



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

INGENIERÍA ELÉCTRICA

REPORTE DE RESIDENCIA PROFESIONAL

**METODOLOGIA E IMPLEMENTACION PARA INSTALACIONES DE LOS
SISTEMAS FOTOVOLTAICO DE ELIRMEX**

PRESENTA:

ROSALIA MORALES JIMÉNEZ

13270946

ASESOR INTERNO:

ING. OSVALDO BRINDIS VELÁZQUEZ

ASESOR EXTERNO:

ING. OSCAR REYES ESCAMILLA

PERIODO DE REALIZACIÓN:

AGOSTO-DICIEMBRE 2017

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS, DICIEMBRE 2017.

CONTENIDO

LISTADO DE FIGURAS.....	4
LISTADO DE ABREVIATURAS Y SIMBOLOS.....	1
1. Introducción	2
1.1 Antecedentes	2
1.2 Estado Del Arte.....	2
1.3 Justificación.....	8
1.4 Metodología.....	9
2. Fundamento teórico.....	10
2.1 La Insolación (el recurso Solar).....	11
2.2 La Orientación del Módulo.....	13
2.3 Ángulo de Incidencia (inclinación del Módulo)	14
2.4 Sombreado.....	15
2.5 Tipos de instalaciones fotovoltaicas	17
2.5.1 Sistemas directo	17
2.5.2 Sistemas aislados o autónomos	19
2.5.3 Sistemas interconectados.....	19
2.5.4 Sistemas híbridos	20
2.6 Normativa en sistema fotovoltaico	21
3. DESARROLLO	22
3.1 Análisis de consumo eléctrico a satisfacer	22
3.1.1 Cálculos de módulos FV.....	22
3.1.2 Cálculos de arreglos paneles FV.....	22
3.2 Espacio Disponible.....	24
3.2.1 La Estructura.....	25
3.2.2 Estudio de inclinación y libres de sombras (en sketchup).....	26
3.3 Cableado y Protección por Sobrecorriente	26
3.3.1 Tipo de Cableado:.....	26
3.3.3 Protección por Sobrecorriente: Los fusibles o interruptores automáticos deben ser del tamaño adecuado y se deben indicar para cada circuito.	29
3.4 construcción de la instalación.....	30
3.4.1 Colocación (Sujeción) de la Estructura	30
3.4.2 Ruta de canalización.....	32



3.4 Puesta a tierra de un SFV	34
4. CONCLUSIONES	36
REFERENCIA BIBLIOGRAFICA.....	37
ANEXOS A.....	38
ANEXO B	39
ANEXO C	40
ANEXO D	41
ANEXO F	42
ANEXO G	43
ANEXO H	44

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. 1 Hotel Xestal.....	3
Figura 1. 2 Hotel Isla Contoy	4
Figura 1. 3 Comunidad rural Cienega	5
Figura 1. 4 Museo de tecnología	6
Figura 1. 5 Plaza paseo.....	7
Figura 1. 6 Estacionamiento tresal	7
Figura 2. 1 Radiacion solar.....	12
Figura 2. 2 Horas solar pico	12
Figura 2. 3 Irradiación	13
Figura 2. 4 Inclinación de la tierra.....	14
Figura 2. 5 Inclinación del panel solar	15
Figura 2. 6 Sistema fotovoltaico en sombra	16
Figura 2. 7 Diodo bypass.....	17
Figura 2. 8 Diodo bypass.....	17
Figura 2. 9 Sistemas directos	18
Figura 2. 10 Sistemas directos.....	18
Figura 2. 11 Sistemas aislados.....	19
Figura 2. 12 Sistemas interconectados	19
Figura 2. 13 Sistemas hibridos	20
Figura 2. 15 Cargas criticas	20
Figura 3. 1 Arreglo propuesto	23
Figura 3. 2 Area del sistema fotovoltaico.....	24
Figura 3. 3 Estructura	25
Figura 3. 4 Orientacion de los modulos.....	26
Figura 3. 5 Puente de montaje con pie L	31
Figura 3. 6 Anclaje de perfil.....	31
Figura 3. 7 Sujecion de riel.....	32
Figura 3. 8 Sujecion de paneles.....	32
Figura 3. 9 Canalizacion de techo	33
Figura 3. 10 Canalizacion de bajada.....	34
Figura 3. 11 Puesta a tierra de sistema fotovoltaico	35
Figura 3. 12 Puesta a tierra.....	36

LISTADO DE ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

C.A.	Corriente Alterna
C.D.	Corriente Directa
NEC	Codigo Electrico Nacional
GFP	Ground Fault Protection
ISC	Corriente De Corto Circuito
ISO	Organización Internacional de Normalización
IEC	Comisión Electrónica Internacional
SFV	Sistema Fotovoltaico
GEI	Gases de Efecto Invernadero
ANCE	Asociación de normalización y certificación
NOM	Normas Oficiales Mexicanas
CFE	Comisión Federal de Electricidad
SW	Polar Word (Módulos fotovoltaico)
CO2	Oxido de Carbono
FV	Fotovoltaico(s) o fotovoltaica(s).
FP	Factor de Potencia.
kWp	Kilowatt Pico.
SFV	Sistema Fotovoltaico.
SFVI	Sistema Fotovoltaico Interconectado a la red.
kWh	Kilo Watts Horas

1. Introducción

1.1 Antecedentes

El impacto que produce la posibilidad de utilizar la energía solar en forma controlada y para nuestros propios fines ha permitido el desarrollo de sistemas completos de transformación, almacenamiento y distribución de esta energía según nos convenga. La producción de electricidad a partir de la radiación solar mediante células solares y paneles fotovoltaicos es una aplicación que aún no se difunde en su totalidad.

Desgraciadamente en México aún existe un enorme desconocimiento con respecto a este tipo de tecnologías generadoras de energía, desconocimiento que desafortunadamente está presente en instaladores y diseñadores el entorno eléctrico es cada vez más complejo, especialmente debido a las influencias de pérdidas por orientación y otros tipos de perturbaciones, y el funcionamiento continuo de todos los equipos que reciben.

Por consiguiente, los diseñadores y los instaladores necesitan una guía a la hora de seleccionar e instalar el Sistema Fotovoltaico. El estudio de una instalación sistema fotovoltaico propuesta necesita una comprensión correcta de todas las reglas y normas que la rigen. Desde la dimensión del sistema fotovoltaico se puede calcular a partir de los datos relacionados con la ubicación y la intensidad de cada panel e inversor.

1.2 Estado Del Arte

Sistema fotovoltaico del Hotel Xestal con una capacidad de 33.7 kWp Huatulco, Oaxaca

Sistema de 33.7 kWp instalado en Hotel Xestal, en la ciudad de Huatulco, Oaxaca, conformado por 132 paneles de silicio policristalino de 255 W y dos inversores de 15 kW. La proyección hacia el turismo comprometido con el medio ambiente fue una de las razones que llevaron al Hotel Xestal a invertir en un sistema de este tipo. Además del beneficio fiscal que hace deducible el proyecto al 100% en el mismo ejercicio fiscal, el Hotel Xestal ahorrará más de 60 mil kWh de energía anualmente.

Tamaño del sistema: 33.7 kW Generación diaria promedio: 165 kWh Generación anual calculada: 60,102 kWh Insolación local (horizontal): 5.9 kWh/m² Ahorro CO₂: 33.1 Toneladas Módulos: 132 de 255 W 2 Inversores: Trifásicos Potencia nominal: 15.0 kW Potencia combinada de inversores: 30.0 kW Eficiencia: 97% max. Área del arreglo: 292 m² Estructura: En aluminio consistente con el medio ambiente marino y la vida útil del sistema. Anclaje: techo de concreto Vida útil del sistema: 30 años



Figura 1. 1 Hotel Xestal

Isla Contoy 20.5 kW Cancún, Quintana Roo

Este proyecto de generación de energía eléctrica a través de energía solar se diseñó en conjunto con la empresa Energía y Ecoambiente, S.A. de C.V., para abastecer las instalaciones del Parque Nacional Isla Contoy, se colocaron 52 paneles solares para generar energía eléctrica, además permite el funcionamiento de una planta de tratamiento para cuatro mil 500 litros de aguas residuales de las instalaciones del parque, que es utilizada para el aseo de las mismas y el riego de plantas.

Debido a que en la isla no existen yacimientos de agua dulce, el proyecto abarcó el mejoramiento del sistema de captación de agua de lluvia en techos, ya que una tormenta tropical puede recolectar hasta casi 100 metros cúbicos, lo que equivaldría a 100 tinacos de 1,000 litros de los que se usan en una casa habitación.

También se instaló un sistema de calentadores solares de agua de 400 litros, así como enfriadores nocturnos que inyectan aire fresco a las habitaciones de la estación de campo por las noches.

Gracias a todo este proyecto se reduce la emisión de GEI (Gases de Efecto Invernadero) en aproximadamente un 90% ya que anteriormente se utilizaba una planta generadora de energía eléctrica a base de diésel.

Sistemas solares y 3 turbinas 2 Sistemas solares y 3 turbinas eólicas Capacidad total del sistema: 20.5 kWh/día Gente beneficiada: 12 habitantes, 75 turistas/día.



Figura 1. 2 Hotel Isla Contoy

La Ciénega 30 kW Micro red aislada, Nayarit.

La Ciénega es una comunidad rural apartada de la red eléctrica convencional y se encuentra en el municipio de la Yesca en Nayarit, México. Se trata de una comunidad Huichol cuyos habitantes viven en casas rurales.

En un esfuerzo del gobierno federal, CFE licitó para que esta comunidad gozara de energía eléctrica. Invirtió en la instalación de ésta micro red solar aislada de 30kW con capacidad para suministrar 30 kW, la cual estará supervisada vía satelital, se instalaron además 11 luminarias autónomas LED.

Área del arreglo: 408.09m², Número de módulos: 154 SW 230W, Conjunto de inversores interconectados de 36kW, Respaldo de baterías de 800kWh y luminarias autónomas de LEDs, Generación anual: 54,299 kWh, Ahorro CO₂: 27.15 toneladas.



Figura 1. 3 Comunidad rural Cienega

MUTEK 30 kW Museo de tecnología CFE, México D.F.

Se instaló en colaboración con nuestro distribuidor Solartronic, un sistema fotovoltaico de 30kW para interconexión a la red pública, en el interior del Museo de Tecnología de la CFE (MUTEK), en la segunda sección del Bosque de Chapultepec.

Este sistema fue adquirido por CFE para mostrar la efectividad de la interacción del sistema solar con la red eléctrica. Así los visitantes pueden apreciar cómo se aprovecha la energía proveniente del sol y es convertida en electricidad para ser usada habitualmente.

Área del arreglo: 220 m², Número de módulos: 132 SW-230W, Inversores: 4 IG Plus 7.01 Uni de 7.4 kW, Generación anual: 46,542 kWh, Ahorro CO₂: 23.27 toneladas.



Figura 1. 4 Museo de tecnología

Plaza Paseo La Paz 200 kWp La Paz, Baja California Sur

Con 792 módulos instalados en la Plaza Comercial Paseo La Paz, en La Paz, Baja California Sur, provee sombra a 130 lotes de estacionamiento haciendo la experiencia y estancia en la plaza más confortable y al mismo tiempo inyecta energía de manera limpia y responsable a Sistema Eléctrico Nacional.

Esta plaza refleja el compromiso social y ecológico de los propietarios con el medio ambiente y el planeta.



Figura 1. 5 Plaza paseo

TRESAL 5.88 kW Estacionamiento en Cuautitlán, Izcalli.

TRESAL es una empresa dedicada al transporte especializado de productos químicos de la industria farmacéutica y química en general.

Se sumó en 2013 como una de las empresas de transporte en pro del cuidado del medio ambiente al instalar un sistema fotovoltaico de 5.88 kWp, para generar y suministrar energía eléctrica a sus instalaciones. La estructura del sistema se montó en el estacionamiento de TRESAL en un área de 53m² la cual se aprovechó como una sección de estacionamiento techado.

El sistema está produciendo 25kW diarios, esto es igual a 9,220 kWh anualmente con el que se evitará la producción de 5.1 toneladas de CO₂.

Área del arreglo: 53 m², Número de módulos: 24 LDK-245W, Inversores: 1,5.0kW Fronius, Generación anual: 9,220 kWh, Ahorro CO₂: 5.1 toneladas



Figura 1. 6 Estacionamiento tresal

1.3 Justificación

Es problemático que a los instaladores o contratistas que “cortan camino” o buscan hacer una instalación de manera más fácil se les permitirá continuar haciendo el trabajo de mala calidad, sin la correcta aplicación de los códigos. Cortar camino con instalaciones fotovoltaicas puede tener consecuencias drásticas, tanto desde el punto de vista de rendimiento como en el de seguridad.

La elaboración de este proyecto sobre la metodología de una instalación de sistema fotovoltaico respetando siempre los procesos, procedimientos y normas que permitan el crecimiento y desarrollo en México de una industria fotovoltaica saludable y segura.

Además de esto; es un tema que nos ayuda para en un momento dado tener las herramientas necesarias para trabajar en el ámbito del diseño e instalación del sistema fotovoltaico. Ya que cuenta con los cálculos necesarios tanto en CD Y CA tomando en cuenta la Norma Oficial Mexicana.

1.4 Objetivo

Objetivos Generales

Diseñar e implementar sistemas fotovoltaicos mediante las normas o reglamentos necesarios, que garanticen durabilidad y seguridad a los usuarios, calidad de energía e integridad física y operacional del Sistema Eléctrico Nacional, con la finalidad de reducir los costos derivados del consumo de energía eléctrica convencional.

Objetivos Específicos

- Recopilación de datos del consumo
- Determinación de números de módulos solares e inversores o microinversores
- Levantamiento del lugar
- Cálculos de cableado, canalización y protecciones
- Elaborar planos en sketchup de la instalación solar fotovoltaica
- Realizar diagrama unifilar del sistema fotovoltaico

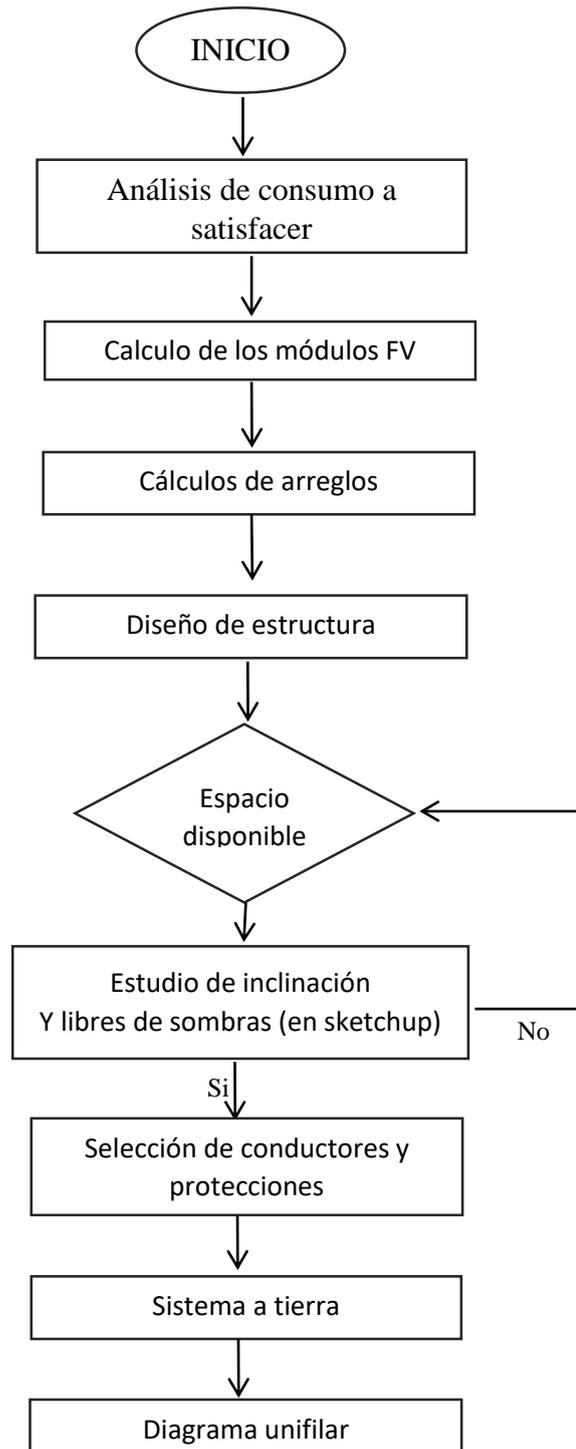


Figura. 1.7 Diagrama a bloques hardware

ANÁLISIS DEL CONSUMO DE CASA RESIDENCIA O INDUSTRIAL

Se obtuvo el consumo anual de la vivienda, por medio de los recibos eléctricos, ya que CFE realiza un corte anual de los Kwh generado por la instalación y la empresa no realiza reembolso por los Kwh adicionales que se inyecten a la red eléctrica.

CÁLCULO DE ENERGÍA CONSUMIDA DE SISTEMA FOTOVOLTAICO

El cálculo que hacemos para determinar el número de paneles solares necesarios para un hogar o comercio nos arroja como resultado un determinado número de KWh generados por día. Teniendo como base el dato de nuestro consumo podemos saber cuánto es lo que necesitamos generar.

SELECCIÓN DE MÓDULOS SOLARES E INVERSORES

La selección de los componentes que constituyen el sistema FV, es necesario verificar la compatibilidad entre las características eléctricas del generador FV y las del convertidor CC/CA, es decir, del inversor. Los parámetros principales de los que disponemos son para el generador fotovoltaico la potencia, la tensión y la corriente producida por el mismo en las diferentes condiciones de funcionamiento. Para el inversor necesitamos conocer:

- el rango de tensión en el cual el inversor es capaz de seguir el punto de máxima potencia;
- la tensión continua máxima de cortocircuito abierto;
- la corriente máxima en entrada.

DISPONIBILIDAD DE ESPACIO

Se hacen mediciones del techo para ver si es posible instalar el número de paneles calculado y se verifica en que área se pueden colocar, en caso de que exceda el área de los paneles al techo se selecciona otro tipo de módulo y se recalcula.

CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Se realizan los cálculos correspondientes para la selección del cableado, protecciones y puesta a tierra del sistema fotovoltaico

DIAGRAMA UNIFILAR

Colocan todos los elementos para observar la distribución de los paneles solares y proceder a su instalación.

2. Fundamento teórico

Factores Por Considerar para el Dimensionamiento de los Sistemas Fotovoltaicos

Se le denomina dimensionado o diseño de un sistema solar fotovoltaico a una serie de procesos de cálculo que logran optimizar el uso y la generación de la energía eléctrica de

origen solar, realizando un balance adecuado entre ellas, desde los puntos de vista técnico y económico.

Se requiere realizar un proyecto de ingeniería de un sistema solar fotovoltaico teniendo en cuenta todos los elementos que constituyen el sistema en su conjunto, y efectuar los cálculos pertinentes, para lograr un balance energético entre el consumo y la generación de electricidad de origen solar, con una racionalidad dirigida hacia el logro de una reducción en el pago de energía y el uso óptimo de la misma.

Los principales factores por considerar para poder realizar un dimensionamiento correcto de un Sistema Fotovoltaico Solar son:

2.1 La Insolación (el recurso Solar)

El Sol es una fuente inagotable de energía debido a las reacciones nucleares que ocurren en su centro. Una gran parte de esta energía llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética, la luz solar que podemos percibir está el espectro que abarca desde 0.2 hasta 2.6 μm .

A medida que la radiación atraviesa la atmósfera terrestre sufre atenuación por los procesos de absorción, reflexión y refracción. Tales procesos se verifican cuando los rayos de luz chocan con las nubes o con el vapor de agua existente en la atmósfera. La radiación que llega a la superficie terrestre se puede clasificar en directa y difusa.

La radiación directa es aquella que se recibe en la superficie terrestre sin que esta haya sufrido ninguno de los procesos antes mencionados al pasar por la atmósfera. La radiación difusa es la que se recibe después de haber cambiado su dirección por los procesos de refracción y reflexión que ocurren en la atmósfera.

Un captador de la energía solar "percibe" la radiación como si viniera de la bóveda celeste. En un día nublado, la radiación solar recibida en un captador es sólo difusa, ya que la radiación directa es obstruida por las nubes.

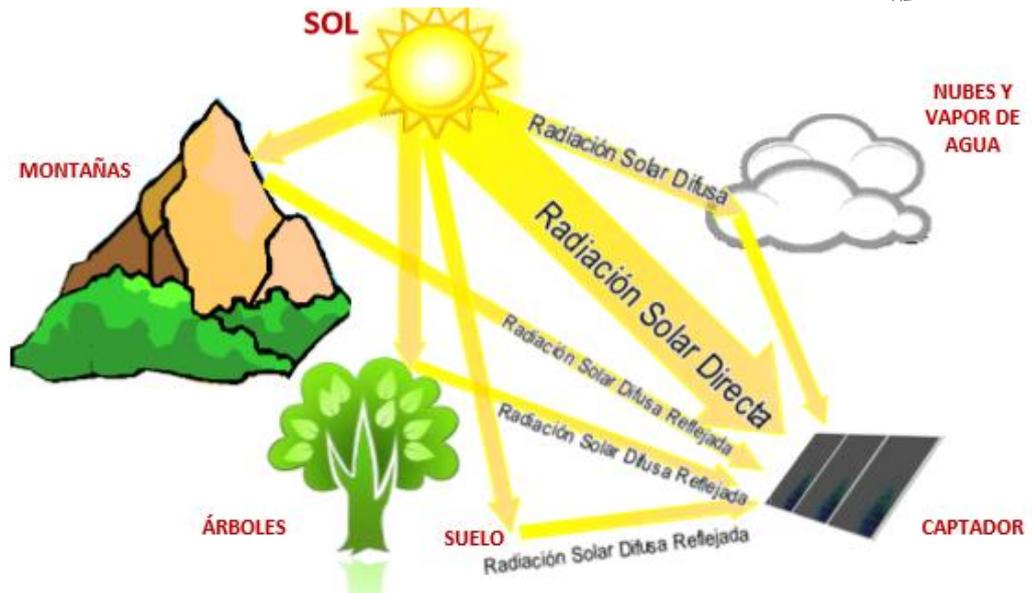


Figura 2. 1 Radiación solar

La energía de la radiación solar que se recibe en una superficie determinada en un instante dado se le conoce como Irradiancia y se mide en unidades de watts por metro cuadrado [W/m²].

La irradiación es un valor distinto para cada instante, es decir se espera que en un día despejado la irradiancia a las 10:00 A.M. será diferente y menor a la que se obtiene a las 1:00 P.M., esto se debe al movimiento de rotación de la tierra (movimiento sobre su propio eje). Cuando es de noche, se tiene una irradiancia de 0 Watts por metro cuadrado (0 W/m²), porque simplemente a esa parte de la Tierra el Sol no la puede "ver".

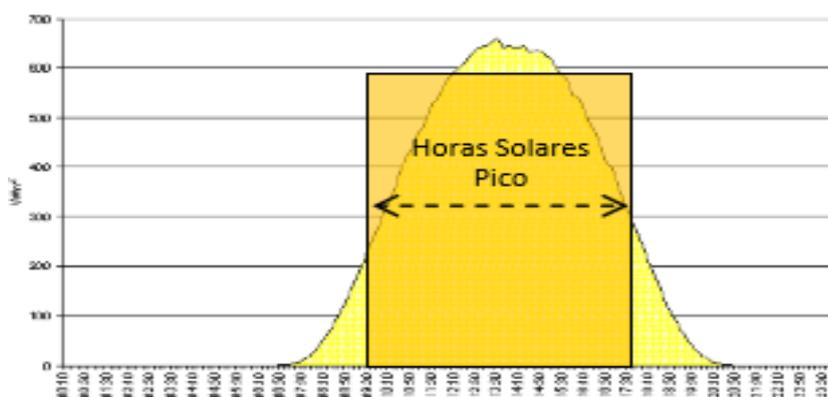


Figura 2. 2 Horas solar pico

La Insolación corresponde a la integración de la irradiancia en un período determinado. En otras palabras, es la energía radiante que incide en una superficie de área conocida en un intervalo de tiempo dado. El término deriva de la palabra inglesa insolación, la que, a su vez, representa un acrónimo derivado de tres palabras del mismo idioma: incident solar

radiation (radiación solar incidente). Este término tiene unidades de energía por área, comúnmente watts-hora por metro cuadrado [Wh/m^2]. Generalmente se reporta este valor como una acumulación de energía horaria, diaria, estacional o anual. La energía útil que produce el arreglo fotovoltaico es directamente proporcional a la insolación que recibe.

A la cantidad de irradiación recibida en un captador durante un tiempo de una hora, se ha convenido llamarla hora-pico. Para expresar al recurso solar en unidades de horas-pico, debe recordarse que el área bajo la curva de irradiancia contra tiempo representa la irradiación del día. Si se considera que esta área es igual al área de un rectángulo cuya altura corresponde a una irradiancia-pico de 1000 W/m^2 , entonces la base de este rectángulo es el número de horas en que supuestamente el Sol debería haber brillado con esta intensidad para obtener la misma la irradiación del día. Las horas-pico de un sitio determinado, se obtiene al dividir el valor de la irradiación diaria en Wh/m^2 , entre 1000 W/m^2 . El resultado será el número de horas-pico en que el captador estuvo aparentemente recibiendo el valor pico de la irradiancia.

Por ejemplo, si la irradiación diaria de un lugar específico fue de 4650 Wh/m^2 , al dividir entre la irradiancia pico (1000 W/m^2), obtenemos un resultado de 4.65 horas-pico para ese lugar en ese día en particular, es decir el equivalente a una irradiancia solar de 1000 W/m^2 recibida de manera continua durante 4.65 horas (4 horas y 39 minutos).

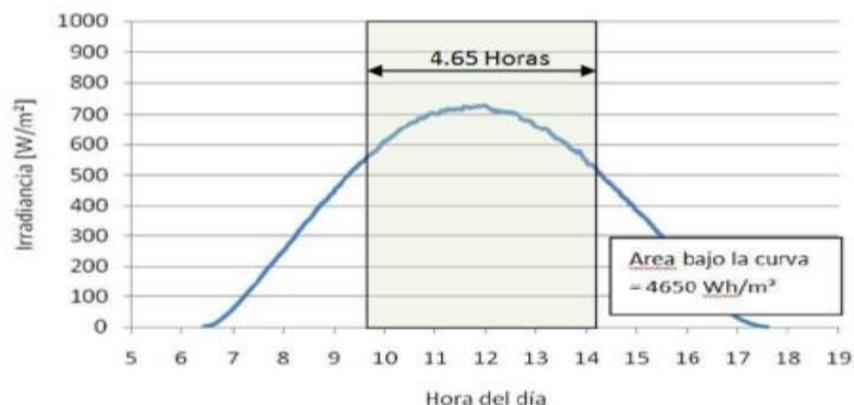


Figura 2. 3 Irradiación

2.2 La Orientación del Módulo

Otro parámetro que afecta radicalmente a la incidencia de la radiación sobre un captador solar es el movimiento aparente del sol a lo largo del día y a lo largo del año. Se dice "aparente" porque en realidad la Tierra es la que está girando y no el Sol.

La Tierra tiene dos tipos de movimientos: uno alrededor de su propio eje (llamado movimiento rotacional) el cual da lugar al día y la noche y el otro; es alrededor del Sol (llamado movimiento traslacional) siguiendo una trayectoria elíptica, el cual da lugar a las estaciones del año.

Las estaciones ocurren a medida que la Tierra, que tiene una inclinación sobre su eje, da una vuelta alrededor del Sol cada año. Es verano en el hemisferio que está inclinado hacia

el Sol e invierno en el hemisferio que está inclinado lejos del Sol. A medida que la Tierra viaja alrededor del Sol, el hemisferio que está inclinado cerca o lejos del Sol cambia.

Debido a que nosotros nos encontramos en el hemisferio Norte del Planeta y debido al ángulo de inclinación que la Tierra tiene hacia el Sol, el máximo de radiación solar es hacia la línea ecuatorial o hacia el hemisferio Sur. Estando en el hemisferio Sur este fenómeno es inverso y se deben orientar los paneles hacia el Norte.

2.3 Ángulo de Incidencia (inclinación del Módulo)

Un arreglo fotovoltaico recibe la máxima insolación cuando se mantiene apuntando directamente al Sol. Al orientar los paneles solares hacia el Sur reciben más radiación solar durante todo el día, así como también durante el año. El Sol se mueve en el cielo de este a oeste y se deberían dirigir los paneles en un ángulo perpendicular al Sol en su posición al medio día para aprovechar un máximo de Sol. Esto requeriría el ajuste de dos ángulos del arreglo: el azimut para seguir el movimiento diario del Sol de este a oeste, y el ángulo de elevación para seguir el movimiento anual de la trayectoria solar en la dirección norte-sur.

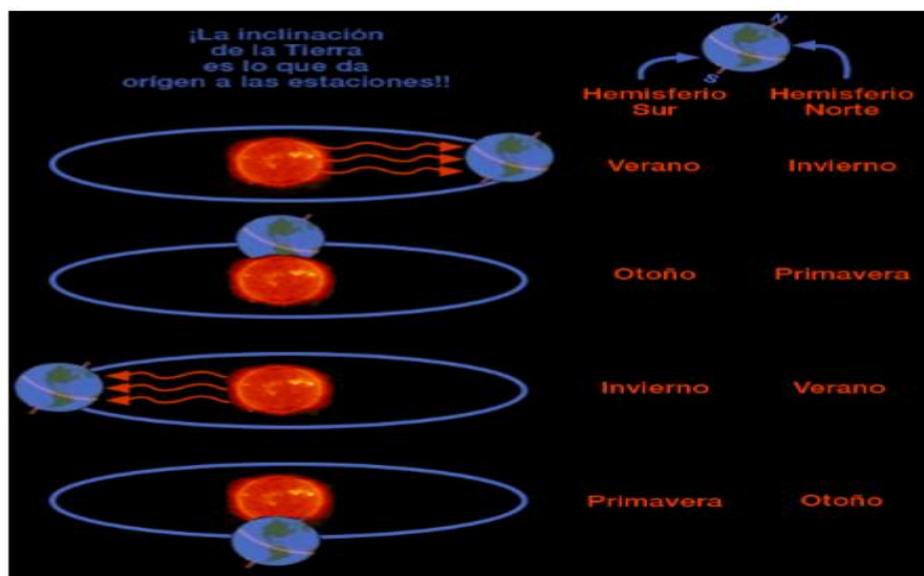


Figura 2. 4 Inclinación de la tierra

El ángulo de inclinación que se debe dar a los módulos fotovoltaicos siempre será en función de la latitud del lugar donde se instalen para que el ángulo de incidencia logre formar una perpendicular a la superficie del colector.

La insolación es un parámetro clave en el diseño de sistemas solares. Los factores principales que afectan la insolación sobre una superficie captadora son las condiciones climáticas y el ángulo de la superficie captadora con respecto a la posición del Sol.

En lugares donde los días nublados son relativamente más frecuentes, la insolación promedio es menor. Cuando la latitud del lugar sobrepasa los 15° , los días de invierno son apreciablemente más cortos que los días de verano. Esto resulta en una mayor insolación promedio en el verano. Por ejemplo, en las regiones lluviosas del sur de México, la insolación horizontal alcanza 4 kWh/m^2 por día en el invierno, 5.2 kWh/m^2 por día en el verano y 4.5 kWh/m^2 por día como promedio anual.

En las regiones áridas del norte de México, la insolación horizontal alcanza 5 kWh/m^2 por día en el invierno, 8 kWh/m^2 por día en el verano y 6.5 kWh/m^2 por día como promedio anual.

Debido a que la insolación depende del ángulo del arreglo con respecto a la posición del Sol, se usa la insolación horizontal para referirse al potencial solar del lugar. A partir de la insolación horizontal se puede estimar la insolación a un azimut y elevación determinado. Existen tablas y mapas de insolación horizontal para diferentes regiones y épocas del año provenientes de varias fuentes.

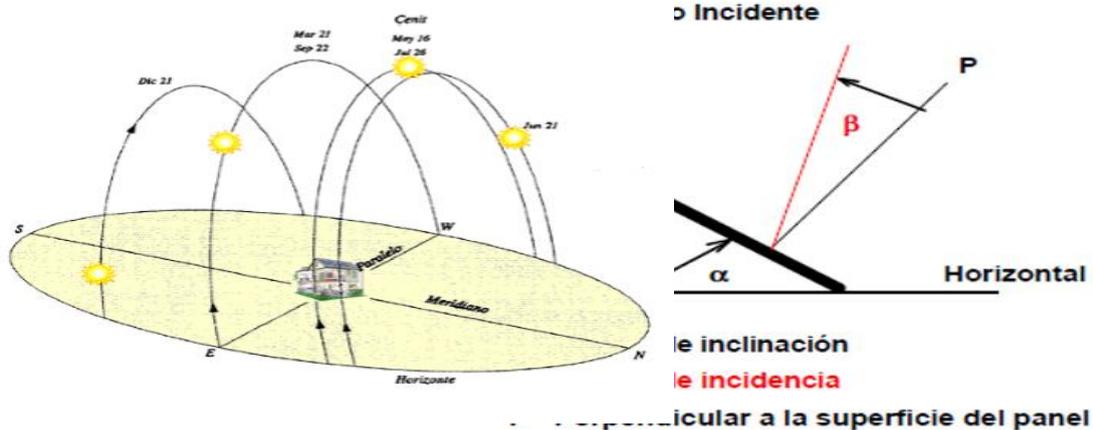


Figura 2. 5 Inclínación del panel solar

2.4 Sombreado

Uno de los principales factores que afectan el diseño y funcionamiento adecuado de un nuevo sistema FV es que esté libre de obstáculos que produzcan sombra en partes del sistema FV. Árboles, chimeneas, edificios adyacentes y otros salientes, son obstáculos bien conocidos que pueden conducir a pérdidas por sombra en sistemas FV.

El sitio que se elija para el montaje del sistema FV, ya sea sobre techos o en tierra, debe estar libre de sombras durante todo el día, o al menos, en su mayor parte. Es importante resaltar que, aunque el área donde se instale el arreglo FV se encuentre libre de sombras a una cierta hora del día, en otro momento sí podría verse afectada.



Figura 2. 6 Sistema fotovoltaico en sombra

El problema es que las células FV con sombra actúan como unas resistencias muy grandes, disipando la electricidad generada por las restantes, sin sombra. Esto genera alta temperatura en los módulos que tienen sombra en un sistema parcialmente sombreado. Frecuentemente, los ciclos de alta temperatura acortan la vida útil de la célula y el módulo. Actualmente, la mayoría de los fabricantes de módulos suministran sus productos con diodos de “bypass” (desvío) para evitar que un módulo total o parcialmente en sombra disipe la energía generada en otros módulos de la cadena.

Los diodos de bypass protegen individualmente a cada panel de posibles daños ocasionados por sombras parciales impidiendo que cada módulo individualmente absorba corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más módulos del grupo se produce una sombra.

Los diodos de “bypass” permiten un camino alternativo a la corriente alrededor de una asociación en serie de celdas cuando alguna de las celdas que conforman dicha cadena está parcialmente sombreada o destruida. Normalmente en cada módulo Sharp se incorporan de uno a cuatro de estos componentes, estos protegen a las celdas solares de la destrucción térmica en caso de sombra total o parcial, celdas rotas, o fallos en cadenas de celdas o de celdas solares individuales, mientras que otras celdas están expuestas a plena luz.



Figura 2. 8 Diodo bypass

Un diodo bypass conduce la corriente más allá de una celda inactiva con el fin de:

1. prevenir el efecto de punto caliente y
2. para minimizar la pérdida de energía si una célula se vuelve inactiva

2.5 Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Según su complejidad y requisitos de funcionamiento los sistemas fotovoltaicos se dividen en:

- Sistemas directos
- Sistemas aislados
- Sistemas interconectados
- Sistemas híbridos

2.5.1 Sistemas directo

- El sistema es más sencillo.
- La potencia varía acorde a la luz solar por lo que depende completamente de ella.
- No almacenan energía.
- Suelen usarse en sistemas de bombeo, ventilación y en aparatos que requieren poco voltaje.

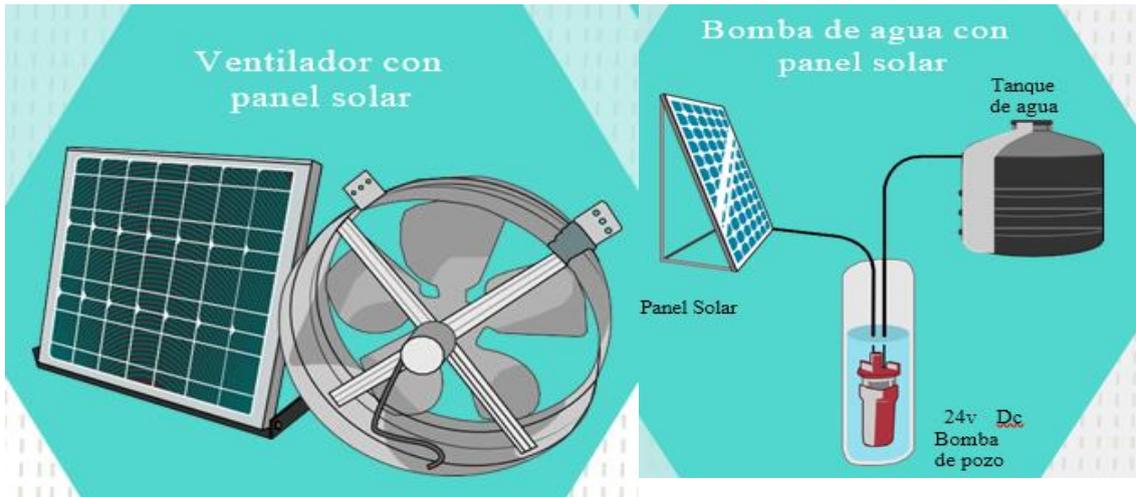


Figura 2. 9 Sistemas directos

Figura 2. 10 Sistemas directos

2.5.2 Sistemas aislados o autónomos

Su principal característica radica en que se apoyan en un sistema de almacenamiento de energía, por lo que se recomienda instalarlo en zonas donde el suministro de energía eléctrica es inexistente



Figura 2. 11 Sistemas aislados

2.5.3 Sistemas interconectados

Funcionan en conjunto con la red eléctrica, no requieren de un sistema de almacenamiento de energía, pero sí de un medidor bidireccional de energía eléctrica.

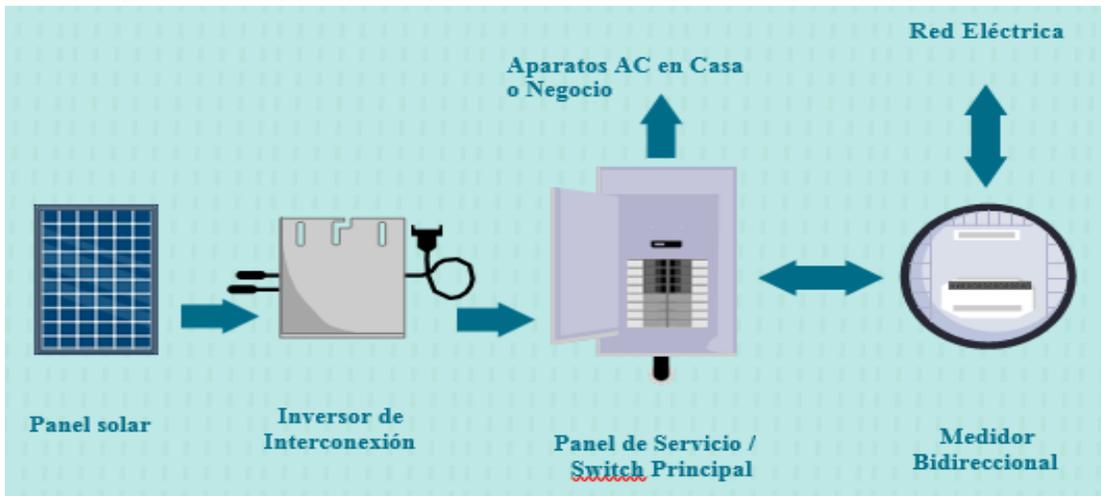


Figura 2. 12 Sistemas interconectados

2.5.4 Sistemas híbridos

Son más complejos y caros, cuentan con baterías para almacenar energía y están interconectados a la red eléctrica. No se recomienda para instalaciones residenciales.

Compuestos por:

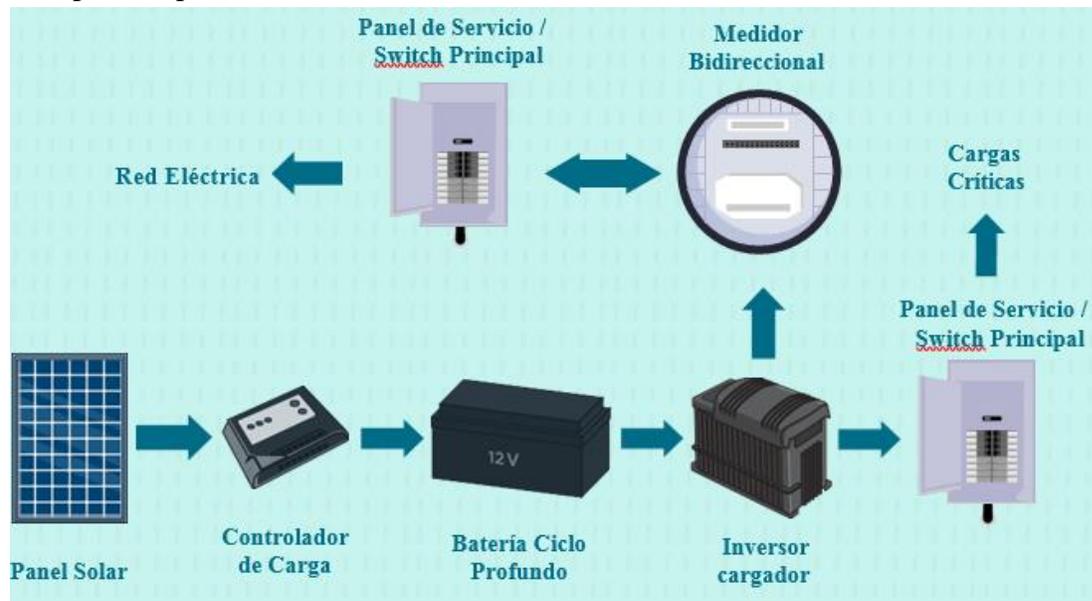


Figura 2. 13 Sistemas híbridos

Las cargas críticas son elegidas por el usuario (por ejemplo: refrigerador, luminaria indispensable, módem y radio), no se recomienda conectar el inversor cargador a toda la distribución de cargas de CA.

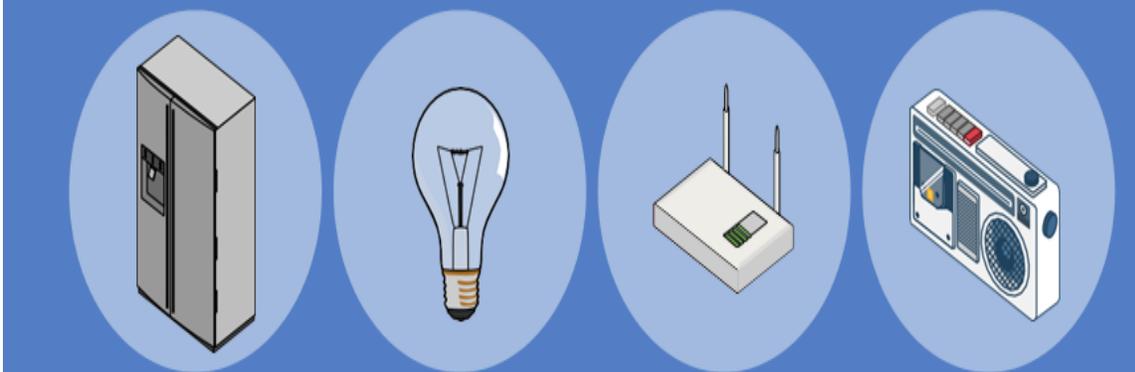


Figura 2. 14 Cargas críticas

2.6 Normativa en sistema fotovoltaico

Normas creadas por ANCE para Módulos FV

•**NMX-J-618/1-ANCE-2010.**

–Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (fv)-parte 1: requisitos generales para construcción.

•**NMX-J-618/3-ANCE-2011.**

–Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (fv) – parte 3: requisitos para módulos fotovoltaicos de película delgada – calificación del diseño.

•**NMX-J-618/4-ANCE-2011.**

–Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (fv) – parte 4: requisitos para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino – calificación del diseño.

•**NMX-J-618/5-ANCE-2011.**

–Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (fv)-parte 5: método de prueba de corrosión por niebla salina en módulos fotovoltaicos.

•**NMX-J-618/6-ANCE-2011.**

–Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (fv)-parte 6: método de prueba uv (ultravioleta) para módulos fotovoltaicos.

•**NMX-J-643/9-ANCE-2012.**

–Dispositivos fotovoltaicos-parte 9: requisitos para la realización del simulador solar.

•**NMX-J-643/10-ANCE-2011.**

–Dispositivos fotovoltaicos-parte 10: métodos de mediciones lineales.

•**NMX-J-643/11-ANCE-2011.**

–Dispositivos fotovoltaicos-parte 11: procedimientos para corregir las mediciones de temperatura e irradiación de las características corriente-tensión.

•**NMX-J-643/12-ANCE-2011.**

–Dispositivos fotovoltaicos-parte 12: términos, definiciones y simbología.

•**NMX-J-655/1-ANCE-2012.**

–Desempeño y eficiencia en sistemas fotovoltaicos (fv)-parte 1: mediciones de desempeño para irradiación, temperatura y energía en módulos fotovoltaicos.

3. DESARROLLO

3.1 Análisis de consumo eléctrico a satisfacer

En una tabla de Excel se calculó el promedio del historial de los últimos consumos CFE/kWh ANEXO D

Ultimos consumos CFE/kWh	
1	1,823.00
2	1,701.00
3	1,681.00
4	1,668.00
5	1,650.00
6	1,499.00
	1,618.00
	1,690.00
	1,502.00
	1,557.00
	1,583.00
	1,660.00
	1,636.00

Tabla 3.1 Calculo de Promedio

3.1.1 Cálculos de módulos FV

Considerando las especificaciones de salida del módulo FV que se encuentra en el anexo B, las (Horas pico) en el anexo F del estado de Puebla obtenida, se calcula el número de módulos que necesita el sistema FV con un cálculos en Excel.

Consumo Diario	1,636.0	Watts-hora
Equivalente de Ah x Día	136.3	Ah
Latitud	19.027	grados
Potencia Requerida en Paneles	310.0	Watts
Tamaño del Panel	2.5	Watts
Cantidad de Paneles	123.0	Unidades

Ciudad: puebla

Tabla 3.2 Calculo de números de Módulos

De acuerdo con el cálculo se tienen que utilizar 123 módulos FV para cubrir la carga requerida.

3.1.2 Cálculos de arreglos paneles FV

Sabiendo que no tenemos problemas de área para instalar los paneles en el techo, estos se colocaron en 6 estructura como se observa en la siguiente imagen.

Los paneles quedaron distribuidos en las planchas de la siguiente forma:



Figura 3. 1 Arreglo propuesto

Fila	A	B	C	D	F	G	H	I
Núm. Paneles	13	13	13	14	14	14	14	14
Conexión	SERIE							
Voltaje	486.2v	486.2v	486.2v	523.6v	523.6v	523.6v	523.6v	523.6v

Tabla 3.3 Conexión en serie

Conexión en paralelo	en A+B+C	D+E+F	G+H+I
Corriente	26.01A	26.01A	26.01A

Tabla 3.4 Conexión en paralelo

Recordando que la corriente se suma en paralelo y el voltaje se suma en serie, este arreglo entra dentro del rango del inversor SYMO 12.0 (ANEXO A)

3.2 Espacio Disponible

Para la elaboración del plano arquitectónico de los datos obtenidos del levantamiento para realizar el análisis necesario de la ubicación de los 123 paneles solares.

La instalación se realizó sobre la azotea del que tiene la siguiente ubicación:

Latitud: 19.027 Longitud: -103.4

Por ende, los paneles tienen una inclinación de aproximadamente 19 grados, orientados hacia el sur geográfico.

Se muestra en las siguientes imágenes los posibles lugares para colocar los paneles fotovoltaicos:



Figura 3. 2 Área del sistema fotovoltaico

Esta parte del techo tiene orientación hacia el sur y las medidas son adecuadas para colocar los 123 paneles.

3.2.1 La Estructura

La estructura de soporte tiene como función mantener los paneles solares fijos en la inclinación y orientación elegida. El soporte debe facilitar la ventilación adecuada de los módulos fotovoltaicos para minimizar el natural calentamiento de estos por la radiación solar. Es muy importante tener un buen sistema de sujeción de los 123 paneles, pues al ser estos ligeros pueden ser arrastrados por la fuerza del viento, la estructura debe soportar vientos de 120 km/h, también facilitar una altura mínima del panel al suelo de 30 cm. Se debe tener el respectivo cuidado para no dañar la impermeabilización en terrazas al anclar la estructura de soporte, además debe dejarse el espacio suficiente para realizar las conexiones y el mantenimiento.

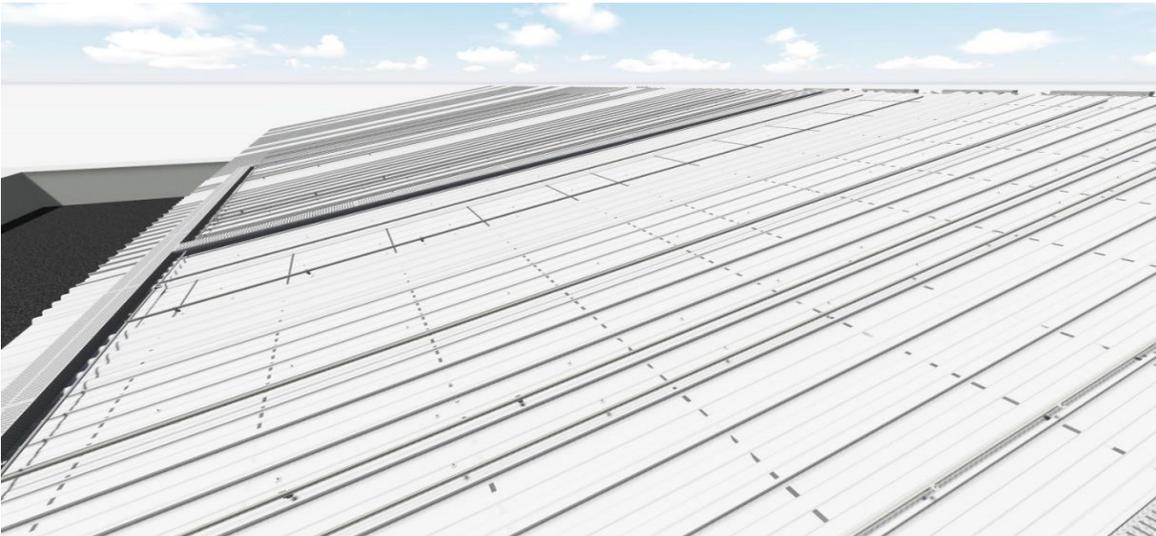


Figura 3. 3 Estructura

La estructura de soporte debe resistir como mínimo 10 años de exposición a la intemperie sin corrosión, debe estar conectada a una tierra común y debe ser preferiblemente de acero inoxidable, hierro galvanizado o aluminio anodizado y la tornillería de acero inoxidable, pues estos materiales son apropiados para ambientes corrosivos y uso en la intemperie. Para los anclajes o empotramiento de la estructura se utilizan bloques de hormigón y tornillos roscados.

3.2.2 Estudio de inclinación y libres de sombras (en sketchup)

Como se muestra en la figura 3.4 el techo del edificio se encuentra 57.2° desviado del sur, no existe ningún elemento que le cause sombras a los módulos.

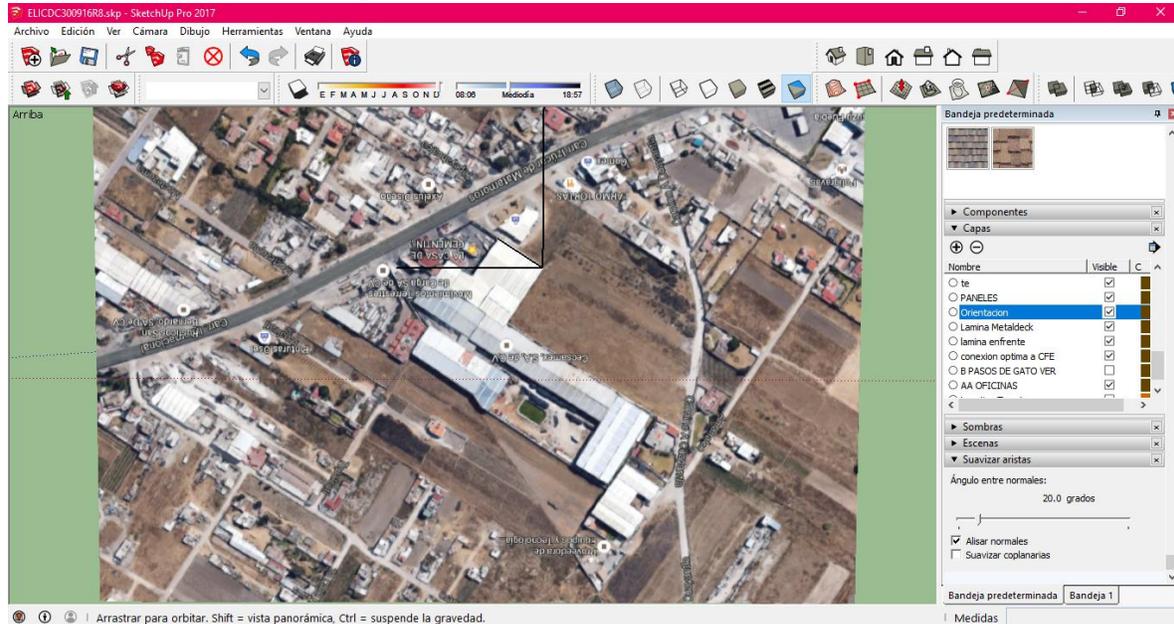


Figura 3. 4 Orientacion de los modulos

3.3 Cableado y Protección por Sobrecorriente

3.3.1 Tipo de Cableado:

Las interconexiones del módulo fotovoltaico deben tener conductores marcados para humedad a 90°C .

Los tipos de cables permitidos son los siguientes: Cable Conductor Simple USE-2 para aplicaciones al aire libre. Cable Multiconductor Tipo TC para aplicaciones al aire libre con THWN-2 o XHHW-2 o RHW-2 o cable equivalente con conductores para humedad marcados a 90°C . Tipo THWN-2 o XHHW-2 o RHW-2 o equivalente con conductores para humedad marcados a 90°C en conducto para alta temperatura (el conducto debe estar marcado para condiciones de humedad y temperatura mínima de 75°C).

La temperatura típica para módulos FV a pleno sol a 20°C en el exterior es de 50°C . Este es un valor de 30°C mayor que la temperatura en el exterior. En el día más caluroso del año, la temperatura exterior puede alcanzar los $40\text{-}45^\circ\text{C}$. Esto significa que el módulo FV puede operar a 75°C en el día más caluroso del año ($45^\circ\text{C} + 30^\circ\text{C} = 75^\circ\text{C}$). Un cable a 75°C es insuficiente para conectarse a un módulo FV caliente bajo estas condiciones y el conducto

para condiciones de humedad con un mínimo de 75°C es necesario para contener los cables que deben estar en el conducto.

Para apoyar aún más la preocupación por la alta temperatura de los módulos FV, una nueva nota en letras pequeñas ha sido agregada a la NEC 2005:

NOTA 690.31 (A): Los módulos fotovoltaicos operan a temperaturas elevadas cuando se exponen a altas temperaturas ambiente y luz brillante del sol. Estas temperaturas habitualmente pueden exceder los 70°C (158°F) en muchos lugares. Los conductores de interconexión de los módulos deben disponer con marcas de aislamiento para lugares húmedos y temperaturas de 90°C (194°F) o mayor.

3.3.2 Ampacidad del Conductor:

Los cálculos correctos de corriente máxima y ampacidad deben ser provistos para cada circuito. (La ampacidad de los conductores debe ser suficiente para su aplicación)

i. La máxima corriente de circuito de la fuente FV es la suma del valor de las corrientes en cortocircuito de los módulos en paralelo multiplicada por 125% [690.8(A)(1)].

El incremento de 125% sobre el valor en cortocircuito de la corriente es para tomar en cuenta periodos prolongados cuando la intensidad del sol (irradiación) puede ser 25% mayor que la irradiación nominal.

(irradiación = 1000W/m²; máxima irradiación sostenida 1250 W/m²)

Calculo 1

Isc = 8.67 Amps

8.67 Amps x 1.25 = 10.83 Amps

ii. La ampacidad mínima del conductor de circuito fuente es 125% mayor que la corriente máxima del circuito fuente FV [690.8(B)(1)].

El incremento de 125% sobre el valor máximo de la corriente del circuito fuente FV es para tomar en cuenta el estándar del alambre al 80% de corriente máxima del circuito para uso continuo.

Calculo 2

Cálculo de la Ampacidad Mínima

Isc = 8.67 Amps

Información Confidencial

Máxima Corriente del Circuito Fuente FV = 8.67 Amps x 1.25 = 10.83 Amps

Ampacidad Mínima del Conductor de Circuito Fuente = 10.83 Amps x 1.25 = 13.53 Amps

iii. La ampacidad mínima del conductor de circuito de salida FV es la suma de la corriente máxima de los circuitos fuente en paralelo [690.8(B)(1)] por 1.25 veces.

Las corrientes en paralelo se suman. El incremento de 125% sobre el valor máximo de la corriente del circuito de salida FV es para tomar en cuenta el estándar del alambre al 80% de corriente máxima del circuito para uso continuo.

Calculo 3:

Ampacidad Mínima del Conductor de Circuito Fuente = 13.53 Amps

Número de Circuitos Fuente en Paralelo = 3

$13.53 \text{ Amps} \times 3 = 40.59 \text{ Amps}$

El cálculo de ampacidad de los conductores usados para el circuito de salida FV puede ser un proceso complicado. Son más de tres conductores de corriente instalados en el conducto, la Tabla 310.15 (B)(2)(a) se utiliza para ajustar la ampacidad del conductor. Si más del 10% del circuito, o 3 metros del circuito está en un conducto con luz solar directa, el Artículo 310.10 tiene una nueva nota en letra pequeña para la NEC 2005.

NOTA 310.10 N° 2: Los conductores instalados en conductos expuestos a la luz solar directa en las proximidades de los tejados han demostrado, en determinadas condiciones, experimentar un aumento de la temperatura de 17°C (30°F) por encima de la temperatura ambiente en que se basa la ampacidad.

En esta nota indica al instalador aumentar el factor de corrección de la temperatura ambiente aparente utilizados en la Tabla 310.16. Si la temperatura ambiente máxima es de 45°C (113°F), por conducto sobre las azoteas iluminado por el sol, la nueva temperatura ambiente se evalúa a los 62°C (144°F). Esto tiene un impacto dramático en la ampacidad admisible de un conductor.

iv. La ampacidad mínima del conductor del circuito del inversor debe ser igual o mayor que el valor de corriente continua de salida del inversor en 1.25 veces.

La corriente del circuito de salida del inversor es calculada del máximo valor de potencia continua al voltaje nominal en CA. El incremento de 125% sobre la corriente del circuito de salida del inversor es para tomar en cuenta el estándar del alambre al 80% de corriente máxima del circuito para uso continuo.

Calculo 4:

Valor de Salida Continua del Inversor = 2400 Watts

Mínimo Voltaje del Inversor = 200 Volts

Máxima Corriente de Operación = $2400 \text{ Watts} / 200 \text{ Volts} = 12 \text{ Amps}$

Ampacidad Mínima del Circuito de Salida del Inversor = $12 \text{ Amps} \times 1.25 = 15 \text{ Amps}$

3.3.3 Protección por Sobrecorriente: Los fusibles o interruptores automáticos deben ser del tamaño adecuado y se deben indicar para cada circuito.

i. La Protección por sobrecorriente del circuito fuente debe ser de un tamaño tal que tanto el módulo FV como el conductor del módulo al equipo de sobrecorriente estén debidamente protegidos [690.9(A), 240.20(A)]. Los módulos FV deben ser protegidos de manera que el máximo valor de fusible de la serie, impreso en la etiqueta, no sea excedido. Es importante señalar que a pesar de que la etiqueta indica “fusible”, un término más preciso sería “la protección máxima de la serie por sobrecorriente” y un fusible o un interruptor automático pueden ser usados para cumplir con este requisito. El módulo puede estar protegido ya sea mediante la instalación de fusibles o interruptores automáticos en una cadena de módulos por el diseño de la instalación fotovoltaica.

Los inversores listados con un máximo de corriente de retroalimentación a la línea pública por encima de 1 Amp (por lo general igual a la máxima protección por sobrecorriente permitida), hay que suponer que proveen corriente de retroalimentación al arreglo FV. Cada circuito fuente debe tener protección por sobrecorriente que sea mayor o igual al mínimo valor de corriente del circuito de fuente FV y menor o igual al valor del máximo fusible de la serie.

Para un arreglo con un valor mínimo de corriente de circuito fuente a 10.83 Amps y un valor máximo de fusible de serie de 15 Amps, el mínimo valor del fusible debería ser de 8 Amps (valor mayor siguiente a 10.83 Amps) y el máximo debería ser de 15

Si el arreglo es conectado a una fuente de alimentación sin retroalimentación con tres cadenas en paralelo, la máxima corriente en una cadena es igual a la corriente de la otra cadena en paralelo. Si la máxima corriente de cada cadena es de 8.67 Amps, entonces la corriente máxima en cada módulo FV es 8.67 Amps y el valor máximo del fusible de la serie del módulo nunca será superado.

ii. La protección por sobrecorriente del circuito de salida del inversor debe ser dimensionado y protegido de acuerdo con las instrucciones del fabricante. El circuito de protección por sobrecorriente debe tener un tamaño que corresponda a un 125% de la potencia máxima continua del inversor [NEC 215.3 Sobrecorriente para alimentar circuitos]. El inversor también puede tener un requisito máximo permisible de sobrecorriente.

El Fronius SYMO 12.0 tiene una potencia máxima continua de Amps y una protección máxima admisible de sobrecorriente de 37.5 Amps. Esto significa que la sobrecorriente mínima permitida es de 37.5 Amps ($12 \text{ Amps} \times 1,25 = 15 \text{ Amps}$) y un máximo de 15 Amps.

iv. NEC 690.64(B) se refiere a los requerimientos para el punto de conexión del inversor fotovoltaico en el sistema eléctrico del edificio. El método más común de conexión es a través de un interruptor de circuito dedicado a una barra del panel. El tamaño admisible del interruptor de suministro depende de si la instalación es una vivienda. Si el edificio es una vivienda, la suma de los interruptores de suministro que alimentan la barra de un panel puede ser de hasta 120% del valor nominal de la barra. En instalaciones que no son vivienda no se permite que las sumas de los interruptores de suministro excedan la capacidad de barras.

Una vivienda con un panel principal contiene una barra de 100 Amps y un interruptor principal de 100 Amps permitirá interruptores por un total de 120% del valor de las barras (120 Amps). Si el interruptor principal es de 100 Amps, el interruptor de energía fotovoltaica puede ser de hasta 20 Amps, sin exceder el 120% permitido. Para un panel principal con una barra de 125 Amps y un interruptor principal de 100 Amps, esta disposición permitirá hasta 50 Amps ($125 \text{ Amps} \times 1.2 = 150 \text{ Amps}$, $150 \text{ Amps} - \text{interruptor principal de } 100 \text{ Amps} = 50 \text{ Amps}$ del interruptor FV).

v. Una nueva disposición en la NEC 2005 aclara el hecho de que los interruptores de circuito dedicado retroalimentados de los inversores listados como interactivos con la red de servicio no necesitan ser sujetos individualmente a la barra bus del tablero principal. Esto es casi siempre es el caso, pero muchos inspectores han utilizado las disposiciones de la NEC 408.36(F) en que el interruptor se fija en su lugar por el seguro adicional. Los Inversores interactivos con la red no requieren este sujetador o seguro ya que están diseñados para apagar inmediatamente el interruptor dedicado al ser desconectado de la barra de distribución bajo cualquier condición.

La norma NEC 690.64(B) cubre los requisitos del punto de conexión del inversor FV al sistema eléctrico de la construcción. Este es el método más común de conexión.

3.4 construcción de la instalación

3.4.1 Colocación (Sujeción) de la Estructura

La labor de construcción tardo 3 días solamente debido a la cantidad de personas que apoyaron la construcción de esta. Podemos apreciar el proceso en las siguientes imágenes de cómo fue la construcción, así como los pasos en general de cómo se realizó la instalación: Primero se realizó el trazado de la estructura sobre el techo, en el cual se perforo, colocaron taquetes y fijaron las patas (con pijas inoxidable), que sostendrán la estructura.

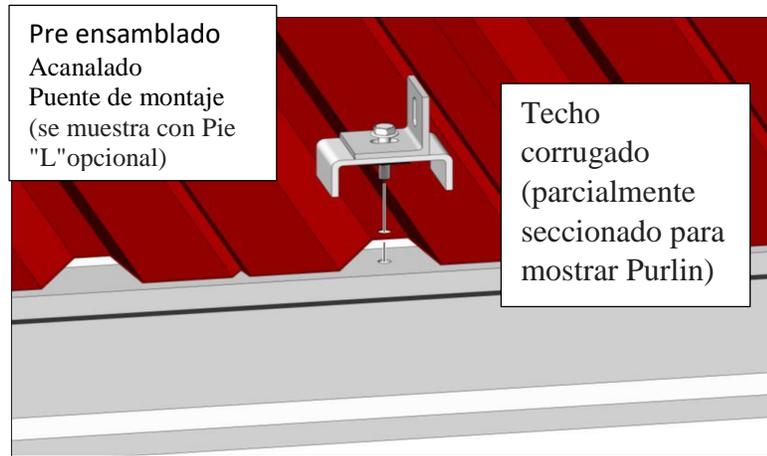


Figura 3. 5 Puente de montaje con pie L

Trazado de la estructura en el suelo y colocación de patas.

Lo siguiente se levantaron los ejes que sostendrán a los rieles donde se colocaran los paneles, cabe mencionar que todo el material utilizado es de aluminio y los tornillos, rondanas y tuercas son de acero inoxidable, para esto con las primeras patas está en paralelas al techo.

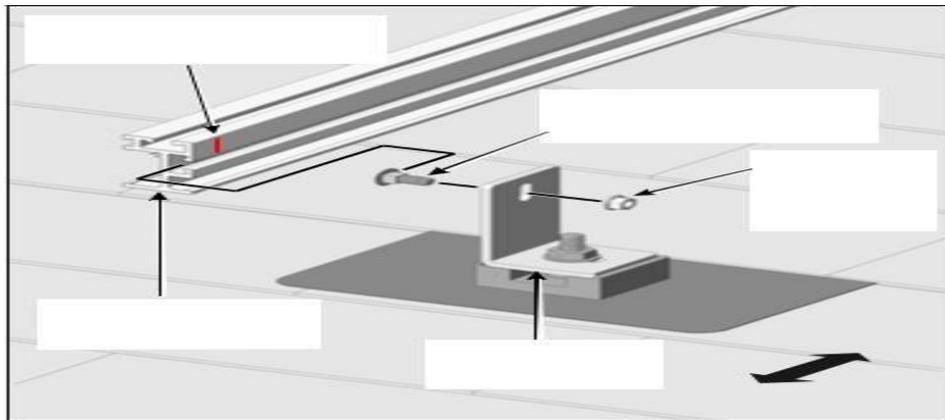


Figura 3. 6 Anclaje de perfil

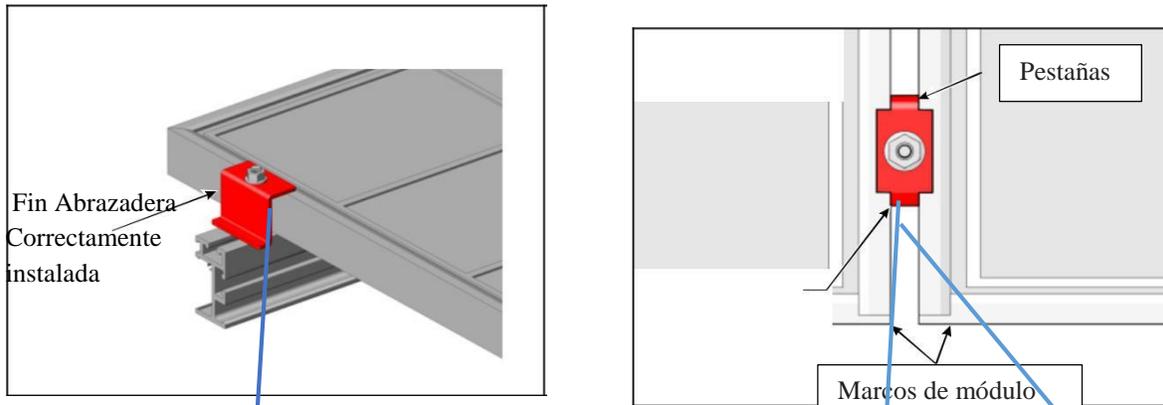


Figura 3. 7 Sujecion de riel



Figura 3. 8 Sujecion de paneles

3.4.2 Ruta de canalización

Las siguientes imágenes muestra la ruta de canalización conforme a la animación de simulación de la colocación del tramo de tubería que fue necesario del gabinete de conexiones a la entrada donde se encuentra el centro de cargar



Figura 3.9 Canalizacion de techo



Figura 3. 10 Canalizacion de bajada

3.4 Puesta a tierra de un SFV

Aterrizado o Puesta a Tierra

La NEC exige [690.41] que todos los sistemas que operen por encima de los 50 volts tengan un conductor referenciado a tierra a menos que el sistema cumpla con los requerimientos de la NEC 690.35 sin aterrizaje o puesta a tierra de los arreglos FV.

Para poder darnos una idea de la importancia que tiene instalar correctamente la puesta a tierra en los sistemas fotovoltaicos, nos podemos basar en las especificaciones que se expone en la NOM-001-SEDE-2012 en el artículo 690-43. Puesta a tierra del equipo. Que dice lo siguiente: Los conductores y dispositivos de puesta a tierra del equipo deben cumplir con (a) hasta (f) siguientes. Cada uno de estos puntos aporta lo siguiente:

Todas las partes metálicas:

1) Todas las partes metálicas expuestas, no portadoras de corriente, de estructuras de módulos fotovoltaicos, equipo eléctrico y envoltentes de conductores deben ser puestos a tierra.

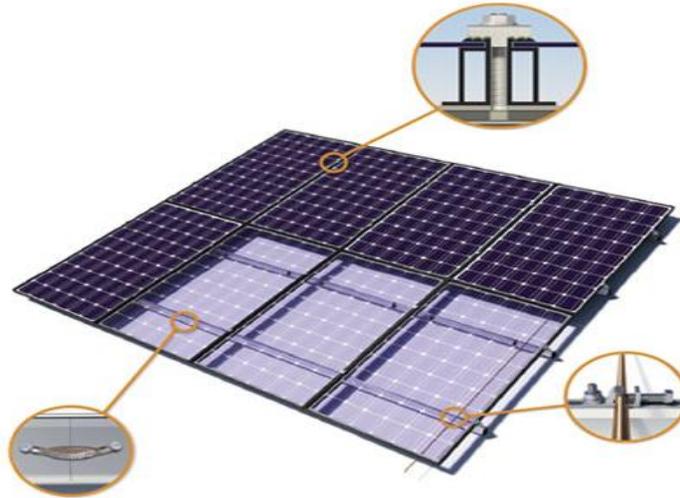


Figura 3. 11 Puesta a tierra de sistema fotovoltaico

Una ubicación del punto de conexión a tierra lo más cerca posible de la fuente fotovoltaica protege mejor el sistema contra picos de tensión debido a un rayo”. Aunque esto puede ser una declaración exacta, cambiar la ubicación de puesta a tierra requiere que el inversor se traslade a la ubicación de conexión a tierra desde que muchos inversores exigen que el arreglo se base en el inversor. Hay muchas razones del por qué mover el inversor lejos de la entrada del servicio público no es un buen diseño y estas razones generalmente superan los beneficios de protección contra rayos recibida por los conductores de puesta a tierra del sistema cerca del arreglo.

El código también exige que todas las partes expuestas no conductoras de los marcos de los módulos, equipos y recintos de conductores sean aterrizadas a tierra independientemente del voltaje del sistema [690.43].

a) Dimensionamiento del conductor de aterrizaje a tierra del equipo [690.45]

La medida del conductor de aterrizaje a tierra del equipo depende de si el sistema tiene un equipo de protección de falla a tierra (GFP – Ground Fault Protection) o no. Las disposiciones para el equipo GFP se expresan en 690.5. Muchos inversores residenciales tienen equipos GFP integrados al inversor y requieren que el arreglo fotovoltaico sea aterrizado a tierra en el inversor.



Figura 3. 12 Puesta a tierra

i. Sistemas sin equipo de protección de falla a tierra.

La NEC exige que el equipo de conductores de puesta a tierra para sistemas sin equipo GFP sean de un tamaño de 125% del circuito de corriente de cortocircuito [690.45].

El método rápido de dimensionar este conductor es simplemente tomar el tamaño del conductor de tierra del mismo tamaño que los conductores de corriente. Calcular el 125% del circuito I_{sc} puede producir un tamaño de conductor que es un tamaño más pequeño que los conductores de corriente, pero que deben ser calculados para su confirmación.

ii. Sistemas con equipos de protección de falla a tierra

Tamaño del electrodo conductor de aterrizaje a tierra de acuerdo con la Tabla NEC 250.122.

b) Dimensionamiento del conductor de aterrizaje a tierra del Sistema

i. Sistema de CA

Tamaño del electrodo conductor de aterrizaje a tierra de acuerdo con la Tabla NEC 250.66.

ii. Sistema de CD

Tamaño del electrodo conductor de aterrizaje a tierra de acuerdo con la NEC 250.166. Esto da como resultado un tamaño mínimo de 8 AWG.

4. CONCLUSIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este trabajo se llevó a cabo con la finalidad de que como ingenieros eléctricos podamos tener el conocimiento Como realizar un proyecto de un sistema fotovoltaico en el cual implementamos los conocimientos de cálculo, diseño y construcción basándonos en la NOM-001 SEDE 2012, NEC y estándar de nivel internacional (ISO, IEC), la cual nos marca de manera correcta las consideraciones que debemos tener al momento de desempeñar

nuestra labor como ingenieros eléctricos para una correcta utilización de las instalaciones eléctricas de manera eficiente y segura.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

Arboliza. (2011). Como Se Calcula. Recuperado de
<http://arboliza.es/compensarco2/calculo-co2.html>

Comisión Federal de Electricidad, Programa De Obras E Inversión Del Sector Eléctrico 2007-2016, (2007). Recuperado de
http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Lists/POISE%20documentos/Attachments/6/POISE20072016jun.pdf

Cornejo Lalupu H. A. (2013). Sistema Solar Fotovoltaico De Conexión A Red En El Centro Materno Infantil De La Universidad De Piura. (Tesis de Ingeniería, Universidad De Piura). Recuperado de
http://pirhua.udep.edu.pe/bitstream/handle/123456789/1762/IME_172.pdf?sequence=1
Econotecnia, (2014). Energía Solar Para Residencias Y Negocios. Recuperado de
<http://econotecnia.com/energia-solar-casasnegocios.html>

Energía Solar, (2011). Centro de Energías Renovables. Gobierno de Chile. Recuperado de
http://cifes.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_solar.pdf

Galván Mata J. F. (2013). Estacionamiento Solar Para Dos Automóviles. (Tesis de Técnico Superior Universitario, Universidad Tecnológica de Querétaro). Recuperado de
<http://www.uteq.edu.mx/tesis/ERS/08.pdf>

ANEXOS A

INVERSOR FRONIUS SYMO 10.0/220, 12.0-3/220, 10.0-3/480, 12.5/480, 15.0/480, 17.5/480, 20.0/480, 22.7/480, 24.0/480

Información general



Con rangos de potencia desde 10 kW A 24 kW, el inversor sin transformador Fronius Symo es el inversor sin transformador trifásico compacto ideal para todas las aplicaciones comerciales. El sistema de amplio rango de voltaje de entrada en CD asegura máxima flexibilidad en el diseño de cualquier en el diseño de cualquier sistema FV. Con su baja carga en techo, NEMA 4X y, clasificación de 1000 VCD el Fronius Symo puede ser instalado de muchas formas diferentes, incluso sobre un techo plano o estructuras metálicas. El moderno diseño está basado en el sistema de instalación SnapINverter, permitiendo instalaciones y reparaciones sencillas y seguras. Algunas funciones líderes en la industria están disponibles en el Fronius Symo, como interfaces Wi-Fi® y SunSpec Modbus para monitoreo y datalogging, interrupción de falla de arco en el circuito (AFCI) probada en campo, certificación NEC 2014 y la plataforma en línea para monitoreo móvil Solar.web Fronius Symo alimentado proyectos comerciales

DATOS DE ENTRADA	10.0-3_{208/240}	12.0-3_{208/240}	10.0-3₄₈₀	12.5-3₄₈₀	15.0-3₄₈₀	17.5-3₄₈₀	20.0-3₄₈₀	22.7-3₄₈₀	24.0-3₄₈₀
Potencia FV recomendada (kWp)	8.0-13 18-29.5	9.5-15.5 19-31	8-13	10-16	12-19.5	14-23	16-26		
Arreglo máximo de corriente de corto circuito A /25 A	37.5 A /24.8 A								33
Rango de voltaje MPP 800 V	300-500 V 500-800 V	300-500 V	300-800 V	350-800 V	350-800 V	400-800 V	450-800 V	500-	
Rango de voltaje operacional	200-600 V	200-600 V	200-1000 V				200-1000 V		
Voltaje de entrada máximo de MPPT	600 V	600 V	1000 V				1000 V Número 2		
DATOS DE SALIDA									
Potencia máxima de salida	9995 VA	11995 VA	9995 VA	12495 VA	14995 VA	17495 VA	19995 VA	22727 VA	23995 VA
Eficiencia CEC	96.5%	96.5%	96.5%	96.5%	97.0%	97.0%	97.5%	97.5%	
		97.5%	97.						

SHARP

ND-AF310 | 310 W
Módulo Fotovoltaico de Silicio Policristalino



55 años de Experiencia en
Energía Solar



Calidad Probada
IEC/EN 61215, IEC/EN 61730
Seguridad Clase II / CE
ISO 9001 / ISO 14001



Tolerancia de Potencia Positiva
(0 / +5 Wp)



Tecnología de Silicio Policristalino



Eficiencia del Módulo por arriba
del 15.9 %

10
AÑOS

Garantía de Producto

25
AÑOS

Garantía de Desempeño
Lineal



Diseño de Producto
Robusto

ANEXO C

DATOS ELÉCTRICOS (a STC)		ND-AF310	
Potencia Nominal	P_{max}	310	W_p
Tensión en Circuito Abierto	V_{oc}	45.01	V
Corriente de Corto Circuito	I_{sc}	8.67	A
Tensión en el Punto de Máxima Potencia	V_{mpp}	37.4	V
Corriente en el Punto de Máxima Potencia	I_{mpp}	8.29	A
Coefficiente de Rendimiento del Módulo	η_m	15.9	%

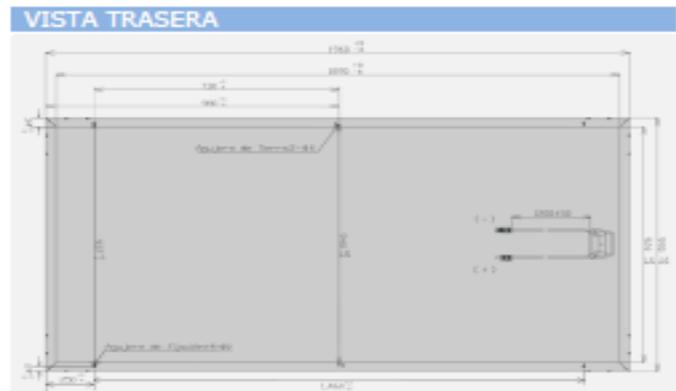
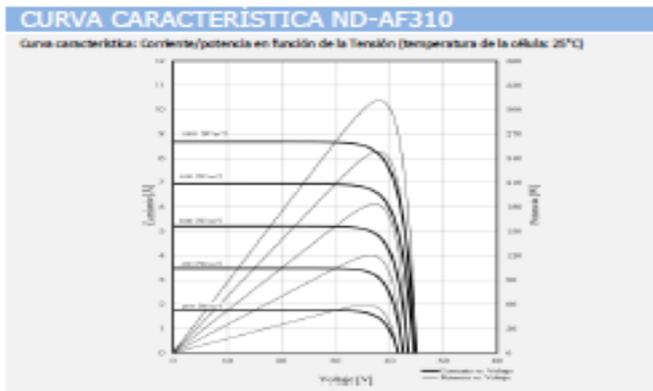
STC = Standard Test Condition: Irradiación de 1,000 W/m², AM 1.5, temperatura de la célula de 25 °C.

Las características eléctricas están clasificadas dentro de $\pm 10\%$ de los valores indicados de I_{sc} , V_{oc} y de $\pm 5\%$ de P_{max} (tolerancia de medición de potencia $\pm 1\%$).

DATOS ELÉCTRICOS (a NOCT)		ND-AF310	
Potencia Nominal	P_{max}	227	W_p
Tensión en Circuito Abierto	V_{oc}	41.92	V
Corriente de Corto Circuito	I_{sc}	7.02	A
Tensión en el Punto de Máxima Potencia	V_{mpp}	34.3	V
Temperatura Operativa Nominal de la Célula	NOCT	46 \pm 2	°C

NOCT: Temperatura de funcionamiento del Módulo con una irradiación de 800 W/m², temperatura del aire de 20 °C, velocidad de viento 1 m/s.

VALORES LÍMITE		DATOS MECÁNICOS		COEF. TEMPERATURA	
Máxima Tensión Admisible del Sistema	1,000 Vcd	Longitud	1,960 mm (+/- 3.0 mm)	P_{max}	- 0.436 % / °C
Máxima Corriente Inversa	15 A	Ancho	990 mm (+/- 2.0 mm)	V_{oc}	- 0.330 % / °C
Rango de Temperatura	-40 a +90°C	Profundidad	40 mm (+/- 0.8 mm)	I_{sc}	+ 0.052 % / °C
Máxima Capacidad de Carga	2,400 N/m ²	Peso	22 kg		



DATOS GENERALES	
Células	poli cristalinas, 156 mm x 156 mm, 72 células en serie
Vidrio Frontal	vidrio blanco templado, de 3 mm
Material del Marco	aluminio anodizado, color plata
Caja de Conexiones	PPE/PPO resina, clasificación IP65, 82.7 x 117 x 16.7 mm, 3 diodos de bypass
Cable	4 mm, longitud 1,200 mm \pm 50 mm
Conector	SMK (compatible con MC4), Tipo CCT9901-2361F/2451F (catálogo No. P51-7H/R51-7), IP67 Para prolongar los cables de conexión del módulo, utilice únicamente el conector SMK en la misma serie o el conector MultiContact AG MC4 (7V-STD/TV-K8704)

El diseño y especificaciones pueden cambiar sin previo aviso. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no son garantizadas. Sharp es una marca registrada de Sharp Corporation. Todas las demás marcas son propiedad de sus respectivos dueños.

Póngase en contacto con Sharp para obtener los manuales de los productos más recientes antes de usar cualquier dispositivo de Sharp. Sharp no se responsabiliza de daños en equipos que han sido dotados de productos de Sharp sin la consulta previa a una fuente de información segura. Encuentra las instrucciones de instalación y operación en los manuales correspondientes. Este módulo no debería conectarse directamente a una carga.



SHARP CORPORATION MÉXICO S.A. de C.V.
 Jaime Balme No. 8 octavo piso oficinas 803 y 804
 Col. Los Morales Polanco, Del. Miguel Hidalgo
 C.P. 11510, México D.F.
 Tel. +52 (55) 1500 1500
 solar@sharp.com.mx
 www.sharp.com.mx , www.sharp-solar.com/es/



ANEXO D

AVISO RECIBO



Comisión Federal de Electricidad

Av. Paseo de la Platería Núm. 164, Col. Juárez, Ciudad de México C.P. 06600.
RFC: CSS180330CP7

CFE SUMINISTRADOR DE SERVICIOS BÁSICOS

Nombre y Domicilio

BODEGA CRUZ AZUL DEL CENTRO SA
KM 7.5 FED PUE ATLIJ 7714
CAM REAL SAN ANDRES
SN BERNARDINO TLAXC 07F. C.P. 72820
TLAXCALANCINGO, PUE.

Cuenta	Uso	Tarifa	Hilos
14DV07C161831660	General < 26kW	02	1

Medición de consumo

Num. de Medidor	Lectura actual	Lectura anterior	Mult.	Consumo kWh
760WME	01431	00212	1	1219

Apoyo gubernamental



La gráfica representa tu consumo de energía y el nivel de uso



¡CUIDADO!



Total a pagar del periodo facturado

\$5,197.00

(CINCO MIL CIENTO NOVENTA Y SIETE PESOS 00/100 M.N.)

Número de servicio

257 001 006 607

Fecha límite de pago

25 JUN 17

Información importante

Corte a partir de 20 JUN 17.
Su consumo de energía eléctrica está dentro del rango excedente.

Periodo Consumo	Días	Promedio Diario en kWh	Promedio Diario en \$
10 ABR 17 AL 08 JUN 17	59	20.66	88.08

Facturación

Concepto	kWh	Precio	Subtotal
1er. Escalón	100	2.610	261.00
2do. Escalón	100	3.147	314.70
Excedente	1,019	3.469	3,534.91
Cargo fijo (2)		65.930	131.86
Suma	1,219		4,242.47

Importe de la facturación

Energía	4,242.47
IVA 16%	678.79
Fac. del Periodo	4,921.26
DAP	275.76
Adeudo Anterior	5,636.29
Su Pago	5,636.00-
Total	\$5,197.31

ANEXO F
DETALLE DE OPERACIONES

Facturación	Tipo	kWh	Importe	Pagos	Pendientes de pago	Línea de captura
Adudos anteriores						
del 07 FEB 17 al 10 ABR 17	Normal	1242	\$5,686.00	\$5,686.00		
del 07 DIC 16 al 07 FEB 17	Normal	1220	\$4,947.00	\$4,947.00		
del 07 OCT 16 al 07 DIC 16	Normal	1157	\$4,514.00	\$4,514.00		
del 08 ABO 16 al 07 OCT 16	Normal	1247	\$4,706.00	\$4,706.00		
del 10 JUN 16 al 08 ABO 16	Normal	1226	\$4,333.00	\$4,333.00		
del 12 ABR 16 al 10 JUN 16	Normal	1337	\$4,326.00	\$4,326.00		
del 10 FEB 16 al 12 ABR 16	Normal	1324	\$4,388.00	\$4,388.00		
del 10 DIC 15 al 10 FEB 16	Normal	1294	\$4,205.00	\$4,205.00		
del 09 OCT 15 al 10 DIC 15	Normal	1250	\$4,170.00	\$4,170.00		
del 11 ABO 15 al 09 OCT 15	Normal	1202	\$4,149.00	\$4,149.00		
del 10 JUN 15 al 11 ABO 15	Normal	1114	\$3,685.00	\$3,685.00		
Adiudo Total					\$0.00	

CARGOS PENDIENTES POR APLICAR
OBSERVACIONES

Le invitamos a consultar y aplicar las medidas de ahorro de energía eléctrica publicadas en www.cfe.gob.mx o marque al 071.

Le recordamos que puede pagar su Aviso - Recibo en cualquiera de nuestros CFEmáticos

El Gobierno Federal trabaja contra la impunidad, con tu ayuda fortalecemos la lucha.
 Secretaría de la Función Pública quejas y denuncias al Teléfono:

DATOS FISCALES


BCA001208674
 BODEGA CRUZ AZUL DEL CENTRO SA
 KM 7.5 FED PUE ATLIX 7714
 TLAXCALANCINGO, PUE.
 Serie: VF Folio: 000017487936
 Folio Fiscal: 9DA168D7-8D14-4E77-967D-5400A08E7542
 No. Certificado del SAT: 0000100000000494998 No. Certificado del CSD: 00001000000404010245
 Fecha y hora de certificación: 2017-06-12T17:16:55
 Unidad de medida: No Aplica
 Método de pago: NA
 Régimen Fiscal: RÉGIMEN GENERAL DE LEY DE PERSONAS MORALES

Pago en una sola exhibición
 Este documento es una representación impresa de un CFDI

ANEXO G

Horas de sol pico por día para la República Mexicana

Entidad Federativa	Ciudad	Latitud norte (°)	Horas de sol pico*		Entidad Federativa	Ciudad	Latitud norte (°)	Horas de sol pico*	
			Hor	Inc				Hor	Inc
Aguascalientes	Aguascalientes	21.88	5.78	6.10	Nayarit	Tepic	21.51	6.06	6.42
Baja California	Ensenada	31.87	5.98	6.76	Nuevo León	Monterrey	25.70	5.17	5.43
	Mexicali	32.65	5.96	6.81	Oaxaca	Oaxaca	17.06	4.88	5.01
	Tijuana	32.54	5.96	6.79	Puebla	Puebla	19.06	5.22	5.44
Baja California Sur	La Paz	24.15	6.46	6.89	Querétaro	Querétaro	20.61	5.57	5.87
	San José del Cabo	23.06	6.41	6.80	Quintana Roo	Cancún	21.16	6.01	6.32
Campeche	Campeche	19.83	5.91	6.16		Chetumal	18.51	5.85	6.09
Chiapas	Tuxtla Gutiérrez	16.76	4.88	5.00	San Luis Potosí	San Luis Potosí	22.16	5.57	5.85
Chihuahua	Chihuahua	28.63	5.96	6.52	Sinaloa	Culiacán	24.82	6.05	6.52
	Ciudad Juárez	31.73	5.78	6.41		Los Mochis	25.80	6.35	6.84
Coahuila	Saltillo	25.42	5.54	5.86		Mazatlán	23.20	6.04	6.47
	Torreón	25.53	5.96	6.37	Sonora	Ciudad Obregón	27.49	6.35	6.89
Colima	Colima	19.26	5.97	6.30		Hermosillo	29.07	6.22	6.81
Distrito Federal	Ciudad de México	19.33	5.11	5.36	Tabasco	Villahermosa	18.00	5.36	5.50
Durango	Durango	24.04	5.92	6.36	Tamaulipas	Ciudad Victoria	23.73	5.18	5.38
Guanajuato	Guanajuato	21.02	5.77	6.09		Nuevo Laredo	27.49	4.95	5.19
	León	21.11	5.75	6.07		Tampico	22.21	5.05	5.23
Guerrero	Acapulco	16.88	6.19	6.52	Tlaxcala	Tlaxcala	19.32	5.08	5.29
	Chilpancingo	17.54	6.09	6.43	Veracruz	Coatzacoalcos	18.15	4.88	5.00
Hidalgo	Pachuca	20.11	4.96	5.17		Orizaba	18.85	4.64	4.76
Jalisco	Guadalajara	20.69	5.89	6.24		Veracruz	19.20	4.56	4.66
México	Toluca	19.28	5.77	6.09		Xalapa	19.50	4.71	4.84
Michoacán	Morelia	19.71	5.79	6.13	Yucatán	Mérida	20.97	5.94	6.23
Morelos	Cuernavaca	18.92	5.76	6.07	Zacatecas	Zacatecas	22.77	5.86	6.21

Hor = Plano horizontal Inc = Plano inclinado a la latitud de la localidad correspondiente

*De acuerdo con datos del Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables en México (SIGER) IIE-GENC, y del Observatorio de Radiación Solar del Instituto de Geofísica de la UNAM.

ANEXO H

