dólares hasta los \$0.44 USD de hoy.

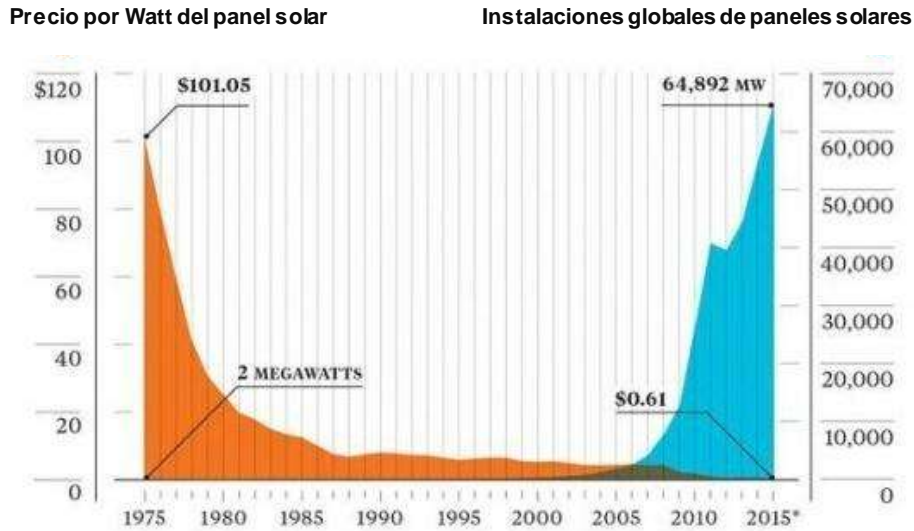


Figura 1.11 Comportamiento económico de los módulos [7].

1.2 Tendencias hacia el futuro

Para convertir la energía solar en una fuente competitiva y realmente al alcance de todos, los científicos se las están ingeniando para dar con alternativas al silicio: materiales fotovoltaicos diseñados desde cero para ser altamente eficientes captando los rayos del sol. La mayoría de esfuerzos están centrados en las llamadas tecnologías de película fina, celdas solares que miden desde nanómetros a unos pocos micrómetros (entre un millón y mil veces más finas que un milímetro). La idea es que, al ser tan delgadas, la cantidad de material utilizado sea tan ínfima que su coste sea muy barato. De estas nuevas tecnologías, las que más esperanzas han despertado son las llamadas perovskitas. “Son un material híbrido, formado por plomo, yodo y una molécula orgánica”, explica Emilio Palomares. Sus propiedades fotovoltaicas se descubrieron en 2012 y, desde entonces, en una carrera frenética de menos de seis años a la que se han sumado cientos de científicos en todo el mundo, prácticamente han logrado igualar al silicio en eficiencia, con un récord del 22% [8].

“Y en menos de cinco años más lo superarán”, afirma Palomares, quien dirige un grupo de investigación con el objetivo de mejorar la eficiencia de las perovskitas.

Los materiales y el proceso de fabricación de este tipo de celdas son muy económicos, pero presentan un grave inconveniente: las perovskitas son solubles en agua. Y contienen plomo, que es altamente tóxico. Si se utilizaran en paneles solares en su punto de desarrollo actual, “podrían causar un enorme desastre medioambiental”, declara

Palomares. “Se está investigando para sustituir el plomo por otro elemento”, explica Jordi Martorell, investigador de del Institut de Ciències Fotòniques (ICFO) en Castelldefels, experto en celdas solares orgánicas y de perovskitas, “aunque por el momento no ha habido éxito”. También tienen otro problema: son muy poco estables y se degradan al poco tiempo de empezar a funcionar, por lo que aún queda un largo camino para que se conviertan en una realidad en el mercado de la fotovoltaica [8].

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Desarrollar y diseñar un procedimiento de dimensionamiento e instalación que permita contribuir al ahorro energético en el país ayudando a reducir la huella ecológica mediante sistemas fotovoltaicos.

1.3.2 Objetivos Particulares

- Dimensionar los sistemas fotovoltaicos por medio de una hoja de cálculo.
- Realizar el estudio de los efectos de sombreado y temperatura sobre los módulos fotovoltaicos.
- Presentar las ventajas de un sistema de monitoreo.
- Mostrar la aplicación de las normas para una correcta aplicación.
- Permitir una correcta instalación mediante las normas oficiales.
- Análisis económicos incluyendo retorno de inversión en base a las tarifas actuales.
- Considerar el impacto de la electrónica de potencia que conllevan los SFV en la red eléctrica.

1.4 Justificación

Este trabajo es realizado con el fin de reunir las herramientas y conocimientos necesarios que toda empresa dedicada a la instalación de los SFV debe considerar para presentar un proyecto en relación con la generación fotovoltaica.

Hoy en día el ahorro energético es de suma importancia para el ambiente, por ello el desarrollo de este trabajo que brindará a los usuarios la facilidad de realizar su propio proyecto a nivel residencial o industrial.

Debido a la evolución del mercado eléctrico, los nuevos retos se han ampliado para resolver los problemas de calidad de la energía dentro de SEN, es por eso que se presenta una investigación acerca de los impactos y efectos vistos desde la red de distribución.

1.5 Metodología

El trabajo se desarrollará mostrando una metodología y casos de estudio específicos para las tarifas eléctricas más comunes en el país involucrando diseños, dimensionamientos y procesos de instalación.

1.6 Descripción de los capítulos

Durante el desarrollo de la tesis se presentan siete capítulos que forman parte del desarrollo de este trabajo. A continuación, se presenta una breve descripción de cada uno de ellos:

- Capítulo 1. En este capítulo se mencionan los puntos más importantes que aborda esta tesis incluyendo la descripción de cómo se han incrementado y desarrollando los sistemas fotovoltaicos a través de los años.
- Capítulo 2. En este se hace la investigación de las variables que intervienen al dimensionar un SFV, como pueden ser radiación en localidades específicas, intervención de la temperatura sobre los módulos e identificación de las tarifas y su factibilidad ante la presencia de un SFVIR.
- Capítulo 3. Para el correcto uso de cada uno de los dispositivos a usar dentro de un SFVIR es importante conocer su procedencia, funcionalidad y utilidad de cada uno de ellos, por ello, durante este capítulo se describirán cada uno de los componentes que conforman un sistema.
- Capítulo 4. Una vez teniendo conocimiento concreto del sistema fotovoltaico, se reúne la información para poder dimensionar y diseñar un proyecto, por lo cual se realizan base de datos que faciliten la obtención de resultados mediante una hoja de cálculo de Excel.
- Capítulo 5. En este capítulo se aplican los diseños para casos específicos de tarifas residenciales, comerciales e industriales, incluyendo consideraciones que se deben contar al momento de la instalación.

- Capítulo 6. En este se muestra las problemáticas que los SFV implican en la calidad de la energía en el Sistema Eléctrico Nacional.
- Capítulo 7. Como parte final del trabajo se exponen las conclusiones y resultados que se tienen con generación mediante fuentes renovables.

CAPÍTULO 2. SOLARIMETRÍA Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD

2.1 Introducción

El sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 5,500 °C, en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del sol se transmite al exterior mediante la denominada radiación solar [9].

En este capítulo se demuestran las características de la radiación solar, sus consideraciones dentro de un sistema fotovoltaico necesarias para optimizar la energía proporcionada por nuestro sol. Es importante también hacer un análisis de factibilidad que puede depender de la radiación solar disponible en el sitio, así como también el costo de cada una de las tarifas determinando si cada uno de ellas tiene un retorno de inversión favorable y rentable.

2.2 Radiación solar

El término usado para designar la energía solar que incide sobre una superficie en un momento y lugar particular es radiación solar (o irradiación solar). La radiación solar recibida en la superficie de la tierra está sometida a variaciones causadas por la atenuación atmosférica. Las causas primarias de este fenómeno son las siguientes:

- Las moléculas de aire, el vapor del agua y el polvo en la atmósfera dispersan la luz.
- El ozono, el calor de agua y el dióxido de carbono de la atmósfera absorben la luz

[10].

Espectro solar

Cada cuerpo caliente emite radiación a su entorno. La temperatura de la superficie determina el espectro de la radiación. En el caso del sol, como la temperatura es tan elevada puede ser considerado como Cuerpo Negro. Para los procesos fotovoltaicos la distribución espectral es un factor importante, porque se considera la longitud de onda. La luz, sea este de origen solar o generada por un foco incandescente o fluorescente está formada por un conjunto de radiaciones electromagnéticas de muy alta frecuencia (Obsérvese la Figura 2.1), que están agrupadas dentro de un cierto rango llamado espectro luminoso. Las ondas de baja frecuencia del espectro solar (infrarrojo) proporcionan calor, las de alta frecuencia (ultravioleta) hacen posible el proceso de fotosíntesis o el bronceado de la piel.

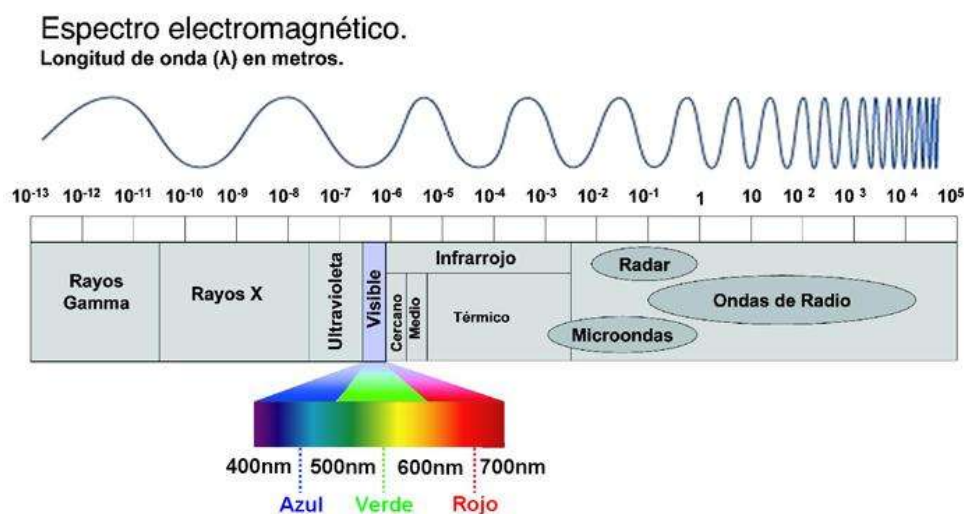


Figura 2.1 Espectro electromagnético [11].

Entre esos dos extremos están las frecuencias que forman la parte visible de la luz solar, esta región es la más aprovechada para el SFV. La potencia y frecuencia del espectro luminoso generado por el Sol, sufren alteraciones cuando la luz atraviesa la atmosfera. Esto se debe a la absorción, reflexión y dispersión que toma lugar dentro de esta. El proceso fotovoltaico responde dentro del espectro visible, de manera que es importante definir el espectro de radiación de la fuente luminosa que se utiliza para evaluar la celda fotovoltaica. Esto se hace denominando un parámetro llamada masa de aire.

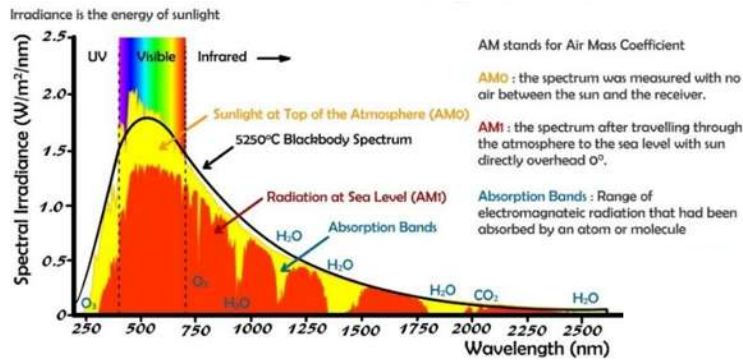


Figura 2.2 Espectro de radiación solar [11].

El espectro del cuerpo negro mostrado en la Figura 2.2 está dado por la curva ideal. El espectro real medido fuera de la atmósfera de la tierra (Masa de aire cero) sigue aproximadamente la curva idealizada (sombreado). El término masa de aire cero (MA 0) significa que esta luz no ha pasado a través de la atmósfera [11].

2.2.1 Irradiancia

La Irradiancia solar es, la potencia que deposita el sol por unidad de área que está expuesta directamente a la luz solar y es de $1,367 W/m^2$ fuera de la atmósfera. Esta medida se llama constante solar. Sin embargo, la luz solar en la superficie de nuestro planeta es atenuada por la atmósfera de la tierra, por lo que menos potencia llega a la superficie a nivel de mar (aproximadamente $1000 W/m^2$) en condiciones claras cuando el sol está cerca del cenit [11].

2.2.2 Irradiación

La irradiación solar medida en kWh/m^2 es la magnitud que mide la energía por unidad de área de radiación solar incidente en una superficie colocada en un lugar y rango de tiempo bien especificados. La magnitud es frecuentemente designada por los medios de comunicación social como radiación solar. La irradiación solar en la superficie terrestre es, desde el punto de vista técnico, la adición en un intervalo de tiempo determinado de la irradiancia solar filtrada por la interposición de la atmósfera. Su valor depende críticamente de la latitud, la época del año, las horas del día y el clima imperante en el lugar [12].

2.2.3 Tipos de radiación solar

El espectro electromagnético será el conjunto de todas las longitudes de onda y el coeficiente de reflexión de la superficie, de la cual depende la cantidad de radiación es el albedo. En función de cómo los objetos reciben las radiaciones solares podremos distinguir entre:

- Radiación directa: Es posible solamente cuando el Sol es visible. Esta no sufre cambios en su dirección, es decir que proviene directamente del Sol.
- Radiación difusa: A diferencia de la anterior, esta se dispersa de su dirección original una vez que alcanza la superficie de la atmosfera y llega después de ser reflejada. En invierno encontramos a este tipo de radiación mucho mayor en porcentaje que en el resto del año.
- Radiación reflejada: Como su nombre indica, es el tipo de radiación que es reflejada por la superficie terrestre, la que proviene rebotada. Por este motivo, las superficies verticales serán las que más la recibirán, casi más de la mitad que las horizontales.
- Radiación global: Es el resultado de las tres radiaciones juntas [13].

En la Fig. 2.3 se muestran los tipos de radiaciones existentes:

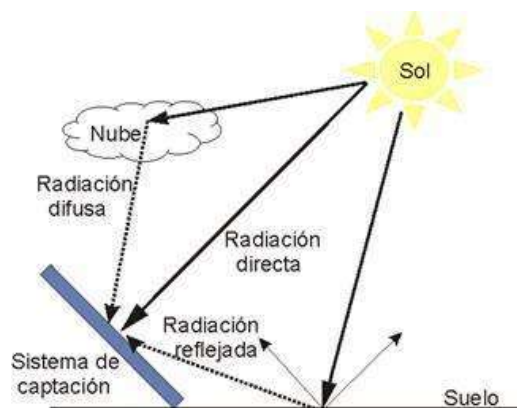


Figura 2.3 Tipos de radiación solar [13].

2.3 Geometría solar

Para las aplicaciones de energía solar, es importante entender el movimiento aparente del sol, así como los ángulos del sol a la tierra. Entender este mecanismo será de importancia en los siguientes capítulos, que incluyen las nociones elementales de la astronomía. Así, el énfasis está en las nociones y términos que se refieren a los ángulos del sol a la tierra y sus interrelaciones, que son de gran importancia en la geometría solar [14].

Latitud

La latitud mide el ángulo entre cualquier punto y el ecuador. Las líneas mostradas en la Figura 2.4 de latitud se llaman paralelos y son círculos paralelos al ecuador en la superficie de la Tierra.

Longitud

La longitud es la distancia que existe entre un punto cualquiera y el Meridiano de Greenwich, medida sobre el paralelo que pasa por dicho punto [15].

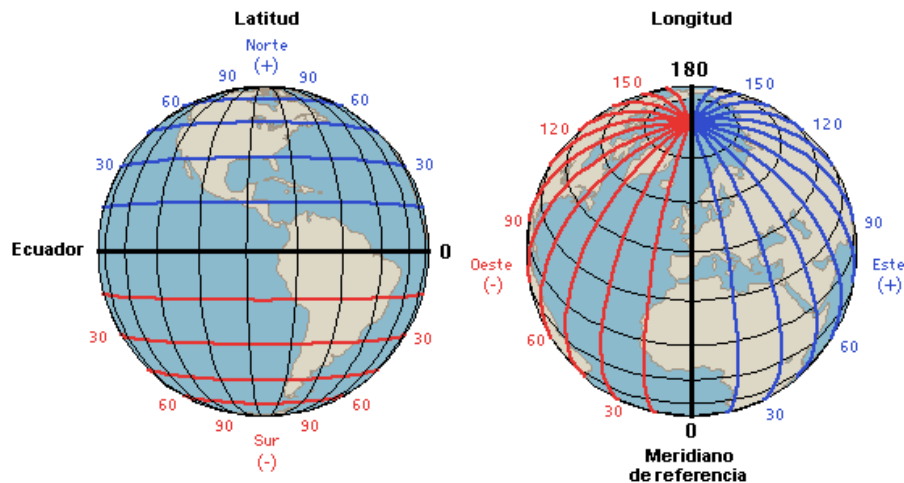


Figura 2.4 Latitud y Longitud de la tierra [15].

Movimiento de Rotación

La tierra rota sobre su propio eje como se muestra en la Figura 2.5 en sentido contrario a las manecillas del reloj, para dar un giro completo de 360° en 24 horas 0 minutos y 57.33 segundos; el eje de la tierra tiene una inclinación de $23^\circ 27'$

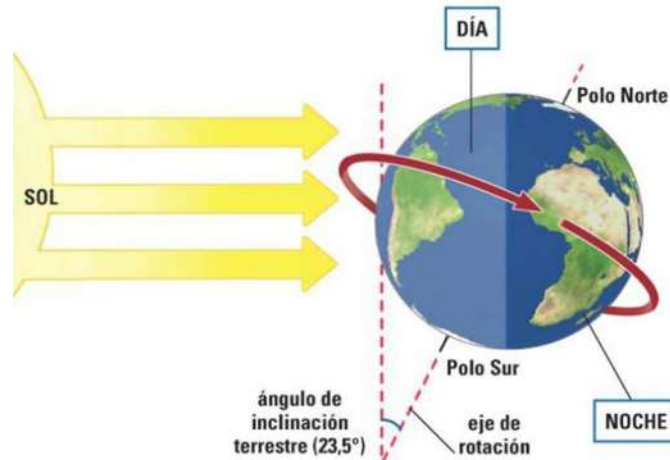


Figura 2.5 Movimiento rotacional de la tierra [15].

Movimiento de Traslación

La traslación de la Tierra es el movimiento de este planeta alrededor del Sol, en un año, a una velocidad de 30 km/seg.

EQUINOCCIOS: El 21 de marzo y el 21 de septiembre los rayos solares llegan perpendiculares al eje de giro de la tierra. Durante la traslación, nuestro planeta pasa por cuatro posiciones importantes que determinan la ocurrencia de las estaciones: el solsticio de verano (21 de diciembre), el equinoccio de otoño (21 de marzo), el solsticio de invierno (21 de junio) y el equinoccio de primavera (21 de septiembre) como se muestra en la Figura 2.6.

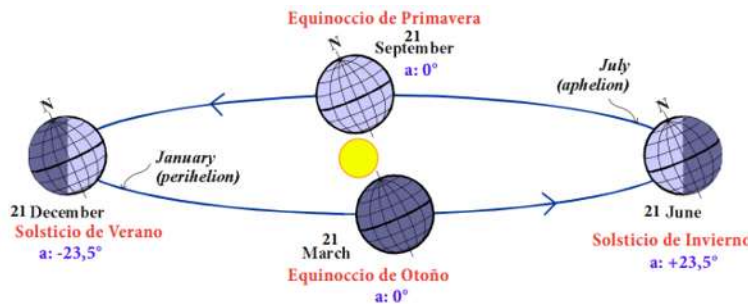


Figura 2.6 Movimiento de traslación de la tierra a través de un año [15].

Si un observador se coloca en un sitio despejado y prominente, mirando en su alrededor recibe la impresión de hallarse en el centro de una inmensa semiesfera, llamada cielo o bóveda celeste, la cual limita con la superficie de la Tierra en forma de un dilatado círculo. **Horizonte visible o aparente**

Es la línea de contacto aparente del cielo con la tierra, la cual limita la superficie terrestre visible desde un lugar. También se le llama así al espacio circular del casquete terrestre encerrado en esa línea.

Cenit

Es la intersección de la vertical de un lugar y la esfera celeste. Es el punto más alto en el cielo con relación al observador y se encuentra justo sobre la cabeza de este (90°). La vertical de un lugar, o dirección de la gravedad en ese lugar, corta a la esfera celeste en dos puntos [15].

Altitud

La altitud solar es el ángulo formado por los rayos solares dirigidos al centro de la bóveda celeste y el plano horizontal; se mide a partir del plano del horizonte hacia al zenit de 0° a 90° .

Azimet

El azimet solar es el ángulo en grados, que forma la proyección del sol sobre el horizonte, medido en sentido horario en el hemisferio norte y en sentido contrario en el hemisferio sur, utilizando las proyecciones sobre el plano horizontal del punto de observación (Obsérvese la Figura 2.7).

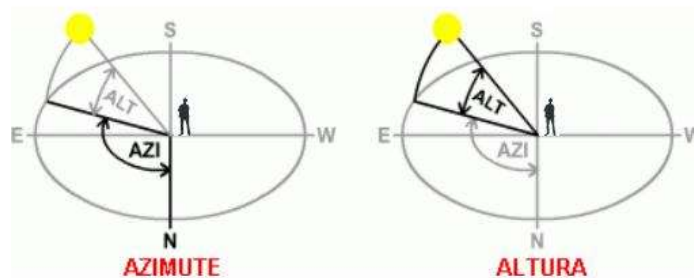


Figura 2.7 Altitud y Azimut Solar [15].

En la Figura 2.8 se muestra el movimiento aparente del sol considerando el movimiento rotacional y de traslación de nuestro planeta a través de los 365 días del año:

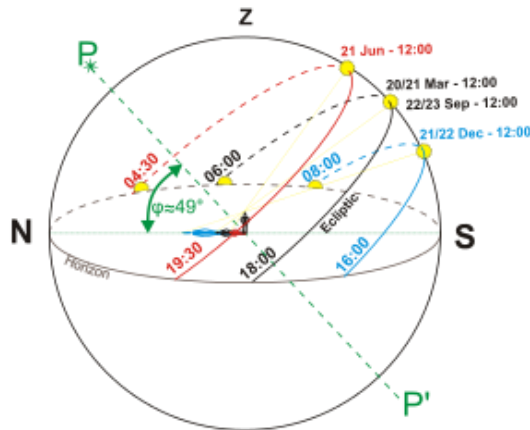


Figura 2.8 Movimiento aparente del sol en un año [15].

2.4 Orientación de paneles solares

Para que un módulo solar fotovoltaico capte la máxima energía se orientará perpendicularmente al sol, pero visto desde la Tierra. Nuestro planeta gira alrededor de sol por 365 días, esto provoca que el sol tenga diferentes trayectorias vistas desde un punto de la tierra en una año, ya que varía según el estación, una solución sería desarrollar un instrumento que fuera capaz de hacer que el módulo solar siguiera al Sol, esto ya se efectúa en instalaciones con aprovechamiento solar máximo [16].

Para una instalación normal de vivienda aislada o instalaciones pequeñas fijas, debemos tener algún criterio para dirigir la orientación del módulo.

La Irradiancia global en superficies horizontales es la medida de la cantidad del recurso solar disponible por superficie. Pero otras medidas del recurso solar también necesitan tomarse en cuenta. La irradiancia global también podría definirse como ángulo “óptimo” de inclinación para los colectores, es decir, un módulo fotovoltaico inclinado hacia el ecuador para maximizar la energía recibida en el año. La inclinación de los paneles aumenta la irradiancia (por área de superficie del receptor) hasta 35%, especialmente para latitudes inferiores a 30° Sur y superior a 30° Norte.

El ángulo óptimo de inclinación por lo general se considera que es igual a la latitud del lugar, por lo que la superficie receptora es perpendicular a los rayos del Sol en promedio de un año. Las proporciones respectivas de la irradiación directa y difusa son de primordial importancia para coleccionar la energía del Sol y tienen muchas más implicaciones prácticas. Tecnologías de concentración aprovechan la radiación global, directa y difusa (incluyendo las reflexiones en el suelo u otras superficies) y no requieren seguimiento alguno.[11]

Los rayos solares inciden con menos radiación a medida que aumenta la latitud del lugar. Sabemos que en el ecuador la latitud es igual a 0° y que en un punto en el trópico de cáncer equivale a 23.45° , mientras que en trópico de capricornio es de -23.45° y en el polo Norte la latitud será de 90° , en cambio en el polo sur la latitud será de -90° [16]. En general la orientación de los módulos solares fotovoltaicos vendrá dada por la latitud del lugar, como norma general, la situación será la siguiente:

Tabla 2.1 Orientación de los módulos [16].

UTILIZACIÓN	ÁNGULO DE INCLINACIÓN
Todo el año (Especialmente equinoccios)	Latitud del lugar
Invierno	Latitud del lugar + 10 grados
Verano	Latitud del lugar – 10 grados

Para conseguir la mayor producción de una instalación interesa que los paneles solares estén en todo momento perpendiculares a los rayos solares, para lo que el sistema de paneles deberá tener dos grados de libertad [9] (Obsérvese la Figura 2.9).

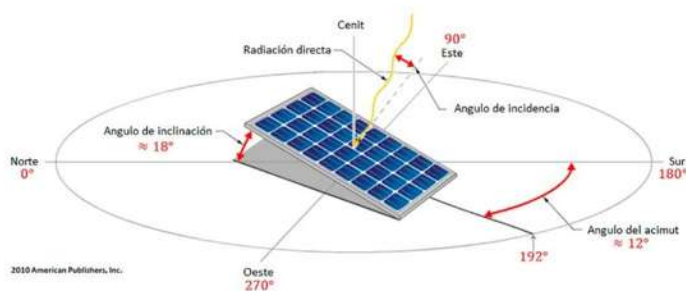


Figura 2.9 Sistema solar fijo con dos grados de libertad [9].

Sistemas de seguimiento solar

Los seguidores de sol no necesitan ser muy precisos, pero son costosos, mientras que aumenta la cantidad de energía solar recolectada, permiten aprovechar el recurso solar a porcentajes considerables. Esto es valioso en algunos casos, pero para soluciones de menor impacto económico es mejor ampliar el área para colectores solares fijos [11].

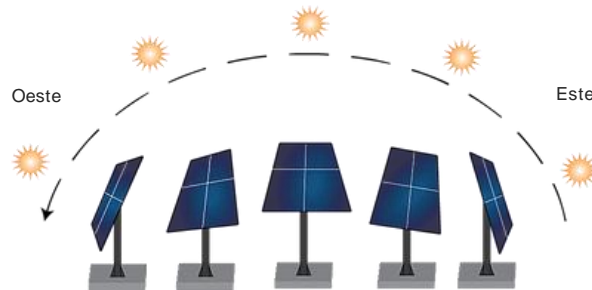


Figura 2.10 Sistema Fotovoltaico de con seguimiento solar [17].

Para un SFV con seguimiento solar aparte de considerar el ángulo de inclinación hacia el ecuador. Es importante tomar en cuenta que el arreglo fotovoltaico estará girando de Este a Oeste como se mostró en la imagen anterior (Obsérvese la Figura 2.10).

Desmitificación de la orientación de paneles solares

De los primeros conceptos que se deben de conocer cuando empezamos a aprender sobre energía solar son: "Los paneles solares se orientan hacia el Sur" y "Los paneles se deben de inclinar según la latitud del sitio". Siempre que sea posible deberemos de obedecer estos principios, sin embargo, en campo, hay casos donde es impráctico o simplemente imposible el instalar los paneles solares de esta manera. Como consecuencia nos queda la duda de si nuestro sistema operará de manera adecuada.

La idea está centrada en desmitificar estas dos reglas, empecemos por re-escribirlas por algo más flexible: "La máxima generación de energía se obtiene cuando los paneles solares se orientan exactamente al Sur" y "La máxima generación de energía se obtiene cuando los paneles solares se inclinan a un ángulo igual a la latitud del sitio de instalación". Ahora tenemos mucha flexibilidad para diseñar sistemas FV, por lo que podemos utilizar una orientación o inclinación de módulos solares distinta a la óptima y únicamente tenemos

que compensar las pérdidas resultantes con más paneles solares. Los siguientes son algunos de los casos que comúnmente nos encontramos en campo:

- La estructura no tiene exactamente el ángulo de inclinación de la latitud del sitio de instalación.
- El ángulo de inclinación de mi techo inclinado no es exactamente el de la latitud del sitio.
- El techo donde vamos a instalar no está perfectamente orientado hacia el Sur.

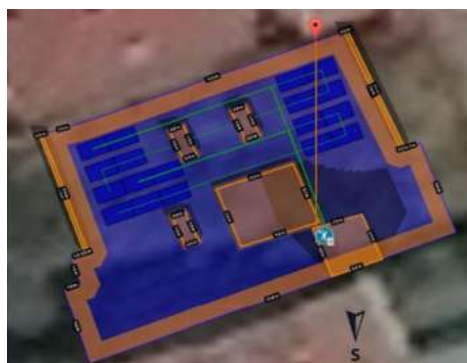


Figura 2.11 Sitio no orientado perfectamente al sur [18].

Para el caso de la Figura 2.11, el orientar los paneles solares exactamente al Sur, rompería la estética del lugar de instalación y evitaría el posible futuro crecimiento del sistema FV. Para casos donde se requiera el utilizar una orientación/inclinación distinta, podemos usar una serie de tablas para el cálculo de pérdidas. Para determinar las pérdidas, deberemos de utilizar la tabla más cercana (en latitud) a la ciudad de instalación de nuestro sistema.

Tabla 2.2 Pérdidas en % con respecto a la inclinación óptima para ciudades con latitud de 32° a 33° [18].

Latitud 32-33° Orientación/Inclinación	Pérdidas con respecto a la inclinación óptima													
	E	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0	15	30	45	60	75	O
0	-13.0	-13.0	-13.0	-13.0	-13.0	-13.0	-13.0	-13.0	-13.0	-13.0	-13.0	-13.0	-13.0	-13.0
5	-12.9	-12.0	-11.1	-10.4	-9.8	-9.4	-9.3	-9.4	-9.8	-10.3	-11.0	-11.9	-12.8	
10	-13.3	-11.5	-9.8	-8.3	-7.2	-6.5	-6.2	-6.4	-7.1	-8.2	-9.7	-11.4	-13.1	
15	-13.9	-11.2	-8.7	-6.7	-5.1	-4.1	-3.7	-4.1	-5.0	-6.6	-8.6	-11.0	-13.7	
20	-14.8	-11.4	-8.3	-5.6	-3.6	-2.4	-1.9	-2.3	-3.5	-5.4	-8.0	-11.2	-14.5	
25	-15.9	-11.7	-8.1	-5.1	-2.7	-1.2	-0.7	-1.1	-2.5	-4.8	-7.8	-11.4	-15.6	
30	-17.2	-12.6	-8.3	-4.9	-2.3	-0.6	-0.1	-0.5	-2.1	-4.6	-8.0	-12.2	-16.9	
35	-18.7	-13.4	-9.0	-5.3	-2.4	-0.7	0.0	-0.6	-2.2	-5.0	-8.6	-13.1	-18.4	
40	-20.6	-14.9	-10.1	-6.2	-3.2	-1.4	-0.7	-1.3	-3.0	-5.9	-9.7	-14.5	-20.2	
45	-22.4	-16.6	-11.6	-7.5	-4.6	-2.7	-0.2	-2.5	-4.3	-7.2	-11.2	-16.2	-22.0	
Mexicali														

Tabla 2.3 Pérdidas en % con respecto a la inclinación óptima para ciudades con latitud de 18° a 19° [18].

Latitud 18-19°	Pérdidas con respecto a la inclinación óptima												
	E												O
Orientación/Inclinación	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0	15	30	45	60	75	90
0	-5.7	-5.7	-5.7	-5.7	-5.7	-5.7	-5.7	-5.7	-5.7	-5.7	-5.7	-5.7	-5.7
5	-5.6	-4.9	-4.3	-3.8	-3.4	-3.1	-3.0	-3.1	-3.4	-3.8	-4.3	-4.9	-5.5
10	-6.0	-4.8	-3.6	-2.6	-1.7	-1.2	-1.0	-1.2	-1.7	-2.5	-3.5	-4.7	-5.9
15	-6.7	-4.8	-3.2	-1.8	-0.7	0.0	0.0	0.0	-0.6	-1.7	-3.0	-4.6	-6.5
20	-7.8	-5.4	-3.3	-1.5	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.4	-3.1	-5.2	-7.6
25	-8.9	-6.1	-3.7	-1.8	-0.2	0.0	0.0	0.0	-0.1	-1.6	-3.5	-5.8	-8.7
30	-10.7	-7.3	-4.6	-2.5	-0.9	0.0	0.0	0.0	-0.7	-2.3	-4.4	-7.1	-10.4
35	-12.3	-8.8	-6.0	-3.8	-2.1	-1.1	-0.7	-1.0	-1.9	-3.5	-5.7	-8.5	-12.0
40	-14.5	-10.6	-7.7	-5.5	-3.9	-2.8	-2.5	-2.7	-3.7	-5.2	-7.3	-10.3	-14.2
45	-16.7	-12.9	-9.9	-7.7	-6.1	-5.2	-4.9	-5.1	-5.9	-7.4	-9.7	-12.5	-16.5
Cuernavaca													

Las columnas de las tablas representan las orientaciones al Este u Oeste en pasos de 15°. 0° representa el Sur geográfico, -90° el Este y 90° el Oeste. Debemos de identificar la desviación de nuestro arreglo y utilizar la columna de la tabla que más se acerque a nuestra orientación. Las filas de la tabla representan la inclinación del arreglo en pasos de 5°. 0° representa un panel totalmente acostado y 45° representa un panel que forma un ángulo de 45° respecto a la horizontal. Al igual que la orientación, deberemos de escoger la fila con el ángulo que más se acerque a la inclinación de nuestro arreglo.

Finalmente deberemos de identificar el número indicado donde se interseca la fila y la columna de nuestra orientación/inclinación y así poder identificar el porcentaje de pérdidas de nuestro sistema [18].

2.5 Definición de hora solar pico

La Hora Solar Pico, es frecuentemente utilizada para realizar cálculos fotovoltaicos. De forma sencilla decimos que la Hora Solar Pico (HSP) es la cantidad de energía solar que recibe un metro cuadrado de superficie. En resumen, si en este lugar existen 5 HSP, tenemos 5 horas de sol que está transmitiendo 1000W/m². Con lo cual esa superficie habrá recibido ese día 5000 Wh/m², que es lo mismo que recibir 5 kWh/m².

La Hora Solar Pico (HSP) es la energía que recibimos en horas por m², y esta energía no es la misma dependiendo de la localización (cuanto más cerca del ecuador mayor será) y por su época del año. No hay el mismo sol en un día de invierno que de verano. Entonces, cuando nos dicen que, en Valencia, tenemos en verano el mes de julio una hora solar pico de 7. Quiere decir que el sol ese mes aproximadamente nos va a generar 7000 Wh/m² al día. Es posible que de sol vamos a tener 10 horas en verano, pero por la mañana generará poco y al medio día mucho [19].

Es importante conocer cómo calcular HSP pues de ello depende el éxito del proyecto de la instalación, pues como se observa la irradiancia no será la misma en ningún

mes del año, y para instalaciones dónde su uso sea anual es imposible obtener un resultado satisfactorio calculando en los meses de más alta irradiancia pues de este modo, en los meses de más baja irradiancia, la instalación no cubriría las necesidades reales [20].

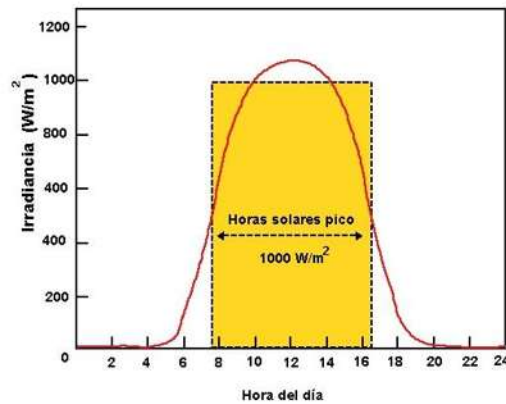


Figura 2.12 Horas solar pico [19].

La HSP va directamente relacionado con la capacidad que nos va a generar un panel solar al día. Cuando compramos un panel nos pone la potencia en Watts pico (también escrito como W_p). Esta potencia que nos indica el fabricante son después de hacer los ensayos convenientes, la energía que saca el panel después de irradiarle una energía de $1000W/m^2$ a temperatura de $25^\circ C$ como lo establece el fabricante (Obsérvese la Figura 2.12).

Si queremos saber cuánto genera la placa al día, solo tenemos que aplicar la siguiente ecuación:

$$\text{Energía diaria por panel} = \text{HSP} * W_p \text{ del panel} \quad (2.1)$$

Existen tablas que se pueden encontrar estos números. Una de ellas las podemos encontrar en la página de la NASA, para ello tenemos que acceder al siguiente link:

<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi>

Dentro de esta página podremos obtener datos de radiación solar a través del año, solamente conociendo la latitud y longitud exacta del lugar. A continuación, se muestra una tabla de ejemplo para la ciudad de Morelia, México.

Latitud: 19.6885°

Longitud: -101.1798 °

Tabla 2.4 Radiación solar para la ciudad de Morelia, México [21].

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat 19.68 Lon -101.19	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	4.88	5.86	6.90	7.06	6.64	5.61	5.30	5.25	4.87	4.91	5.03	4.68	5.58

Por lo regular, para un SFVIR se toma como base para el cálculo y diseño la radiación promedio anual, y cuando se presente los meses más desfavorables esta energía demandada será obtenida de la red eléctrica. Por otro lado, en los SFVA, es necesario tomar como base el mes más desfavorable, ya que en estos casos no hay un sistema de respaldo, y un mal diseño puede verse afectado en todo el sistema.

2.6 Mapas de radiación solar

La manera de medir el potencial de energía solar que un territorio tiene, es a través de la radiación solar. Según la *International Renewable Energy Agency (IRENA)* (2015), México se encuentra entre 15° y 35° de latitud, región considerada la más favorecida en recursos solares, donde se recibe diariamente, en promedio, 5.5 Kwh/m² (la unidad de medición de radiación solar). En la Figura 2.13 se observa que el noroeste del país es la zona con mayor potencial, donde la radiación excede los 8 Kwh/m² en primavera y verano. Sin embargo, los puntos de demanda más altos son en el centro del país, lo que implica un reto/oportunidad para la infraestructura de transmisión de la CFE.

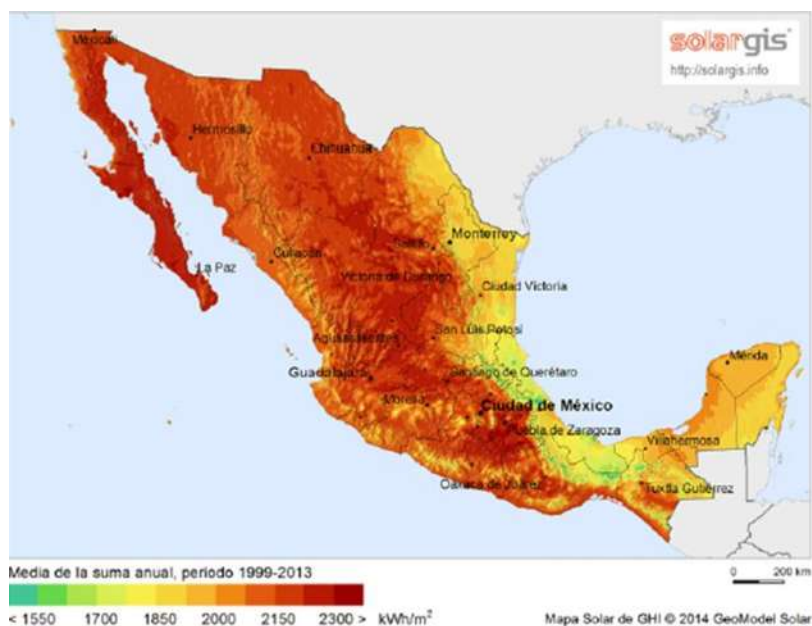


Figura 2.13 Mapa de radiación solar en México [22].

En la Tabla 2.5 se muestran datos de las horas solar pico ($\text{kWh/m}^2/\text{día}$) de algunas de las ciudades más importantes en la República Mexicana.

Tabla 2.5 Irradiación solar en la República Mexicana ($\text{kWh/m}^2/\text{día}$) [23].

Estado	Ciudad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Min	Max	Med
Ags	Aguascalientes	4.5	5.2	5.9	6.6	7.2	6.3	6.1	5.9	5.7	5.1	4.8	4	4	7.2	5.6
BCS	La Paz	4.4	5.5	6	6.6	6.5	6.6	6.3	6.2	5.9	5.8	4.9	4.2	4.2	6.6	5.7
BC	Mexicali	4.1	4.4	5	5.6	6.6	7.3	7	6.1	6.1	5.5	4.5	3.9	3.9	7.3	5.5
BCS	S. José del Cabo	5	5.6	5.8	5.9	6.9	6.1	5.8	6.2	5.8	5.8	5.2	4.4	4.5	6.3	5.7
Cam	Campeche	4.8	5.7	6	5.3	5.4	4.9	4.9	5.3	5.2	5.4	5	4.3	4.4	6	5.2
Chis	Tuxtla Gutiérrez	3.8	4.4	4.6	4.8	5.3	5.1	5.4	5.3	4.9	4.4	4.1	3.7	3.7	5.4	4.7
Chih	Guachochi	3.3	3.5	3.9	4.4	5.1	5.3	5.4	5.6	5.7	5.1	4.9	4.4	3.3	6.9	6.4
Chih	Cd. Juárez	6	7.2	7.3	7.3	6.9	6.5	6.3	6.5	6.8	7.4	6.6	5.9	5.9	7.4	6.7
Coah	Saltillo	3.8	4.2	4.8	5.1	5.6	5.9	5.9	5.6	5.2	4.4	3.6	3.3	3.3	5.9	4.8
Col	Colima	4.4	5.1	5.3	5.8	6	5.2	4.9	5	4.6	4.4	4.4	3.9	3.9	6	4.9
D.F.	Tacubaya	5.4	6	6.4	5.9	5.3	5.1	4.5	4.9	4.5	4.8	5.2	5.2	4.5	6.4	5.3
Dgo	Durango	4.4	5.4	6.5	7	7.5	6.8	6	5.6	5.7	5.1	4.8	3.9	3.9	7.5	5.7
Gto	Guanajuato	4.4	5.1	6.1	6.3	6.6	6	6	5.9	5.8	5.2	4.8	4.6	4.4	6.6	5.6
Gro	Acapulco	4.8	5.3	6.1	5.9	5.6	5.1	5.3	5.4	4.9	5.2	5	4.7	4.7	6.1	5.3
Gro	Chilpancingo	4.1	4.5	4.9	5.2	5.2	5.2	5.1	5.1	4.7	4.4	4.1	3.8	3.8	5.2	4.7
Hlgo	Pachuca	4.6	5.1	5.6	6.8	6	5.7	5.9	5.8	5.3	4.9	4.6	4.2	4.2	6.8	5.4

Jal	Guadalajara	4.6	5.5	6.3	7.4	7.7	5.9	5.3	5.3	5.2	4.9	4.8	4	4	7.7	5.6
Jal	Puerto Vallarta	5.2	5.7	6	5.8	5.7	5.5	5.6	5.7	5.5	5.6	5.2	4.7	4.7	6	5.5
Méx	Chapingo	4.5	5.1	5.6	5.8	5.9	5.4	5.2	5.2	5	4.7	4.6	3.9	3.9	5.9	5.1
Mich	Morelia	4.2	4.9	5.5	5.8	5.9	5.2	5	5.1	4.9	4.6	4.3	3.7	3.7	5.9	4.9
Nay	Tepic	3.9	4.3	4.8	5.5	6.1	5.3	4.9	5.3	4.4	4.4	4	4.8	3.9	6.1	4.8
NL	Monterrey	3.2	3.6	4.1	4.3	4.8	5.5	6.1	5.6	5	3.8	3.3	3	3	6.1	4.4
Oax	Oaxaca	4.9	5.7	5.8	5.5	6	5.4	5.9	5.6	5	4.9	4.8	4.4	4.4	6	5.3
Oax	Salina Cruz	5.4	6.3	6.6	6.4	6.1	5	5.6	5.9	5.2	5.9	5.7	5.2	5	6.6	5.8
Pue	Puebla	4.9	5.5	6.2	6.4	6.1	5.7	5.8	5.8	5.2	5	4.7	4.4	4.4	6.4	5.5
Qro	Querétaro	5	5.7	6.4	6.8	6.9	6.4	6.4	6.4	6.3	5.4	5	4.4	4.4	6.9	5.9
QR	Chetumal	3.9	4.7	5.4	5.7	5.3	4.7	4.9	5	4.5	4.4	4	3.7	3.7	5.7	4.7
QR	Cozumel	3.9	4.6	5.3	5.7	5.2	4.8	4.9	4.9	4.6	4.4	4	3.8	3.8	5.7	4.7
SLP	Río Verde	3.6	4	4.6	4.9	5.4	5.6	5.8	5.8	5.1	4.3	3.7	3.3	3.3	5.8	4.7
SLP	San Luis P.	4.3	5.3	5.8	6.4	6.3	6.1	6.4	6	5.5	4.7	4.2	3.7	3.7	6.4	5.4
Sin	Culiacán	3.6	4.2	4.8	5.4	6.2	6.2	5.4	5.1	5.2	4.6	4.2	3.4	3.4	6.2	4.9
Son	Hermosillo	4	4.6	5.4	6.6	8.3	8.6	6.9	6.6	6.7	6	4.7	3.9	3.9	8.6	6
Tamps	Tampico	3.3	4.1	4.7	6.4	5	4.9	4.9	4.9	4.6	4.6	3.7	3.2	3.2	6.4	4.5
Tlax	Tlaxcala	4.6	5.1	5.5	5.4	5.6	5.2	5.3	5.2	5.1	4.9	4.7	4	4	5.6	5.1
Ver	Córdoba	3.1	3.3	3.6	3.8	4.1	4.4	4.6	4.5	4.1	3.5	3.1	2.8	2.8	4.6	3.7
Ver	Veracruz	3.7	4.5	4.9	5.1	5.1	4.8	4.7	5.1	4.6	4.8	4.1	3.6	3.6	5.1	4.6
Yuc	Progreso	4.1	4.9	5.4	5.5	5.3	5.1	5.3	5.3	5	5	4.4	4	4	5.5	4.9
Zac	Zacatecas	4.9	5.7	6.6	7.5	7.8	6.2	6.2	5.9	5.4	4.8	4.8	4.1	4.1	7.8	5.8

El mapa en la Figura 2.14 es muy importante por dos cosas. Primero porque nos muestra en que parte del mundo se puede aprovechar mejor la energía solar. Y segundo, porque si la estudiamos un poquito podemos ver que la energía solar tiene un potencial más grande de la que nos imaginamos.

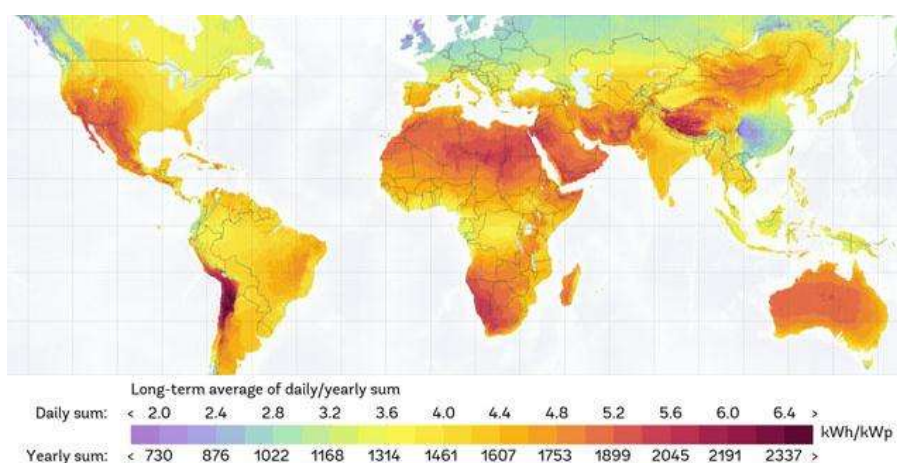


Figura 2.14 Mapa de radiación solar mundial [24].

2.7 Esquema tarifario

Desde diciembre del 2017, entraron en vigor las reglas para el nuevo esquema tarifario de CFE, las cuales se harán vigentes a partir de marzo del 2018, con la finalidad de que los usuarios se familiaricen gradualmente. A partir de la reforma energética, este nuevo esquema aún deja algunas dudas entre la población que más vale esclarecer pues no tenemos opción de prescindir de este servicio. Es importante que conozcas cómo es que funciona este esquema que afecta directamente tu bolsillo [25].

Tabla 2.6 Clasificaciones de las nuevas tarifas [26].

Categoría tarifaria	Descripción	Tarifa anterior ¹¹
DB1	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo hasta 150 kWh-mes	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F
DB2	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo más de 150 kWh-mes	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, DAC
PDBT	Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión	2, 6
GBDT	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Baja Tensión	3, 6
RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión	9, 9CU, 9N
APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión	5, 5A
APMT	Alumbrado público en Media Tensión	5, 5A
GDMTH	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión horaria	HM, HMC, 6
GDMTO	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión ordinaria	OM, 6
RAMT	Riego Agrícola en Media Tensión	9M, 9CU, 9N
DIST	Demanda Industrial en Subtransmisión	HS, HSL
DIT	Demanda Industrial en Transmisión	HI, HITL

Anteriormente era la CFE la que definía las tarifas, pero ahora la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es la encargada de esta tarea, de la metodología de cálculo y ajuste de las tarifas reguladas y las tarifas finales de suministro básico, las cuales tienen como objetivo promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica. Es decir, los precios estarán basados en los costos de producción y de distribución del servicio eléctrico. Estos a su vez, se sumarán la variación mensual de los costos de los combustibles fósiles que se utilizan para la generación de energía eléctrica.

Ahora CFE se divide en diferentes empresas, ya no es una sola y es por eso que en nuestros recibos de luz vemos un precio desglosado, como transmisión, distribución del CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), Operación del SSB (Suministrador de Servicios Básicos), Servicios Conexos no incluidos en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), Costos de generación y capacidad, y Metodología para el cálculo y ajuste de las tarifas finales.

En un futuro no muy lejano existirán empresas generadoras de energía que podremos elegir para comprarles la energía, por eso es que han cambiado las estructuras. Por lo pronto, estos son los rubros en los que CRE hará los cargos:

- **Cobro de suministro:** cargo fijo independiente a la cantidad de consumo o demanda del usuario.
- **Distribución:** costo por distribuir la energía eléctrica a través de la infraestructura de CFE.
- **Transmisión:** cargo por la conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los puntos de entrega para su distribución.
- **CENACE:** cargo que realiza el Centro Nacional de Control de Energía.
- **Energía:** consumo de energía medida en kWh a lo largo del período de facturación.
- **SCnMEM:** Corresponde a otros costos relacionados con el Mercado Eléctrico Mayorista [25].

Tabla 2.7 Clasificación de los costos del nuevo esquema tarifario en el mercado eléctrico (Tarifa DAC marzo 2018) [26].

Concepto	Costo de la energía en el mercado				Desglose del importe a pagar	
	\$	\$/kW	\$/kWh	Importe (MXN)	Concepto	Importe (MXN)
Suministro	76.54	0.00	0.00	76.54	Energía	6,766.21
Distribución	0.00	0.00	1,809.81	1,809.81	IVA 16%	1,082.59
Transmisión	0.00	0.00	236.64	236.64	Fac. del Periodo	7,848.80
CENACE	0.00	0.00	9.11	9.11	DAP	519.20
Energía	0.00	0.00	5.97	5.97	Adeudo Anterior	8,704.51
Capacidad	0.00	0.00	7.47	7.47	Su Pago	8,704.00-
SCnMEM	0.00	0.00	8.06	8.06	Total	\$8,368.51

2.7.1 Regiones tarifarias

CFE ha dividido al país en varias regiones tarifarias, las cuales se definen por su climatología, disponibilidad e intensidad de uso de la energía para poder determinar costos y las cuotas correspondientes por el servicio (Obsérvese la Figura 2.15).

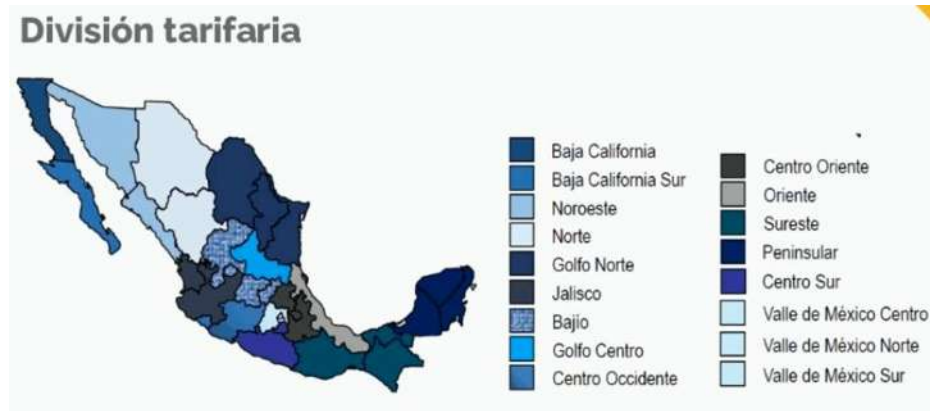


Figura 2.15 Mapa de divisiones tarifarias CFE [26].

2.7.2 Tarifa 01

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Esta tarifa a partir del nuevo esquema tarifario, los precios se congelaron por un año durante el cual no estarán cambiando sus costos de energía. La tarifa 01 se clasifica de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 2.8 Clasificación de la tarifa 01 [26].

Tarifa doméstica	Temperatura media en verano
1	Menor a 25 °C
1A	25 °C
1B	28 °C
1C	30 °C
1D	31 °C
1E	32 °C
1F	33 °C

Los cargos que se presentan en la facturación de la tarifa doméstica 01 son los siguientes:

- Cargo fijo (el equivalente a 25 kWh al mes)
- Energía
 - ✓ Consumo Básico (por los primeros 75 kWh al mes)
 - ✓ Consumo Intermedio (por los siguientes 65 kWh al mes)
 - ✓ Excedente (Resto de kWh)
- I.V.A. (16%)
- DAP (Derecho de Alumbrado Público que está en base al consumo)

2.7.3 Tarifa DAC

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, considerada de alto consumo o que por las características del servicio así se requiera. [26] Esta tarifa es considerada de las de más alto costo ya que esta no cuenta con subsidio alguno, y su forma de cobro depende de un solo escalón de costo por kWh consumido. Cabe mencionar que esta tarifa no representa algún cambio con el nuevo esquema.

2.7.4 Tarifa PDBT (Pequeña Demanda Baja Tensión)

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 kilowatts (pequeños negocios o comercios), excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

En el esquema anterior de esta tarifa comercial, se aplicaban costos similares al esquema de la tarifa 01, es decir, que la energía se facturaba de manera escalonada (Consumo básico con 50 kWh por mes, Consumo intermedio con 50 kWh por mes y el excedente), pero con el nuevo esquema tarifario se determinó un precio medio para toda la energía, lo cual fue beneficioso para usuarios con alto consumo ya que el precio no es tan significativo (por ahora), como lo era el cargo excedente del esquema anterior.

Comparativa entre esquema tarifario anterior y el nuevo esquema

Tabla 2.9 Comparativa de la tarifa 02-PDBT.

Consumo de 1455 kWh/Bimestre						
Datos del recibo CFE: Gisela Villalon Cubillo No serv: 156070602211						
Cargo	Tarifa anterior (Nov 2017)			Tarifa actual (Abr 2018)		
	kWh	Precio	Importe	kWh	Precio	Importe
1er escalón (50 kWh/mes)	100	\$ 2.583	\$ 258.30	1455	\$2.774	\$4,036.17
2do escalón (50 kWh/mes)	100	\$ 3.113	\$ 311.30			\$ -
Excedente	1255	\$ 3.431	\$ 4,305.91			\$ -
Cargo Fijo mensual		\$ 32.37	\$ 64.74		\$38.27	\$76.54
Subtotal (Importe de energía)	1455		\$ 4,940.25	1455		\$4,112.71
IVA (16%)			\$ 790.44			\$658.03
Fac. del periodo			\$ 5,730.68			\$4,770.74
DAP			\$ 432.60			\$ 432.60
TOTAL			\$ 6,163.28			\$5,203.34

Como se puede observar en la tabla anterior, el cambio de tarifas se vio afectado directamente en el costo de facturación de cada uno de los usuarios

2.7.5 Tarifa GDMTO (Gran Demanda Media Tensión Ordinaria)

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda menor a 100 kW [26].

Esta tarifa se presenta para demandas de escuelas, hospitales, supermercados, etc. Los cuales cuentan con una pequeña subestación o transformador que hace el costo de facturación un poco más elevado.

Estado de cuenta	
Conceptos	\$ Importe
Energía	12,378.27
Demanda Máxima	5,255.06
2% Baja Tensión	352.66
Cargo Factor de Potencia	305.76
Subtotal	18,291.75
IVA 16%	2,926.68
Facturación del Periodo	21,218.43
Derecho de Alumbrado Público	974.68
Adeudo Anterior	19,244.17
Su Pago	19,244.00
Total	\$22,193.28

Datos Fiscales del Receptor	
DIF990227KH7	
AVENIDA CHIAPAS 520	
URUAPAN, MICH	
Serie: FB	Folio: 000008524725
Folio Fiscal: B18AC3AD-5B1E-4B90-A8E7-CFE819DB379D	
N. Certificado del SAT: 00001000000406725461	
No. certificado del CGD: 00001000000404010245	
Fecha y Hora de certificación: 2017-12-08T14:48:03	
Unidad de medida: No Aplica	
Método de pago: NA	
Régimen Fiscal: RÉGIMEN GENERAL DE LEY DE PERSONAS MORALES	

Figura 2.16 Facturación noviembre 2018 tarifa OM DIF URUAPAN [26].

Concepto	Costo de la energía en el mercado			Desglose del importe a pagar		
	\$	\$/kW	\$/kWh	Importe (MXN)	Importe (MXN)	
Suministro	402.80	0.00	0.00	402.80	Cargo Fijo	402.80
Distribución	0.00	2,722.95	0.00	2,722.95	Energía	13,360.40
Transmisión	0.00	0.00	1,168.46	1,168.46	2% Baja Tensión	275.26
CENACE	0.00	0.00	44.97	44.97	Cargo Factor de Potencia	224.62
Energía	0.00	0.00	5,721.83	5,721.83	Subtotal	14,263.08
Capacidad	0.00	3,662.38	0.00	3,662.38	IVA 16%	2,282.09
SCnMEM	0.00	0.00	39.81	39.81	Facturación del Periodo	16,545.17
Total	402.80	6,385.33	6,975.07	13,763.20	Derecho de Alumbrado Público	916.12
					Adeudo Anterior	15,075.16
					Su Pago	15,075.00-
					Total	\$17,461.45

Figura 2.17 Facturación abril 2018 tarifa GDMTO DIF URUAPAN [26].

Con el esquema tarifario (como se muestra en la figura 2.16) se puede apreciar que había un desglose más sencillo en el recibo. Anteriormente se cobraban los siguientes cargos:

- Cargo por energía (kWh/mes)
- Demanda máxima (KW)
- 2% de baja tensión
- Bonificación o penalización de factor de potencia
- IVA (16%)
- Derecho de alumbrado público

Normalmente esta tarifa se factura cada mes, pero no necesariamente en el mismo mes del calendario, es decir, puede estar facturado con algunos días del primer mes y el resto de los días en el mes siguiente, pero la desventaja es que la energía de un recibo puede involucrar precios de los dos meses, lo cual lo hace algo tedioso a la hora del cálculo, ya que para ello se deben de determinar factores de proporción de cada uno de los meses.

Los cargos presentados en el nuevo esquema son los siguientes:

- Cargo fijo
- Energía (kWh, Capacidad (KW), Distribución(KW))
- 2% de baja tensión
- Bonificación o penalización de factor de potencia
- IVA (16%)

➤ Derecho de alumbrado público

Como podemos observar hubo cambios en la forma de facturación las cuales aún no están del todo definidas, pero es importante mencionar que tanto como la tarifa OM y HM (Tarifas industriales) pasaron a ser un poco más económicas en cuanto al costo del kWh.

2.7.6 Tarifa GDMTH (Gran Demanda Media Tensión Horaria)

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda igual o mayor a 100 kilowatts [26].

Está caracterizada por su cobro representado en base a las horas del día, independientemente de las regiones tarifarias aplicadas por la CRE y CFE. Se dividen en 3 conceptos (o en 4 en otras regiones o diferente temporada) base, intermedio y punta ya que el más caro es cuando en el sistema eléctrico trata de compensar las horas picos en la mayoría de las ciudades de alta carga. A diferencia de la tarifa GDMTO, la energía se factura dentro de un mismo mes, sin involucrar días de un mes diferente.

2.8 Análisis de factibilidad de los sistemas fotovoltaicos

Las tarifas más rentables o factibles para invertir en su sistema de generación distribuida como lo es un SFV o un sistema eólico siempre serán aquellas que tienen un costo de energía (kWh) muy elevado, como puede ser principalmente tarifa DAC y PDBT.

La siguiente tabla muestra el retorno de inversión en años para las tarifas más comunes de baja y media tensión. El retorno variará de acuerdo a la radiación del lugar, precio del equipo (paneles e inversores) e incluso el precio del kwh que maneja CFE [27].

Tabla 2.10 Retornos de inversión con SFV [27].

Tarifa	Retorno de inversión
1	5 a 7 años
DAC	2 a 4 años
PDBT	4 a 6 años
GDMTO	7 a 9 años
GDMTH	6 a 8 años

2.8.1 Comparación entre tarifa DAC y 01

La ventaja de instalar un SFV en un sitio con tarifa DAC es que al paso de 3 bimestres consecutivos con bajo consumo (<300 kWh) CFE se encargará de ubicarlos en tarifa 01 de bajo consumo, pero de igual manera si se aplica un incremento considerable de carga pasará de manera inversa de 01 a DAC.

Tabla 2.11 Comparativa de la tarifa 01-DAC.

Consumo de 696 kWh/Bimestre						
Datos del recibo CFE: Zamora Morales Susana No serv: 202 131 100 550						
Cargo	Tarifa 01 (Abr 2018)			Tarifa DAC (Abr 2018)		
	kWh	Precio	Importe	kWh	Precio	Importe
1er escalón (75 kWh/mes)	150	\$ 0.793	\$ 118.95	696	\$4.211	\$2,930.86
2do escalón (65 kWh/mes)	140	\$ 0.956	\$ 133.84			\$ -
Excedente	406	\$ 2.802	\$ 1,137.61			\$ -
Cargo Fijo mensual		\$ 19.83	\$ 39.65		\$51.23	\$102.45
Subtotal (Importe de energía)	696		\$ 1,430.05	696		\$3,033.31
IVA (16%)			\$ 228.81			\$485.33
Fac. del periodo			\$ 1,658.86			\$3,518.63
DAP			\$ 259.60			\$ 259.60
TOTAL			\$ 1,918.46			\$3,778.23

En la Figura 2.18 se muestra un caso de tarifa DAC que después de 2 bimestres paso de ser un usuario de tarifa DAC a 01 debido a la implementación de un sistema fotovoltaico de 1 KW aproximadamente.



Figura 2.18 Recibos CFE con un Sistema FV de 1 KW.

2.8.2 Factibilidad de un Sistema Fotovoltaico

Un SFV puede ser la solución para evitar que emigres de una tarifa con apoyo gubernamental a otra que no lo tenga. En las Figuras 2.19 y 2.20 podemos darnos cuenta de manera visual si nuestro consumo es excesivo por medio de barras o indicadores de color que muestran el rango de energía de la tarifa en la que estamos.

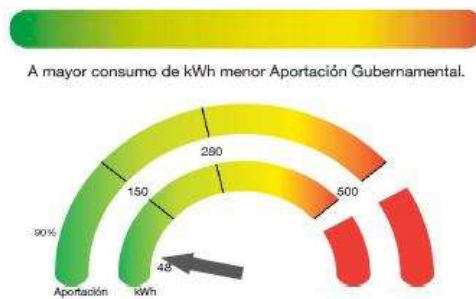


Figura 2.19 Indicador de energía del esquema tarifario anterior [26].



Figura 2.20 Indicador de energía del nuevo esquema [26].

Un sistema solar de paneles fotovoltaicos siempre es recomendado cuando los indicadores están en su límite, esto nos hará reducir el consumo y evitará generar costos por

una tarifa más cara o incluso poca cantidad de paneles puede ser necesario para eliminar excedentes en tarifas de cargos escalonados.

2.8.3 Desventajas de las tarifas de media tensión

Con el cambio del nuevo del esquema final de tarifas, el costo por kwh de las tarifas de media tensión tendió a bajar, por el momento, mientras que los cargos por demanda máxima y factor de potencia van en aumento, esto hace que un SFVIR sea poco factible y dependa de otros factores de control de cargas. Debido al alto costo por la potencia instantánea que CFE nos evalúa en intervalos de 15 minutos, nos hace poner atención en estudios de control de cargas, ya que es necesario administrar adecuadamente el arranque de las cargas de una industria, escuela, fábrica o supermercados, etc.

La **demanda máxima** se puede definir como la máxima coincidencia de cargas en un intervalo de tiempo. El medidor de energía almacena la lectura correspondiente al máximo valor registrado de demanda (kW) en intervalos de 15 minutos del periodo de facturación. Pero el valor tomado para la facturación corresponde al más alto del año anterior

El control y **administración de la demanda**, son todas las actividades, encaminadas, a optimizar el uso de la capacidad del equipo instalado, tanto de los usuarios como de los suministradores de energía eléctrica que consiste en reducir o controlar la demanda en kW durante un período de tiempo, comúnmente en el horario de mayor costo de la energía, optimizando la operación de los equipos eléctricos sin afectar el proceso de producción.

Manual

El personal coordina la operación de los equipos en función del proceso de producción a fin de evitar los picos de cargas innecesarias. Tiene limitaciones en cuanto a rapidez y precisión por el factor humano.

Automático

Se programan los equipos a través de dispositivos electrónicos o mecánicos para controlar lo picos de demanda. Sin importar el tipo de control que se utilice, debe conocerse el

proceso de producción perfectamente, ya que de ahí se toman los datos para realizar la optimización, tales como:

- ✓ Información de valores de producción y energía necesarios.
- ✓ La identificación del día y la hora en que ocurre la demanda máxima y las cargas que contribuyen a la misma.
- ✓ La identificación de los equipos que pueden sacarse de operación sin afectar el proceso de producción.

Es recomendable comenzar con un método manual de control de demandas antes de automatizar este proceso.



Figura 2.21 Administración de la demanda máxima [28].

Para las tarifas industriales de media tensión el cargo por energía puede representar del 40 al 50% de la facturación, mientras que el cargo por demanda máxima puede en ocasiones representar hasta el 40% del importe de la facturación (Obsérvese la Figura 2.21).

Otro de los cargos presentados en este tipo de tarifas es la penalización por un factor de potencia por debajo del 90%, por lo que es importante considerar un diseño de banco de capacitores que compensen esa potencia reactiva (kVAr) que el sistema necesita.

Ventajas de una Inversión en un SFV

La ventaja principal de invertir en un SFV es que el capital se recupera a corto plazo o mediano plazo (dependiendo de la tarifa) y el periodo de vida de los sistemas fotovoltaicos son relativamente largos. Las gráficas siempre proporcionaran una manera fácil de visualizar los cambios que puede haber entre una propuesta económica y otra, ya que en una propuesta que requiera de mayor material resulta ser más benéfica con un retorno de inversión menor al de una propuesta con menor cantidad de material.



Figura 2.22 Costos y retornos de inversión de la tarifa 02 o PDBT [29].

CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON CONEXIÓN A LA RED

Una instalación solar fotovoltaica es aquella que transforma la radiación solar en electricidad para utilización en aparatos eléctricos de las viviendas, comercio, industria y en instalaciones específicas. Una utilidad importante es la venta de toda aquella energía excedente transportada a la red de distribución. En la Figura 3.1 se muestra un diagrama de un sistema solar fotovoltaico con conexión a la red de CFE.

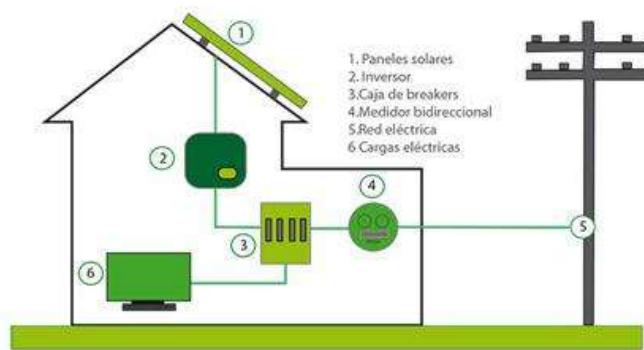


Figura 3.1 Composición de una instalación solar fotovoltaica interconectada [30].

Por medio de un convenio con la Comisión Federal de Electricidad instala un medidor bidireccional que permite que todo excedente de energía no utilizado sea entregado a la CFE para su uso. Estos sistemas son una alternativa viable para reducir la facturación eléctrica. Es una tecnología limpia y confiable en franca expansión [30].

3.1 Módulos Fotovoltaicos

Una célula fotoeléctrica, también llamada célula, fotocélula o celda fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (electrones) mediante el efecto fotoeléctrico. En la actualidad el material fotosensible más utilizado es el silicio, que produce corrientes eléctricas mayores.

Al grupo de células fotoeléctricas o celdas fotovoltaicas se le conoce como panel fotovoltaico.

Los paneles fotovoltaicos consisten en una red de células conectadas como circuito en serie para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado (usualmente se utilizan 12V a 36V) a la vez que se conectan varias redes como circuito paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo. La eficiencia de conversión media obtenida por las células disponibles comercialmente (producidas a partir de silicio monocristalino) está alrededor del 16%. La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, período a partir del cual la potencia entregada disminuye. El tipo de corriente eléctrica que proporcionan es corriente continua, por lo que si necesitamos corriente alterna o aumentar su tensión, tendremos que añadir un inversor y/o un convertidor de potencia.

Fabricación

Para su construcción, de la arena común (con alto contenido en silicio) se obtiene inicialmente una barra de silicio sin estructura cristalina (amorfo), una vez separados sus dos componentes básicos, y que acoge gran cantidad de impurezas. Mediante un proceso electrónico, que también permite eliminar las impurezas, la barra de silicio amorfo es transformada en una estructura monocristalina, la cual posee características de aislante eléctrico, al estar formada por una red de uniones atómicas altamente estables. A continuación, con el material ausente totalmente de impurezas (una pequeña impureza lo hace inservible), es cortado en obleas (finas láminas de sólo una décima de milímetro). Las obleas, son entonces fotograbadas en celdillas con polaridades positiva y negativa; la polaridad positiva se consigue a base de introducir lo que electrónicamente hablando se denominan huecos, es decir, impurezas que están compuestas por átomos que en su capa de valencia sólo tienen tres electrones (les falta uno para estar estables). Por su parte, en la zona negativa se sigue un proceso similar al de la zona positiva, pero en éste caso las impurezas que se inyectan son átomos que en su capa de valencia tienen cinco electrones, es decir, en la estructura de cristal sobra un electrón (sobra un electrón, por eso se dice que tiene carga negativa) [31].

El conjunto de ambos materiales (positivos y negativos) forman un diodo; éste dispositivo tiene la característica de dejar pasar la corriente eléctrica en un sentido pero en el otro no, y aunque los diodos son utilizados para rectificar la corriente eléctrica, en éste caso, permitiendo la entrada de luz en la estructura cristalina, permitiremos que se produzca movimiento de electrones dentro del material, por eso éste diodo es denominado «fotodiodo» o «célula fotoeléctrica» [31].

Tipos de celdas y eficiencias

- **Monocristalinas:** Las celdas solares de silicio monocristalino (mono-Si), son bastante fáciles de reconocer por su coloración y aspecto uniforme, que indica una alta pureza en silicio. La diferencia básica entre una célula solar monocristalina y una policristalina es la composición del cristal de silicio. Las células monocristalinas están formadas por un único tipo de cristal de silicio, o sea que cuando se ha fabricado el cristal, se ha controlado el crecimiento del propio cristal de silicio para que solo se formara en una dirección, consiguiendo un alineamiento bastante perfecto de todos los componentes del cristal. En cambio, en las células policristalinas (que son menos eficientes), no se controla el crecimiento del cristal de silicio, con lo que el cristal crece en todas direcciones creando un conjunto de cristales diferentes unidos entre sí.

- **Policristalinas:** Los paneles fotovoltaicos policristalinos, a diferencia de los paneles monocristalinos, en su fabricación no se emplea el método Czochralski. En este tipo de panel solar el silicio en bruto se funde y se vierte en un molde cuadrado. A continuación, se enfría y se corta en láminas perfectamente cuadradas. Las células fotovoltaicas de los paneles solares policristalinos son más asequibles. Por otra parte, cuentan con algunas desventajas: La menor tolerancia al calor de estas celdas hace que cuenten con una eficiencia inferior a la alternativa monocristalina. En concreto, se estima que en los paneles que incluyen estas celdas la eficiencia es de un máximo del 16%, fundamentalmente por la menor cantidad de silicio que incorporan.

- **Capa fina:** El fundamento de estas es depositar varias capas de material fotovoltaico en una base. Dependiendo de cuál sea el material empleado podemos encontrar paneles de capa fina de silicio amorfo (a-Si), de telururo de cadmio (CdTe), de cobre, indio, galio y selenio (GIS/CIGS) o células fotovoltaicas orgánicas (OPC).[32]

Dependiendo del tipo, un módulo de capa fina presenta una eficiencia del 7-13%. Debido a que tienen un gran potencial para uso doméstico, son cada vez más demandados (Obsérvese la Figura 3.2).



Figura 3.2 Tipo de células solares [32].

3.1.1 Efecto Fotovoltaico

La energía solar, como todos sabemos, es una fuente de energía limpia que se puede transformar en energía eléctrica. Los paneles fotovoltaicos es el medio utilizado para ello, mediante la captación de la radiación solar directa principalmente, y en menor medida, la radiación solar difusa. La cantidad de energía captada por los paneles solares depende directamente de las condiciones climáticas que se presenten, y sobre todo de su orientación respecto de los rayos solares: perpendicular en todo momento, para conseguir el máximo aprovechamiento. La transformación de energía solar, en energía eléctrica, se debe al efecto fotovoltaico. Este efecto convierte la luz en electricidad, a través de un medio. El medio empleado consiste en un material que absorbe los fotones de la luz (energía), y posteriormente emite electrones. Estos electrones se desplazan intercambiando posiciones, y produciendo una corriente eléctrica. La materia está compuesta por átomos, que en su última capa, contienen electrones capaces de desplazarse. Dichos electrones permiten la formación de enlaces entre átomos formando estructuras, y la conductividad eléctrica del material, dependerá de su movilidad.

Los materiales que se utilizan en la fabricación de células fotovoltaicas que contienen los módulos solares, el silicio por ejemplo, son materiales semi-conductores, que cuando captan la radiación solar -fotones- liberan dichos electrones, los cuales circulan de forma permanente por el material, debido a la presencia de un campo eléctrico [33].

El campo eléctrico se genera al combinar en la célula fotovoltaica, dos capas de material semi-conductor, pero con cargas eléctricas opuestas cada capa. Un conductor externo, permite el flujo de electrones de una capa a otra, cuando la célula recibe radiación, produciendo así una corriente eléctrica ver Figura 3.3 [33].

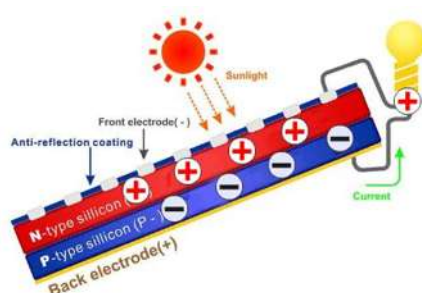


Figura 3.3 Efecto Fotovoltaico [33].

3.1.2 Parámetros eléctricos

Es importante conocer las características y especificaciones, tanto como eléctricas y mecánicas de un módulo solar para conocer su perfecto comportamiento ante cambios meteorológicos o físicos. En la Figura 3.4 se muestra los datos técnicos de uno panel solar policristalino modelo JKM320PP-72H-V.

ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM320PP-72H-V		JKM325PP-72H-V		JKM330PP-72H-V		JKM335PP-72H-V		JKM340PP-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia máxima (P _{máx})	320Wp	238Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp	340Wp	254Wp
Tensión de potencia máxima (V _{mp})	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	36.0V
Corriente de potencia máxima (I _{mp})	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A	8.74A	6.97A	8.82A	7.02A	8.90A	7.06A
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V	46.9V	44.2V	47.2V	44.4V	47.5V	44.6V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	9.05A	7.30A	9.10A	7.34A	9.14A	7.38A	9.18A	7.43A	9.22A	7.45A
Eficiencia del módulo STC (%)	16.23%		16.49%		16.74%		17.00%		17.25%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C~+85°C									
Tensión máxima del sistema	1500VDC (IEC)									
Capacidad máxima del fusible en serie	15A									
Tolerancia de potencia	0~+3%									
Coefficientes de temperatura de P _{máx}	-0.40%/°C									
Coefficientes de temperatura de V _{oc}	-0.30%/°C									
Coefficientes de temperatura de I _{sc}	0.06%/°C									
Temperatura nominal de funcionamiento de célula (NOCT)	45±2°C									

Figura 3.4 Especificaciones técnicas de módulo Jinko 320, 5 BUSBAR [34].

Las curvas (I – V, P - V) de eficiencia nos pueden mostrar el comportamiento de la potencia de salida ante cambios de temperatura o sombreado (Obsérvese la Figura 3.5).

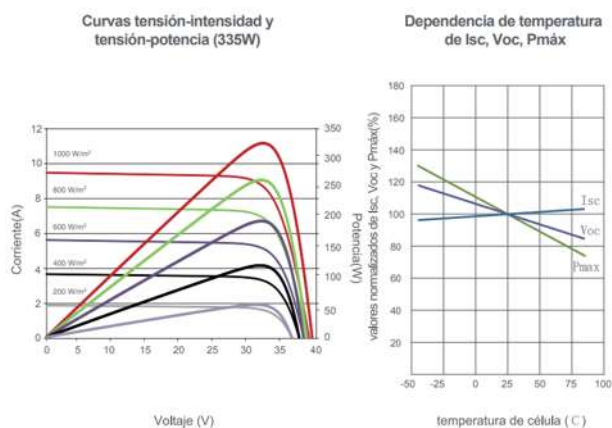


Figura 3.5 Rendimiento eléctrico y dependencia de temperatura de módulo Jinko 320 [34].

Cálculo de eficiencia

Módulo Jinko JKM320PP-72H-V

Dimensiones: 1987 × 992 × 40 mm

Área del módulo: 1.971 m²

Irradiancia: 1000 W/m²

Potencia Pico del módulo: 320 W

$$Efic(\%) = \frac{320 \text{ W}}{\left(1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right) (1.971 \text{ m}^2)} = 16.24\%$$

3.1.3 Efectos de temperatura

Para calcular como afecta la temperatura a una placa solar tenemos que tener claros los siguientes conceptos. Los datos del fabricante están medidos en condiciones de medición estándar (STC: 1000 W/m² de irradiación, 25°C de temperatura de célula). La temperatura afecta de manera considerable a la tensión, tal y como muestra la figura 3.6:

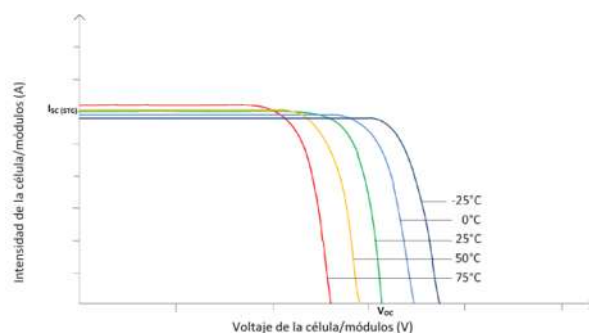


Figura 3.6 Efectos de temperatura sobre los módulos fotovoltaicos [35].

La temperatura de trabajo de una célula está íntimamente relacionada con la temperatura ambiente y la irradiación y se puede obtener mediante la siguiente fórmula:

$$T_c = T_a + I_{STC} \frac{TOCN - 20}{800} \quad (3.1)$$

Donde:

T_c – Temperatura de la célula (°C)

T_a – Temperatura exterior o ambiente (°C)

I_{STC} – Irradiancia en condiciones estándar de prueba (W/m²)

TOCN – Temperatura de operación nominal de la célula (°C) [35].

El valor de la temperatura de operación nominal de la célula (**TONC**) es un parámetro que se obtiene de las hojas características de los módulos fotovoltaicos, toma

valores que van de 43 a 49°C y si no se dispone de él se puede tomar 45°C como un valor razonable. El coeficiente de temperatura nos indica la variación de tensión en circuito abierto dependiente de la temperatura (-0.30%/°C para módulo Jinko)

Al obtener la temperatura a la que se encuentra la celda, tendremos una variación de temperatura de operación en base a las condiciones estándar de medida. Para obtener esa variación se calcula con la siguiente ecuación [35]:

$$\Delta T(^{\circ}C) = T_c - T_{stc} \quad (3.2)$$

La variación de tensión en porcentaje está dada por la siguiente fórmula[35]:

$$\Delta V(\%) = CTV_{oc} \cdot \Delta T \quad (3.3)$$

Finalmente, la tensión que será disminuida estará dada por[35]:

$$V_{mp\Delta T} = V_{mpp} + \frac{V_{mpp} \cdot \Delta V}{100} \quad (3.4)$$

Donde:

V_{mpp} – Voltaje en el punto máximo de operación del panel solar (V)

T_{stc} – Temperatura a condiciones de temperatura estándar (°C)

CTV_{oc} – Coeficiente de temperatura (% / °C)

La temperatura de operación de la célula afecta notablemente la tensión de salida de las placas solares. Si se quiere conocer el voltaje más alto del módulo, se repite el mismo procedimiento, pero omitiendo la ecuación 3.4.

Mayor temperatura: Menor tensión de salida.

Menor temperatura: Mayor tensión de salida.

Este problema se ve afectado directamente en las cadenas que se pueden hacer para un SFVIR, lo conveniente es hacer un análisis con las temperaturas más altas y bajas del lugar para tener las condiciones más severas que se pueden presentar.

Ejemplo:

Si se tiene la siguiente información del sitio.

Latitud de 19.63°

Longitud de -101.17°

Se puede obtener la temperatura Máxima del sitio con datos históricos de CONAGUA.

Tabla 3.1 Temperatura Máxima de Michoacán

ENTIDAD	AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Un.	Tmax
MICHOACÁN DE OCAMPO	2010	23.1	22.5	27.4	29.3	31.8	30.3	25.9	26.4	26.2	26.9	25.8	24.5	°C	31.8
MICHOACÁN DE OCAMPO	2011	25.3	26.7	28.9	34.2	32.7	28.6	26.9	27.2	27.4	27.2	26.6	26.7	°C	34.2
MICHOACÁN DE OCAMPO	2012	25.0	23.8	29.7	30.5	32.1	29.3	27.1	26.8	27.4	28.9	26.0	25.8	°C	32.1

Si se emplean módulos FV de silicio cristalino, el rendimiento térmico del sistema para el dimensionamiento de un SFVI se calcula:

$$T_c = 34.2^\circ C + 1000 \text{ W/m}^2 \cdot \frac{45^\circ C - 20^\circ C}{800 \frac{\text{W}^2}{\text{m}}} = 65.45^\circ C$$

El diferencial de temperatura será:

$$\Delta T(^{\circ}C) = 65.45^\circ C - 25^\circ C = 40.45^\circ C$$

La variación de tensión para un módulo Jinko modelo JKM320PP-72H-V se define:

$$\Delta V(\%) = -0.3 \frac{\%}{^{\circ}C} \cdot 40.45^\circ C = -12.13\%$$

Finalmente podemos determinar la tensión de salida para el panel solar Jinko.

$$V_{mp\Delta T} = 37.4V + \frac{37.4 \cdot (-12.13\%)}{100\%} = 32.86 V$$

3.1.4 Efectos de sombreado

El sombreado de los módulos es una de las primeras cosas que debemos analizar en el sitio donde se realizará la instalación ya que puede afectar de manera crítica la generación, Se debe tomar en cuenta:

- ✓ Sombreado por paredes
- ✓ Sombreado por obstáculos (árboles, postes, chimeneas, antenas, etc.)
- ✓ Sombreado por módulos

El sombreado por módulos es de suma importancia cuando se trata de arreglos grandes ya que se debe aprovechar al máximo, el espacio disponible no debe afectar el desempeño de los módulos.

El cálculo de la distancia se relaciona con la ecuación 3.5 [36]:

$$d = l \cdot \frac{\text{sen } \Phi}{\tan h_0} + \cos \Phi \quad (3.5)$$

Donde:

l – Largo del módulo (m)

Φ – Inclinación del módulo

h_0 – Altura solar mínima del día menos favorable del año (21 de Dic)

$$h_0 = (90^\circ - \text{latitud del lugar} - 23^\circ)$$

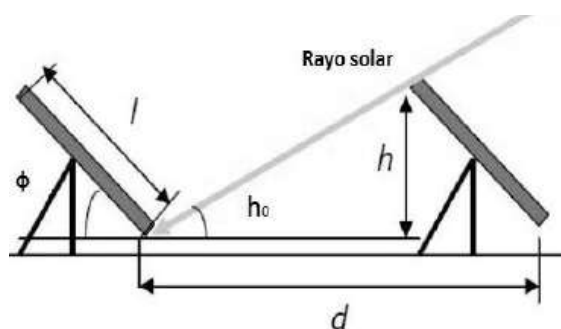


Figura 3.7 Diagrama de sombras [36].

Ejemplo: Se obtiene la distancia de un módulo a otro con distancia de 1956 mm.

$$L = 1.956 \text{ m}$$

$$\Phi = 20^\circ$$

$$h_0 = (90^\circ - 20^\circ) - 23^\circ = 47^\circ$$

$$d = (1.956 \text{ m}) \cdot \left(\frac{\text{sen } 20^\circ}{\tan 47^\circ} + \cos 20^\circ \right) = 2.4 \text{ mts}$$

3.2 Inversor

Un inversor es un dispositivo electrónico que convierte un determinado voltaje de entrada de Corriente Continua en otro voltaje de salida de Corriente Alterna. Es decir, recibe corriente continua de un determinado voltaje y proporciona corriente alterna generalmente de un voltaje diferente al de entrada.

El voltaje en la corriente continua es constante y la carga eléctrica fluye en una sola dirección. Por el contrario, en la corriente alterna la magnitud y dirección de flujo cambia de forma periódica con valles y picos que aparecen a intervalos regulares. El inversor de voltaje utiliza circuitos electrónicos para hacer que el flujo de la corriente continua cambia de dirección de forma periódica haciéndola similar a la corriente alterna.

El inversor además emplea una serie de filtros para hacer que estos cambios de dirección sean suaves y regulares de forma que la energía eléctrica resultante puede ser usada en la mayoría de dispositivos electrónicos domésticos. La mayoría de los dispositivos electrónicos necesitan suministro de corriente alterna para funcionar correctamente ya que, por lo general, son fabricados para ser conectados a la red eléctrica doméstica o comercial [37].

Los inversores de interconexión utilizan una fuente exterior (la red de distribución) para realizar la conmutación. La señal de salida del inversor sigue la tensión y frecuencia de la red a la que vierte la energía [9].

El inversor es quizás la parte más importante de cualquier sistema solar interconectado a la red eléctrica, puede considerarse como el cerebro del sistema. El inversor determina los voltajes de conexión y desconexión. Determina cuando los paneles solares reciben suficiente luz en la mañana para comenzar a operar el sistema, así mismo determina cuando es de noche y apaga el sistema hasta el siguiente día. El inversor contiene todo el algoritmo de seguridad, el más común es el de mantener el sistema apagado por al menos 5 minutos cuando se pierde el voltaje de la red, esto es para proteger a los trabajadores haciendo reparaciones. Los inversores para interconexión también ofrecen GFDI (Ground Fault Detection and Interruption) que es el dispositivo que detecta e interrumpe cualquier falla a tierra del sistema. Los inversores más recientes incluyen un AFDI (Arc Fault Detection and Interruption) el cual detecta y cuando se genera un arco en el circuito del sistema. Algunos inversores incluyen un switch principal, el cual desconecta totalmente el sistema. En esta sección tenemos tres tipos de inversores. Los inversores centrales son los más comunes en sistemas solares de interconexión a red. En casos donde se requiere monitoreo individual o se tienen muchas sombras u obstáculos en el lugar de la instalación se recomienda el uso de microinversores. Los inversores centrales con respaldo

de energía le permiten tener un sistema solar conectado a la red con baterías de respaldo para suministrar energía cuando la red eléctrica falla [38].

3.2.1 Inversores Centrales

Los inversores centrales se instalan entre los paneles solares y el medidor bidireccional y por lo general cuentan con un interruptor central que pueda apagar todo el sistema con un sólo botón.

Algunos cuentan con la opción de ser configurados para instalaciones monofónicas y trifásicas. Incluyen una pantalla que muestra datos sobre la generación diaria, la cantidad de generación acumulada y hasta el voltaje registrado. También pueden informar cuando algo no está bien en el sistema y necesita ser revisado. Todos los inversores están diseñados para soportar la intemperie, pero es recomendable instalarlos en un lugar fresco donde no este expuesto a los rayos del sol todo el día, con espacio para ventilación y sin mucha humedad.

En la Figura 3.8 se muestra un inversor central trifásico Marca Fronius.



Figura 3.8 Ejemplo de un Inversor Central Fronius Symo 3 phase [39].

3.2.2 Microinversores

Los microinversores cumplen la misma función que los inversores centrales, pero a diferencia de un inversor central que controla todo el sistema, los microinversores se instalan por cada panel. Cada panel solar con su microinversor es independiente al resto. Los microinversores están diseñados para estar a la intemperie y no moverse, se instalan debajo de cada panel solar. Los microinversores no contienen partes móviles o una pantalla que te brinda información, pero se incorpora un monitor que te ofrece información sobre el desempeño del sistema. Una de las mayores ventajas es que además de que puedes checar el sistema de forma remota (desde tu teléfono móvil) puedes monitorear cada panel de

forma individual. Si un panel solar se desconecta o no está operando a su máxima capacidad, la aplicación de monitoreo lo notificará.



Figura 3.9 Ejemplo de un microinversor Enphase monofásico [39].

3.3 Estructuras de Montaje

La estructura solar es un elemento necesario para colocar los paneles solares con la inclinación y orientación adecuadas para conseguir el mejor rendimiento posible en la instalación solar. Se pueden utilizar estructuras de aluminio o de hierro o acero. Estas primeras ya están diseñadas para paneles solares y facilitan un montaje sencillo y sólido. También destacan por un menor peso que las estructuras de hierro y no necesitan mantenimiento con el paso de los años [40].

Actualmente son las más utilizadas por su facilidad de transporte y de traslado hasta el tejado o las terrazas. Por su parte las estructuras de hierro suelen hacerse a medida para instalaciones que precisan de una estructura de diseño especial o bien para las estructuras de tipo poste que se suelen fijar en paredes verticales. Para determinar el tipo de estructura adecuada será necesario evaluar el lugar en el cual se van a colocar. El sitio ideal será un tejado ya orientado hacia el sur y con una inclinación de 15-30 grados. De esta forma será suficiente con instalar una estructura solar coplanar la cual se adapta al tejado manteniendo su misma inclinación. Este tipo de estructura fotovoltaica es la más económica y rápida de montar y se entrega completamente con el entorno. También existen estructuras para tejados de chapa los cuales tienen un tipo de fijación adecuada para ellos.

En segundo lugar, se encuentran las estructuras regulables, las cuales disponen de unos ángulos regulables que permiten colocar los paneles con el grado de inclinación deseada. Se suelen colocar en tejados planos, cubiertas y terrazas y adaptarse al grado de inclinación óptimo según la zona de la península. En el sur de España se necesitará una inclinación mayor que en el norte ya que el sol marcará una circunferencia de recorrido más

alta al encontrarse más cerca. Las estructuras regulables también son muy útiles para aquellos tejados con poca inclinación y que necesitan más grados para que los rayos del sol incidan de forma perpendicular a las placas optimizándose así el rendimiento al máximo. Una estructura solar regulable también se pueden situar en suelo firme en el huerto o el jardín de una finca. Lo más importante es que a lo largo del recorrido del sol no se produzcan sombras en superficie. Este hecho será vital para determinar que estructura es necesaria instalar según el entorno alrededor de la vivienda.

La posición en que se coloquen los paneles solares es indiferente, darán el mismo rendimiento si se colocan en forma horizontal o vertical. Lo más importante que con el resultado final las placas estén orientadas al sur y con la inclinación necesaria [40].



Figura 3.10 Estructura de aluminio con inclinación [40].

Una vez que se haya definido el sitio de instalación, se puede determinar el tipo de montaje más apropiado. Existen diferentes tipos de estructuras en el mercado, desde uno simple de bandeja hasta uno complejo con rastreadores de dos ejes. El tipo de montaje que usted escoja dependerá de los siguientes factores[10]:

- ✓ Orientación del edificio
- ✓ Sombras del sitio
- ✓ Consideraciones meteorológicas
- ✓ Material del techo
- ✓ Capacidad de soporte del techo o suelo
- ✓ Aplicaciones del sistema

3.4 Optimizadores

Los optimizadores están diseñados como un convertidor de CD a CD y reemplazar la caja de conexiones tradicional. Cada optimizador está conectado y asociada a un módulo solar PV.

Los optimizadores, como lo implica su nombre, se utilizan para aumentar la producción del inversor y la eficiencia del sistema solar hasta en un 25%. Entre muchas otras funciones los optimizadores monitorean continuamente el punto de máxima potencia (MPPT) de cada panel del arreglo solar garantizando el mejor desempeño del sistema en cualquier condición climática.

El sistema puede ser monitoreado por internet en el portal de su marca, lo cual permite identificar fallos y entender en más detalle el funcionamiento del sistema día a día. Estos optimizadores de potencia ayudan a mitigar el efecto de sombras y orientaciones variadas en el mismo arreglo. Cada optimizador también tiene una característica de seguridad llamada SafeDC que apagará automáticamente todo sistema si es que el voltaje de la red eléctrica es inestable.

Los optimizadores se pueden montar fácilmente sobre los rieles de montaje en la parte trasera del panel solar. Son compatibles virtualmente con todos los paneles de silicio monocristalino, policristalino o amorfo. Tienen una garantía de 25 años [38].

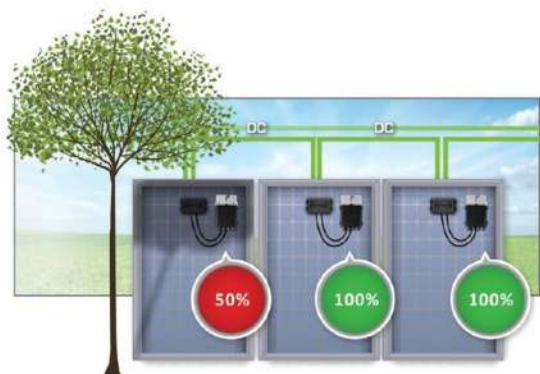


Figura 3.11 Sistema solar con optimizadores.

3.5 Protecciones eléctricas

Todo circuito debe estar protegido contra excesos de corriente eléctrica que sobrepasen la capacidad de corriente o ampacidad de los conductores. Cuando la corriente

excede la capacidad de corriente del interruptor o fusible, este hace que el circuito se abra (interrumpe el circuito) y detiene el flujo de corriente. Un fusible que se ha “fundido” es decir que se ha accionado para interrumpir la corriente del circuito que protege, debe ser reemplazado (solo funciona una vez), mientras que un interruptor simplemente se vuelve a cerrar o reconectar, para permitir nuevamente el flujo de corriente, una vez que sea seguro [10].

3.5.1 Interruptores

Los interruptores o breakers deben estar aprobados bajo las normas UL, y deben estar aprobados y clasificados para corriente continua si se usara en este tipo de circuitos. Muchos interruptores usados comúnmente en circuitos de CA no se pueden usar en sistemas de CC, a menos que estén aprobados para uso en ambos tipos de corriente.

La corriente directa tiende a crear arcos eléctricos cuando el interruptor cuando el interruptor abre el circuito, y por esto es que los interruptores son diferentes. En interruptores de CA operando con corriente directa se quemarán rápidamente los puntos de contacto y no será seguro para interrumpir una corriente directa en caso de una sobrecorriente[10].



Figura 3.12 Interruptor ABB de CD vs Interruptor Square D de CA.

3.5.2 Fusibles

Los fusibles consisten en una pieza de metal que se funde en el momento que por el fluye una corriente predeterminada. Esto abre el circuito y protege el cableado. Los fusibles al igual que los breakers, deben estar clasificados por UL, y estar aprobadas para CD si fuera el caso. Cuando se dispara un interruptor o se funde un fusible, siempre determine la causa antes de reemplazar el fusible o reconectar el interruptor para evitar daños en el cableado del SFV. Las causas más comunes de fallas en fusibles son [10]:

- ✓ Sobrecarga: demasiadas cargas operando en un mismo circuito.
- ✓ Corto circuito o falla a tierra: causado por cableado o equipos defectuosos.



Figura 3.13 Fusible y portafusible de CD (Suntree).

3.5.3 Supresores de picos

Un supresor de picos, también llamado protector de sobre tensión, es un elemento común de los muchos utilizados en los sistemas fotovoltaicos, o de generación eléctrica con paneles solares.

Existen dos clases de supresores, los primeros con nombre técnico de supresor de sobretensiones permanentes, siendo estos últimos aumentos en el voltaje más allá del 10 por ciento del voltaje nominal o que debería estar llegando según diseño o contrato.

Estos aumentos en el voltaje suelen ser muy frecuentes y tener duraciones largas. El problema de tener estos voltajes elevados es que al ser superiores a la especificación de operación de los equipos conectados ocasionaran sobrecalentamiento, el principal enemigo de la vida de los equipos electrónicos y con ello acortando la vida útil de ellos. Además de ello, puede llegar a ocasionar que se descompongan inmediatamente y hasta incendios debido al intenso calor al fundirse los equipos.

El otro tipo de sobretensión se le conoce como transitorio, y a estos es normalmente a los que se les llama picos de voltaje, pues ocurren en periodos de tiempo muy breves, aunque estos alcanzan voltajes altísimos comparados con la nominal de operación de la red. Normalmente estos picos ocasionaran la destrucción inmediata de los equipos conectados.[41]

El supresor de picos o SSTV cumple su función al detectar un sobre voltaje, suprimiéndolo como dice su nombre, y mandándolo a tierra a fin de que no llegue este a ningún equipo o máquina conectada al equipo, evitando con esto descomposturas [41].



Figura 3.14 Supresor de picos Suntree.

3.5.4 Diodos

Bypass (derivación). 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 la se comportará como un circuito abierto y el panel entero dejará de funcionar. Para evitar esta situación se añaden diodos de bypass (derivación) al módulo solar, los cuales permiten el paso de la corriente a través de ellos cuando alguna celda o conjunto de celdas solar esté sombreado, actuando como una válvula de escape [18].

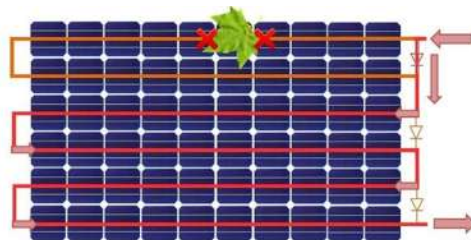


Figura 3.15 Módulo solar de 60 celdas con 3 diodos.

En presencia de una celda sombreada, el diodo 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 sólo producirá 2/3 de su potencia total.

Diodo de By Pass o también llamado diodo puente. Cuando en una instalación de Paneles Fotovoltaicos hay dos o más paneles en serie, se presenta el inconveniente que uno de ellos lo pueda cubrir la sombra, en forma completa o en partes. En esta circunstancia, el panel que entra en sombra, deja de generar electricidad, parcial o totalmente dependiendo

de la superficie del panel que entra en sombra. Este panel que deja de generar, pero que recibe de los demás Paneles una determinada intensidad de corriente, pasa a consumir energía, circunstancia que hay que remediar. Aquí es donde aparece la necesidad de colocar un diodo de By Pass. Un diodo es una pastilla de semiconductor que admite el paso de corriente en un sentido, pero no en el sentido inverso.

Este diodo colocado entre los terminales de todo Panel Fotovoltaico va a actuar como puente eléctrico en el caso que entre en sombra, evitando de esta manera que consuma energía. El diodo de By Pass se coloca con el cátodo mirando hacia el terminal positivo del Panel Fotovoltaico y el ánodo hacia el terminal negativo del Panel Fotovoltaico. El diodo se instala dentro de la estructura del Panel Fotovoltaico, en un lugar en el marco del Panel, lo más cerca posible de los conductores de salida del Panel [42].

Diodos de Bloqueo. Estos diodos se instalan para evitar que se invierta el sentido de la corriente durante el tiempo en no están generando electricidad, como por ejemplo en la noche. También cumplen la función de proteger al Panel si se invierten los cables de conexión. En la figura el diodo de bloqueo está colocado sobre el terminal negativo del Panel Fotovoltaico, pero también se puede colocar sobre el terminal positivo haciendo la inversión de los contactos del diodo.

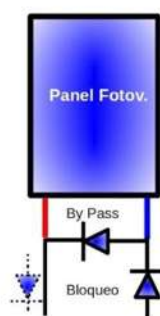


Figura 3.16 Diodo Bypass y de bloqueo [42].

3.6 Sistemas de tierra

La puesta a tierra de instalaciones con placas solares es uno de los aspectos que provoca mayor controversia debido, generalmente, a la ausencia de una reglamentación técnica específica para este tipo de proyectos. La puesta a tierra comprende tanto la puesta a

tierra de los equipos (tierra de protección) como la puesta a tierra de un conductor activo (tierra del sistema). En España, la puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas queda libre al criterio, pero cuando se carece de la experiencia necesaria los errores cometidos son bastante frecuentes.

Toma de tierra de sistemas fotovoltaicos

Cuando se ponen a tierra las partes metálicas expuestas (como protección contra tormentas, contra contactos indirectos, etc.) hay ciertos aspectos importantes que el instalador debe tener bien presentes:

- ✓ Los módulos solares fotovoltaicos disponen en el marco de un orificio (taladro) específico para su puesta a tierra (generalmente señalado mediante el símbolo de tierra).
- ✓ Además de esto, para asegurar un buen contacto eléctrico, se recomienda utilizar un terminal de conexión de acero inoxidable. De todos modos, a efectos eléctricos, a pesar de lo dicho acerca del tratamiento superficial de aluminio, el marco de un panel solar se debe considerar como una parte metálica expuesta.
- ✓ Es recomendable que el conductor de protección a tierra no se atornille directamente al marco de los paneles, sino hacerlo por medio de un terminal auxiliar, de modo que se pueda quitar un módulo (por avería, mantenimiento, etc.) sin interrumpir la conexión a tierra del resto de la instalación.
- ✓ La simple conexión de los marcos de los módulos a una estructura anclada en el suelo no se considera como una puesta a tierra eficaz. Error muy habitual.
- ✓ El conductor de protección a tierra de los módulos solares es recomendable que se conecte también a un punto de la estructura [43].
- ✓ Los conductores de protección deben conectarse al punto de puesta a tierra de la instalación, que a su vez se conectará al electrodo principal de tierra (generalmente de tipo pica o jabalina) a través del conductor de enlace.
- ✓ El conductor de puesta a tierra del sistema fotovoltaico debe ser desnudo, o ir protegido bajo tubo.

Debemos tener en consideración la importancia de una buena puesta tierra en una instalación fotovoltaica con placas solares, pues en un sistema con las masas metálicas aisladas de tierra, un defecto como el contacto de un conductor activo con el marco de un módulo solar, pasa casi desapercibido. Sin embargo, se ha comprobado que un defecto de este tipo conlleva la aparición de otro similar en un breve período de tiempo. Estos dos defectos pueden suponer el cortocircuito de varios paneles en serie (a través del conductor de protección, por ejemplo) y una reducción drástica en la tensión de toda la fila.

Por esta razón, en algunos países como Estados Unidos es obligatorio detectar esta situación de cortocircuito cuando la instalación fotovoltaica está situada sobre tejado, siendo el esquema de protección más empleado la puesta a tierra de las partes metálicas del campo, la puesta a tierra del negativo y la utilización de un detector de corrientes de defecto.

Cuando se decida poner a tierra un conductor activo de corriente continua (para utilizar dispositivos de corte y protección unipolares, para el buen funcionamiento del inversor, para la detección de defectos, etc.), también hay ciertos aspectos importantes que el instalador debe tener en cuenta; el sistema debe ponerse a tierra en un único punto, llamado tierra del sistema. De no ser así, existe la posibilidad de que circule corriente por los conductores de protección, lo que provocaría que el funcionamiento de los reguladores de carga y de los inversores se volviese poco fiable.

Además, estas corrientes podrían interferir en el funcionamiento de los dispositivos detectores de defectos y de protección contra sobre intensidades. Una solución práctica y sencilla consiste en unir eléctricamente los bornes de los conductores activos (o centrales) puestos a tierra, con bornes de conductores de protección (unido al electrodo de tierra a través del conductor principal de tierra). En resumen: unir todas las tierras [43].

A continuación, en la Figura 3.17 se muestra el diagrama unifilar con sistema de tierras de un generador fotovoltaico que consiste de 6 paneles interconectados a la red de CFE.

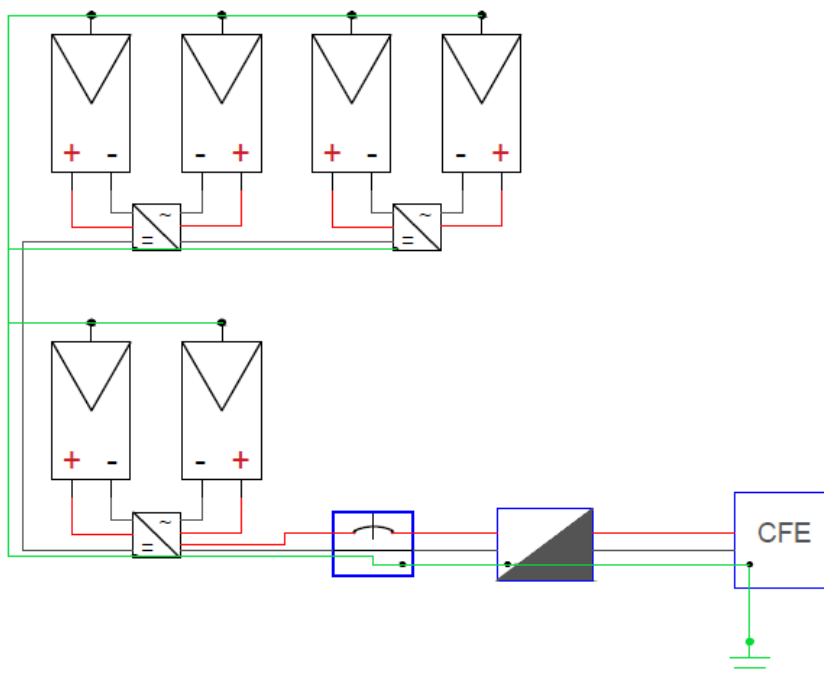


Figura 3.17 Diagrama unifilar de un SFV con puesta a tierra.

3.7 Sistemas de monitoreo remoto

Existen en la actualidad sistemas de monitoreo desarrollados específicamente para plantas generadoras fotovoltaicas. La mayor parte de los sistemas se basan en la utilización de una PC y herramientas virtuales (algunas de elevado costo) para el monitoreo continuo en las que se analiza datos ambientales, datos eléctricos en corriente continua provenientes de los módulos fotovoltaicos y datos de conversión en corriente alterna, algunos con la prestación de monitoreo remoto. De este modo, se comparan los datos obtenidos con los de una simulación, basada en información previa, de pruebas, obtenidas de catálogos, o mediante la incorporación de dispositivos para el trazado de la curva corriente-tensión (curva I-V), y son capaces de determinar la presencia de anomalías eléctricas. Una característica común de estos sistemas de monitoreo y adquisición de datos, es su uso como dataloggers, para posteriormente efectuar análisis en el intervalo de funcionamiento que se considere conveniente. Algunos de estos sistemas se encuentran relegados a realizar el balance de energía obtenida durante el año. Siendo incapaces de precisar un

comportamiento anómalo de la instalación generadora [44]. En la Figura 3.18 se muestra el ejemplo de una instalación con sistema de monitoreo.

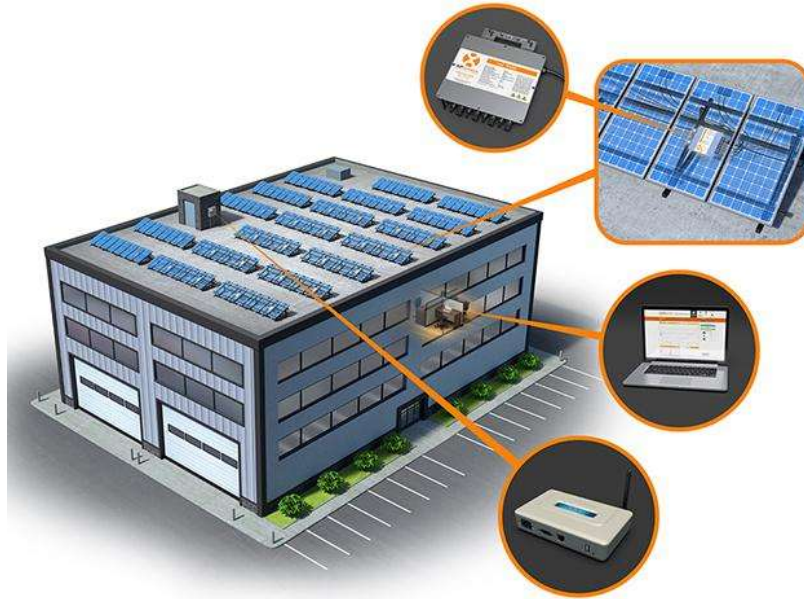


Figura 3.18 Sistema de monitoreo APS [44].

CAPÍTULO 4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

4.1 Introducción

El dimensionamiento de un sistema fotovoltaico interconectado a la red, consiste en determinar el tamaño, cantidad y características de los componentes de una instalación solar, que serán capaces de suministrar energía a la red, compensando parte de la energía que CFE nos entrega y por consecuencia, nos permite reducir el costo de facturación.

Con un programa en Excel, se puede complementar un proyecto con fines comerciales, que contenga base de datos de radiación, parámetros eléctricos de inversores y paneles más comunes, costos e incluso mostrar datos de consumo, generación, facturación y retorno de inversión. Dentro de este capítulo se proporcionarán algunas de las herramientas necesarias para el diseño.

4.2 Marco Regulatorio, normas y estándares

Desde el 2007 la legislación mexicana permite generar su propia electricidad a cualquier usuario residencial o comercial mediante el uso de sistemas solares, interconectándose a la red eléctrica de CFE. El límite son 10 KW en uso residencial y 30 KW en uso comercial.[39]

Actualmente existen estándares de competencia que certifican las instalaciones eléctricas fotovoltaicas en residencia, comercio e industria, basados en normas oficiales mexicanas vigentes. Una de ellos es la certificación EC0586.

4.2.1 Descripción general del Estándar de Competencia EC0586

El Estándar describe y cita las funciones críticas que realiza un instalador de SFVI en residencia, comercio e industria en baja tensión (hasta 1000 V), sin respaldo de baterías como: utilizar el equipo de seguridad en su trabajo, identificar condiciones de riesgo, ordenar y usar la herramienta adecuada durante toda la instalación, identificar las trayectorias y las canalizaciones de conexiones para CA y CC, verificar el rango de tensión de la red eléctrica y del SFVI, verificar la existencia del sistema de puesta a tierra general de la instalación eléctrica.

Además, identificar las características de los elementos propios de la superficie de anclaje como la inclinación, los materiales, impermeabilizante y obstáculos; verificar la orientación y elementos de potencial sombra en el sistema; verificar materiales y complementos; verificar la existencia del sistema de protección contra tormentas eléctricas; verificar visualmente el estado físico del aislamiento de los conductores eléctricos; ensamblar y fijar la estructura del equipo; fijar la base en el lugar designado; montar el/los módulo/s fotovoltaico/s; montar el(los) inversor(es)/microinversor(es); conectar los componentes de seguridad del SFVI; verificar la puesta marcha del sistema; conectar el sistema ordenadamente para la seguridad del instalador, del sitio y de los usuarios; y llenar los formatos correspondientes a la puesta en marcha del SFVI. También establece los conocimientos básicos, teóricos y prácticos, con los que debe contar para realizar el trabajo, así como las actitudes, hábitos y valores relevantes de su desempeño [45].

4.2.2 Normas y especificaciones vigentes

Un instalador de sistemas fotovoltaicos especialmente enfocado en interconectados a la red debe de tener conocimiento y certificado con el cumplimiento de las normas, para asegurar la seguridad, diseño, conocimiento de equipos y fiabilidad de una instalación fotovoltaica.

- NOM-001-SEDE-VIGENTE. Instalaciones eléctricas (Utilización) o la que la sustituya.
- CFE G0100-04 Interconexión a la Red Eléctrica de Baja Tensión de Sistemas Fotovoltaicos con Capacidad hasta 30kW.
- NOM-009-STPS-Vigente. Condiciones de seguridad para realizar trabajos en alturas.
- NOM-029-STPS-Vigente. Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-Condiciónes de seguridad.
- NOM-017-STPS-Vigente. Equipo de protección personal-selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
- NOM-006-STPS-Vigente. Manejo y almacenamiento de materiales-condiciónes de seguridad en el trabajo.
- NOM-015-STPS-Vigente. Condiciones térmicas elevadas o abatidas-Condiciónes de seguridad e higiene.

- Especificación técnica para sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica asociados a proyectos productivos agropecuarios. FIRCO 15-V-2017.
- NMX-J-136-ANCE-Vigente. Abreviaturas y símbolos para diagramas, planos y equipos eléctricos.
- Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW de la SENER (DOF-15-XII-2016).

4.3 Cálculo del Generador Fotovoltaico

Para determinar la cantidad de paneles necesarios para una instalación de un SFVI es recomendable basarse en el consumo promedio de los 12 meses más recientes de un recibo de CFE. Si el usuario llega a presentar cambios energéticos anormales dentro de este análisis, se deberá realizar una pequeña encuesta al usuario que nos determine si hay crecimiento de cargas eléctrica, reubicación de equipos o ausencia de consumos debido a periodos vacacionales que se presentan muy frecuentemente en escuelas.

También hay ocasiones donde se muestran crecimientos energéticos en la facturación, y no precisamente por modificaciones del usuario, esto puede ser debido a fugas en la instalación, medidor o waththorimetro averiado o incluso por temperatura elevada que puede ocasionar que los sistemas de refrigeración (cuando se presente el caso) trabajen hasta el doble del tiempo de lo normal.

4.3.1 Factor de perdidas

Al igual que otros procesos de generación de energía eléctrica, las pérdidas son un factor importante que se debe considerar, ya que el sistema fotovoltaico no funcionará al 100% y esto dependerá tanto de los equipos a emplear como las conexiones, condiciones ambientales y geométricas. A continuación, se presentan algunos de los factores más representativos en cuanto al rendimiento del sistema solar.

- ✓ **Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.** Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, presenta una determinada dispersión dada por el fabricante.

- ✓ **Pérdidas de conexiones.** Esto tiene su origen en que, si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo.
- ✓ **Pérdidas por polvo y suciedad.** La presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador fotovoltaico y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de acoplamiento entre generadores y a las pérdidas por formación de puntos calientes.
- ✓ **Pérdidas angulares y espectrales.** La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.
- ✓ **Pérdidas por caída de tensión en los conductores.** En la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.
- ✓ **Pérdidas por temperatura.** Los módulos fotovoltaicos presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10 °C de aumento de su temperatura de operación.
- ✓ **Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico.** Los módulos pueden ser sombreados por edificaciones o árboles que se encuentran alrededor del sistema.
- ✓ **Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor.** Es importante seleccionar el inversor adecuado a la potencia pico del sistema, de no ser así, este puede bajar el rendimiento del sistema [46].

En general como norma, es recomendable contemplar una eficiencia del 82 al 88% para sistemas fotovoltaicos comunes que no requieran de una modificación adicional.

4.3.2 Potencia pico

Una vez que se cuente con la energía requerida por día se puede hacer una propuesta de generación de alrededor del 95% como máximo. Para ello, se debe emplear la ecuación 4.11 que nos determinará la potencia pico necesaria.

$$Pr = \frac{E_D}{Efic \cdot HSP} \quad (4.1)$$

Donde:

Pr = Potencia pico requerida en el sitio (KWp)

E_D = Energía diaria consumida (kWh/día)

$Efic$ = Rendimiento del sistema fotovoltaico (82 – 88%)

HSP = Horas solar pico (h/día)

Podemos aplicar el factor de generación directamente en la ecuación 4.1, multiplicando el porcentaje deseado a generar a la ecuación.

4.3.3 Número de paneles

La cantidad de paneles a emplear en un SFV en ocasiones puede resultarnos un número impar, pero es recomendable dejarlo en un número par, ya que al momento del diseño de la instalación el inversor nos permitirá realizar cadenas de paneles solares.

Usando la Ec.4.2 podremos determinar la cantidad de paneles necesarios.

$$\#Paneles = \frac{Pr}{P_{MFV}} \quad (4.2)$$

Donde:

P_{MFV} = Potencia del módulo fotovoltaico propuesto (KW)

Como fórmula general podemos emplear la siguiente Ec. 4.3 para determinar la cantidad de paneles necesarios de forma directa.

$$\#Paneles = \frac{E_D}{P_{MFV} \cdot HSP \cdot Efic} \quad (4.3)$$

En la mayoría de las ocasiones, el número de paneles calculados no será entero y lo recomendable será irnos al número par inmediato superior, y en caso de pasar del margen de generación que se tenía deseado, se podría cambiar la potencia del panel (Si no hay

problema de áreas) y recalculer el número de paneles. Para sistemas fotovoltaicos de potencia menor a 1.5 kWp es recomendable usar microinversores e incluso con ellos podrá crecer el sistema de manera modular y no precisamente con cantidades pares de paneles, ya que los microinversores pueden recibir la energía de un solo módulo.

4.4 Cálculo de protecciones

Es importante considerar cada una de las secciones de cableado que se presentan en un SFVIR, para ello, tendremos que colocar al menos un medio de desconexión en cada una de estas, como pueden ser fusibles o interruptores que podrán liberar fallas o cortocircuitos casi inmediatamente después de que ocurran.

Con la siguiente Ec. 4 se puede determinar la capacidad de la protección para cada sección.

$$I_{P\ MAX} = I_{SC} * 1.25 * 1.25 \quad (4.4)$$

Donde:

$I_{P\ MAX}$ – Corriente máxima que debe soportar la protección (A)

I_{SC} – Corriente de corto circuito que pasa por el conductor (A)

Es recomendable tomar la capacidad inmediata superior para la protección. Los porcentajes del 25% corresponden a un factor de seguridad y factor de corrección establecidos por normas.

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en la reglamentación vigente. Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación incluyendo lo siguiente:

1.- Interruptor general manual, que será interruptor termomagnético con intensidad de corto circuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

2.- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.

3.- Interruptor de la interconexión, para la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento [16].

4.5 Cálculo de sección del conductor

La sección de conductores en un sistema fotovoltaico dependerá básicamente de los siguientes factores:

- Tipo de aislamiento
- Corriente
- Caída de tensión

4.5.1 Selección por tipo de Aislamiento

El aislamiento del conductor debe caracterizarse por su resistencia al calor, humedad, intemperie, luz solar, aceites, productos químicos, etc. Con base en el medio y las características de la instalación eléctrica, se pueden tener diferentes opciones de aislamientos de conductores, por ejemplo, uno de los aislamientos más empleados son los del tipo THW-LS o THHW-LS, tienen como principal característica, resistencia a la humedad, calor, retardante a la flama, es de emisión reducida de humos y se puede emplear en sistemas fotovoltaicos siempre y cuando vaya dentro de tubería metálica pared gruesa, debido a que no tiene un aislamiento a prueba de radiación UV.

Por otra parte, los conductores para sistemas fotovoltaicos además de las características mencionadas, están fabricados para soportar las condiciones de la intemperie, principalmente la radiación UV, cuenta con un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) [11].

El color del aislamiento de los conductores debe de respetarse tanto para la parte de corriente directa como para corriente alterna.

Tabla 4.1 Código de colores para conductores de corriente alterna [36].

Conductores para corriente alterna	
Función	Color del aislamiento
Neutro (retorno)	Bianco o gris claro
De puesta a tierra (protección)	Verde (o sin forro)
De fase (activo)	Cualquier color diferente a los anteriores

Tabla 4.2 Código de colores para conductores de corriente directa [36].

Función	Código	Color
Positivo	+	Rojo
Negativo	-	Negro
Protección a Tierra	Tierra	Verde

Los cálculos de las secciones de los conductores variarán dependiendo si son en la parte de circuito de corriente continua, corriente alterna monofásica, o corriente alterna trifásica.

4.5.2 Corriente del conductor

La corriente máxima en amperes debe ser calculada para un conductor, que sea capaz de conducir de manera continua bajo condiciones de uso (condiciones del medio circundante en que se instalan los cables) sin exceder su temperatura nominal. En el artículo 690-8 de la NOM-001-SEDE-2012 “Dimensionamiento y corriente de los circuitos”, se menciona lo siguiente:

- a) Cálculo de la corriente máxima del circuito [11]:

$$I_{C\ MAX} = I_{SC} \cdot 1.25 \quad (4.5)$$

- b) Ampacidad del conductor. Los conductores de circuitos deben ser seleccionados para conducir cuando menos, la mayor corriente determinada en el inciso anterior, pero es recomendable agregar un factor adicional de corrección por condiciones de uso [11].

$$I_D = I_{C\ MAX} \cdot 1.25 = I_{SC} \cdot 1.25 \cdot 1.25 \quad (4.6)$$

La siguiente tabla muestra la capacidad de corriente que soportan los diferentes tipos de conductores donde podremos seleccionar el calibre en base a la corriente, tipo de material, aislamiento y temperatura.

Tabla 4.3 Tabla de corriente de conductores eléctricos [47].

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [véase la tabla 310-104(a)]					
		60 °C		75 °C		90 °C	
mm ²	AWG o kcmil	TIPO\$		TIPO\$		TIPO\$	
		TW, UF	THW, THHW, THHW-L3, THW, THW-L3, XHHW, USE, ZW	RHW, THHW, THHW-L3, THW, THW-L3, THW-2, THW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	RHW-2, THHN, THHW, THHW-L3, THW-2, THW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	UF	RHW, XHHW, USE
COBRE				ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			
0.824	18 ^m	—	—	14	—	—	—
1.31	16 ^m	—	—	18	—	—	—
2.08	14 ^m	15	20	25	—	—	—
3.31	12 ^m	20	25	30	—	—	—
5.26	10 ^m	30	35	40	—	—	—
8.37	8	40	50	55	—	—	—
13.3	6	55	65	75	40	50	55
21.2	4	70	85	95	55	65	75
26.7	3	85	100	115	65	75	85
33.6	2	95	115	130	75	90	100
42.4	1	110	130	145	85	100	115
53.49	1/0	125	150	170	100	120	135
67.43	2/0	145	175	195	115	135	150
85.01	3/0	165	200	225	130	155	175
107.2	4/0	195	230	260	150	180	205

4.5.3 Caída de tensión

La caída de tensión en la parte de alterna del sistema fotovoltaico no debe exceder del 3% por norma, y en la parte de directa no debe excederse del 1% por lo que es recomendable dejar el arreglo solar lo más cerca posible del inversor de corriente.

Sección del conductor

Debido a las cadenas o arreglos que pueden formarse en una instalación fotovoltaica con interconexión, la corriente que circula por los conductores es considerable, para ello es necesario determinar la sección transversal de los conductores a emplear [16]:

$$\rho = \frac{R \cdot S}{L} \tag{4.7}$$

Donde:

ρ – resistividad del cobre ($0.01786 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)

R – resistencia del conductor (Ω)

L – longitud del conductor (m)

S – sección transversal del conductor (mm^2)

Siendo $\rho = \frac{1}{K}$

K – conductividad del cobre ($56 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$)

También sabemos por medio de la ley de Ohm[16]:

$$R = \frac{V_a - V_b}{I} \quad (4.8)$$

Despejando la ecuación 11 y sustituyéndola en la 12 tenemos que (No olvidando multiplicar por 2 la distancia del conductor ya que se considera la ida y el retorno del conductor) [16]:

$$S = \frac{2 \rho L I}{V_a - V_b} \quad (4.9)$$

Caída de tensión en CD

La caída de tensión en la parte de la corriente directa debe de calcularse y no exceder del 1%, por ello aplicaremos la siguiente ecuación:

$$\% \Delta V = \frac{2 I_D L R}{V_{op}} \cdot 100 \quad (4.10)$$

Donde:

$\% \Delta V$ – Porcentaje de caída de tensión

I_D – Corriente de diseño con factor de corrección (A)

L – longitud (km)

R – Resistencia por kilómetro (Ω/km)

V_{op} – Voltaje de operación del arreglo FV (V)

La Ec.4.11 nos permitirá calcular la caída de tensión para circuitos monofásicos [48].

$$\% \Delta V = \frac{2 Z L I}{V_o} \cdot 100 \quad (4.11)$$

Y con la Ec. 4.12 podremos determinar la caída de tensión para circuitos trifásicos [48].

$$\% \Delta V = \frac{\sqrt{3} Z L I}{V_{ff}} \cdot 100 \quad (4.12)$$

4.6 Limitaciones y recomendaciones del diseño

Mucha más gente utilizaría los sistemas energéticos fotovoltaicos si no fuera por su alto costo inicial. Como la industria FV es competitiva, los diseñadores de sistemas deben de tratar de minimizar el costo inicial del sistema maximizando la eficiencia energética del mismo. El uso eficiente de la energía reduce los gastos iniciales del sistema. Por ejemplo, al reducir la carga eléctrica por iluminación un 75%, cambiando los bombillos incandescentes o lámparas fluorescentes por ahorradores tipo LED, se reducirá la cantidad de módulos necesarios para el sistema. Eliminar sombras en los módulos FV por medio de una correcta ubicación y orientación, puede incrementar la eficiencia del sistema. La ineficiencia provocada por una caída de tensión excesiva en el cableado del sistema puede reducirse con el uso de calibre de cable adecuado [10].

Una planificación inteligente al momento de una visita de campo, puede facilitar el diseño del sistema. A continuación, se muestra algunos de los puntos que deben considerarse en campo.

- ✓ Voltaje requerido
- ✓ Balance de cargas
- ✓ Sistema de tierras
- ✓ Porcentaje de energía a generar
- ✓ Cargas críticas
- ✓ Dimensiones del área disponible
- ✓ Orientación del sitio e incidencia de sombras
- ✓ Obra civil u obra mecánica

- ✓ Opciones de anclaje
- ✓ Grado de dificultad
- ✓ Presupuesto disponible

4.7 Certificaciones

El mercado mexicano de las energías renovables está fuertemente competido, por ende, es normal que en la actualidad exista una "guerra" de precios donde los proveedores de paneles solares compiten bajando cada vez más el precio de sus paneles a costa de su calidad. Sin embargo, el precio sólo es una pequeña parte de lo que debemos de tener en cuenta al comprar o vender paneles solares. Los siguientes son los aspectos que recomendamos tener en cuenta de un panel solar:

- ✓ Nivel del fabricante (*Tier*)
- ✓ Certificaciones del producto
- ✓ Garantía
- ✓ Inspección visual de un panel
- ✓ Tolerancia positiva en potencia
- ✓ Eficiencia del panel solar

Fabricante de primer nivel (Tier 1) – Grandes fabricantes

- 1. Empresa financieramente estable:** Con una mayor probabilidad de permanecer a largo plazo en el mercado. Además, este tipo de empresa ha realizado varios proyectos con dinero de distintas instituciones financieras, por lo que su “*bancabilidad*” está demostrada.
- 2. Integración vertical:** Este tipo de compañías fabrican desde la celda hasta el panel solar. Esto les permite tener un control firme de la calidad del producto final.
- 3. Producción altamente automatizada:** Lo que permite que el producto final tenga una calidad uniforme.
- 4. Fuerte inversión en investigación y desarrollo:** Lo que ayuda a adquirir tecnología de punta para permanecer a la delantera en el mercado FV.
- 5. Empresa certificada por ISO 9001:** Lo que asegura que la infraestructura y procesos del fabricante tengan la calidad del producto como prioridad.

Otra forma de evaluar la calidad de un panel solar es identificando los logos de sus certificaciones, como los que se muestran en la Figura 4.1:



Figura 4.1 Sellos de certificaciones internacionales [18].

Una certificación es una actividad mediante la cual una entidad independiente al fabricante testifica que el producto cumple con las normas de calidad o seguridad aplicables. Existen varias normas internacionales para paneles solares, entre las más comunes y aceptadas son las emitidas por la Comisión Internacional Electrotécnica (IEC), las cuales se listan a continuación:

- ✓ **IEC 61215** – Evalúa las características mecánicas y eléctricas de paneles solares cristalinos de silicio.
- ✓ **IEC 61730** – Evalúa la conformidad con los requerimientos de seguridad para paneles solares.
- ✓ **IEC 61701** – Prueba la resistencia a la corrosión por niebla salina. Recomendable para instalaciones cercanas a la costa.
- ✓ **IEC 62716** – Prueba la resistencia a la corrosión por amoníaco. Recomendable para instalaciones donde existan concentraciones importantes de animales como granjas ganaderas o porcícolas.

Varios países exigen, además de las normas IEC, ciertas normas locales. Algunas de estas son:

- ✓ **CE Mark (Comunidad Europea):** Es un sello o marcado que indica que el producto cumple con las directivas de seguridad mínimas de la Comunidad Europea.
- ✓ **NRTL Mark (Estados Unidos y Canadá):** Es un sello o marcado emitido por un Laboratorio de Pruebas Reconocido Nacionalmente (NRTL), que indica que el producto cumple con las directivas de seguridad adecuadas. La marca emitida por cada laboratorio es diferente, por lo que es importante el identificar al menos las más importantes que son: UL, CSA, TÜV, ETL, SGS y MET.
- ✓ **UL 1703 (Estados Unidos):** Es una certificación de que el panel solar cumple con las normas de seguridad requeridas por el código eléctrico de Estados Unidos (NEC). Además, como alcance de la certificación, se realizan pruebas de fuego a los paneles solares para determinar su clase de protección.

En México de momento no se exige de manera oficial el cumplimiento de ninguna norma para paneles solares, sin embargo, actualmente está en trabajo la serie de normas NMX-J-618 emitidas por ANCE, que eventualmente será la referencia para el mercado mexicano FV. Estas normas están basadas y serán equivalentes a las emitidas por la IEC [18].

CAPÍTULO 5. CASOS DE ESTUDIO

Durante este capítulo se realizan algunos estudios técnico-económicos de las tarifas residenciales, comerciales e industriales. Se detallan varios puntos y sugerencias que se deben considerar cuando se elabora un proyecto, así como las mejores opciones para atacar el problema, haciendo uso de una hoja de cálculo en Excel pre programada para dimensionar, cotizar y analizar el incremento y retorno de inversión de cada una de las tarifas.

5.1 Estudio de tarifa DAC

Para realizar el estudio de la tarifa residencial tomaremos como ejemplo un recibo de tarifa DAC facturado en el mes de marzo de 2018, ubicado en la ciudad de Morelia, México, el cual presenta un cargo demasiado elevado por cada kWh que consume, y la idea es generar parte de la energía para que el presente usuario este consumiendo menos de 300 kWh/ bimestre y pueda retornar a la tarifa 01 que por el momento sigue siendo subsidiada.

Concepto	Lectura actual Medida ● Estimada ●	Lectura anterior Medida ● Estimada ●	Total por periodo	Precio (\$/kWh)	Subtotal (M.N.)
Energía (kWh)	17015	16306			
Cargo fijo (2)				102.240	204.48
Básico			709	4.395	3,116.05
Suma			709		3,320.53

Figura 5.1 Ejemplo de recibo de tarifa DAC.

Para descargar los recibos más recientes de un usuario solo debemos conservar el nombre y número de servicio y acceder al siguiente link:

<https://app.cfe.mx/aplicaciones/CCFE/SolicitudesCFE/Solicitudes/ConsultaTuReciboLuzGmx.aspx>

5.1.1 Análisis de consumo

Como ya se había mencionado anteriormente, tomaremos como base los datos de consumo del usuario de los 6 bimestres más recientes que aparecen al reverso del recibo de CFE. Nos apoyaremos de un programa diseñado en Excel para obtener datos de una manera más rápida y sencilla. En la siguiente tabla se muestran los 6 bimestres más recientes con su respectivo consumo e importe de facturación.

Tabla 5.1 Ejemplo de historial de consumo tarifa DAC.

Tarifa DAC					
		Periodo		kWh	Pagos
Del	15-feb-18	Al	17-abr-18	709	\$4,111.42
Del	15-dic-17	Al	15-feb-18	1063	\$5,890.91
Del	17-oct-17	Al	15-dic-17	610	\$3,324.53
Del	16-ago-17	Al	17-oct-17	501	\$2,768.04
Del	16-jun-17	Al	16-ago-17	505	\$2,850.90
Del	18-abr-17	Al	16-jun-17	579	\$3,212.71

Consumo promedio Bimestral: 661 kWh

Como se puede observar, el periodo de análisis de consumo va de abril del 2017 a abril del 2018. Es importante asegurarnos de las causas de los picos anormales que puedan encontrarse en el historial del recibo y ver si estos repercuten en el promedio general.

El usuario presenta un consumo promedio de 661 kWh por bimestre con un importe total promedio de \$3,693.03. El objetivo de este ejemplo es proporcionar una propuesta que sea capaz de atacar al menos la cantidad de energía que se excede de más de los 300 kWh por bimestre, para así poder llevar al usuario a un cambio de tarifa 01 que beneficie el retorno de inversión del proyecto.

5.1.2 Dimensionamiento del generador FV

El cálculo del número de paneles está en base a la potencia pico que nos entregan los mismos, la radiación del lugar y la eficiencia que se considere para el sistema de acuerdo a las características de la ubicación.

Las horas solar pico las determinamos de la página de la NASA, ingresando las coordenadas de la ubicación.

Latitud: 19.6694 °

Longitud: -101.2129 °

Para un SFVIR es recomendable usar la radiación solar promedio ya que el consumo no dependerá solamente de la generación de los paneles, si no que tendrá al CFE suministrador de servicios básicos como su suministrador principal y/o de respaldo, que estará presente en todo momento. Por otro lado, los SFVA cuentan con un sistema de respaldo como los bancos de acumuladores de energía que pueden suministrar energía durante todo el día, siempre y cuando el generador fotovoltaico se encargue de cargar las baterías lo suficiente para el abastecimiento del lugar, para ello, es recomendable usar el valor mínimo de radiación solar para el diseño ya que de esta manera aseguraremos la generación estimada en cualquier época del año.

Por medio del diagnóstico que la NASA determina, y de acuerdo a las coordenadas del lugar, estableceremos el valor promedio de radiación solar.

HSP: 5.58 kWh/m²/día

Y para concluir con los datos necesarios para el dimensionamiento, seleccionaremos el tipo de panel de acuerdo a las necesidades específicas del lugar. En la siguiente tabla se muestran las características del módulo Canadian 320 Watts.

ELECTRICAL DATA / STC*	
Electrical Data CS6X	320P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	320 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.69 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.3 V
Short Circuit Current (Isc)	9.26 A
Module Efficiency	16.39%

Figura 5.2 Características eléctricas de Canadian 320 W.

Finalmente, determinamos el número de paneles necesarios para atacar aproximadamente el 85% del consumo promedio total.

$$\#Paneles = \frac{\left(\frac{661 \text{ kWh}}{60 \text{ días}}\right)}{0.320 \text{ kW} \cdot 5.58 \frac{\text{hrs}}{\text{día}} \cdot 88\%} * 85\% = 5.96 \text{ Paneles}$$

Podemos observar que el número de piezas no es entero, así que tomamos el número par inmediato superior, asegurando el porcentaje de generación deseado.

5.1.3 Simulación de generación

El sistema fotovoltaico dimensionado para este caso cuenta con las siguientes características:

- 6 Módulos Canadian 320 W
- Generación promedio anual del 86%
- Consumo promedio bimestral de 661 kWh
- Generación promedio bimestral de 566 kWh
- Diferencia de energía por facturar de 95 kWh con SFV ya instalado

En la siguiente imagen se muestra la generación promedio por bimestre con el sistema fotovoltaico ya instalado en comparación con el consumo que actualmente tenemos.

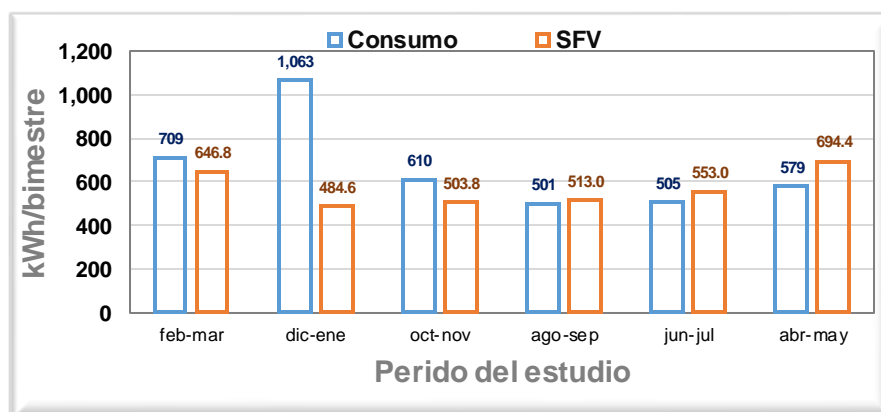


Figura 5.3 Consumo vs Generación anual del SFV para la tarifa DAC.

El sistema fotovoltaico no siempre generará el 86 % de la energía demandada, todo dependerá de la temperatura, hábitos de consumo del usuario o incluso de las condiciones meteorológicas que pueden verse involucradas en el proceso de generación.

5.1.4 Comparativa de la facturación

Para analizar la facturación tomamos los cargos de CFE dentro del mes de junio del 2018. Si el usuario instala su sistema fotovoltaico, al paso de 3 bimestres regresará a tarifa 01. El cual obtiene un mayor beneficio ya que la tarifa 01 aún está siendo subsidiada por el gobierno

Tabla 5.2 Comparación de facturación con y sin el SFV (junio 2018).

Pago promedio bimestral	Facturación tarifa DAC Actual			Facturación tarifa DAC simulada con SFV			Facturación tarifa 01 simulada con SFV		
	Concepto	kWh	Precio	Importe	kWh	Precio	Importe	kWh	Precio
1er escalón	661	\$ 4.430	\$ 2,928.23	95	\$ 4.430	\$ 420.85	95	\$ 0.793	\$ 75.34
2do escalón			\$ -			\$ -		\$ 0.956	\$ -
Excedente			\$ -			\$ -		\$ 2.802	\$ -
Cargo fijo		\$ 102.80	\$ 205.60		\$ 102.80	\$ 205.60		\$ 19.83	\$ 39.65
Importe de energía	661		\$ 3,133.83	95		\$ 626.45	95		\$ 114.99
IVA 16%			\$ 501.41			\$ 100.23			\$ 18.40
Fac del periodo			\$ 3,635.24			\$ 726.68			\$ 133.38
DAP			\$ 519.20			\$ 21.80			\$ 21.80
Pago total			\$ 4,154.44			\$ 748.48			\$ 155.18

La tabla muestra el importe total estimado promedio, nótese que el pago en tarifa DAC ya con el sistema solar instalado esta un 400% arriba que lo que pagaría con el mismo consumo en tarifa 01. El usuario estará ahorrando anualmente **\$23,995.38 MXN**

El cargo DAP (Derecho de alumbrado público) es establecido solo para algunos de los estados del país como se muestra en la siguiente figura:



Figura 5.4 Cobros por estado de derecho de alumbrado público [26].

A los usuarios registrados ante la CFE, se les aplica una tasa de porcentaje, sobre el consumo de energía eléctrica o sobre la tarifa contratada (topes por porcentaje). Mientras que a los contribuyentes no usuarios (Tarifas de gran demanda) y en algunos casos usuarios de la CFE, se les aplica una cuota fija (en pesos o salarios mínimos).

5.1.5 Cotización

Hoy en día, en México se encuentran distribuidores asociados con fabricantes internacionales del mercado solar fotovoltaico que se encargan de promover los mejores precios que competen dentro del mercado nacional, algunos ejemplos de ellos son:

- ✓ Solar Center (Guadalajara)
- ✓ DM Solar (Guadalajara)
- ✓ Excel Solar (Monterrey)
- ✓ Refacsol (Querétaro)
- ✓ Krannich (CDMX)

Cada uno de ellos promueve equipo completo para sistemas solares fotovoltaicos desde pequeña a grande escala. Dentro de la siguiente tabla se muestra la cotización requerida para el sistema solar propuesto para la tarifa DAC.

Tabla 5.3 Cotización del SFV para tarifa DAC.

Concepto	Total
6 módulos fotovoltaicos Canadian 320 W	\$ 21,861.92
1 Inversor Fronius Galvo de 2.0 KW	\$ 31,185.42
Estructura Everest de Aluminio	\$ 4,827.25
Protecciones de CC y CA (Breakers y supresor de picos)	\$ 1,521.00
Accesorios para acometida bifásica (Cable, Conduit)	\$ 2,532.98
Mano de obra (25%)	\$ 12,385.71
Total	\$ 74,314.28

Costo total de la cotización: \$74,314.28 MXN

Nótese que el mayor impacto que se presenta dentro de la cotización es el inversor de corriente marca Fronius de 2 KW y para hacer un poco más económica la propuesta podríamos cambiar la calidad del inversor, e incluso usar microinversores. Por otro lado, el panel puede reducirse en costos si al distribuidor nacional se le compra por gran cantidad

de módulos, esto requerirá de una gran inversión, pero hará que el costo por watt de cada panel se disminuya considerablemente y nos permitirá ofrecer al cliente una propuesta más competitiva.

5.1.6 Retorno de inversión

El retorno de inversión varía dependiendo de la calidad de equipo, costo de tarifas actuales e incluso del incremento anual de cada una de las tarifas. Para el caso de la tarifa DAC, se considera que en promedio se incrementa un 4% anual de acuerdo a estudios realizados.

Tabla 5.4 Amortización de la inversión del SFV.

Años	Pago anual sin SFV	Pago anual con SFV	Ahorro	Ahorro acumulado	% Recuperación	Amortización
0	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$74,314.28
1	\$24,926.66	\$931.10	\$23,995.56	\$23,995.56	32.29%	-\$50,318.72
2	\$25,923.72	\$968.34	\$24,955.38	\$48,950.94	65.87%	-\$25,363.34
3	\$26,960.67	\$1,007.07	\$25,953.60	\$74,904.54	100.79%	\$590.26
4	\$28,039.10	\$1,047.36	\$26,991.74	\$101,896.29	137.12%	\$27,582.01
5	\$29,160.66	\$1,089.25	\$28,071.41	\$129,967.70	174.89%	\$55,653.42
6	\$30,327.09	\$1,132.82	\$29,194.27	\$159,161.97	214.17%	\$84,847.69
7	\$31,540.17	\$1,178.13	\$30,362.04	\$189,524.01	255.03%	\$115,209.73
8	\$32,801.78	\$1,225.26	\$31,576.52	\$221,100.53	297.52%	\$146,786.25
9	\$34,113.85	\$1,274.27	\$32,839.58	\$253,940.11	341.71%	\$179,625.83
10	\$35,478.41	\$1,325.24	\$34,153.17	\$288,093.28	387.67%	\$213,779.00

De acuerdo al costo total de la inversión del SFV se estima que el retorno de inversión cae dentro de los 3 años, por consiguiente, el resto de los años será un ahorro que tendrá el usuario. Para el décimo año con el sistema fotovoltaico, el cliente podrá llegar a ahorrar hasta \$213,779.00

Una cosa es cierta, si se piensa hacer una inversión de gran magnitud, no podemos arriesgarnos a enfrentar gastos mayores en el mediano plazo por culpa de productos o servicios de baja calidad.

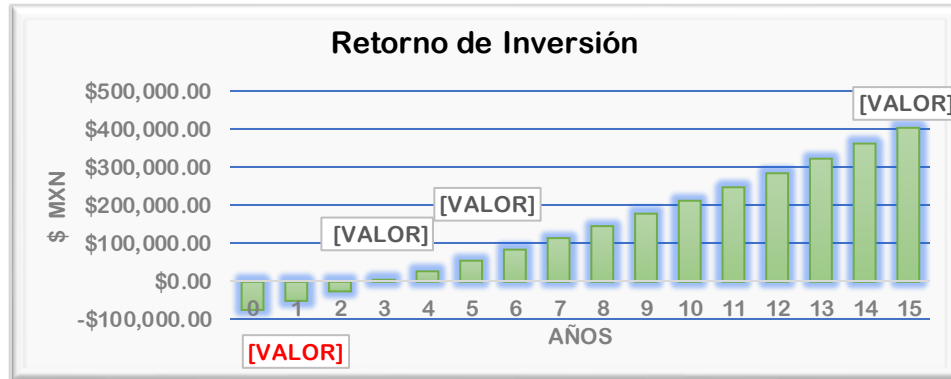


Figura 5.5 Proyección del retorno de inversión.

La gráfica anterior nos muestra la proyección del análisis financiero del sistema fotovoltaico.

Resumen

A continuación, se muestran los puntos más destacables del análisis realizado para la tarifa DAC.

- ✓ **Eficiencia del sistema:** 88%
- ✓ **Radiación solar en Morelia:** 5.58 kWh/m²/día
- ✓ **Potencia pico del módulo:** 320 Watts
- ✓ **Potencia pico del sistema:** 1.92 kWpico
- ✓ **Generación promedio bimestral:** 566 kWh
- ✓ **Consumo promedio bimestral:** 661 kWh
- ✓ **Incremento anual de la tarifa:** 4%
- ✓ **Pago bimestral sin SFV:** \$4,154.44
- ✓ **Pago bimestral con SFV:** \$155.18
- ✓ **Ahorro anual:** \$23,995.56
- ✓ **Cotización del proyecto:** \$74,314.28
- ✓ **Retorno de inversión:** 3 años

5.2 Estudio de tarifa PDBT

Normalmente los comercios que se ven más afectados con este tipo de tarifas son aquellos que poseen cargas como refrigeración para helados, carnes, bebidas o alimentos en

general. En el presente estudio se analiza un restaurante ubicado en la colonia Félix Ireta de Morelia Michoacán que presenta un elevado consumo por kWh hora.



Figura 5.6 Ejemplo de recibo de tarifa PDBT.

Como se puede observar, la línea o indicador de consumo nos muestra que el consumo es elevado para este tipo de tarifa, para ello, es necesario reducir el consumo energético excesivo para evitar incrementos de cobro por tarifas de mayor demanda.

5.2.1 Análisis de consumo

Nuevamente se promedian los consumos de los 6 bimestres anteriores, observando si cada uno de ellos presenta condiciones anormales a lo esperado.

Tabla 5.5 Análisis de consumo de la tarifa PDBT.

Tarifa PDBT		Periodo		kWh	Pagos
Del	04-abr-18	Al	05-jun-18	2967	\$10,619.39
Del	01-feb-18	Al	04-abr-18	2735	\$8,906.57
Del	04-dic-17	Al	01-feb-18	2280	\$6,810.72
Del	04-oct-17	Al	04-dic-17	2506	\$10,421.32
Del	03-ago-17	Al	04-oct-17	2637	\$10,730.43
Del	05-jun-17	Al	03-ago-17	2417	\$10,123.50

Consumo promedio bimestral: 2,590 kWh

Importe promedio Bimestral: \$9,601.99

Es importante revisar a detalle las causas del crecimiento de consumo de los dos más recientes bimestres de este caso, y de ser posible, proponer el reemplazo de equipos que no estén aportando un beneficio rentable para el negocio, como puede ser lámparas, refrigeradores, etc.

5.2.2 Dimensionamiento del generador FV

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico usaremos nuevamente al módulo solar policristalino marca Canadian de 320 Wp considerando una eficiencia del sistema de 88% y un porcentaje del 95% de generación para el consumo total promedio del restaurante y siendo la radiación de Morelia de 5.58 kWh/m²/día que tomaremos como dato para las horas solar pico.

$$\#Paneles = \frac{\left(\frac{2590 \text{ kWh}}{60 \text{ días}}\right)}{0.320 \text{ kW} \cdot 5.58 \frac{\text{hrs}}{\text{día}} \cdot 88\%} * 85\% = 26.09 \text{ Paneles}$$

Determinaremos el número de paneles en 26 para poder crear cadenas para proponer un inversor central Solís que nos soporta varias cadenas en paralelo de ser necesario.

5.2.3 Simulación de generación

El sistema solar fotovoltaico se encontrará generando en promedio un 95% del consumo total, generando en promedio 2,451 kWh en un bimestre. En la siguiente gráfica se muestra una comparativa de generación contra consumo de los bimestres analizados.

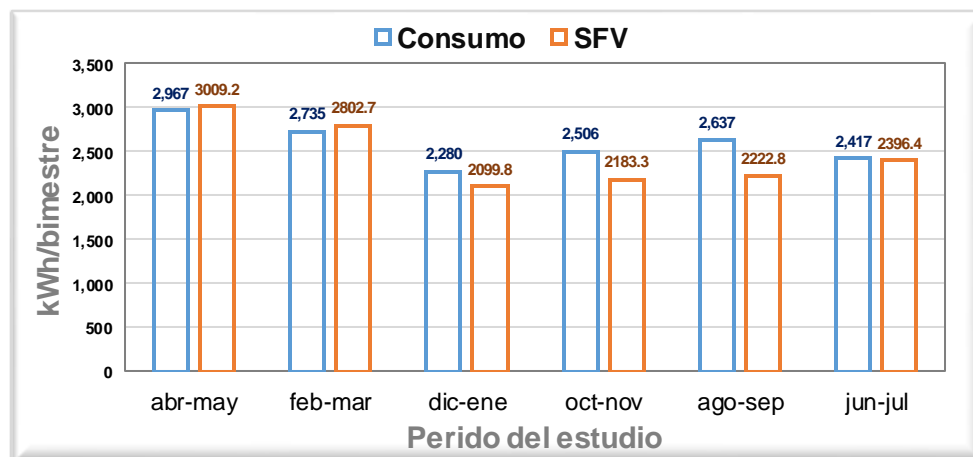


Figura 5.7 Consumo vs Generación de SFV para tarifa PDBT.

A continuación, se muestran las características del sistema de generación fotovoltaica para la tarifa PDBT:

- 26 Módulos Canadian 320 W
- Generación promedio anual del 95%
- Consumo promedio bimestral de 2,590 kWh
- Generación promedio bimestral de 2,451 kWh
- Diferencia de energía por facturar de 139 kWh con SFV ya instalado

5.2.4 Comparativa de la facturación

Para realizar la facturación de la tarifa PDBT se tomaron los costos del mes de junio 2018, creando una comparativa de la facturación del consumo promedio con el consumo estimado si se contara con el sistema fotovoltaico.

Tabla 5.6 Comparativa de facturación con y sin el SFV (junio 2018).

Pago promedio bimestral	Facturación tarifa PDBT Actual			Facturación tarifa PDBT simulada con SFV		
	Concepto	kWh	Precio	Importe	kWh	Precio
Energía (kWh)	2,590	\$ 3.095	\$ 8,016.05	139	\$ 3.095	\$ 430.21
Cargo fijo		\$ 38.27	\$ 76.54		\$ 38.27	\$ 76.54
Importe de energía	2,590		\$ 8,092.59	139		\$ 506.75
IVA 16%			\$ 1,294.81			\$ 81.08
Fac del periodo			\$ 9,387.40			\$ 587.82
DAP			\$ 432.60			\$ 54.00
Pago total			\$ 9,820.00			\$ 641.82

El usuario ahorrará cerca de \$55,069 MXN anualmente

5.2.5 Cotización

La presente cotización fue consultada en el mes de junio 2018, pero es importante mencionar que el costo del equipo principal está dado en dólares, lo cual significa que el precio del equipo este variando constantemente en el mercado nacional.

Tabla 5.7 Cotización del proyecto de la tarifa PDBT.

Concepto	Total
26 módulos fotovoltaicos Canadian 320 W	\$ 94,734.97
1 Inversor Fronius Symo (3F) de 10.0 KW	\$ 66,369.27
Estructura Everest de Aluminio	\$ 32,008.36
Protecciones de CC y CA (Breakers y supresor de picos)	\$ 6,299.00
Accesorios para acometida bifásica (Cable, Conduit, Tierra física)	\$ 8,395.00
Mano de obra (25%)	\$ 51,951.65
Total	\$ 259,758.24

El costo total de la cotización no incluye obra civil adicional, la cual debe ser cotizada de manera independiente.

5.2.6 Retorno de inversión

Se considera que el incremento anual de la tarifa PDBT anda alrededor del 2%, por lo que es necesario considerarlo para el retorno de inversión.

Tabla 5.8 Amortización de la inversión del SFV de la tarifa PDBT.

Años	Pago anual sin SFV	Pago anual con SFV	Ahorro	Ahorro acumulado	% Recuperación	Amortización
0	0	\$0.00	0	0	0	-\$259,758.24
1	\$56,024.58	\$3,696.45	\$52,328.14	\$52,328.14	20.14%	-\$207,430.10
2	\$57,145.07	\$3,770.38	\$53,374.70	\$105,702.84	40.69%	-\$154,055.40
3	\$58,287.98	\$3,845.78	\$54,442.19	\$160,145.03	61.65%	-\$99,613.21
4	\$59,453.74	\$3,922.70	\$55,531.04	\$215,676.07	83.03%	-\$44,082.17
5	\$60,642.81	\$4,001.15	\$56,641.66	\$272,317.72	104.84%	\$12,559.48
6	\$61,855.67	\$4,081.18	\$57,774.49	\$330,092.21	127.08%	\$70,333.97
7	\$63,092.78	\$4,162.80	\$58,929.98	\$389,022.20	149.76%	\$129,263.96
8	\$64,354.64	\$4,246.05	\$60,108.58	\$449,130.78	172.90%	\$189,372.54
9	\$65,641.73	\$4,330.98	\$61,310.75	\$510,441.53	196.51%	\$250,683.29
10	\$66,954.56	\$4,417.60	\$62,536.97	\$572,978.50	220.58%	\$313,220.26

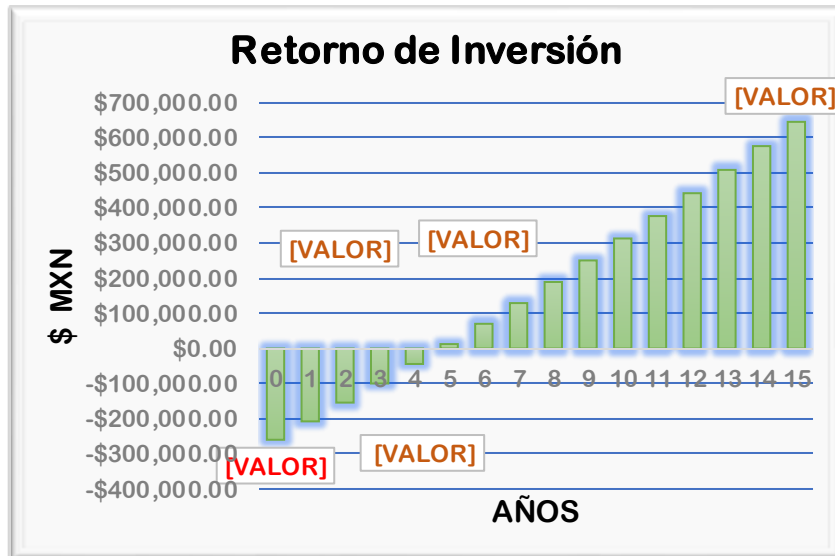


Figura 5.8 Gráfica de proyección de retorno de inversión.

Resumen

A continuación, se muestran los puntos más relevantes del diseño fotovoltaico y retorno de inversión de la tarifa PDBT.

- ✓ **Eficiencia del sistema:** 88%
- ✓ **Radiación solar en Morelia:** 5.58 kWh/m²/día
- ✓ **Potencia pico del módulo:** 320 Watts
- ✓ **Potencia pico del sistema:** 8.32 kWpico
- ✓ **Generación promedio bimestral:** 2,451 kWh
- ✓ **Consumo promedio bimestral:** 2,590 kWh
- ✓ **Incremento anual de la tarifa:** 2%
- ✓ **Pago bimestral sin SFV:** \$9,820.00
- ✓ **Pago bimestral con SFV:** \$641.82
- ✓ **Ahorro anual:** \$55,069.08
- ✓ **Cotización del proyecto:** \$259,758.24
- ✓ **Retorno de inversión:** 5 años

5.3 Estudio de tarifa GDMTH

La tarifa de Gran Demanda de Media Tensión Horaria (GDMTH) es una de las tarifas que pueden parecer de las menos rentables ante la adquisición de un SFVIR, y con mayor razón ahora gracias a la reestructuración de tarifas por parte de la CRE, esto es debido a que aproximadamente el 50% del costo de la facturación depende de la energía consumida en kWh dentro de los establecimientos. Con generación solar fotovoltaica solo podremos abatir cerca de la mitad del costo total mensual de la factura, ya que el resto de los cargos depende del bajo factor de potencia, cargo por el transformador de media tensión y principalmente por la demanda de potencia máxima que depende del pico máximo de potencia demandado en un intervalo de 15 min.

Si adicionalmente al SFV se desea reducir aún más el costo de facturación, será objeto de estudio dentro de desbalanceo de cargas, iluminación más eficiente, control y distribución de cargas, pérdidas en la instalación eléctrica, bajo factor de potencia (consumo reactivo) etc.

Para comenzar a realizar el estudio técnico económico es necesario comenzar a analizar los datos del recibo de facturación. Especialmente los datos de demanda de potencia y energía

en sus respectivos horarios, ya que esta tarifa realiza los cargos de facturación en base a la hora en la que la energía es consumida. Para Morelia los cargos tarifarios se dividen en 3 diferentes horarios del día mientras que en otras secciones del país puede ser hasta por 4 periodos en el día.

PROL 5 DE MAYO NTE S N AV. FERROCARRIL Y AV. JUAREZ VILLAS DEL JERICO ZAMORA, MICH C.P. 50636			TOTAL A PAGAR: \$123,860.00 (CIENTO VEINTITRES MIL OCHOCIENTOS SESENTA PESOS 00/100 M.N.)		
NO. DE SERVICIO : 172971201831 NO. DE SERVICIO (RMU): 59636 97-11-28 SSM9-60924 001 CFE			PERIODO FACTURADO: 31 JUL 18 - 31 AGO 18		
TARIFA: GDMTH	NO. MEDIDOR: 097W8K	MULTIPLICADOR: 600	LÍMITE DE PAGO: 13 SEP 18		
CARGA CONECTADA KW: 400	DEMANDA CONTRATADA KW: 294	CORTE A PARTIR: 14 SEP 18			

Concepto	No. medidor	Lectura actual		Lectura anterior		Diferencia	Totales
		Medido	Estimada	Medido	Estimada		
kWh base						10,842	
kWh intermedia						26,579	
kWh punta						2,326	
Plus	Días de más	Consumo prom. diario		Energía kWh	Precios \$/kWh	Importe (\$/C)	
kW base				80		98	
kW intermedia						74	
kW punta							
Plus	Factor de proporción	Demanda máxima \$/kW		Precios \$/kW	Importe (\$/C)	Factor de potencia	
kWMaxAñoMovil				84			
kVAh				2,069			
Factor de potencia %				99.86			

Figura 5.9 Caso de estudio de la tarifa industrial.

5.3.1 Análisis de consumo

Para realizar el análisis del consumo histórico que presenta el caso será necesario tomar como base los 12 datos tanto de consumo, demanda, y factor de potencia que presentó el cliente en el último año.

Tabla 5.9 Análisis de consumo de la tarifa de GDMTH

Tarifa GDMTH		Periodo		kWh	Demanda Max (W)	F.P. (%)
Del	31-jul-18	Al	31-ago-18	39,747	74	99.06
Del	30-jun-18	Al	31-jul-18	41,065	97	99.83
Del	31-may-18	Al	30-jun-18	42,705	114	99.86
Del	30-abr-18	Al	31-may-18	44,101	106	99.88
Del	31-mar-18	Al	30-abr-18	41,013	99	99.71
Del	28-feb-18	Al	31-mar-18	40,653	107	99.90
Del	31-ene-18	Al	28-feb-18	31,073	94	99.99
Del	31 dic 17	Al	31 ene 18	31,338	80	100.00
Del	30-nov-17	Al	31-dic-17	31,959	85	100.00
Del	31-oct-17	Al	30-nov-17	39,072	110	99.84
Del	30-sep-17	Al	31-oct-17	43,909	113	99.50
Del	31 ago 17	Al	30 sep 17	45,199	112	99.56

Una vez realizando el estudio anual del recibo, se puede obtener el promedio de la energía mensual, demanda máxima y factor de potencia.

Consumo promedio de energía mensual: 39,320 kWh

Factor de potencia promedio: 99.83 %

Demanda máxima mensual promedio: 99 KW

Es importante redondear adecuadamente los cálculos del promedio, por ejemplo, para el promedio de energía y demanda, es necesario tomar como base el inmediato superior, ya que si CFE toma una medición con un número entero y una fracción de un cuarto, pues esta pasara al entero inmediato superior.

Dentro de este primer paso del análisis se puede observar para este caso que el factor de potencia lo tiene en excelentes condiciones ya que este excede del 90%, por lo que el cliente recibirá una considerable bonificación. También se puede observar que el consumo de energía no se presenta de manera constante y es debido a temperaturas de la ubicación u hábitos de consumo eléctrico de la industria.

Otros datos que son importantes del recibo de facturación es tomar específicamente los conceptos de demanda y energía para los 3 periodos dentro de esa misma facturación, ya que con ellos se obtendrán factores de proporción en cada uno de los periodos de tiempo para así poder obtener la facturación actual promedio y la simulación de factura con un sistema fotovoltaico instalado.

Tabla 5.10 Datos de consumo de la tarifa de GDMTH (agosto 2018)

Concepto	No. medidor	Lectura actual		Lectura anterior	
		Medida ●	Estimada ●	Medida ●	Estimada ●
kWh base	x			10,842	
kWh intermedia				26,579	
kWh punta				2,326	
Mes	Días de mes	Consumo prom. diario		Energía kWh	
kW base				80	
kW intermedia				98	
kW punta				74	

Los siguientes cálculos nos demostraran como se obtienen los factores de proporción de cada periodo:

$$F_{base} = \frac{kWh_{base}}{kWh_{total}} = \frac{10,842}{39,747} = 0.2727$$

$$F_{inter} = \frac{kWh_{inter}}{kWh_{total}} = \frac{26,579}{39,747} = 0.6687$$

$$F_{punta} = \frac{kWh_{punta}}{kWh_{total}} = \frac{2,326}{39,747} = 0.0585$$

La suma de cada uno de los factores de proporción de los periodos debe de resultar cercano a la unidad, y otra observación que debe tomarse en cuenta es que el factor punta es demasiado pequeño, lo cual resulta con ventajas ya que en ese periodo se presenta un cargo por kWh más alto.

5.3.2 Dimensionamiento del generador FV

Para realizar el dimensionamiento es importante considerar que este tipo de tarifas implicarán una gran cantidad de módulos fotovoltaicos, para ello se debe considerar paneles de la mayor potencia posible, factible y accesible para tratar de reducir y optimizar el área. En este caso usaremos módulos policristalinos marca Canadian de 345 Wp, consideraremos una eficiencia del 82% debido al rendimiento térmico y degradación de potencia de los módulos. Para la ciudad de Zamora Michoacán donde se presenta este caso la radiación promedio diaria u horas solar pico serán de 5.68 kWh/m²/día.

$$\#Paneles = \frac{\left(\frac{39,320}{30.416}\right)}{0.345 \cdot 5.68 \frac{hrs}{día} \cdot 82\%} = 804.507 \text{ Paneles}$$

El valor de 30.416 corresponde al número de días promedio por mes. Para poder reducir cerca del 100% de la energía consumida se establece que se necesitan 804 Paneles.

5.3.3 Simulación de generación

Para realizar la simulación del SFV propuesto, es necesario tomar la radiación solar de cada uno de los meses, para poder proyectar de manera más real la generación que el SFV produce.

Tabla 5.11 Radiación Solar de Zamora[21].

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
4.92	5.90	6.98	7.24	6.89	5.84	5.40	5.30	4.95	5.07	5.14	4.68	5.68

Considerando los datos de radiación de la NASA, la eficiencia o rendimiento del sistema y la potencia total del generador fotovoltaico, es posible obtener una gráfica de generación de energía anual que pueda compararse con el consumo del servicio.

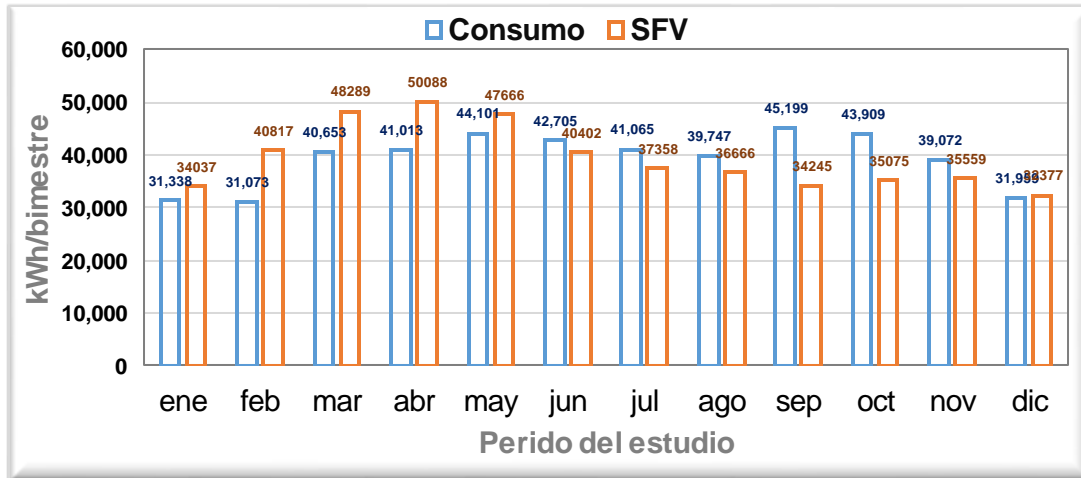


Figura 5.10 Consumo vs Generación del SFV en tarifa GDMTH.

5.3.4 Comparativa de la facturación

Para realizar la facturación promedio de las tarifas de media tensión se deben de considerar varios puntos adicionales a los observados en las tarifas comerciales y residenciales.

Precio por energía consumida

Para obtener el costo por la energía consumida se debe de considerar que, para esta tarifa en específico, el costo por kWh se divide en 3 diferentes precios dependiendo de tres diferentes periodos del día. Para ello, necesitaremos los factores de proporción de consumo para cada uno de los periodos.

$$F_{base} = 0.2727$$

$$F_{inter} = 0.6687$$

$$F_{punta} = 0.0585$$

Y el costo de la energía para el mes de agosto de 2018 es la siguiente:

$$$/kWh_{base} = \$1.0308$$

$$$/kWh_{inter} = \$1.8540$$

$$$/kWh_{punta} = \$2.0908$$

$$E_{tot} = 39,320 \text{ kWh/mes}$$

Para calcular el costo de la energía consumida se aplicará la siguiente ecuación.

$$$/kWh_{mensual} = (E_{tot} \cdot F_{base} \cdot \$/kWh_{base}) + (E_{tot} \cdot F_{inter} \cdot \$/kWh_{inter}) + (E_{tot} \cdot F_{punta} \cdot \$/kWh_{base})$$

De tal manera que el resultado será:

$$$/kWh = \$64,609.86$$

Precio por demanda

El costo por demanda se divide en 2 rubros, cargo por capacidad y cargo por distribución. A continuación, se muestran los costos por cada KW demandado en cada rubro.

$$$/kW_{distribución} = \$142.82$$

$$$/kW_{capacidad} = \$391.55$$

1. Para determinar el costo total por distribución se emplea la siguiente formula:

$$\min\{Dmax_{mensual}, \left[\frac{E_{tot}}{24 \cdot FC \cdot d} \right]\}$$

Donde el FC es igual a 0.57 debido al establecimiento de las tarifas por parte de la CRE, “d” es el número de días del mes de facturación. Por lo tanto:

$$\min\left\{99, \left[\frac{39,320}{24 \cdot 0.57 \cdot 31} \right]\right\} = 93$$

Por lo tanto, el cargo por distribución será:

$$$/kW_{distribución\ mensual} = \$142.82 \cdot 93 = \$13,282.26$$

2. Para determinar el costo total por capacidad se emplea la siguiente fórmula:

$$\min\{Dmax_{punta}, \left[\frac{E_{tot}}{24 \cdot FC \cdot d} \right]\}$$

La demanda máxima en el periodo de punta no es la misma que la demanda mensual promedio, pero debido a que no se contempló el promedio de las demandas de punta, se tomara como base la demanda mensual promedio. Por lo tanto, el cargo por capacidad será:

$$$/kW_{capacidad\ mensual} = \$391.55 \cdot 93 = \$36,414.15$$

Precio por baja tensión

El costo por baja tensión se aplicará tomando en cuenta el 2% de la facturación, es decir:

$$$/BT = (Cargo\ fijo + \$/kWh\ mensual + \$/Demanda) \cdot 2\%$$

$$$/BT = (\$382.66 + \$64,609.86 + [\$13,282.26 + \$36,414.15]) \cdot 2\% = \$2,293.77$$

Penalización o bonificación por factor de potencia.

Para este caso, el cliente obtendrá una bonificación por parte del factor de potencia que se presenta por encima del 90%, para calcularlo se usa la siguiente ecuación.

$$Bon = \frac{1}{4} \cdot \left[1 - \frac{90}{FP} \right] * (Cargo\ fijo + \$/kWh\ mensual + \$/Demanda + \$/BT)$$

Por lo tanto:

$$Bon = \$2,924.57$$

Obsérvese que el cargo por kWh solo representa de un 55 a un 65% de la facturación total.

Tabla 5.12 Comparativa de facturación con y sin el SFV (agosto 2018).

Pago promedio bimestral	Facturación tarifa GDMTH Actual	Facturación tarifa GDMTH simulada con SFV
Concepto	Importe	Importe
Cargo fijo	\$ 382.66	\$ 382.66
Energía (kWh)	\$ 64,609.86	\$ 41.08
Demanda (KW)	\$ 49,696.41	\$ 49,696.41
2% Baja Tensión	\$ 2,293.77	\$ 1,002.40
Bonificación FP	-\$ 2,924.57	-\$ 1,278.06
Importe de energía	\$ 114,058.13	\$ 49,844.49
IVA 16%	\$ 18,249.30	\$ 7,975.12
Fac del periodo	\$ 132,307.43	\$ 57,819.61
DAP	\$ 1,600.00	\$ 1,600.00
Pago total	\$ 133,907.43	\$ 59,419.61

Si el dueño de recibo de CFE apta por un SFV que genere en promedio el 99.7% de la energía que consume, estaría ahorrando mensualmente \$74,487.82, equivalente a ahorrar \$893,853.89 anualmente. No obstante, el incremento anual de la tarifa desde diciembre del 2017 hasta las fechas ha evolucionado con un porcentaje considerable, desventaja para los usuarios de CFE ya que el costo de facturación ha llegado a alcanzar en algunos lugares hasta el 100% del incremento debido al cambio de las nuevas tarifas

5.3.5 Cotización

Es importante conocer los gastos adicionales que puede implicar una cotización de un proyecto de media tensión a diferencia de los de baja tensión. En este tipo de proyectos es necesario considerar los gastos de algunos de equipos de transformación como pueden ser subestaciones o transformadores e incluso a la unidad verificadora que se encargará de evaluar y certificar el proyecto de media tensión de acuerdo a las normas y reglamento oficiales.

Tabla 5.13 Cotización de SFV para tarifa GDMTH

Concepto	Total
804 módulos fotovoltaicos Canadian 345 W	\$ 3,160,527.63
12 Inversor Fronius Symo (3F) de 24.0 KW con transformador	\$ 926,560.56
Estructura Everest de Aluminio	\$ 796,200.00
Protecciones de CC y CA (Breakers y supresor de picos)	\$ 73,249.32
Accesorios para acometida bifásica (Cable, Conduit, Tierra física)	\$ 341,830.17
Utilidad y Mano de obra (25%)	\$ 1,324,591.92
Total	\$ 6,622,959.61

5.3.6 Retorno de Inversión

Considerando la inflación de la tarifa de 10% anual, el retorno de inversión se presenta alrededor de los 6 años. Una de las ventajas que tiene un retorno de inversión favorable es

que son proyectos que podrán ser financiados por alguna sociedad, debido al favorable retorno de inversión que tiene un proyecto de generación de energías limpias.

Tabla 5.14 Retorno de inversión en la tarifa de GDMTH

Años	Pago anual sin SFV	Pago anual con SFV	Ahorro	Ahorro acumulado	% Recuperación	Amortización
0	0	\$0.00	0	0	0	-\$6,772,147.11
1	\$1,606,889.17	713035.32	\$893,853.85	\$893,853.85	13.20%	-\$5,878,293.26
2	\$1,767,578.09	\$784,338.85	\$983,239.23	\$1,877,093.08	27.72%	-\$4,895,054.03
3	\$1,944,335.90	\$862,772.74	\$1,081,563.16	\$2,958,656.24	43.69%	-\$3,813,490.87
4	\$2,138,769.48	\$949,050.01	\$1,189,719.47	\$4,148,375.72	61.26%	-\$2,623,771.39
5	\$2,352,646.43	\$1,043,955.01	\$1,308,691.42	\$5,457,067.14	80.58%	-\$1,315,079.97
6	\$2,587,911.08	\$1,148,350.51	\$1,439,560.56	\$6,896,627.70	101.84%	\$124,480.59
7	\$2,846,702.18	\$1,263,185.56	\$1,583,516.62	\$8,480,144.32	125.22%	\$1,707,997.21
8	\$3,131,372.40	\$1,389,504.12	\$1,741,868.28	\$10,222,012.60	150.94%	\$3,449,865.49
9	\$3,444,509.64	\$1,528,454.53	\$1,916,055.11	\$12,138,067.71	179.24%	\$5,365,920.60
10	\$3,788,960.61	\$1,681,299.99	\$2,107,660.62	\$14,245,728.33	210.36%	\$7,473,581.22

Nótese que el pago de los que el cliente ira pagando al paso de los años no será el mismo, si no que se considera un incremento de la tarifa, logrando un ahorro acumulado aún más favorable, que nos ayudará a recuperar la inversión en menos tiempo.



Figura 5.11 Proyección de retorno del SFV

Resumen

A continuación, se muestran los puntos más relevantes del diseño fotovoltaico y retorno de inversión de la tarifa GDMTH.

- ✓ **Eficiencia del sistema:** 82%
- ✓ **Radiación solar en Zamora:** 5.68 kWh/m²/día
- ✓ **Potencia pico del módulo:** 345 Watts
- ✓ **Potencia pico del sistema:** 277.38 kWpico
- ✓ **Generación promedio mensual:** 39,295 kWh
- ✓ **Consumo promedio mensual:** 39,320 kWh
- ✓ **Incremento anual de la tarifa:** 10%
- ✓ **Pago mensual sin SFV:** \$133,907.43
- ✓ **Pago mensual con SFV:** 59,419. 61
- ✓ **Ahorro anual:** \$74,487.82
- ✓ **Cotización del proyecto:** \$6,772,147.11
- ✓ **Retorno de inversión:** 5 años

5.4 Trámites de Interconexión

El proceso administrativo de un SFV también conlleva trámites de interconexión ante la CFE para validar de forma confiable y segura la instalación que está siendo interconectada en la red de la CFE.

La documentación necesaria para hacer la interconexión es la siguiente:

- ✓ Solicitud de interconexión.
- ✓ Croquis de la ubicación geográfica de la Central Eléctrica.
- ✓ Diagrama unifilar de la Central Eléctrica y en su caso, Centros de Carga que compartirán el mismo punto de interconexión/conexión.
- ✓ Ficha técnica de la tecnología de generación utilizada.
- ✓ Ficha técnica, y certificado del inversor.
- ✓ Persona Física: Copia de Identificación Oficial IDMEX

- ✓ Persona Moral: Copia Acta Constitutiva y Poder Notarial
- ✓ En su caso, copia del último recibo, sin adeudos del Suministro Eléctrico del usuario cuyo Centro de Carga compartirá el mismo punto de interconexión/conexión que la Central Eléctrica.
- ✓ Contrato de Interconexión
- ✓ Contrato de Contraprestación
- ✓ Servicios Tarifa en Media Tensión (OM, HM, etc) deberán presentar: Certificado de Aprobación por parte de la Unidad de Inspección aprobada por la CRE

En servicios de media Tensión si la demanda de generación es mayor a la demanda contratada el cliente debe realizar al pago del medidor bidireccional[26].

5.5 Esquemas de financiamiento

Con el propósito de que los clientes adquieran fácilmente el sistema solar que satisfaga sus necesidades de energía eléctrica, algunas de las empresas ofrecen diferentes alternativas de pago:

1. Pago de contado - Solicite presupuesto
2. Financiamiento – Se busca el esquema de financiamiento ideal para cada proyecto con alguna de las siguientes opciones:
 - ✓ Crédito CI Banco - Este financiamiento de CI Banco está dirigido a personas físicas con tarifa DAC que desean obtener un retorno de su inversión de sus paneles solares a mediano plazo. Monto de financiamiento: Mínimo de \$60,000 y máximo de \$500,000. Plazo: Desde 12, 18, 24, 36, 48, 60, 72 y 84 meses. Puedes realizar pagos anticipados sin penalización. Tasa de interés: Anual fija desde 16.00%.
 - ✓ Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE) - Hasta por \$250,000 pesos con interés de TIIIE + 6% +IVA = 12% aprox.
 - ✓ Acuerdo de compra de energía (PPA) - Cero inversión inicial (0), solo paga por la energía eléctrica generada por el sistema solar y más barato que CFE. Acuerdo de Compra de Energía (PPA).

- ✓ Hipoteca verde de INFONAVIT: El INFONAVIT otorga un préstamo adicional a tu crédito hipotecario, lo que te permite comprar paneles solares con un proveedor de la elección que esté autorizado. El préstamo consiste en un monto que como trabajador se debe pagar, pero es una muy buena opción para adquirir ecotecnologías que contribuyen al ahorro de la economía del hogar. Monto de financiamiento: Entre \$5,000 y \$40,000. Forma de pago: Se integra al pago mensual de tu crédito hipotecario.

Para los usuarios productores agropecuarios o propietarios de un agronegocio, existen diversas opciones de financiamiento ya sea con organismos del gobierno federal o bien instituciones financieras que reducen el costo inicial de la instalación del sistema eléctrico solar. La Secretaría de Agricultura, Ganadería Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA) a través del Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Fideicomisos Instituidos en Relación con la Agricultura (FIRA) y Financiera Rural (FND), ofrece un apoyo del 50% o hasta un millón de pesos (\$1,000,000.00) a fondo perdido para la instalación de sistemas fotovoltaicos para interconectar a red[49].

CAPÍTULO 6. IMPACTO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LAS REDES ELÉCTRICAS

6.1 Efecto sobre las redes de distribución

Durante los últimos años, se ha desarrollado un rápido crecimiento del número de instalaciones fotovoltaicas alrededor del mundo. Paneles fotovoltaicos están siendo instalados en localidades residenciales (Normalmente sobre techos con generación con capacidad menor a 10kWp), en localidades comerciales (Con capacidad de generación desde algunos kVA hasta capacidades de algunos MVA), así como también grandes granjas fotovoltaicas separadas a gran distancia de cargas altas. De acuerdo a la tendencia, la penetración de la potencia FV generada también se ve incrementada en las redes de distribución. En algunas áreas residenciales, la potencia excede el 70% de la capacidad de potencia del transformador instalado, esto conduce a una gran importancia de los SFV en las redes de distribución y crea una necesidad de coordinación entre la operación de la red tradicional y la integración de la nueva generación fotovoltaica[50].

Una alta penetración de generación fotovoltaica en las redes puede causar ciertas circunstancias y retos adicionales para el control del sistema eléctrico. Por ejemplo, hay casos donde los reguladores de voltaje de paso no están listos para oponerse al flujo de potencia de los paneles fotovoltaicos hacia la red. Sin embargo, hay casos en los cuales la red de distribución puede tener problemas de potencial con condiciones de voltaje debido a la existencia de paneles solares, una de ellas que es difícil de predecir son las nubes que pueden cubrir los paneles del sol[50].

Debido al incremento de la aplicación de SFV, el riesgo de los problemas de operación de las redes de distribución y sus componentes ha sido incrementado. La gravedad del problema depende directamente del nivel de penetración fotovoltaica y el área geográfica de la instalación. A continuación, se muestran algunos posibles impactos que puede imponer una generación de este tipo[51]:

- Corriente de Inrush: Un inevitable problema es que entre la red de generación y la red de distribución se puede introducir una corriente de Inrush la cual fluye entre el SFV que en cuestión de segundos esta puede decaer de manera exponencial hasta un nivel cero debido al cruce de algunas nubes u otros objetos. La producida corriente de Inrush puede causar decremento de potencia o incluso sobre estrés térmico de las líneas, entre otras.
- Seguridad: Una de las principales preocupaciones acerca de los SFV es el problema de seguridad debido a un aislamiento no planeado al momento de ocurrencia de fallas por parte de la red. En esta situación, el SFV continúa alimentando la carga incluso después de que es desconectado el suministro de la red, lo cual puede ocasionar choques eléctricos a los trabajadores.
- Sobrevoltaje: La mayoría de las veces, los SFV son diseñados para operar cerca de la unidad del factor de potencia haciendo aprovechamiento total de la energía solar. En estos casos, el SFV inyecta potencia real a la red de suministro el cual crea cambios en el flujo de la potencia reactiva del sistema. Por consiguiente, la tensión cerca de los buses puede ser incrementado debido a la ausencia de potencia reactiva. La producción de sobrevoltaje puede tener impactos negativos en la operación estable para el suministrador y para los consumidores (Obsérvese la Figura 6.1).

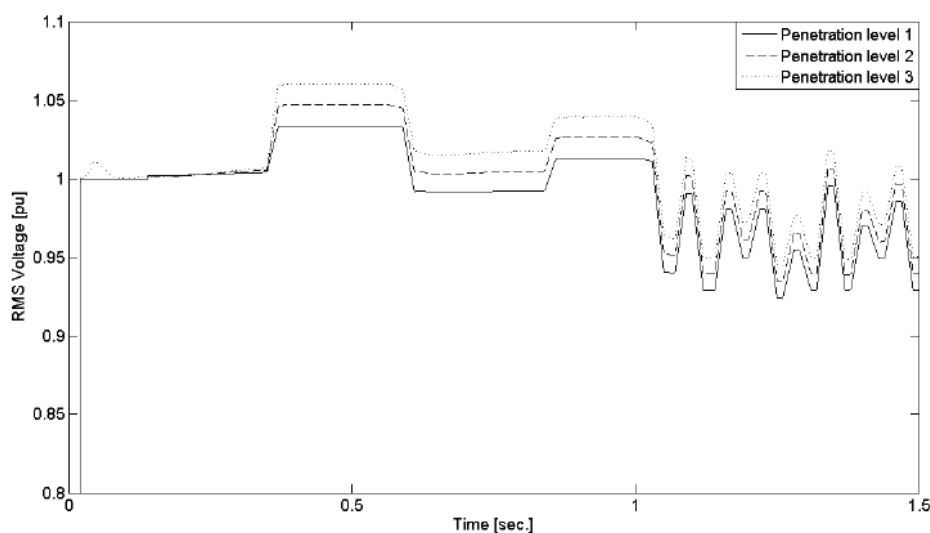


Figura 6.1 Variaciones de la magnitud de voltaje [51].

- Fluctuación de la potencia de salida: La fluctuación de potencia de salida de un SFV es conocida como el principal factor que puede causar problemas de operación severos para la red de suministro. El fenómeno de fluctuación de potencia ocurre debido a la variación de la irradiancia causada por el movimiento de las nubes que puede continuar por minutos o incluso horas dependiendo de la velocidad del viento, el tipo y tamaño de las nubes o el área cubierta por las nubes que dependería de la topología del SFV. La fluctuación de potencia puede causar oscilaciones de potencia en las líneas, sub y sobre carga, fluctuaciones inaceptables de voltaje y parpadeos de voltaje[51].
- Armónicos: La distorsión armónica es conocida como un serio problema en la calidad de la energía, el cual puede ocurrir debido al uso de inversores de potencia que se encargan de convertir la corriente de DC a AC en los SFV. Los armónicos producidos pueden generar resonancias series y paralelo, sobrecalentamiento de los bancos de capacitores y transformadores, y falsa operación de los dispositivos de protección los cuales pueden disminuir la confiabilidad de la potencia del sistema[51].

6.2 Efecto sobre la regulación de voltaje

Como la penetración de la generación fotovoltaica ha ido en aumento, el cambio de sentido del flujo de potencia puede ocurrir en algunos de los alimentadores de distribución. Como resultado, hace que el voltaje aumente[52].

El problema importante es que el incremento de tensión se puede presentar en cualquier momento dependiendo de las condiciones climáticas que se encuentren localizadas cerca de los generadores. En general, la violación del límite de voltaje puede llegar a provocar daños no deseados tanto para el suministrador como para el consumidor.

La distorsión del voltaje no constituye un problema para el futuro de las redes de distribución ante la presencia de la penetración FV si los inversores cumplen con el estándar IEC/EN 61727. Este estándar aplica para los suministradores interconectados con sistemas fotovoltaicos operando en paralelo al suministrador de servicios básicos utilizando inversores no aislados para la conversión de CD a CA. El estándar certifica pruebas de flicker de voltaje, inyección de la energía en CD, armónicos y distorsión de la forma de

onda, factor de potencia, pérdidas del voltaje de la red, sub y sobre voltaje, frecuencia, protección en modo isla y restauración de la operación[53].

Hoy en día, los dispositivos FACTS (Flexible Altern Current Transmission Systems) juegan un papel importante con los nuevos retos que se presentan en el sistema de potencia para el incremento del límite de potencia o de la regulación de voltaje existente en la red de transmisión. Dispositivos FACTS como el STATCOM (static synchronous compensator), regulador de voltaje dinámico (DVR), compensador estático de VAR (SVC) están siendo usados para la solución de estos problemas, evitando reemplazar las líneas existentes y logrando incrementar la capacidad y control en las líneas[54].

6.3 Efectos del flujo de potencia

Los nuevos retos debido a la intermitencia y aleatoriedad de generación o consumo, provocan que la operación de la oferta y demanda de energía sea más compleja. La fluctuación de la potencia solar fotovoltaica generada es debido a la variación de la radiación solar creada por el movimiento de las nubes que pueden continuar por minutos o incluso horas que puede degradar el funcionamiento de las líneas de la red de distribución, causando así, pérdidas de potencia.

Los inversores de interconexión están diseñados para operar con un factor de potencia cerca del unitario. Por lo tanto, la mayoría de los sistemas fotovoltaicos ya instalados no pueden ser modificados para obtener compensación de potencia reactiva o control de la potencia activa para poder evitar variaciones de voltaje, así como variaciones de potencia.

Uno de los problemas más importantes es el incremento del voltaje local, lo cual es evidente cuando los inversores están conectados a alimentadores ligeramente cargados, lo cual puede llegar a producir voltajes que estén por fuera de su límite. Sin embargo, si los voltajes en el punto de interconexión son diferentes, provocará la desconexión inmediata de los inversores, reduciendo la generación solar de manera total y haciendo menos fiable el sistema de generación. Además, los inversores monofásicos y trifásicos son representativos para el desbalance de voltajes, ambos inversores son fuertemente criticados por la gran cantidad de armónicos que inyecta [51].

Recientes cambios en el sistema de potencia se han agregado, así como diferentes tipos de consumo de electricidad (Vehículos eléctricos, luz LED, bombas de calor), que han ido agravando el problema de la calidad de la energía en las redes de distribución.

Las instalaciones solares fotovoltaicas que han venido en una rápida tendencia, que provocarán en un futuro problemas debido al incremento de potencia activa que, en algún momento, los sistemas de distribución involucrados, necesitaran de buscar la forma de lograr que la red tenga límites de capacidad más amplios [51].

6.4 Efecto sobre la distorsión armónica

Con el uso de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red, la corriente inyectada al sistema eléctrico debe de ser de alta calidad. Desafortunadamente, las cargas críticas conectadas causan serios problemas en la calidad de la energía. Dichas cargas que son llamadas “No Lineales” afectan la forma de las señales tanto de la corriente como del voltaje de la red inyectando corrientes armónicas. Este hecho puede afectar negativamente la operación de otras cargas alimentadas por la red de suministro, si los armónicos exceden un cierto límite establecido por estándares internacionales [55].

Cualquier señal que circule por la instalación eléctrica, ya sea de corriente o de tensión, y cuya forma de onda no sea senoidal, puede provocar daños en ella o en los equipos conectados a la misma [56].

a) Calentamientos (conductores, hilo de neutro y otros dispositivos).

El calentamiento es uno de los efectos más importantes de los armónicos. Se puede producir en los devanados de los transformadores, motores, conductores en general y especialmente en el hilo de neutro

Debido al efecto piel, a medida que la frecuencia de la tensión o corriente aumenta, ésta tiende a circular por el exterior del conductor desaprovechando parte de la sección, lo que significa que aumenta la resistencia del cable. Esta mayor resistencia, unida a la circulación por el exterior provoca un aumento de la temperatura del cable, con el consiguiente peligro de dañar el aislamiento del mismo y llegar, en ciertos casos, a generar un foco de incendio, en especial si el cable no está protegido contra el fuego. Los

conductores de neutro se ven especialmente perjudicados porque es habitual diseñarlos con una sección igual a la mitad de la sección de los conductores de fase, ya que cuando el sistema está equilibrado la corriente por el neutro debería ser cero.

b) Disparo de protecciones

Las señales con armónicos pueden tener un valor de corriente eficaz rms muy pequeño y sin embargo alcanzar un valor de pico muy grande. Este hecho hace que equipos de protección, termomagnéticos y diferenciales puedan saltar.

c) Resonancia

Un condensador en paralelo con una bobina forma un circuito resonante, capaz de amplificar las señales de una determinada frecuencia. Este circuito resonante puede amplificar ciertos armónicos, pudiendo hacer que los efectos de estos sean todavía más perjudiciales, llegando a quemar las baterías de condensadores.

d) Vibraciones y acoplamientos

Las altas frecuencias de los armónicos y las subidas y bajadas rápidas de las señales distorsionadas provocan interferencias electromagnéticas que pueden ser radiadas o conducidas. Las interferencias electromagnéticas pueden provocar: vibraciones en cuadros eléctricos y transformadores, y/o acoplamientos en redes de comunicación como las de telefonía o redes de ordenadores [56].

e) Deterioro de la forma de onda de tensión.

Cuando una instalación eléctrica tiene una gran cantidad de armónicos, la corriente distorsionada generada por las cargas puede provocar una deformación de la forma de onda de tensión, llegando a presentar aplastamiento o aplanamiento en la parte superior e inferior de la forma de onda cuando la distorsión es importante. Este achatamiento hace que la señal no alcance el valor de pico adecuado, provocando el mal funcionamiento de los puentes de diodos, que se encuentran en fuentes de alimentación, o en convertidores de frecuencia, que consumen corriente cuando la señal de tensión alcanza su valor máximo.

f) Tensión entre neutro y tierra distinto de cero

La circulación de corriente por el conductor de neutro provoca una caída de tensión entre neutro y tierra, ya que la resistencia del cable de neutro no es cero. Esta tensión perjudica la calidad de la red y puede tener efectos nefastos sobre la instalación. Por ello, además de mantener la tensión entre neutro y tierra a cero, es recomendable tener un buen sistema de tierras y que las conexiones de los equipos no formen lazos entre ellos para evitar la circulación de corrientes parásitas y disminuir el riesgo de daños en los equipos.

g) Consecuencias de los armónicos en componentes conectados a las instalaciones.

- Motores asíncronos: La circulación de corrientes armónicas por los devanados del motor provocan calentamientos en los mismos, lo que pone en peligro el aislamiento térmico del arrollamiento. También puede producirse una pérdida de rendimiento y reducción de la vida del motor.
- Cables: Los cables presentan una impedancia que depende de la frecuencia. A mayor frecuencia, mayor es la impedancia del cable, con lo que la calidad de la alimentación eléctrica se deteriora y se puede producir un excesivo calentamiento.
- Condensadores: Éstos disminuyen su impedancia con la frecuencia, con lo que cuanto mayor sea la frecuencia mayores posibilidades de corrientes parásitas, acoplamientos entre cables, mal funcionamiento de las protecciones y relés. Hay peligro de sobrecarga por el efecto de la resonancia.
- Transformadores: Los armónicos producen varios efectos sobre los transformadores. Calienta el bobinado, aumenta la impedancia de fuente y produce pérdidas debidas a las corrientes de Foucault. La impedancia del transformador aumenta con la frecuencia, con lo que la distorsión armónica total de tensión (THD) también aumenta [56].

6.5 Determinación de la capacidad de alojamiento de SFV a la red (hosting capacity)

La introducción de la generación distribuida al Sistema Eléctrico (SE), impacta en el funcionamiento del sistema de potencia. Agregando nueva generación o consumo en la red de distribución influenciará en el flujo de potencia, la calidad del voltaje, corrientes de corto circuito, entre otras propiedades de la red. La operación de la red puede mejorar o

deteriorar el servicio de los usuarios conectados. La capacidad de alojamiento (HC) es definida como la máxima cantidad de nueva producción de energía que puede ser conectada al sistema de distribución, sin poner en riesgo la fiabilidad y calidad del servicio de los consumidores.

La capacidad de alojamiento puede ser calculada para localidades individuales incluso también para áreas grandes (La red de distribución, pero por detrás de los transformadores HV/MV)[57].

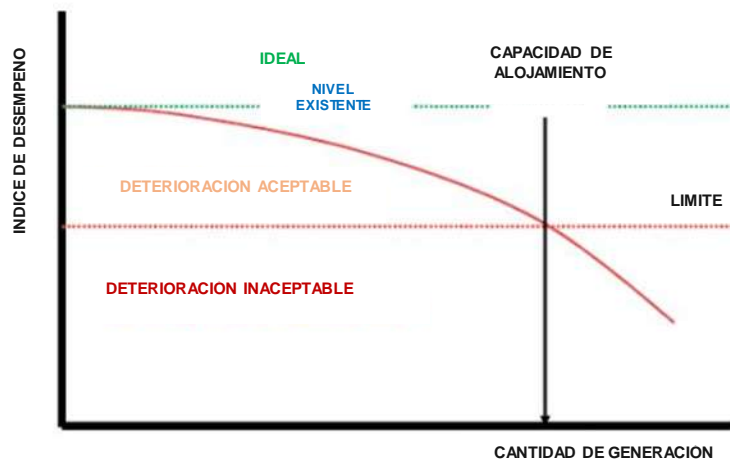


Figura 6.2 Hosting Capacity [57].

El rápido crecimiento de las fuentes de generación distribuida están creando la necesidad de nuevas herramientas de planeación y técnicas para mejorar la distribución de los altos niveles de penetración fotovoltaica, eólica, etc [58].

La planeación de la nueva distribución está incrementando la preocupación acerca de los problemas causados por la interconexión de altos niveles de generación distribuida como la localización de nodos con sobrevoltaje, inhabilidad para regular el voltaje de los alimentadores, descoordinación de protecciones debido al cambio del flujo de potencia, calidad de la energía, entre otros.

Actualmente, el más amplio criterio usado por las compañías de distribución eléctrica para determinar si un alimentador está saturado con la generación (que ha alcanzado su capacidad de integración) es simplemente tomar un porcentaje del pico de la carga más alta del alimentador. Por ejemplo, si un alimentador dado tiene un pico de carga

de 1.2 MW, este sería muy común para ver la determinación por el departamento de planeación de distribución donde dicho alimentador sería capaz de integrar no más del 30% del pico de la carga máxima (360 kW). Hay casos donde no se podrá aplicar el mismo criterio, ya que hay situaciones de redes eléctricas donde la capacidad de alojamiento va por debajo del 10% del pico de la carga máxima, pero otras ocasiones donde se necesitará más del 100%.

Analizando un caso en específico, tomando en cuenta el flujo de potencia en un circuito radial, los voltajes y corrientes calculadas en cada flujo de potencia fueron almacenadas y usadas para determinar una capacidad de alojamiento estática del circuito, así como mapas probabilísticos de la capacidad térmica de las líneas que muestren las condiciones anormales más presentadas dentro de la localidad geográfica del circuito.

El voltaje en estado estable y sobrecargas térmicas están consideradas dentro de la capacidad de alojamiento. El factor límite más común es el sobrevoltaje. Desde que se crearon los circuitos radiales se diseñaron para un solo sentido del flujo de potencia, con la suposición de que el voltaje decrecerá a lo largo del circuito, Sin embargo, si un generador causa la oposición del sentido del flujo de potencia, el voltaje podría incrementar en lugar de disminuir su magnitud. En este caso particular el sobre voltaje se considera más limitante que las sobrecargas térmicas.

Por cada cantidad de generación que es distribuida a través de la red, el voltaje fue calculado por cada nodo en el circuito y se observó el máximo sobrevoltaje presentado que excedía de los límites [58].

Más específicamente, en la Figura 6.3 se muestra el valor absoluto en por unidad del máximo voltaje presentado dentro del circuito asociado con la cantidad de generación introducida a la red.

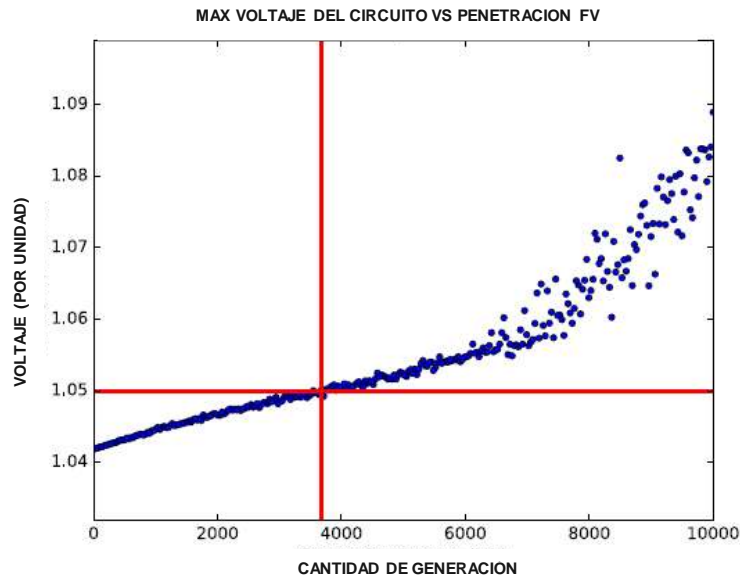


Figura 6.3 Máximos voltajes observados ante el incremento de los niveles de generación con $FP=1$ [58].

Ante el incremento de los niveles de generación de potencia activa con un factor de potencia de una unidad el voltaje comienza a alcanzar los límites del HC. Como se muestra en la figura anterior, el HC se encuentra en el eje cuando la potencia ha llegado a 3,678 KW. Se muestra una clara correlación entre la capacidad de generación y el incremento de los voltajes máximos. La capacidad de alojamiento estática se establece cuando el voltaje ha sobre pasado el 5% de su magnitud.

Una solución común para resolver la situación del sobrevoltaje debido al incremento de potencia fotovoltaica es eligiendo inversores fotovoltaicos más eficientes que a la salida nos entreguen un factor de potencia en retraso (Carga inductiva). Esta idea puede ser efectiva en disminuir la magnitud del voltaje local causado por los generadores, pero en un sistema amplio, impacta en una gran cantidad de generadores que operan con un factor de potencia en retraso totalmente desconocido [58].

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

En esta tesis se presentan las herramientas necesarias para el procedimiento de diseño, dimensionamiento e instalación de un sistema fotovoltaico desde el proceso de venta que una empresa puede emplear hasta el beneficio y resultados del proyecto, tomando en cuenta los nuevos cambios que se han presentado en los más recientes años.

Para la elaboración de este proyecto fue necesario consultar un gran contenido de fuentes de investigación, principalmente fuentes recientes y actuales que permitan basarse en la información más confiable hasta el momento. Debido a que entró en vigor la reforma energética, en el sector fotovoltaico han surgido una serie de cambios que se vieron modificados dentro del mercado eléctrico.

7.1 Nuevos cambios y retos

La CRE ha modificado los esquemas tarifarios con el fin de independizar las secciones que se encargan de que la energía eléctrica generada en algún punto, pueda llegar con satisfacción al usuario final. Pero hoy en día el costo de la energía para la mayoría de las tarifas se ha inflado considerablemente, en algunos de los estados los usuarios han presentado hasta un 100% del incremento de las tarifas en comparación con las anteriores.

Hoy en día, los usuarios pueden adquirir un sistema de paneles solares para la compensación de sus flujos de potencia en la red de su hogar, puede incluso declarar y vender el excedente de energía que es aportado a la red general de distribución o hasta vender la energía total. Esto implica un gran reto para el SEN, de mantener al menos la misma calidad de la energía que se tiene hasta ahora.

Las nuevas tecnologías que se han implementado buscan reducir el costo de producción y elevar la eficiencia de los productos de uso fotovoltaico, logrando ser más competitivos en el mercado. No obstante, la baja calidad de fabricación de productos también se ha ido incrementando, lo que nos obliga a tener extrema precaución con la certificación de los productos e instalaciones de acuerdo a las normas nacionales o internacionales existentes

7.2 Desarrollo del proyecto

A través del desarrollo del proyecto de diseño y dimensionamiento se fueron complementando programas en Excel que nos permiten obtener de forma más sencilla y eficaz el desglose de un proyecto fotovoltaico. Con este se puede obtener información del estudio técnico y económico que conlleva un SFV, como análisis de consumo, análisis de demanda, geometría del sitio, radiación del lugar, tecnología implementada, facturación, proyección energética, retorno de inversión y hasta esquemas de ventas y financiamiento.

Se observó que el cambio de las tarifas afectó a algunos de los usuarios debido al incremento de las tarifas, pero para empresas dedicadas a la instalación fotovoltaico fue una ventaja porque gracias al incremento de las tarifas el retorno de inversión de los proyectos fotovoltaicos comenzó a ser aún más rentable.

Se deben de considerar ampliamente el proceso de instalación de acuerdo a las normas oficiales debido a que estas establecen la seguridad, continuidad y fiabilidad del servicio eléctrico que los usuarios consumen.

Difícilmente un SFV operará exactamente con los mismos resultados que el programa, ya que dependerá de los hábitos de consumo que los clientes presenten, las condiciones climáticas, entre otros factores. Lo ideal será tomar el diseño con los valores más aproximados de consumo, costos de energía, inflación de las tarifas y radiación exacta del lugar, para de esta manera, obtener un diseño más certero y preciso.

7.3 Impacto en el sector energético

Uno de los puntos que se debe de analizar con la nueva generación de energía renovable es la capacidad de alojamiento de energía por medio de las líneas de distribución, es decir, la capacidad máxima de energía que las líneas pueden soportar antes de que estas comiencen a afectar la calidad. Esto es uno de los problemas con mayor impacto, debido al incremento considerable por parte de la generación solar y eólica.

Los sistemas fotovoltaicos presentan varios efectos que afectan la calidad de la energía dentro del sistema eléctrico nacional, como lo es la regulación de voltaje en la red,

desbalance de cargas, pérdidas de potencia, flujos de potencia opuestos, armónicos, frecuencia, etc. Cada uno de estos problemas se puede atacar implementando el control con electrónica de potencia dentro de las redes de transmisión y distribución, logrando dispersar y distribuir la energía dentro de centros de gran consumo

7.4 Esquemas de negocios

Para que una empresa deba comenzar a desarrollar proyectos en el sector fotovoltaico primero que nada debe de contar con personal suficiente capacitado y especializado en el área a fin. La empresa debe de contar con la infraestructura necesaria e incluso contar con certificaciones y acreditaciones que avalen que la empresa es capaz de dicho trabajo. Si ya se cuenta con certificaciones y acreditaciones será posible la obtención de financiamientos de manera más accesible para poder ofrecer a los clientes mejores beneficios para sus inversiones.

Además, es importante llevar una buena relación con proveedores que permitan que los proyectos fotovoltaicos sean más competitivos día a día.

7.5 Trabajos futuros

La investigación de ingeniería y economía se actualiza de forma impresionante, para ello se presentan una lista de trabajos adicionales en relación con este proyecto:

Realizar la proyección de incremento de cada una de las tarifas recientes y su repercusión en el retorno de inversión.

Investigar y desarrollar estrategias para atacar la demanda máxima dentro de las tarifas de media tensión con el fin de reducir aún más el retorno de inversión, incluyendo el beneficio ambiental y social que brinda el uso eficiente energético en relación con un sistema de generación fotovoltaica.

APÉNDICES

APÉNDICE 1. Ficha técnica de panel Jinko 72 Celdas HC 72P-V 320-340

www.jinkosolar.com



Eagle HC 72P-V 320-340 Watt

MÓDULO POLICRISTALINO

Tolerancia positiva 0~+3%

- Semicélula
- Policristalino 72 células
- Tensión del sistema: 1500



(5BB)



CARACTERÍSTICAS CLAVE



Tensión del sistema:

La tensión máxima se impulsa a 1500 V y las cadenas de módulos se amplían un 50 %, lo que reduce el BOS general del sistema.



Célula solar 5 bus bar:

La célula solar 5 bus bar adopta una nueva tecnología para mejorar la eficiencia de los módulos, ofrece un mejor aspecto estético, lo que es perfecto para su instalación en los tejados.



Gran eficiencia:

Mayor eficiencia de conversión de módulos (hasta un 17.25 %) como resultado de la estructura de semicélulas (característica de baja resistencia).



Resistente al PID:

La degradación de potencia limitada del módulo Eagle causada por el efecto PID es garantizado bajo condiciones de pruebas muy estrictas (85°C/85% RH, 96hours) para la producción en masa.



Rendimiento con baja luminosidad:

La textura avanzada de superficie de células solares y vidrio permite un excelente rendimiento en entornos de baja luminosidad.



Resistencia al clima extremo:

Certificación para soportar carga de viento (2400 Pa) y de nieve (5400 Pa).



Durabilidad frente a condiciones ambientales extremas:

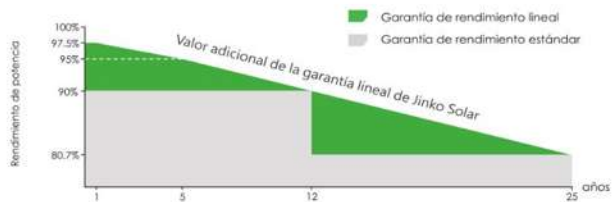
Resistencia al amoníaco y niebla salina elevada con certificación de TUV NORD.

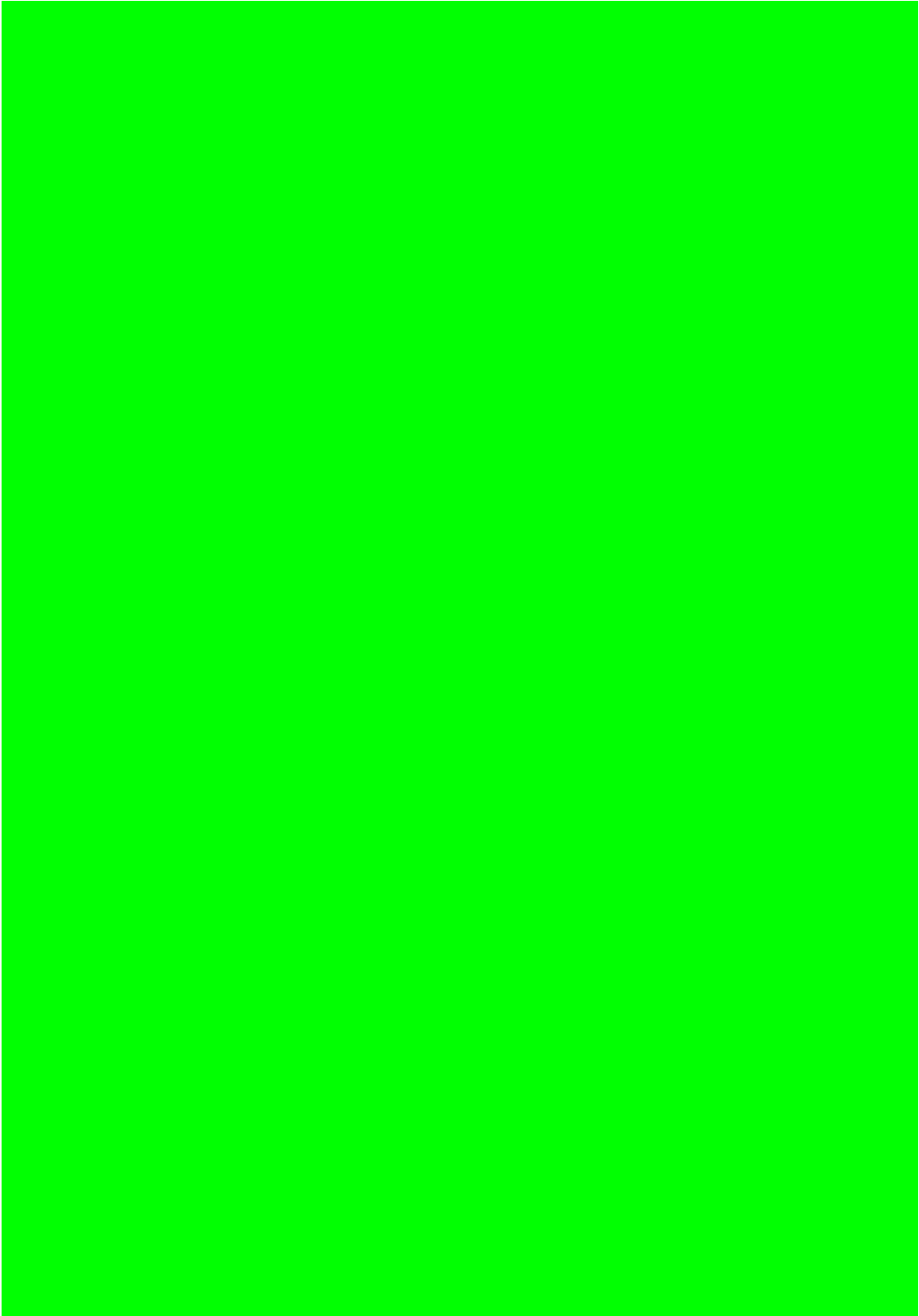


GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL

Garantía del producto de 10 años • Garantía de potencia lineal de 25 años

- ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certificadas en fábrica.
- Productos con certificación IEC61215 y IEC61730





APÉNDICE 2. Interfaz del programa de dimensionamiento

Datos Generales					
Cliente	Cardenas Gutierrez Julian				
Proyecto:					
Ubicación	Morelia Mich				
Direccion_Instalación	Agustin Pomposo Fdz 88, Col Leona Vicario				
No_Servicio_CFE	202 121 200 386	Prom_HSP	5.58		
Latitud	18.962	Longitud	-101.802		
Datos Recibo CFE					
Periodo_de_Estudio	16-feb-17	a	15-feb-18		
Actual	Periodo		kWh	Pagos	
1	Del 15-dic-17	Al 15-feb-18	1,063	\$5,890.91	
2	Del 17-oct-17	Al 15-dic-17	610	\$3,324.53	
3	Del 16-ago-17	Al 17-oct-17	501	\$2,768.04	
4	Del 16-jun-17	Al 16-ago-17	505	\$2,850.90	
5	Del 18-abr-17	Al 16-jun-17	579	\$3,212.71	
6	Del 16-feb-17	Al 18-abr-17	767	\$4,335.96	

Consumo Prom			
Consumo_Promedio_Bimestre_al_Año [kWh/año]	670.83	Consumo_Promedio_Diario [kWh/día]	11.18
Kilowat_Hora_Promedio_Requerido[kWh]	2.00	Facturacion_Bimestre_Promedio	\$3,730.51
SFV			
Panel_Sugerido	CanadianCS6P-270 270W	No_Paneles	7 Pzas
Potencia_Panel / 1000 [KW]	0.270	Produccion_SFV_Diaria	10.55 kWh/dia
Factor_Seguridad	88%	Potencia_Nominal_SFV	1.89 kW
%_de_consumo_a_generar	94%	Potencia_Paneles_FS	0.238 kW
%_Perdidas_adicionales		No_Paneles_FS	8.42 Pzas
Mantener en "0%" al menos que haya condiciones específicas del lugar		Produccion_FS_SFV	11.16 kWh/dia
Cantidad de inversores	1	Potencia_FS_SFV	2.00 kW
Inversor_Sugerido:	Galvo 2.5-1	No_Paneles_FS_al_%	8 Pzas
		Produccion_SFV_FS_al_%	10.61 kWh/dia
		Produccion_Bimestral_promedio	636.39 kWh/Bimestre
		Produccion_Mes_Promedio	318.19 kWh/mes
		Potencia_pico_del_sistema	2.16 kWp
		%_de_consumo_cubierto	95%

Ahorro						
Aumento:	1.05 %	Retorno de Inversión:	3	Años		
Años	Pago anual sin SFV	Pago anual con SFV	Ahorro	Ahorro acumulado	% Recuperación	Amortización
0	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$74,769.22
1	\$22,705.52	\$2,462.18	\$20,243.34	\$20,243.34	27.07%	-\$54,525.88
2	\$23,840.80	\$2,585.29	\$21,255.50	\$41,498.84	55.50%	-\$33,270.38
3	\$25,032.84	\$2,714.56	\$22,318.28	\$63,817.12	85.35%	-\$10,952.10
4	\$26,284.48	\$2,850.28	\$23,434.19	\$87,251.32	116.69%	\$12,482.10
5	\$27,598.70	\$2,992.80	\$24,605.90	\$111,857.22	149.60%	\$37,088.00
6	\$28,978.64	\$3,142.44	\$25,836.20	\$137,693.42	184.16%	\$62,924.20
7	\$30,427.57	\$3,299.56	\$27,128.01	\$164,821.43	220.44%	\$90,052.21
8	\$31,948.95	\$3,464.54	\$28,484.41	\$193,305.84	258.54%	\$118,536.62
9	\$33,546.39	\$3,637.76	\$29,908.63	\$223,214.47	298.54%	\$148,445.25
10	\$35,223.71	\$3,819.65	\$31,404.06	\$254,618.53	340.54%	\$179,849.31
11	\$36,984.90	\$4,010.63	\$32,974.26	\$287,592.79	384.64%	\$212,823.57
12	\$38,834.14	\$4,211.17	\$34,622.98	\$322,215.77	430.95%	\$247,446.55
13	\$40,775.85	\$4,421.72	\$36,354.13	\$358,569.90	479.57%	\$283,800.68
14	\$42,814.64	\$4,642.81	\$38,171.83	\$396,741.73	530.62%	\$321,972.51
15	\$44,955.38	\$4,874.95	\$40,080.42	\$436,822.15	584.23%	\$362,052.93
16	\$47,203.14	\$5,118.70	\$42,084.45	\$478,906.60	640.51%	\$404,137.38
17	\$49,563.30	\$5,374.63	\$44,188.67	\$523,095.27	699.61%	\$448,326.05
18	\$52,041.47	\$5,643.37	\$46,398.10	\$569,493.37	761.67%	\$494,724.15
19	\$54,643.54	\$5,925.53	\$48,718.01	\$618,211.37	826.83%	\$543,442.15
20	\$57,375.72	\$6,221.81	\$51,153.91	\$669,365.28	895.24%	\$594,596.06



APÉNDICE 3. Tabla de financiamiento a 3 años

CORRIDA FINANCIERA

TABLA DE AMORTIZACIÓN

jueves, 20 de septiembre de 2018

Monto Prestamo	\$74,769.22
Tasa de interes anual	13.50%
Tasa de interes mensual	1.13%
Plazo anual	36.00
Pagos de capital	Mensual
Pago de interes recapit	Mensual
Capital mensual	\$2,076.92
Pago total	\$92,820.38
Total de intereses	\$15,561.34

# DE MES	FECHA	SALDO INICIAL	INTERESES	IVA	CAPITAL	PAGO TOTAL	SALDO
1	sep-18	\$74,769.22	\$841.15	\$134.58	\$2,076.92	\$3,052.66	\$72,692.30
2	oct-18	\$72,692.30	\$817.79	\$130.85	\$2,076.92	\$3,025.56	\$70,615.38
3	nov-18	\$70,615.38	\$794.42	\$127.11	\$2,076.92	\$2,998.45	\$68,538.45
4	dic-18	\$68,538.45	\$771.06	\$123.37	\$2,076.92	\$2,971.35	\$66,461.53
5	ene-19	\$66,461.53	\$747.69	\$119.63	\$2,076.92	\$2,944.25	\$64,384.61
6	feb-19	\$64,384.61	\$724.33	\$115.89	\$2,076.92	\$2,917.14	\$62,307.68
7	mar-19	\$62,307.68	\$700.96	\$112.15	\$2,076.92	\$2,890.04	\$60,230.76
8	abr-19	\$60,230.76	\$677.60	\$108.42	\$2,076.92	\$2,862.93	\$58,153.84
9	may-19	\$58,153.84	\$654.23	\$104.68	\$2,076.92	\$2,835.83	\$56,076.92
10	jun-19	\$56,076.92	\$630.87	\$100.94	\$2,076.92	\$2,808.73	\$53,999.99
11	jul-19	\$53,999.99	\$607.50	\$97.20	\$2,076.92	\$2,781.62	\$51,923.07
12	ago-19	\$51,923.07	\$584.13	\$93.46	\$2,076.92	\$2,754.52	\$49,846.15
13	sep-19	\$49,846.15	\$560.77	\$89.72	\$2,076.92	\$2,727.42	\$47,769.22
14	oct-19	\$47,769.22	\$537.40	\$85.98	\$2,076.92	\$2,700.31	\$45,692.30
15	nov-19	\$45,692.30	\$514.04	\$82.25	\$2,076.92	\$2,673.21	\$43,615.38
16	dic-19	\$43,615.38	\$490.67	\$78.51	\$2,076.92	\$2,646.10	\$41,538.46
17	ene-20	\$41,538.46	\$467.31	\$74.77	\$2,076.92	\$2,619.00	\$39,461.53
18	feb-20	\$39,461.53	\$443.94	\$71.03	\$2,076.92	\$2,591.90	\$37,384.61
19	mar-20	\$37,384.61	\$420.58	\$67.29	\$2,076.92	\$2,564.79	\$35,307.69
20	abr-20	\$35,307.69	\$397.21	\$63.55	\$2,076.92	\$2,537.69	\$33,230.76
21	may-20	\$33,230.76	\$373.85	\$59.82	\$2,076.92	\$2,510.58	\$31,153.84
22	jun-20	\$31,153.84	\$350.48	\$56.08	\$2,076.92	\$2,483.48	\$29,076.92
23	jul-20	\$29,076.92	\$327.12	\$52.34	\$2,076.92	\$2,456.38	\$27,000.00
24	ago-20	\$27,000.00	\$303.75	\$48.60	\$2,076.92	\$2,429.27	\$24,923.07
25	sep-20	\$24,923.07	\$280.38	\$44.86	\$2,076.92	\$2,402.17	\$22,846.15
26	oct-20	\$22,846.15	\$257.02	\$41.12	\$2,076.92	\$2,375.07	\$20,769.23
27	nov-20	\$20,769.23	\$233.65	\$37.38	\$2,076.92	\$2,347.96	\$18,692.31
28	dic-20	\$18,692.31	\$210.29	\$33.65	\$2,076.92	\$2,320.86	\$16,615.38
29	ene-21	\$16,615.38	\$186.92	\$29.91	\$2,076.92	\$2,293.75	\$14,538.46
30	feb-21	\$14,538.46	\$163.56	\$26.17	\$2,076.92	\$2,266.65	\$12,461.54
31	mar-21	\$12,461.54	\$140.19	\$22.43	\$2,076.92	\$2,239.55	\$10,384.61
32	abr-21	\$10,384.61	\$116.83	\$18.69	\$2,076.92	\$2,212.44	\$8,307.69
33	may-21	\$8,307.69	\$93.46	\$14.95	\$2,076.92	\$2,185.34	\$6,230.77
34	jun-21	\$6,230.77	\$70.10	\$11.22	\$2,076.92	\$2,158.23	\$4,153.85
35	jul-21	\$4,153.85	\$46.73	\$7.48	\$2,076.92	\$2,131.13	\$2,076.92
36	ago-21	\$2,076.92	\$23.37	\$3.74	\$2,076.92	\$2,104.03	\$0.00

BIBLIOGRAFÍA

- [1] «Historia de la energía solar fotovoltaica». [En línea]. Disponible en: <http://www.energiza.org/solar-fotovoltaica/22-solar-fotovoltaica/624-historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica>. [Accedido: 13-may-2018].
- [2] S. Sánchez, «Los 11 gráficos que demuestran que lo de la energía solar es imparable», *Xataka*, 20-dic-2016. [En línea]. Disponible en: <https://www.xataka.com/energia/los-11-graficos-que-demuestran-que-lo-de-la-energia-solar-es-imparable>. [Accedido: 13-may-2018].
- [3] «SENER | Sistema de Información Energética | Evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología». [En línea]. Disponible en: http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cveua=DIPS_SE_C33_ESP. [Accedido: 25-sep-2018].
- [4] G. S. Liévano, «Prospectiva de Energías Renovables 2012 - 2026», p. 156.
- [5] «C_Marcelino_Madrigal_Paneles_10Enero_Vf.pdf». .
- [6] A. J. M. A. Isidro Ignacio Lazaro Castillo y L. M. V. B. Jose Armando Tinoco Tinoco, «Metodología para el Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red Incorporando el Uso de Ecotecnias», *Junio 2017*, p. 6 Pags.
- [7] «Is solar set to take over the world? | World Economic Forum». [En línea]. Disponible en: https://www.weforum.org/agenda/2016/03/is-solar-set-to-take-over-the-world?utm_content=buffer3c08d&utm_medium=social&utm_source=twitter.com&utm_campaign=buffer. [Accedido: 14-may-2018].
- [8] «Así será la energía solar del futuro», *La Vanguardia*, 12-ene-2018. [En línea]. Disponible en: <http://www.lavanguardia.com/ciencia/planeta-tierra/20180113/434235557334/energia-solar-fotovoltaica-futuro-nuevos-materiales-perovskitas-kesteritas.html>. [Accedido: 13-may-2018].
- [9] B. V. F. Rafael Cuervo García y Javier María Médez Muñiz, *ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA*, 4ta ed. FC Editorial.
- [10] B. H. Solar Energy International, *Fotovoltaica: Manual de diseño e instalación*. Canada, 2007.
- [11] G. C. P. Max Enrique Alvarado Contreras, *Manual del Instalador fotovoltaico (autonomos)*, 2016 CCEEA. 2016.

- [12] «Irradiación solar - ECyT-ar». [En línea]. Disponible en: https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Irradiaci%C3%B3n_solar. [Accedido: 22-may-2018].
- [13] «Tipos de radiaciones solares», *En paz con el sol · yo estoy ·*. [En línea]. Disponible en: <http://www.enpazconelsol.com/1/post/2017/03/tipos-de-radiaciones-solares.html>. [Accedido: 22-may-2018].
- [14] «chapter_3_ES.pdf». .
- [15] «Clase_Heliodón_Magister_Náutico_y_Marítimo.pdf». .
- [16] Carlos Tobajas Vásquez, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*, Primera. Murcia, España: Ediciones de la U, 2000.
- [17] «Solar Tracker | San Jose CA | Suntactics». [En línea]. Disponible en: <https://www.suntacticsolartrackers.com/>. [Accedido: 24-may-2018].
- [18] «Conermex | Te conecta con el sol». [En línea]. Disponible en: <http://www.conermex.com.mx/blog-desmitificando.html>. [Accedido: 24-may-2018].
- [19] admin, «¿Qué es la Hora Solar Pico (HSP), para qué sirve y cómo calcularlo?», *Efimarket*, 01-mar-2018. .
- [20] «como-somos-los-delektra-que-son-las-HSP.pdf». .
- [21] «NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables». [En línea]. Disponible en: https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=079110&lat=19.68&hgt=100&submit=Submit&veg=17&sitelev=&email=&p=grid_id&p=swv_dwn&step=2&lon=-101.19. [Accedido: 24-may-2018].
- [22] «Scribd», *Scribd*. [En línea]. Disponible en: https://www.scribd.com/embeds/350199005/content?start_page=1&view_mode=scroll&access_key=key-jywDOtLeaqzWBeVEmwGV&show_recommendations=true. [Accedido: 24-may-2018].
- [23] «Radiación solar - econotecnia». [En línea]. Disponible en: <http://www.econotecnia.com/radiacion-solar.html>. [Accedido: 25-may-2018].
- [24] «Mapa de radiación Solar en el Mundo», *Mundo Solar*, 15-feb-2010. .
- [25] «¿Cómo te afecta el nuevo esquema tarifario de CFE?», 26-mar-2018. .

- [26] «CFE». [En línea]. Disponible en:
<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Negocio.aspx>.
[Accedido: 25-may-2018].
- [27] M.I. Isidro Ignacio Lázaro Castillo, «Diseño de Sistemas Fotovoltaicos con Conexión a la Red Eléctrica». Armaxing, Enefactorial, ene-2018.
- [28] CFE, «Demanda maxima», ene-2017.
- [29] A. G. Jose Armando Tinoco Tinoco, «GENERACIÓN DE ENERGÍA POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS». .
- [30] «Sistemas Fotovoltaicos Interconectados - Energía Verde». [En línea]. Disponible en: <http://energiaverde.gpodelaconcha.com.mx/sistemas-fotovoltaicos.html>. [Accedido: 30-may-2018].
- [31] «Paneles Fotovoltaicos: Concepto y tipos». [En línea]. Disponible en: <http://www.energiza.org/solar-fotovoltaica/22-solar-fotovoltaica/627-paneles-fotovoltaicos-concepto-y-tipos>. [Accedido: 30-may-2018].
- [32] «Tipos de paneles fotovoltaicos». [En línea]. Disponible en: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/panel-fotovoltaico/tipos>. [Accedido: 30-may-2018].
- [33] «Energía solar y sus beneficios ¿Qué es el efecto fotovoltaico?» [En línea]. Disponible en: <https://www.certificadosenergeticos.com/energia-solar-beneficios-que-efecto-fotovoltaico>. [Accedido: 30-may-2018].
- [34] «SP Eagle HC 72P 320-340W-V.pdf». .
- [35] «Influencia de la irradiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica», *Ingelibre*, 09-nov-2014. .
- [36] R. C. Solartec, «CURSO DE CAPACITACIÓN EN EL ESTÁNDAR DE COMPETENCIA DE INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN RESIDENCIA COMERCIO E INDUSTRIA». feb-2018.
- [37] «¿Qué es un inversor de voltaje?», *Curiosoando*, 29-abr-2014. [En línea]. Disponible en: <https://curiosoando.com/que-es-un-inversor-de-voltaje>. [Accedido: 31-may-2018].

- [38] «Distribuidor de Inversores Interconexión - Webo Solar Home - Webo Solar». [En línea]. Disponible en: <https://webo-solar.com/store/es/68-inversores-interconexion>. [Accedido: 31-may-2018].
- [39] «Inversores de Interconexión a la Red CFE | Cemaer». .
- [40] «Tipos de estructuras para colocar los paneles solares». [En línea]. Disponible en: https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/estructuras-para-paneles-solares_1. [Accedido: 31-may-2018].
- [41] «Supresor de Picos de Voltaje Solar», *Paneles Solares, Lamparas Solares, Luminarias LED Evoluo*. [En línea]. Disponible en: <http://www.panels-solares.com.mx/supresordepicos>. [Accedido: 01-jun-2018].
- [42] «Construir panel fotovoltaico, parte 2 | La web de las energías renovables». [En línea]. Disponible en: <http://www.lawebdelasenergiasrenovables.com/construir-panel-fotovoltaico-parte-2/>. [Accedido: 31-may-2018].
- [43] <https://plus.google.com/+Sfesolarcom>, «Puesta a tierra de instalaciones con placas solares», *SunFields Eur.*, jun. 2017.
- [44] «2012fot01.pdf». .
- [45] «Certificación en el EC0586». [En línea]. Disponible en: http://www.fide.org.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=618&Itemid=242. [Accedido: 13-jun-2018].
- [46] «YUBASOLAR: FACTORES DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS FOTOVOLTAICAS». [En línea]. Disponible en: <http://www.yubasolar.net/2015/03/factores-de-perdidas-energeticas.html>. [Accedido: 11-jun-2018].
- [47] A. Nistrador, «TABLA DE SELECCION PARA CONDUCTORES ELECTRICOS», *ELECTRICIDAD*. .
- [48] R. Ruelas-Gómez, «CÁLCULOS DE CAÍDA DE TENSIÓN EN BAJA TENSIÓN», p. 5.
- [49] «Opciones de financiamiento para sistemas solares». [En línea]. Disponible en: <http://www.solartronic.com/energia-solar-para-negocio/financiamiento-para-energia-solar>. [Accedido: 14-sep-2018].

- [50] J. Krata, T. K. Saha, y R. Yan, «Large scale photovoltaic system and its impact on distribution network in transient cloud conditions», en *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2015, pp. 1-5.
- [51] M. Farhoodnea, A. Mohamed, H. Shareef, y H. Zayandehroodi, «Power quality impact of grid-connected photovoltaic generation system in distribution networks», en *2012 IEEE Student Conference on Research and Development (SCORED)*, 2012, pp. 1-6.
- [52] L. Wang, T. K. Saha, y R. Yan, «Voltage regulation for distribution systems with Uneven PV integration in different feeders», en *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2017, pp. 1-5.
- [53] M. Patsalides, G. E. Georghiou, A. Stavrou, y V. Efthymiou, «Voltage regulation via photovoltaic (PV) inverters in distribution grids with high PV penetration levels», en *8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012)*, 2012, pp. 1-6.
- [54] M. Azharuddin y S. R. Gaigowal, «Voltage regulation by grid connected PV-STATCOM», en *2017 International Conference on Power and Embedded Drive Control (ICPEDC)*, 2017, pp. 472-477.
- [55] «Harmonic current compensation in a single-phase grid connected photovoltaic system supplying nonlinear load - IEEE Conference Publication». [En línea]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8362520/>. [Accedido: 31-jul-2018].
- [56] «Análisis de las componentes armónicas de los inversores fotovoltaicos de conexión a red». .
- [57] «Increasing the Hosting Capacity of Distributed Energy Resources Using Storage and Communication». .
- [58] N. Baldenko y S. Behzadirafi, «Determination of photovoltaic hosting capacity on radial electric distribution feeders», en *2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2016, pp. 1-4.