



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS” ZACATENCO**

**“DISEÑO DE UN SISTEMA  
FOTOVOLTAICO PARA UNA EMPRESA DE  
HIDROCULTIVOS”**

**TESIS**

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTAN:**

**MARTIN HERNANDEZ PEREZ**

**ABRAHAM JOEL MANZANO ALVARADO**

**LORENZO ANTONIO MORALES ZAPATA**

**ASESORES:**

**M. EN C. CARLOS TEJADA MARTÍNEZ.**

**DR. JUVENAL GERARDO MATURANO RODRÍGUEZ**

**ING. JUAN DANIEL RIVAS MARTÍNEZ**



**CIUDAD DE MÉXICO, MARZO 2023**

**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**  
**UNIDAD PROFESIONAL "ADOLFO LÓPEZ MATEOS"**

**TEMA DE TESIS**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICISTA  
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN TESIS COLECTIVA Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL  
DEBERA (N) DESARROLLAR C. MARTIN HERNANDEZ PEREZ  
C. ABRAHAM JOEL MANZANO ALVARADO  
C. LORENZO ANTONIO MORALES ZAPATA

"DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UNA EMPRESA DE HIDROCULTIVOS"

DISEÑAR UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA ALIMENTACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ILUMINACIÓN, VENTILADORES Y EQUIPO DE OFICINA DE LA EMPRESA HIDROCULTIVOS AUSTRALIANOS S.A. DE C.V., ASÍ COMO REDUCIR EL CONSUMO FACTURADO.

- ❖ CONCEPTOS BÁSICOS DE ELECTRICIDAD.
- ❖ SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.
- ❖ DETERMINACIÓN DE LA CARGA Y MEMORIA DE CÁLCULO.
- ❖ CONCLUSIONES.

CIUDAD DE MÉXICO, A 29 DE MARZO DE 2023

**ASESORES**

  
M. EN C. CARLOS TEJADA MARTÍNEZ

  
DR. JUVENAL GERARDO MATURANO RODRÍGUEZ

  
ING. JUAN DANIEL RIVAS MARTÍNEZ

  
M. EN C. TELÉSFORO TRUJILLO SOTELO  
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE  
INGENIERÍA ELÉCTRICA



Autorización de uso de obra

Instituto Politécnico Nacional

Presente

Bajo protesta de decir verdad los que suscriben **MARTIN HERNANDEZ PEREZ, ABRAHAM JOEL MANZANO ALVARADO Y LORENZO ANTONIO MORALES ZAPATA** manifestamos ser autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada **"DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UNA EMPRESA DE HIDROCULTIVOS"**, en adelante **"La Tesis"** y de la cual se adjunta copia impresa y en CD, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgamos al **Instituto Politécnico Nacional**, en adelante **EI IPN**, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales o en cualquier otro medio; **para apoyar futuros trabajos relacionados con el tema** de **"La Tesis"** por un periodo de **cincuenta años** contado a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a **EI IPN** de su terminación.

En virtud de lo anterior, **EI IPN** deberá reconocer en todo momento nuestra calidad de autores de **"La Tesis"**.

Adicionalmente, y en nuestra calidad de autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de **"La Tesis"**, manifestamos que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de **"La Tesis"**, por lo que deslindamos de toda responsabilidad a **EI IPN** en caso de que el contenido de **"La Tesis"** o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumimos las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

Ciudad de México, a 31 de Mayo del 2023.

Atentamente



MARTIN HERNANDEZ PEREZ



ABRAHAM JOEL MANZANO ALVARADO



LORENZO ANTONIO MORALES ZAPATA

## AGRADECIMIENTOS

Primeramente agradecemos a nuestros padres y familiares, que siempre nos han apoyado en nuestra formación como personas y ahora como profesionistas, ya que sin ellos no hubiera sido posible este gran logro en nuestra vida; al Instituto Politécnico Nacional por habernos brindado la educación a través de sus docentes con los cuales nos formamos.

A nuestros asesores, el M en C. Carlos Tejada Martínez asesor técnico, el Ing. Juan Daniel Rivas Martínez y el Dr. Juvenal Gerardo Maturano Rodríguez como asesores metodológicos que fueron de gran ayuda en el desarrollo del trabajo que siempre estuvieron al pendiente para resolver nuestras dudas y del desarrollo de la tesis.

Una mención y agradecimiento especial a la Licenciada en Economía Paola Victoria Martínez Nieto, la cual fue nuestra profesora en la asignatura de Ingeniería Económica, por habernos brindado su ayuda para la resolución de dudas y asesoramiento de la parte del análisis económico de nuestro proyecto.

# ÍNDICE.

RESUMEN.....	I
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	II
JUSTIFICACIÓN.....	III
ALCANCE DEL PROYECTO.....	IV
OBJETIVO GENERAL.....	V
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	V
CAPÍTULO 1. CONCEPTOS BÁSICOS DE ELECTRICIDAD.....	1
1.1 Circuito Eléctrico .....	2
1.2 Sistema Polifásico. ....	2
1.3 Potencia Activa .....	4
1.4 Potencia Reactiva .....	4
1.5 Potencia Aparente y Triángulo de Potencias .....	5
1.6 Factor de Potencia .....	6
1.7 Sistema de Puesta a Tierra .....	8
1.7.1 Objetivo de la Instalación del Sistema de Puesta a Tierra .....	10
1.7.2 Sistema de Puesta a Tierra en los Sistemas Fotovoltaicos .....	12
CAPÍTULO 2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	13
2.1 Introducción. ....	14
2.2 Celda Solar. ....	15
2.2.1 Efecto Fotoeléctrico. ....	16
2.2.2 El Silicio.....	16
2.3 Panel Solar .....	17
2.3.1 Conexión en Paralelo .....	18
2.3.2 Conexión en Serie.....	19
2.3.3 Conexión Mixta (Paralelo-Serie). ....	20
2.3.4 Cálculo de Paneles Solares .....	20
2.3.5 Cálculo del Arreglo de los Paneles Fotovoltaicos .....	22
2.3.6 Cálculo del Espaciamiento entre Paneles Fotovoltaicos .....	23
2.3.7 Paneles Solares Monocristalinos .....	25
2.3.8 Paneles Solares Policristalinos .....	26

2.3.9 Paneles Solares de Silicio Amorfo (TFS).....	27
2.3.10 Paneles Solares de Cobre, Galio y Selenio (CIGS). .....	27
2.3.11 Paneles Solares Bifaciales.....	28
2.4 Sistemas Fotovoltaicos .....	28
2.4.1 Sistemas Conectados a la Red (On Grid) .....	30
2.4.2 Sistemas NO Conectados a la Red (Off Grid).....	31
2.5 Estructuras Solares .....	32
2.5.1 Estructuras para Cubiertas Inclınadas .....	33
2.5.2 Estructuras para Superficies Planas.....	33
2.6 Inversor Solar.....	34
2.7 Medidor Bidireccional.....	42
2.8 Cálculo de Conductores.....	45
2.8.1 Conductores en CD. ....	45
2.8.2 Conductores en CA. ....	47
<b>CAPÍTULO 3. DETERMINACIÓN DE LA CARGA Y MEMORIA DE CÁLCULO.</b>	<b>48</b>
3.1 Ubicación Geográfica .....	49
3.2 Determinación de la Carga .....	50
3.3 Cálculo de Paneles Solares .....	51
3.4 Selección del Inversor. ....	53
3.5 Arreglo de Paneles Fotovoltaicos .....	55
3.6 Cálculo del Espaciamiento Entre Paneles .....	56
3.7 Cálculo de Conductores en CD.....	58
3.8 Determinación de Fusibles y Conductor de Puesta a Tierra.....	59
3.9 Cálculo de Conductores en CA e Interruptor Termomagnético.....	59
<b>CAPÍTULO 4. ANÁLISIS ECONÓMICO.....</b>	<b>61</b>
4.1 Introducción. ....	62
4.2 Generalidades .....	62
4.2.1 Costo del Material .....	62
4.2.2 Mano de Obra .....	63
4.2.3 Venta del Proyecto.....	64
4.2.4 Costo Total del Proyecto .....	64
4.3 Análisis Económico.....	64

4.3.1 Producción de Energía .....	64
4.3.2 Monetización por la Producción de Energía Eléctrica al Año. ....	65
4.3.3 Gastos Producidos Anualmente en el Sistema .....	65
4.3.4 Valor Actual Neto (VAN) .....	65
4.3.5 Tasa Interna de Rendimiento (TIR). ....	67
4.3.6 Relación Beneficio – Costo (B/C). ....	70
4.3.7 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI). ....	71
<b>CAPÍTULO 5 .....</b>	<b>74</b>
<b>5. Conclusiones .....</b>	<b>75</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>76</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>79</b>
<b>APÉNDICES .....</b>	<b>90</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS.

Fig. 1.1 Señales de Tensión Trifásica. ....	2
Fig. 1.1 Graficas de VAR (Inductivos y Capacitivos). ....	5
Fig. 1.2 Triangulo de Potencias. ....	6
Fig. 1.4 Anillo Enterrado de Puesta a Tierra.....	9
Fig. 1.5 Ejemplificación de una Descarga Eléctrica.....	11
Fig. 2.1 Celda Solar Monocristalina.....	15
Fig. 2.2 Composición de un Panel Solar.....	18
Fig. 2.3 Conexión en Paralelo. ....	19
Fig. 2.4 Conexión en Serie.....	19
Fig. 2.5 Conexión Mixta.....	20
Fig. 2.6 Panel Solar Monocristalino.....	26
Fig. 2.7 Panel Solar Policristalino.....	26
Fig. 2.8 Panel Solar Amorfo.....	27
Fig. 2.9 Panel Solar CIGS.....	27
Fig. 2.10 Panel Solar Bifacial.....	28
Fig. 2.11 Composición de un Sistema Fotovoltaico.....	29
Fig. 2.12 Funcionamiento de un Sistema Fotovoltaico.....	30
Fig. 2.13 Funcionamiento de un Sistema Fotovoltaico Off Grid.....	32
Fig. 2.14 Estructura Inclínada.....	33
Fig. 2.15 Estructura para Planos Horizontales.....	34
Fig. 2.16 Inversor Solar Aislado.....	35
Fig. 2.17 Inversor-Cargador Solar.....	35
Fig. 2.18 Inversor Solar 3 en 1.....	36
Fig. 2.19 Inversor Solar de Autoconsumo.....	37
Fig. 2.20 Inversor Solar Híbrido.....	37
Fig. 2.21 Arreglo Fotovoltaico con Inversor Central.....	38
Fig. 2.22 Arreglo Fotovoltaico con Inversor por Cadena.....	39
Fig. 2.23 Arreglo Fotovoltaico con Microinversores.....	40
Fig. 2.24 Arreglo Fotovoltaico con Optimizadores e Inversor Central.....	41
Fig 2.25 Medidor en Cuarto Oscuro. ....	43



Fig 2.26 Funcionamiento de un Medidor Bidireccional.....	43
Fig 2.27 Esquema de Contraprestación .....	44
Fig. 3.1 Foto Satelital del Predio. ....	49
Fig. 3.2 Foto Satelital del Predio (Ampliación).....	49
Fig. 3.3 Comparación de HSP en Inclinação Fija y Variable [ .....	50
Fig. 3.4 Panel Solar SKU 101074.....	53
Fig. 3.5 Inversor Growatt MAC 15KTL3-XL.....	54
Fig. 3.6 Arreglo Fotovoltaico Propuesto .....	55
Fig. 3.7 Esquema de Separación de los Paneles.....	57

## ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 3.3 Cuadro de Cargas. ....	51
Tabla 3.4 Aplicación de Crecimiento de Carga.....	51
Tabla 4.1 Costo de Materiales a Utilizar.....	62
Tabla 4.2 Costo De Mano de Obra.....	63
Tabla 4.3 Costo Total del Proyecto .....	64
Tabla 4.4 Cálculo de VAN. ....	66
Tabla 4.5 Cálculo de VAN (+).....	68
Tabla 4.6 Cálculo de VAN (-).....	69
Tabla 4.7 Cálculo del PRI.....	71
Tabla 3.1 Temperatura Máxima y Mínima Anual .....	80
Tabla 3.5 Especificaciones Técnicas del Panel Solar.....	81
Tabla 3.6 Especificaciones Técnicas de Entrada del Inversor (DC) .....	83
Tabla 3.7 Especificaciones Técnicas de Salida del Inversor (AC).....	83
Tabla 3.8 Especificaciones Técnicas de los Dispositivos de Protección del Inversor. ....	84

## **RESUMEN.**

Debido al aumento del costo de la facturación que mes con mes recibe de CFE la empresa Hidrocultivos Australianos S.A de C.V se ha planteado la idea de la instalación de un sistema fotovoltaico. En varias empresas y residencias actualmente se ha optado el uso de paneles solares como método de ahorro por la gran vida útil que presentan y su generación limpia que realiza.

Por lo anterior, en el presente trabajo se diseñará un sistema fotovoltaico interconectado a la red para la alimentación del sistema eléctrico de iluminación, ventilación y equipo de oficina de la empresa Hidrocultivos Australianos S.A. de C.V. y así reducir el consumo facturado.

Para esto, en los capítulos primero y segundo se abordarán conceptos básicos para lograr un mejor entendimiento y se investigarán los elementos que conforman un sistema fotovoltaico interconectado a la red.

Posteriormente en el tercer capítulo, se determinará la carga a alimentar con el sistema fotovoltaico, con un desarrollo de una memoria de cálculo del diseño del sistema fotovoltaico.

Y finalmente, en el cuarto capítulo, se realizará un análisis económico del sistema fotovoltaico para evaluar la viabilidad, eficacia y recuperación del proyecto.

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.**

En la empresa Hidrocultivos Australianos S.A. de C.V. se ha encontrado un alza en el consumo de energía eléctrica debido al incremento en la carga conectada, sus facturas mensuales han sido muy elevadas en los últimos meses en comparación con los años anteriores, por lo que se plantea implementar un sistema fotovoltaico para aprovechar la energía limpia y renovable y así alimentar cargas de iluminación, ventilación y equipo de oficina de la empresa. Esta empresa tiene una carga total conectada de 60 kW y una demanda contratada a Comisión Federal de Electricidad (CFE) de 50 kW.

Por lo anterior, en el presente trabajo se diseñará un sistema fotovoltaico interconectado a la red para la alimentación del sistema eléctrico de iluminación, ventiladores y equipo de oficina de la empresa Hidrocultivos Australianos S.A. de C.V. y así reducir el consumo facturado. Para esto, primeramente, se investigarán los elementos que conforman un sistema fotovoltaico interconectado a la red. Posteriormente se determinará la carga a alimentar con el sistema fotovoltaico. Con un desarrollo de una memoria de cálculo del diseño del sistema fotovoltaico. Y finalmente, se realizará un análisis económico del sistema fotovoltaico.

## **JUSTIFICACIÓN.**

La empresa Hidrocultivos Australianos S.A. de C.V. tiene una facturación promedio mensual en el último año de \$15,473.00, comprendido del mes de agosto del 2020 a agosto del 2021. Este proyecto será diseñado para reducir a un futuro, los gastos en pagos de la tarifa GDBT (Gran Demanda en Baja Tensión), la cual tiene un costo por KW/h en el último año entre \$1.86 a \$2.08, esto mediante el diseño del proyecto y una inversión para la construcción del sistema de la alimentación de iluminación, ventilación y equipo de oficina dentro de las instalaciones mediante la generación de energía eléctrica a través de paneles solares.

La recuperación de la inversión del sistema fotovoltaico se hará a través del ahorro en la facturación del consumo de energía eléctrica, después de un lapso ya que se realice la recuperación se comenzarán a obtener los ahorros económicos directos en la empresa.

## **ALCANCE DEL PROYECTO.**

El proyecto tiene como alcance la etapa de diseño del sistema fotovoltaico, el cual se dimensionará con base al análisis de cargas encontradas dentro de la empresa y tomando en cuenta el área disponible para la instalación del sistema fotovoltaico, se determina la selección de cargas tales como: iluminación, ventilación, receptáculos monofásicos y equipos de oficina.

Solo se realiza la alimentación para estas cargas, ya que el área para la instalación de los paneles no permite alimentar más carga.

## **OBJETIVO GENERAL.**

Diseñar un sistema fotovoltaico para la alimentación del sistema eléctrico de iluminación, ventiladores y equipo de oficina de la empresa Hidrocultivos Australianos S.A. de C.V. y así reducir el consumo facturado.

## **OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

- Describir los elementos que conforman un sistema fotovoltaico interconectado a la red.
- Determinar la carga necesaria para la empresa Hidrocultivos Australianos S.A. de C.V.
- Desarrollar la memoria de cálculo del diseño del sistema fotovoltaico.
- Realizar un análisis económico del sistema fotovoltaico.

# **CAPÍTULO 1.**

## ***Conceptos Básicos de Electricidad.***

En este capítulo se abarcarán conceptos básicos de electricidad relacionados a la potencia activa, reactiva, aparente, así como el factor de potencia y el sistema de puesta a tierra.



# 1. Conceptos Básicos de Electricidad.

## 1.1 Circuito Eléctrico.

Es el conjunto de elementos eléctricos conectados entre sí, que permiten generar, transportar y utilizar de manera eficiente la energía eléctrica con la finalidad de transformarla en otro tipo de energía, ya sea en forma de trabajo, calor, iluminación etc.

Dentro de los sistemas eléctricos se encuentran sistemas monofásicos (una sola fase) y sistemas polifásicos (sistemas de dos o más fases) [1].

## 1.2 Sistema Polifásico.

Es aquel que está conformado de dos o más tensiones desfasadas entre ellas, estas se encargan de alimentar cargas entre sí, el sistema más común es el trifásico, el cual está constituido de 3 sistemas monofásicos en donde las tensiones son similares en magnitud y frecuencia, pero que están desplazadas  $120^\circ$  eléctricos una respecto a otra, este desplazamiento se conoce como desfasamiento. En los análisis de sistemas de corriente alterna se utilizan los fasores, con los cuales se define la magnitud y la fase angular [1]. Ver Figura 1.1 siguiente.

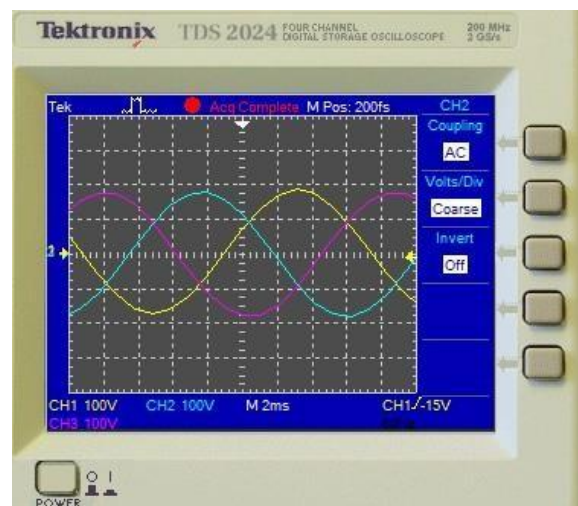


Fig. 1.1 Señales de Tensión Trifásica.

En la Figura 1.1 se puede observar un sistema trifásico en el cual se muestra fase A (Morado), fase B (Azul), fase C (Amarillo), estas tensiones tienen la misma magnitud la cual es de 100 V nominales, así como un desfase de 120° eléctricos entre sí, teniendo los siguientes valores de tensiones a una secuencia positiva de:

$$V_{AN} = 100 \angle 0^\circ V$$

$$V_{BN} = 100 \angle -120^\circ V$$

$$V_{CN} = 100 \angle 120^\circ V$$

Así como la tensión tiene un desfase entre sí, para la corriente pasa algo similar, pero el ángulo de desfase variará conforme a la carga conectada. Si se alimenta una carga puramente resistiva, se tendrá que las tensiones y corrientes estarán en fase, es decir, que no habrá desplazamiento de la tensión A con base en la corriente en A, la tensión B con respecto a la corriente B y la tensión C, con la corriente C, mientras tanto si se tiene una carga inductiva se tendrá que las corrientes estarán atrasadas 90° con respecto a sus tensiones, por otra parte si se tiene una carga capacitiva, la corriente estará adelantada 90° con respecto a la tensión.

Para la transmisión de potencia, los sistemas trifásicos son los preferidos sobre los sistemas monofásicos, por las siguientes razones:

- Pueden usarse conductores más delgados para transmitir los mismos kVAs a la misma tensión, se reduce la cantidad del cobre requerido en un 25% menos, baja el precio de construcción y mantenimiento.
- Tienen menos peso las líneas y se vuelven fáciles de instalar, las estructuras de cargas pueden ser menos masivas y ubicarse a mayor distancia entre ellas.
- La maquinaria y equipos trifásicos son mejores en operación y arranque comparados con los motores monofásicos debido al flujo más uniforme de la potencia.

- Los motores grandes son trifásicos porque no requieren un diseño especial o circuitería adicional de arranque [2].

La red trifásica en baja tensión se forma por medio de transformadores, ya sea ocupando un transformador trifásico o un banco de transformadores conformado por tres transformadores monofásicos.

En este sistema se tienen dos alternativas en la conexión de los devanados secundarios para las tensiones generadas por fase, teniendo la conexión en estrella o la conexión en delta, siendo la primera la más utilizada para sistemas de distribución en baja tensión [3].

### **1.3 Potencia Activa.**

Esta potencia es la única que produce un trabajo útil y parte de su energía se disipa en forma de calor. La unidad de medida es el Watt (W) y es una unidad derivada del SI (Sistema Internacional de Unidades), esta es igual a 1 Joules por segundo (1 J/s) y se ocupa para determinar la cantidad de energía que se transfiere en un tiempo determinado. La Potencia Activa (P) está determinada por la ecuación 1 para circuitos de corriente alterna:

$$P = V_{rms} I_{rms} \cos(\phi) \quad (1)$$

### **1.4 Potencia Reactiva.**

A comparación de la definición anterior, este tipo de potencia no genera un trabajo útil, pero es indispensable en los centros de carga ya que es la encargada de generar y mantener los campos magnéticos y eléctricos en motores, transformadores, así como también estar presente en bancos de capacitores. Se pueden tener dos tipos de potencia reactiva (Q); la potencia reactiva-inductiva y la potencia reactiva-capacitiva, la medida de esta potencia está dada en VAR (Volt Ampere Reactivos), especificando si son inductivos o capacitivos.

La potencia reactiva-inductiva se tendrá en un circuito en donde predomine los elementos inductivos cabe mencionar que en este tipo de circuitos puramente inductivos tendremos un ángulo de  $\Phi=90^\circ$ , por lo que generará un desfase de la tensión respecto a la corriente, teniendo una tensión adelantada, por otra parte, la potencia reactiva-capacitiva se tendrá en aquellos circuitos en donde predominen los elementos capacitivos, en estos circuitos puramente capacitivos tendremos un ángulo de  $\Phi= - 90^\circ$ , por lo que generará un desfase totalmente diferente que el inductivo teniendo aquí una corriente adelantada respecto a la tensión, como se muestra en la Figura 1.2, siguiente.

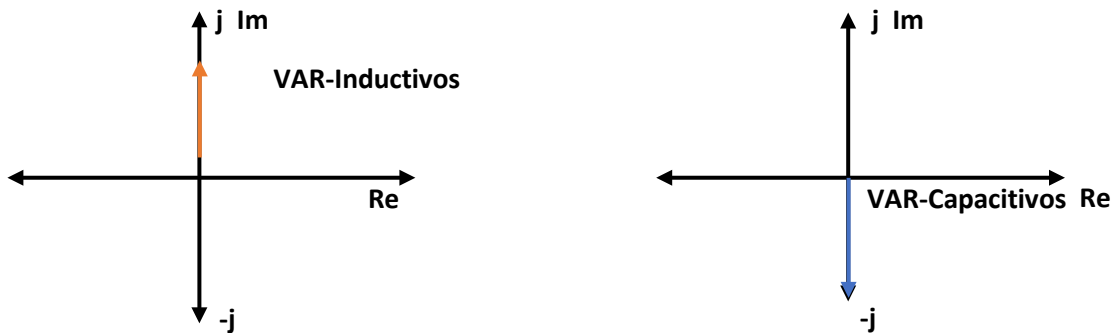


Fig. 1.2 Graficas de VAR (Inductivos y Capacitivos).

La potencia reactiva estará determinada por la ecuación 2.

$$Q = V_{rms}I_{rms} \text{sen}(\phi) \quad (2)$$

## 1.5 Potencia Aparente y Triángulo de Potencias.

La potencia aparente (S) es la magnitud de las sumatorias al cuadrado de la energía transformada en trabajo útil (P) y la potencia utilizada para formar campos eléctricos y magnéticos (Q), dada por las siguientes ecuaciones.

$$S = \frac{P}{f.p} \quad (3)$$

El triángulo de potencias relaciona los tres tipos de potencias, así como el factor de potencia el cual puede ser calculado con base en la relación trigonométrica de por lo menos dos tipos de potencias conocidas. Ver Figura 1.3.

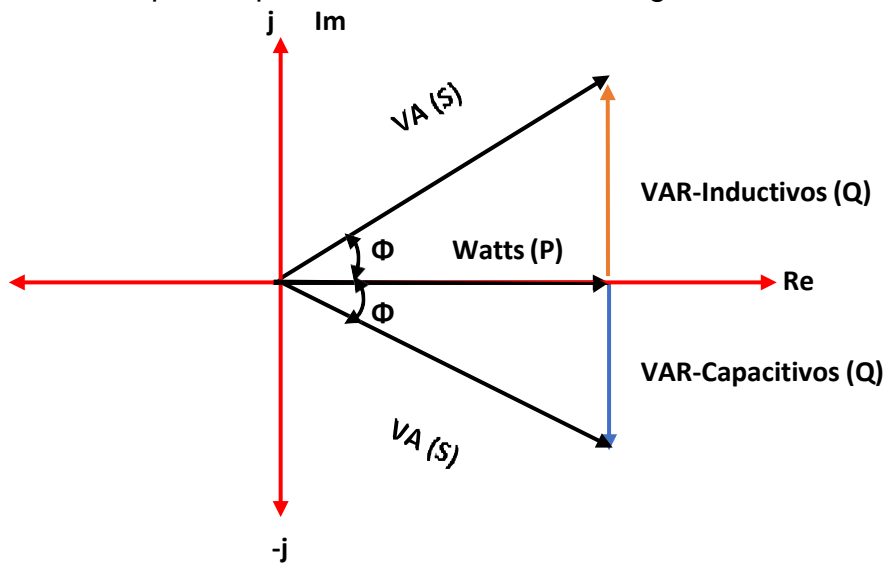


Fig. 1.3 Triangulo de Potencias.

Como se puede observar en la Fig.1.3, el triángulo de potencias relaciona las tres potencias que podemos tener en un circuito, tales como la potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y potencia aparente (S), así como el factor de potencia que se forma entre las magnitudes de la potencia activa (P) y la potencia aparente (S).

La ecuación 4 se establece con relación al triángulo de potencias y al teorema de Pitágoras el cual establece que en cualquier triángulo rectángulo el cuadrado de la longitud de la hipotenusa será igual a la suma de los cuadrados de las respectivas longitudes de los catetos.

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (4)$$

## 1.6 Factor de Potencia.

Es una medida de la eficiencia dentro de un sistema eléctrico, ya que nos indica el nivel de aprovechamiento de energía que se tiene dentro del sistema, recordando la ecuación 1, en donde se establecieron los parámetros para la potencia y donde se menciona "phi"(φ), tenemos que:

$$P = V_{rms} I_{rms} \cos(\phi_v - \phi_i) \quad (5)$$

$$fp = \cos(\phi) = \cos(\phi_v - \phi_i) = \cos(\phi_z) \quad (6)$$

$$\cos(\phi) = \frac{P}{S} \quad (7)$$

Con las ecuaciones antes establecidas podemos observar que el coseno del ángulo en la impedancia de la carga será igual al factor de potencia de la instalación, el parámetro “*phi*” mencionado en la ecuación 1, así como en el triángulo de potencias está definido como la diferencia del ángulo de la tensión y el ángulo de la corriente. El factor de potencia esta dado por un valor adimensional, esto quiere decir que, no presenta unidades de medida, este mismo fluctúa entre 0-1 siendo 1 el valor ideal y que nos indica que toda la energía consumida por la carga ha sido transformada y aprovechada en trabajo, por la otra parte un valor menor a la unidad significa mayor consumo de energía para producir un trabajo útil.

Con base en lo establecido por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en instalaciones eléctricas que demanden grandes cantidades de energía se tendrá por lo menos un factor de potencia mayor o igual a 0.9 (90%), el tener un bajo factor de potencia implica varios problemas que pueden afectar la producción y la eficiencia del sistema eléctrico tales como:

- Sobrecalentamiento de los conductores por efecto Joule.
- Sobrecarga en líneas de transmisión del suministrador eléctrico.
- Reducción de vida útil de los equipos eléctricos.
- Mala regulación de tensión entre fases (caídas de tensión).
- Funcionamiento ineficiente de máquinas.
- Aumento en la facturación de consumo eléctrico.

Agregado a esto existe una penalización por parte de Comisión Federal de Electricidad por un bajo factor de potencia (F.  $P < 0.9$ ) el cual se calcula con la siguiente formula:

$$\frac{3}{5} \left[ \left( \frac{90}{F.P} \right) - 1 \right] * 100 \quad (8)$$

El valor máximo aplicable para esta penalización es del 120%.

Por otra parte, el tener un factor de potencia mayor o igual al 0.9 (90%) trae consigo varios beneficios tanto a la instalación eléctrica como en las facturaciones de la empresa suministradora, algunos beneficios de tener un F.P optimo son:

- Reducción del costo de facturación (no hay penalizaciones).
- Disminución de pérdidas eléctricas en los conductores.
- Reducción de pérdidas por caídas de tensión.
- Aumento de la disponibilidad de potencia en transformadores y líneas de distribución.
- Incremento y protección de la vida útil de la instalación eléctrica.

Existe una bonificación por parte de la empresa suministradora cuando se tenga un F.P mayor a 0.9 (90%) el cual se determina con la siguiente ecuación:

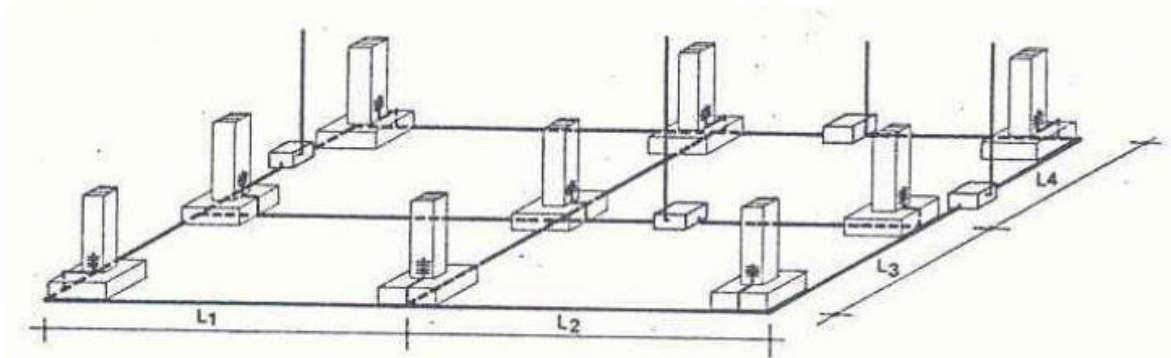
$$\frac{1}{4} \left[ 1 - \left( \frac{90}{F.P} \right) \right] * 100 \quad (9)$$

El valor máximo aplicable para esta bonificación es del 2.5% [4].

## 1.7 Sistema de Puesta a Tierra.

Es una instalación de cables de protección que van desde cada uno de los enchufes de la instalación, donde se conectarán aparatos eléctricos con partes metálicas, hasta la tierra (el terreno). Su misión es que, si hay una corriente de fuga, en lugar de quedarse en la parte metálica del aparato conectado al enchufe, esta corriente se derive al terreno por estos cables o instalación llamada *Instalación de Toma de Tierra*.

En el terreno habrá clavado o enterrado un *Electrodo* (Cable desnudo en forma de Malla o Anillo Metálico de Cable Desnudo, es decir, Sin Aislante.) o *Pica* (Barra Metálica) en contacto directo siempre con el terreno. Todos los cables de la instalación de la puesta a tierra estarán unidos directamente con esta pica o electrodo. Ver Figura 1.4 siguiente.



*La longitud en planta de este anillo es:  $L = 3 L_1 + 3 L_2 + 3 L_3 + 3 L_4$*

*Fig. 1.4 Anillo Enterrado de Puesta a Tierra. [5]*

La instalación permitirá el paso a tierra de las corrientes de defecto (fugas) o las de descarga de origen atmosférico peligrosas directamente al terreno por los cables de protección a través de la pica o electrodo. Al conjunto de toda la instalación es a lo que se le llama *Puesta a Tierra* [5].

Con referencia a la **NOM-001-SEDE-2012 (Utilización)** menciona en su Artículo **250-4(a). Puesta a Tierra de los Sistemas Eléctricos.** “Los sistemas eléctricos que son puestos a tierra se deben conectar a tierra de manera que limiten la tensión impuesta por descargas atmosféricas, sobretensiones en la línea, o contacto no intencional con líneas de tensión mayor y que establezcan la tensión a tierra durante la operación nominal.”

**NOTA:** Una consideración importante para limitar la tensión es direccionar los conductores de unión y del electrodo de puesta a tierra, de modo tal que no sean más largo de los necesarios para completar la conexión sin perturbar las partes permanentes de la instalación [6].



En los edificios, se conectarán a la puesta a tierra:

- La instalación de pararrayos.
- La instalación de antena colectiva de TV y FM.
- Los enchufes eléctricos y las masas metálicas comprendidas en los aseos y baños.
- Las instalaciones de fontanería, gas y calefacción, depósitos, calderas, guías de aparatos elevadores y en general todas las tuberías y elementos metálicos importantes.
- Todos los aparatos eléctricos con carcasa metálicas como motores, transformadores deben conectarse a la puesta a tierra a través de los contactos o directamente al sistema [5].

### **1.7.1 Objetivo de la Instalación del Sistema de Puesta a Tierra.**

En un circuito eléctrico la corriente se desplaza por el conductor de la fase hasta un receptor eléctrico, por ejemplo, una lámpara, y regresa por otro cable llamado neutro. Los mismos amperes que entran son los que salen, no hay pérdidas por fuga de corriente. Si durante el recorrido, el conductor se encuentra dañado en su aislamiento (por ejemplo, un cable pelado) y contacta con la carcasa metálica de un aparato, por ejemplo, de un motor o un microondas, la corriente del cable puede desviarse por la carcasa o lo que es lo mismo, la carcasa pasa a estar bajo tensión.

Algún contacto con ella ofrecerá a la corriente el camino más corto y con menos resistencia para desviarse, produciéndose una descarga a través de la persona. Ver Figura 1.5 siguiente.

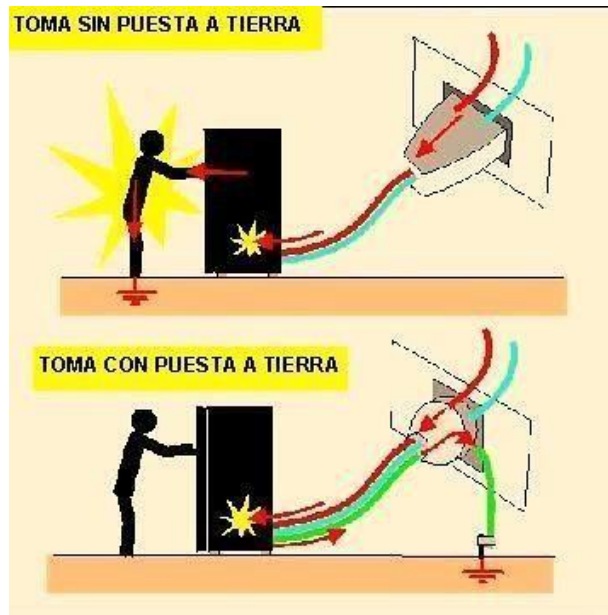


Fig. 1.5 Ejemplificación de una Descarga Eléctrica. [5]

Estos tipos de contactos de cables pelados en mal estado que derivan corriente a partes metálicas, como una carcasa del motor, se llaman *contactos indirectos*, pasa corriente por donde no debería de pasar. Otro caso puede ser que alguna carcasa metálica de algún aparato almacene carga eléctrica estática, por ejemplo, por simple rozamiento con el aire. En este caso también si la toca una persona sufrirá una descarga a través de su cuerpo.

El conjunto de partes metálicas de un aparato eléctrico que en condiciones normales están aisladas de las partes activas (con corriente o tensión), se llaman "carga". Los conductores de toma de tierra en el interior de una vivienda o local es un cable (verde-amarillo) que une directamente las partes metálicas de los aparatos a la tierra. En caso de fuga de corriente o almacenamiento de carga estática, la corriente saldrá por el cable de toma de tierra directamente al terreno nada más que se produzca esa corriente de fuga [5].

## 1.7.2 Sistema de Puesta a Tierra en los Sistemas Fotovoltaicos.

**690-41. Puesta a Tierra del Sistema.** Para una fuente de potencia fotovoltaica, un conductor de un sistema de 2 hilos con una tensión del sistema fotovoltaico de más de 50V y el conductor de referencia de un sistema bipolar, debe estar sólidamente puesto a tierra o debe utilizar otros métodos que logren una protección equivalente del sistema de acuerdo con 250-4(a) y que utilicen equipo apropiado para ese uso.

**690-45. Tamaño del Conductor de Puesta a Tierra de Equipos.** Los conductores de puesta a tierra de equipos para circuitos de fuentes fotovoltaicas y circuitos de salida fotovoltaica y circuitos de salida fotovoltaica se deben dimensionar de acuerdo con (a) o (b) siguientes.

- a) **General.** Los conductores de puesta a tierra de equipo para los circuitos de fuentes fotovoltaicas y los circuitos de salida fotovoltaica deben estar dimensionados de acuerdo con la Tabla 250-122. Cuando no se instale en el circuito un dispositivo de protección contra sobrecorriente, se debe suponer un dispositivo de sobrecorriente con el valor de la corriente de cortocircuito del sistema fotovoltaico para aplicar la Tabla 250-122. No se exigirá un incremento en el tamaño del conductor de puesta a tierra de equipo para responder a las consideraciones de caída de tensión. Los conductores de puesta a tierra de equipos no deben tener un tamaño inferior a  $2.08\text{mm}^2$  (14 AWG) [7].

# **CAPÍTULO 2.**

## ***Sistemas Fotovoltaicos.***

En este capítulo se abarcarán conceptos de celdas solares, paneles solares, sus conexiones y tipos, sistemas fotovoltaicos y sus componentes y explicación de cada uno de ellos.

## 2. Sistemas Fotovoltaicos.

### 2.1 Introducción.

La energía solar es la producida por la luz o el calor del sol, para la generación de electricidad, inagotable y renovable, pues procede del sol, se obtiene por medio de paneles y espejos. Las células solares fotovoltaicas convierten la luz del sol directamente en electricidad por el llamado *efecto fotoeléctrico*, por el cual determinados materiales son capaces de absorber fotones (partículas lumínicas) y liberar electrones, generando una corriente eléctrica. Por otro lado, los colectores solares térmicos usan paneles o espejos para absorber y concentrar el calor solar, transferirlo a un fluido y conducirlo por tuberías para su aprovechamiento en edificios e instalaciones o también para la producción de electricidad [8].

El uso de sistemas fotovoltaicos para generación de electricidad es una práctica cada vez más común en el ámbito internacional. Durante los últimos 30 años el desarrollo tecnológico en este campo ha permitido una reducción de 95% en el costo de los módulos fotovoltaicos comerciales, a la par de un incremento cercano al 200% en su eficiencia. Un dato que puede servir como referencia para dimensionar el nivel de penetración de esta tecnología en estos últimos años son los más de 1200 MW de potencia pico instalada a nivel mundial, con un crecimiento anual del 16%. En México, al igual que en muchos otros países en desarrollo, el uso de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red tiene un impacto y desarrollo aún incipiente [9].

Así también, se busca minimizar el impacto ambiental con base en el protocolo de Kioto, el cual busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el planeta y promover el crecimiento sustentable de los países en desarrollo, fomentando la reducción de emisiones de gases al menor costo. Actualmente México tiene el quinto lugar a nivel mundial en desarrollo de proyectos MDL (Mecanismo para Desarrollo Limpio) en las áreas de recuperación de metano,

energías renovables, eficiencia energética, procesos industriales y manejo de desechos, entre otros [10].

## 2.2 Celda Solar.

Es un dispositivo electrónico que captura la luz solar y la convierte en electricidad, estas celdas solares se agrupan para formar un conjunto llamado *módulos solares*, acopladas a unidades más grandes conocidas como *paneles solares*. La mayoría de las celdas están elaboradas de silicio, cuando la luz del sol brilla en la celda solar, la energía que transporta extrae electrones de silicio, los cuales son llevados a fluir alrededor de un circuito eléctrico y alimentar la carga establecida.

Se pueden captar hasta 1000 watts de energía solar por metro cuadrado cuando la energía del sol golpea directamente. Una celda solar es una combinación de dos capas diferentes de silicio que han sido especialmente tratadas para que permitan fluir a la electricidad. La capa inferior está dopada por lo que contiene pocos electrones (capa de silicio positivo) y la capa superior está dopada de manera opuesta, para atraer más electrones (capa de silicio negativo). La energía entrante golpea a los electrones de la capa inferior de tipo positiva para que salten a través de la barrera hasta la capa de tipo negativa y fluyan alrededor del circuito; cuanto más luz brilla, más electrones saltan y, por ende, más flujo de corriente, a este fenómeno se le conoce como efecto fotoeléctrico [11]. Ver Figura 2.1 siguiente.

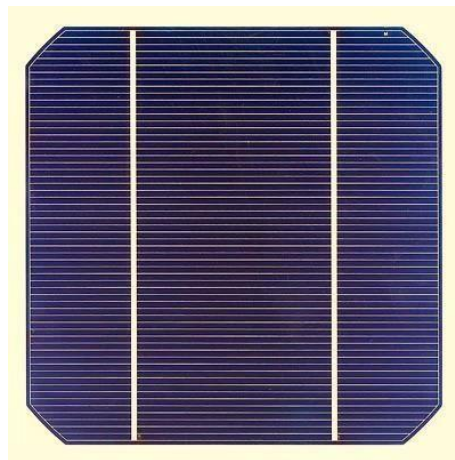


Fig. 2.1 Celda Solar Monocristalina. [11]

### **2.2.1 Efecto Fotoeléctrico.**

En 1887, Heinrich Hertz descubrió el *efecto fotoeléctrico* después de observar que el arco que salta entre dos electrodos conectados a alta tensión alcanza distancias mayores. Un año después, Hallwachs hizo la importante observación de que, al incidir sobre un cuerpo con carga negativa, la luz ultravioleta causaba la pérdida de su carga; pero no afectaba a un cuerpo con carga positiva. Diez años más tarde J.J Thompson y P. Lenard demostraron, de manera independiente, que la acción de la luz era la causa de emisión de cargas negativas libres por la superficie del metal. En 1905, mediante el uso de nuevos conceptos de la mecánica cuántica, Einstein supuso que la radiación incidente consistía en paquetes de energía localizada que viajaba con la velocidad de la luz, así fue como desarrollo la teoría del efecto fotoeléctrico. Cuando los fotones caen sobre una superficie metálica puede ocurrir lo siguiente:

- I. Los fotones son reflejados de acuerdo con las leyes de la óptica.
- II. Los fotones desaparecen cediendo toda su energía para sacar los electrones [12].

### **2.2.2 El Silicio.**

Las primeras celdas fotovoltaicas se desarrollaron en 1954. Daryl Chapin, ingeniero electrónico; Gerald Pearson, físico, y Calvin Fuller, químico, los tres investigadores de los laboratorios estadounidenses Bell, presentaron al mundo su gran descubrimiento: se trataba de la primera célula que captaba energía del sol y con ella se podía hacer funcionar un transistor.

Aquella célula tenía una particularidad: *el silicio*. “Precisamente ese es el material fundamental que absorbe la luz del sol y a través del cual esa luz se transforma en electricidad. *Es un semiconductor con unas características muy buenas para fabricar células solares y muy abundante en la tierra, además de barato*”, explica el ingeniero Íñigo Ramírez [13].

## 2.3 Panel Solar.

Se trata de una estructura rectangular con una unidad básica de transformación que es la célula solar, mejor conocida como celda solar, que mide aproximadamente 10 cm<sup>2</sup>. Un panel une sobre una plancha varias de estas celdas, que se recubren de un plástico llamado EVA, el cual es un polietileno formado por varios compuestos (etileno y acetato de vinilo) ya que este polímero puede soportar condiciones y temperaturas extremas y, además, permite el paso de la luz. Un panel solar está formado por unas 60 celdas, aunque el tamaño varía de acuerdo con cada fabricante. El ingeniero Íñigo Ramírez especializado en sistemas fotovoltaicos, puntualiza: “La energía que producen los paneles de corriente continua y en nuestros hogares usamos alterna, por lo que los paneles también tienen un elemento imprescindible que es el inversor, capaz de transformar la corriente para que podamos utilizar esa energía”.

Se calcula que un módulo de 2x1 metros proporciona aproximadamente entre 300 y 445 Wp (watts pico) por cada hora de sol [13].

Las placas solares se pueden conectar de tres formas diferentes según las características de la instalación fotovoltaica. La conexión en paralelo, la conexión en serie, y la conexión mixta que utiliza a la vez las conexiones en serie y en paralelo [14]. Ver Figura 2.2 siguiente.



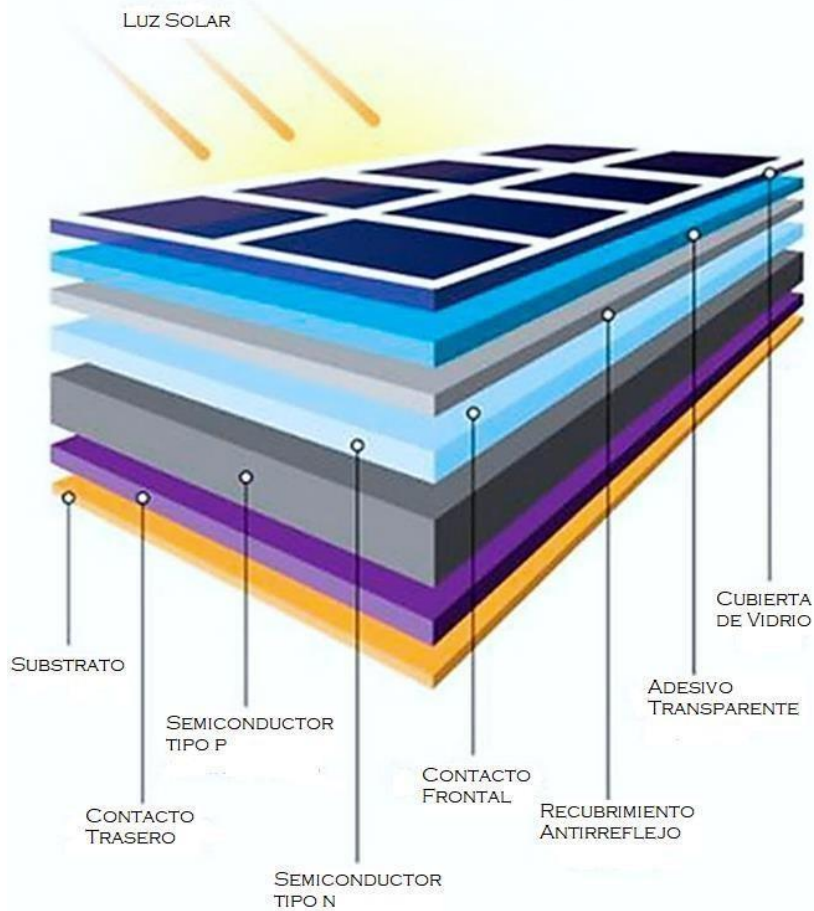


Fig. 2.2 Composición de un Panel Solar. [13]

### 2.3.1 Conexión en Paralelo.

La conexión en paralelo de los paneles solares se debe unir el polo positivo del panel solar con el polo positivo del otro panel solar, ya que de esta forma no solamente se mantiene el voltaje, sino que se logra aumentar la corriente. La conexión en paralelo se utilizará siempre en las placas solares de 12 V y 36 celdas de 130 W y 140 W, y con las placas de 24 V y 72 celdas, los paneles de 180 W y 190 W. Las placas de 36 V y 72 celdas se llaman comúnmente placas aisladas y sólo requieren de un regulador solar convencional (PWM) [14]. Ver Figura 2.3 siguiente.

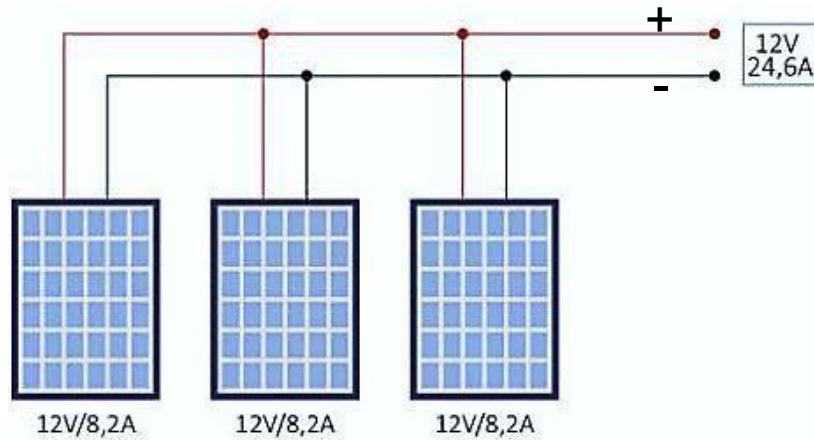


Fig. 2.3 Conexión en Paralelo. [14]

### 2.3.2 Conexión en Serie.

La conexión en serie de los paneles solares es muy utilizada en las instalaciones residenciales, esta se aplica mediante la unión del polo positivo con el polo negativo del otro panel solar. Con este tipo de conexión se duplica la tensión del conjunto de paneles solares y mantenemos la corriente. Es muy frecuente cuando en la instalación se requiere obtener un voltaje mayor al que es proporcionado por el panel solar. A diferencia de la conexión en paralelo, se mantiene la intensidad y se suma la tensión y suele aplicarse en paneles solares con potencias entre los 200 W y los 260 W, compuestos por 60 celdas y para uso en instalaciones solares de 24 V o 48 V [14]. Ver Figura 2.4 siguiente.

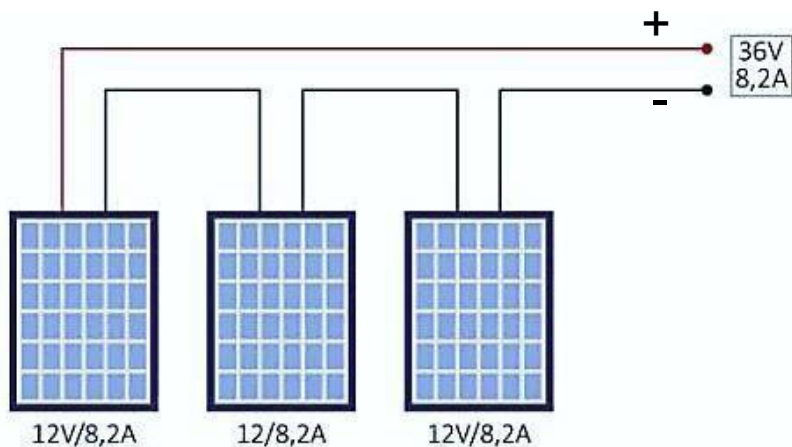


Fig. 2.4 Conexión en Serie. [14]

### 2.3.3 Conexión Mixta (Paralelo-Serie).

La conexión mixta en serie y paralelo se utiliza normalmente en instalaciones en las que se requiere conectar 5 o más placas solares de 60 celdas y potencia superior a 200 W. Con esta conexión es posible no tener una sobre tensión y paralelamente se logra multiplicar la corriente total de la instalación de los paneles solares. Gracias a la conexión mixta, se aumenta la corriente y la tensión [14]. Ver Figura 2.5 siguiente.

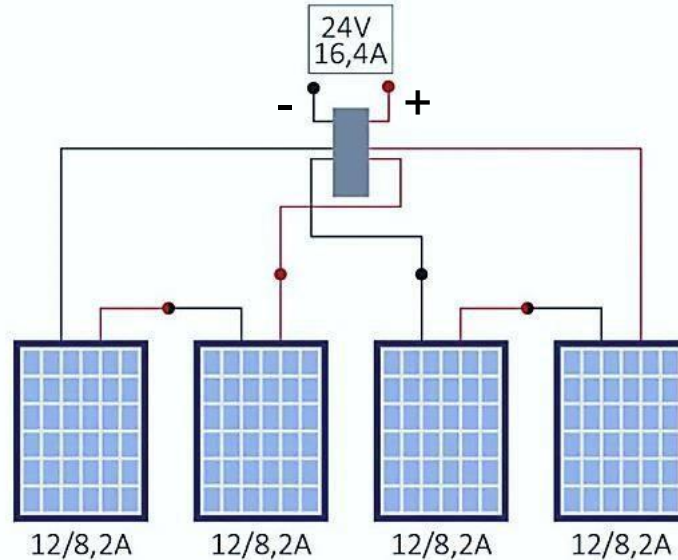


Fig. 2.5 Conexión Mixta. [14]

### 2.3.4 Cálculo de Paneles Solares.

Para obtener la potencia requerida de un sistema, se debe tomar las HSP (Horas Solar Pico) del lugar a instalar los paneles, así mismo se debe de tener la potencia total consumida en un día, como lo indica la ecuación (10) siguiente.

$$\text{Potencia Requerida SP} = \frac{\text{kWh/dia}}{\text{HSP}} \quad (10)$$

Donde:

**Potencia Requerida SP** = Potencia Requerida Sin Perdidas en KWp.

**KWh/día** = Potencia Total Consumida en un Día.

**HSP** = Hora Solar Pico de la Ubicación.

Ahora bien, se contemplan las pérdidas por temperaturas excesivas y por caída de tensión en el conductor, utilizando un coeficiente de rendimiento ( $k$ ) al 0.9 del valor nominal de los paneles solares, como lo muestra la ecuación (11) siguiente.

$$\text{Potencia Requerida CP} = \frac{\text{Potencia Requerida B}}{k} \quad (11)$$

**Donde:**

**Potencia Requerida CP** = Potencia Requerida Con Perdidas en KWp.

**Potencia Requerida SP** = Potencia Requerida Sin Perdidas en KWp.

**k** = Coeficiente de Rendimiento al 0.9.

Para obtener el número de paneles a instalar se utiliza la potencia del panel solar seleccionado y la potencia requerida con pérdidas antes mencionada, mediante la ecuación (12) siguiente.

$$\text{Número de Paneles} = \frac{\text{Potencia Requerida CP}}{\text{Potencia del Panel}} \quad (12)$$

**Donde:**

**Número de Paneles** = Número de Paneles Calculados.

**Potencia Requerida CP** = Potencia Requerida Con Perdidas en KWp.

**Potencia del Panel** = Potencia de Generación del Panel Seleccionado en KW.

### 2.3.5 Cálculo del Arreglo de los Paneles Fotovoltaicos.

Para el cálculo del arreglo de los paneles solares se realizará con base en los datos del inversor que se seleccione. Para el número de paneles en serie se aplicará la ecuación (13) siguiente.

$$\#Paneles\ Serie = \frac{Tensión\ Nominal\ Inv}{TPMPPS} \quad (13)$$

**Donde:**

**#Paneles Serie** = Número de Paneles en Serie.

**Tensión Nominal Inv.** = Tensión Nominal de Entrada del Inversor en Volts (V).

**TPMPPS** = Tensión en Punto Máximo de Potencia del Panel Solar en Volts (V).

Para los paneles solares en paralelo, se aplicará la ecuación (14) siguiente:

$$\#Paneles\ Paralelo = \frac{Corriente\ Máxima\ por\ MPPT}{CPMPPS} \quad (14)$$

**Donde:**

**#Paneles Paralelo** = Número de Paneles en Paralelo.

**Corriente Máxima por MPPT** = Corriente Máxima por cada MPPT del Inversor en Amperes (A).

**CPMPPS** = Corriente en Punto Máximo de Potencia del Panel Solar en Amperes (A).

#### 2.3.5.1 Cálculo de los Niveles de Tensión y Corriente Generados por el Arreglo.

Para calcular los niveles de tensión y corriente que genera el arreglo calculado, se aplican las ecuaciones (15) y (16), siguientes.

$$V = \#Paneles\ en\ Serie * TPMPPS \quad (15)$$

**Donde:**

**V** = Tensión que Genera el Arreglo Calculado en Volts (V).

**#Paneles Serie** = Número de Paneles en Serie Calculados.

**TPMPPS** = Tensión en Punto Máximo de Potencia del Panel Solar en Volts (V).

$$I = \#Paneles \text{ en Paralelo} * CPMPPS \quad (16)$$

**Donde:**

**I** = Corriente que Genera el Arreglo Calculado en Amperes (A).

**#Paneles Paralelo** = Número de Paneles en Paralelo Calculados.

**CPMPPS** = Corriente en Punto Máximo de Potencia del Panel Solar en Amperes (A).

### 2.3.6 Cálculo del Espaciamiento entre Paneles Fotovoltaicos.

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico entre paneles se utilizará una posición con un ángulo de 19° con respecto al suelo, para evitar alguna sombra que no permita la captación correcta de la luz solar. Para la resolución de los cálculos, se utilizarán las funciones trigonométricas.

Para encontrar a distancia de suelo (cateto adyacente) que ocupara el panel se calcula con función del coseno en el triángulo como lo muestra la ecuación (17).

$$\cos x^\circ = \frac{\text{cateto adyacente}}{\text{hipotenusa}} \quad (17)$$

En este caso se quiere conocer el valor del cateto adyacente que es la distancia que se ocupará en el suelo, por lo que se procede a despejarlo como en la ecuación (18).

$$\text{cateto adyacente} = \cos x^\circ * \text{hipotenusa} \quad (18)$$

Para poder conocer la distancia que debe existir entre el término de la posición del panel y el inicio del siguiente se deben realizar unos cálculos de la distancia del suelo a la altura máxima del panel.

Por lo tanto, se debe calcular el cateto opuesto con respecto al ángulo de 19° del triángulo planteado, esto se logrará con la función trigonométrica de seno del ángulo como lo muestra la ecuación (19).

$$\text{sen } x^\circ = \frac{\text{cateto opuesto}}{\text{hipotenusa}} \quad (19)$$

De la ecuación (19), se debe hacer un despeje básico de la siguiente manera para encontrar el cateto opuesto del ángulo tal como aparece en la ecuación (20), siguiente.

$$\text{cateto opuesto} = \text{sen } x^\circ * \text{hipotenusa} \quad (20)$$

Ya que los paneles se instalarán de manera perpendicular, forman un ángulo recto (90°) entre los rayos del sol y la superficie del panel, por lo que se procede a calcular el tercer ángulo del triángulo formando en el panel y la superficie donde se instalará.

La medida del tercer ángulo se calcula como lo muestra el desarrollo siguiente.

$$A+B+C=180^\circ$$

Si  $A=90^\circ$  y  $B=19^\circ$ , entonces:

$$90^\circ+19^\circ+C=180^\circ$$

Por lo tanto, el despeje del triángulo C quedaría de la siguiente manera:

$$C=180^\circ- 90^\circ- 19^\circ= 71^\circ$$

Entonces:

$$C= 71^\circ$$

Por lo tanto, el ángulo complementario se calculará haciendo la diferencia entre uno y otro, como lo muestra el desarrollo siguiente.

$$90^\circ - 71^\circ = C'$$

$$C' = 19^\circ$$

Para el cálculo del cateto adyacente, se calculará con la ecuación (21), siguiente.

$$\tan x^\circ = \frac{\text{cateto opuesto}}{\text{cateto adyacente}} \quad (21)$$

Se despejará el cateto opuesto de la ecuación (21), como lo muestra la ecuación (22), siguiente.

$$\text{cateto opuesto} = \tan x^\circ * \text{cateto adyacente} \quad (22)$$

Esa será la distancia mínima de separación de la instalación entre paneles. Es recomendable aumentar un 25% la distancia mínima necesaria como una tolerancia extra para las sombras, este factor se utilizará siempre y cuando sea posible como se muestra en la ecuación (23), siguiente. [15]

$$\text{cateto opuesto}_{25\%+} = \text{cateto opuesto} * 1.25 \quad (23)$$

### **2.3.7 Paneles Solares Monocristalinos.**

Se componen de secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. El rendimiento de estos paneles está en torno al 16%, alcanzando rendimientos máximos en el laboratorio del 24.7% [16].

A nivel operativo, presenta un muy buen rendimiento y tienen mejores valores de producción con radiación difusa. Se fabrican con bloques de silicio de forma cilíndrica y tras recortar los cuatro lados, se consiguen láminas cuadradas o rectangulares. Tiene una vida útil prolongada, generalmente los fabricantes ofrecen garantías de hasta 25 años, lo negativo es el costo que es elevado, son sensibles



al sombreadamiento parcial y ocupan una cantidad grande de silicio en su elaboración [17]. Ver Figura 2.6 siguiente.

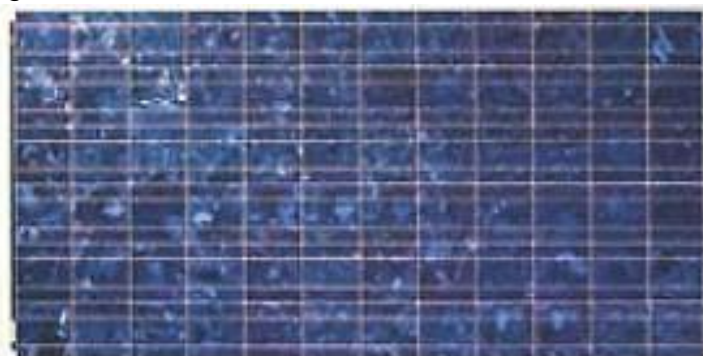


*Fig. 2.6 Panel Solar Monocristalino. [16]*

### **2.3.8 Paneles Solares Policristalinos.**

Se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales, presentan una superficie de aspecto granulado. Con estos paneles se obtiene un rendimiento más bajo que con los monocristalinos, en torno al 14% y con un rendimiento máximo de laboratorio del 19.8%, pero a un precio mucho más bajo. Debido a su tecnología de fabricación, estos suelen ser de gran grosor [16].

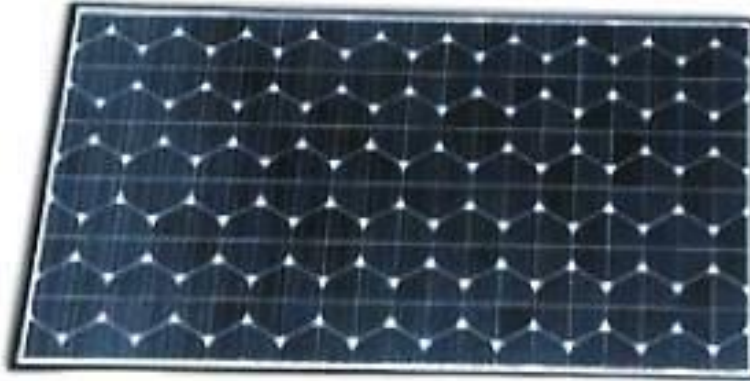
Una de las características principales es que tiene la capacidad de funcionar mejor en condiciones de altas temperaturas, tiene una mayor potencia en un menor espacio, esto gracias a sus grandes estructuras que requieren menos módulos por instalación; por lo anterior, es más grande que uno convencional. Estos paneles cuentan con una tecnología de celda cortada que sirven aun en días nublados [18]. Ver Figura 2.7 siguiente.



*Fig. 2.7 Panel Solar Policristalino. [16]*

### 2.3.9 Paneles Solares de Silicio Amorfo (TFS).

Son paneles que se constituyen sin estructura cristalina alguna, son finos y flexibles y son habitualmente utilizados en pequeños dispositivos electrónicos y en pequeños paneles portátiles, su rendimiento está en torno al 18%, alcanzándose en el laboratorio rendimientos del 13% [16]. Ver Figura 2.8 siguiente.



*Fig. 2.8 Panel Solar Amorfo. [16]*

### 2.3.10 Paneles Solares de Cobre, Galio y Selenio (CIGS).

Es una nueva tecnología que está llamada a revolucionar el mundo de la energía solar fotovoltaica; es un panel solar muy fino, muy barato de producir y que presenta el mayor nivel de eficiencia de todos los materiales. Este tipo de paneles podría llegar a sustituir la producción de energía por combustibles fósiles por su competitiva relación entre producción de energía-costo [16]. Ver Figura 2.9 siguiente.



*Fig. 2.9 Panel Solar CIGS. [16]*

### 2.3.11 Paneles Solares Bifaciales

La solución bifacial permite captar la luz también por la parte posterior y obtener una producción de electricidad de alrededor del 10-15 % más respecto a los paneles tradicionales de una sola cara, con la consiguiente posibilidad de instalar un número menor de paneles y reducir la superficie de un parque solar y tienen un tiempo aproximado de vida de 30 años [19]. Ver Figura 2.10 siguiente.



*Fig. 2.10 Panel Solar Bifacial. [19]*

## 2.4 Sistemas Fotovoltaicos.

Un Sistema Fotovoltaico (SF) como el que muestra la Figura 2.11, es un conjunto de dispositivos o componentes, que permiten aprovechar y utilizar la energía solar para la producción de energía eléctrica. Los componentes de un sistema fotovoltaicos son:

- Paneles Solares Fotovoltaicos.
- Inversores.
- Medidor Bidireccional.
- Estructuras.
- Interruptores y Cableado [20].

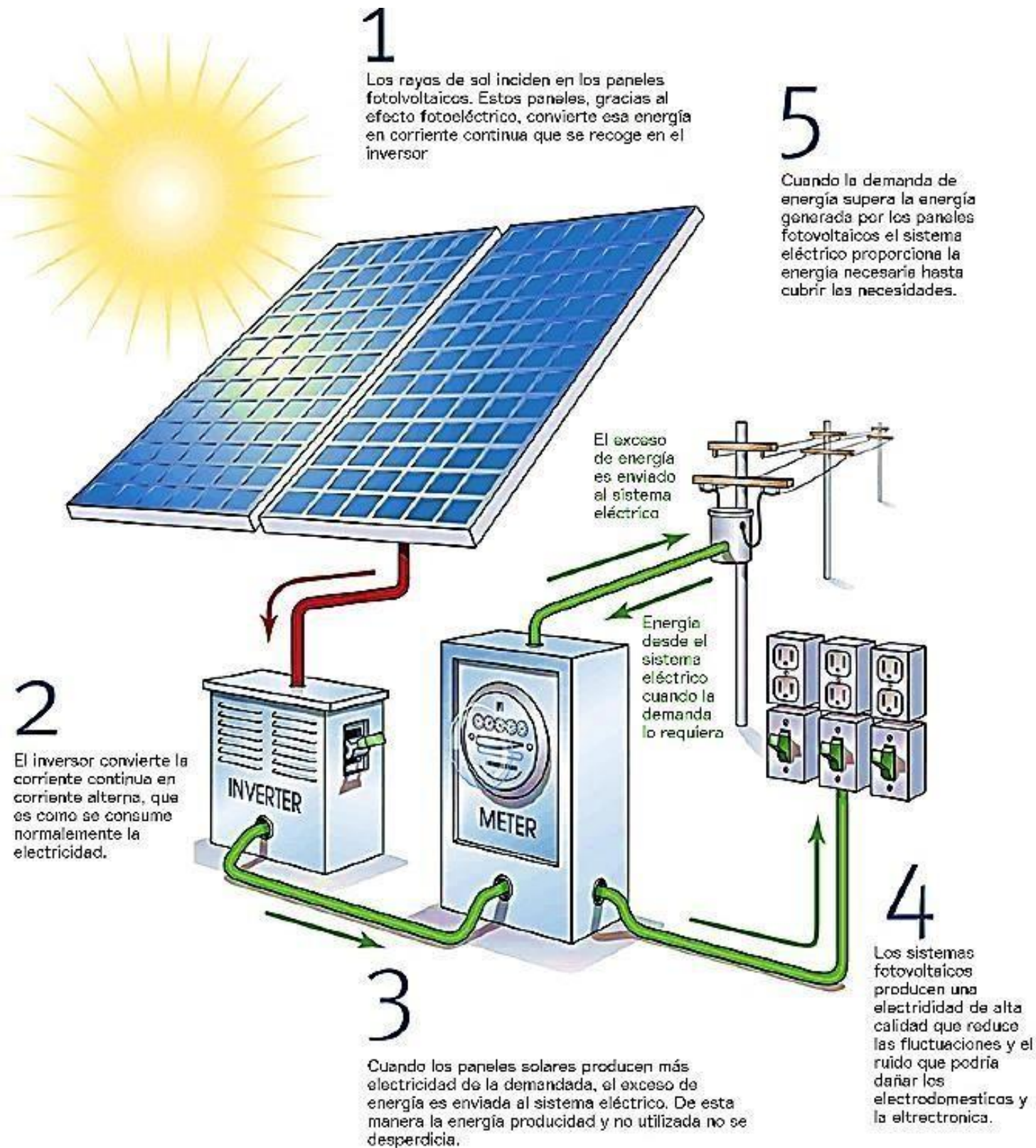


Fig. 2.11 Composición de un Sistema Fotovoltaico. [20]

Los fotovoltaicos interconectados a red pueden implementarse en un amplio abanico de agonegocios, como invernaderos, establos lecheros, granjas avícolas, rastros TIF, y unidades de turismo rural. Esta energía permite desplazar los altos consumos de energía que entrega la Comisión Federal de Electricidad y brindar la energía necesaria para diversas actividades productivas en estas unidades.

Los SF pueden ser de dos tipos: a) sistemas no conectados a la red, los cuales pueden contar con sistemas de acumulación de energía (baterías) o pueden tener una configuración más simple, sin baterías (autónomos); y b) sistemas conectados a la red [20].

#### **2.4.1 Sistemas Conectados a la Red (On Grid).**

El sistema fotovoltaico on grid normalmente se encuentra en zonas urbanas, en edificios y casas particulares. Un sistema fotovoltaico on grid funciona gracias al trabajo en conjunto de sus componentes, que permite aprovechar una fuente renovable e ilimitada de energía. Ver Figura 2.12 siguiente.



*Fig. 2.12 Funcionamiento de un Sistema Fotovoltaico. [21]*

Su funcionamiento es el siguiente:

- La radiación solar varía según factores como la hora, estación del año y condiciones climáticas locales. Esta va aumentando desde la mañana, hasta llegar a su máximo entre las 12:00 y 14:00 hrs para luego ir disminuyendo paulatinamente.
- Los paneles solares fotovoltaicos generan energía eléctrica en corriente continua a partir de la radiación solar.
- El inversor convierte la electricidad producida por los paneles solares en corriente alterna, para ser utilizada donde se necesite.
- Si el sistema fotovoltaico está conectado a la red de distribución, la empresa distribuidora informa la cantidad de energía retirada o inyectada, para luego valorizar y descontar de los diferentes cargos de su factura eléctrica.

#### **Principales Características:**

- El sistema fotovoltaico on grid funciona conectado a la red pública de distribución eléctrica.
- Un medidor bidireccional se encarga de medir tanto su consumo eléctrico como sus inyecciones.
- Permiten tener un precio estable en el tiempo para su energía, mucho menor al pagado a la distribuidora.
- Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red no funcionan en caso de la caída de esta [21].

#### **2.4.2 Sistemas NO Conectados a la Red (Off Grid).**

- Completa independencia de las redes de distribución.
- Almacenamiento de la energía solar en baterías.
- En lugares aislados de la red reemplazan un generador a combustible.
- En lugares con red disponible, aseguran energía disponible en caso de corte de la red.
- Permiten tener precio estable en el tiempo para su energía.

- Son la solución idónea para lugares donde no hay red eléctrica [21]. Ver la Figura 2.13 siguiente.

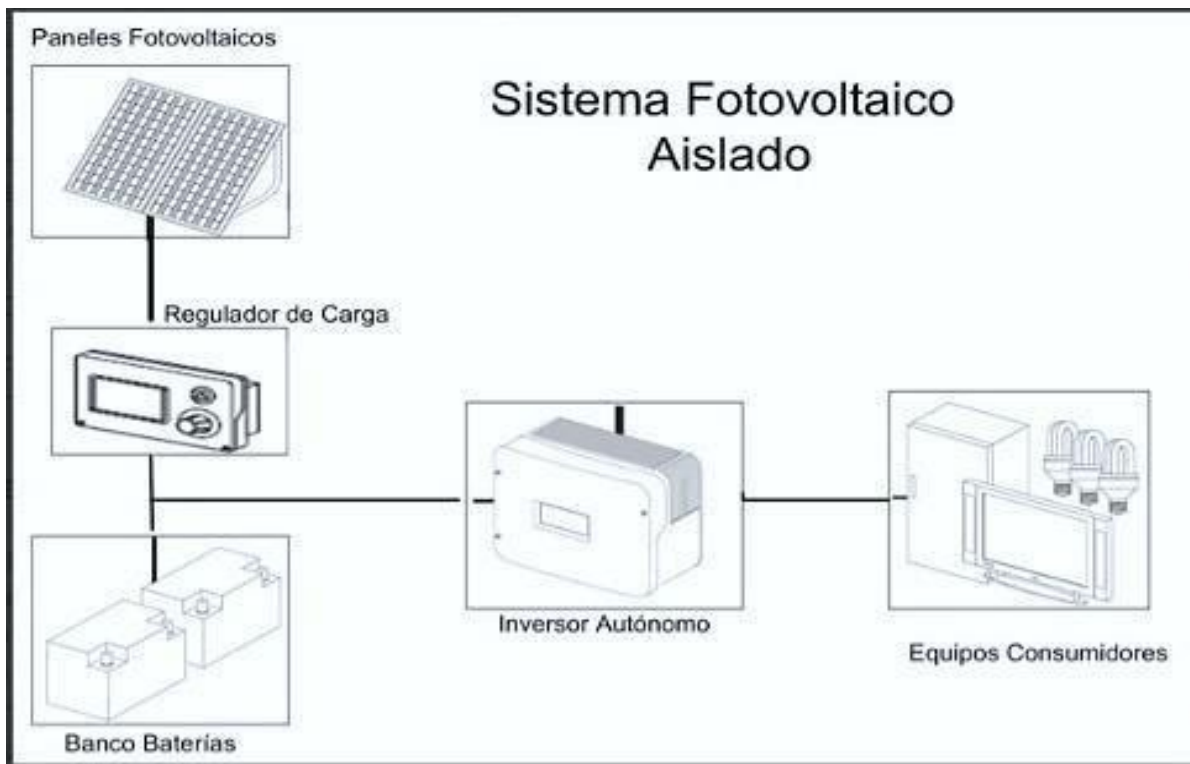


Fig. 2.13 Funcionamiento de un Sistema Fotovoltaico Off Grid. [21]

## 2.5 Estructuras Solares.

Las estructuras son de vital importancia dentro de un sistema fotovoltaico ya que son los encargados en el soporte de los paneles solares, así como en el posible cambio de orientación y/o inclinación de estos.

Existen diferentes tipos de superficies y diferentes condiciones por lo cual es necesario diseñar un tipo de estructura de acuerdo con las necesidades establecidas.

A la hora de elegir un tipo de estructura lo más conveniente es analizar el lugar donde está prevista su instalación [22].

### **2.5.1 Estructuras para Cubiertas Inclinadas.**

Estas estructuras son las más económicas y sus múltiples ventajas las convierten en una opción ciertamente recomendable. El montaje es rápido y se amoldan perfectamente al entorno para el que fueron adquiridas.

Están compuestas de elementos horizontales anclados en paralelo mediante el empleo de diversas fijaciones. Este soporte se adapta a diferentes modalidades de instalación, pudiendo fabricarse a medida atendiendo a varios aspectos: tamaño del panel, orientación y longitud de la hilera. La forma de fijarlas es realmente sencilla. Normalmente se utilizan varios perfiles de aluminio donde irán los paneles solares, cuya inclinación coincidirá con el ángulo del tejado [22]. Ver Figura 2.14 siguiente.



*Fig. 2.14 Estructura Inclinada [22]*

### **2.5.2 Estructuras para Superficies Planas.**

Estas estructuras permiten la colocación de los paneles solares en función del grado de inclinación requerido, esta inclinación se logra a través de ángulos regulables. De ese modo, la estructura se adaptará al grado de inclinación más adecuado, independientemente del lugar de instalación y de la temporada en la que será utilizada.



Cuando el uso del sistema está previsto para todo el año, los paneles deberán colocarse con una inclinación mayor para aprovechar los rayos solares durante los meses de diciembre y enero, meses en los que la altura del sol se encuentra muy baja. Sin embargo, si el uso tiene cabida en verano, el grado de inclinación será mucho menor, pues el sol en esa época del año se encuentra a mayor altura tal como lo muestra la Figura 2.15 [22].



*Fig. 2.15 Estructura para Planos Horizontales [22]*

## **2.6 Inversor Solar.**

Es el equipo encargado de transformar la corriente continua (CC) procedente de las baterías o de los paneles solares en corriente alterna (CA) que utilizan los electrodomésticos para funcionar. En resumen, transforma la energía generada por los paneles solares en energía utilizable [23].

### **2.6.1 Inversores de Aislada.**

Se utilizan en instalaciones sin conexión a la red eléctrica, son capaces de convertir la corriente continua (DC) de la batería a corriente alterna (AC) de 220V para alimentar los consumos de la vivienda. Dentro de este grupo podemos encontrar varios tipos de inversores de aislada.

➤ **Inversor de Aislada.**

Su finalidad es transformar la corriente continua de las baterías en corriente alterna para alimentar los electrodomésticos. Para proteger la batería están programados para detener el suministro cuando la tensión de la batería es muy baja y evitar las sobre-descargas. Además, incorporan protecciones contra sobretensión, cortocircuito de salida, inversión de polaridad y excesiva temperatura [23]. Ver Figura 2.16 siguiente.



*Fig. 2.16 Inversor Solar Aislado. [23]*

➤ **Inversor-Cargador.**

Los inversores-cargadores incorporan además un cargador interno capaz de cargar la batería usando una fuente de alimentación de 220V externa. La ventaja de los inversores-cargadores es que el sistema se independiza pudiendo funcionar en los días de lluvia o nublados o cuando el consumo en la vivienda es muy superior al esperado y la batería está descargada [23]. Ver Figura 2.17 siguiente.



*Fig. 2.17 Inversor-Cargador Solar. [23]*

### ➤ **Inversores 3 en 1.**

Incorpora un inversor de baterías, regulador de carga y cargador de baterías. Estos equipos compactos son capaces de gestionar toda la energía de la instalación y por lo tanto se puede visualizar en el display digital toda la energía de carga procedente de los paneles solares, el estado de la batería y la energía de salida [23]. Ver Figura 2.18 siguiente.



*Fig. 2.18 Inversor Solar 3 en 1. [23]*

## **2.6.2 Inversores de Conexión a la Red.**

Se utilizan en instalaciones con conexión a la red eléctrica. Estos inversores están equipados con seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) para maximizar la producción de los paneles solares. Mediante un algoritmo de bucle de enganche de fase (phase locked loop) sincronizan la corriente alterna de salida con la corriente alterna de la red eléctrica. De esta forma la energía puede ser consumida tanto en la vivienda como inyectada en la red eléctrica. Dentro de este grupo podemos distinguir los siguientes inversores de conexión a red [23].

### ➤ **Inversor de Autoconsumo Directo.**

Los inversores de autoconsumo directo transforman la corriente continua de los paneles solares y es inyectada directamente en el interior de la vivienda.

La tensión de inyección es ligeramente superior a la tensión de la red eléctrica, lo que hace que toda la energía procedente de los paneles solares se consuma con prioridad a la energía de la red [23]. Ver Figura 2.19 siguiente.



*Fig. 2.19 Inversor Solar de Autoconsumo. [23]*

➤ **Inversor de Autoconsumo con Baterías (Híbrido).**

Los inversores de autoconsumo con baterías además de realizar las funciones de los inversores de autoconsumo normales son capaces de almacenar el excedente de energía solar en las baterías para poder ser utilizada con posterioridad. Al estar interconectados con la red de distribución eléctrica y además ser capaces de gestionar la energía de los paneles solares y de las baterías estos inversores también son conocidos como gestores energéticos o inversores híbridos [23]. Ver Figura 2.20 siguiente.



*Fig. 2.20 Inversor Solar Híbrido. [23]*

### 2.6.3 Tipos de Conexiones del Inversor.

#### ➤ Conexión Central.

Conocida como la conexión estándar del inversor; presenta arreglos en serie o cadenas (strings) conectadas en paralelo. Cuenta con protecciones contra sobrecorriente por serie, así como también protección contra corrientes altas en CD. Contiene además distintos rastreadores MPPT [24]. Ver Figura 2.21 siguiente.

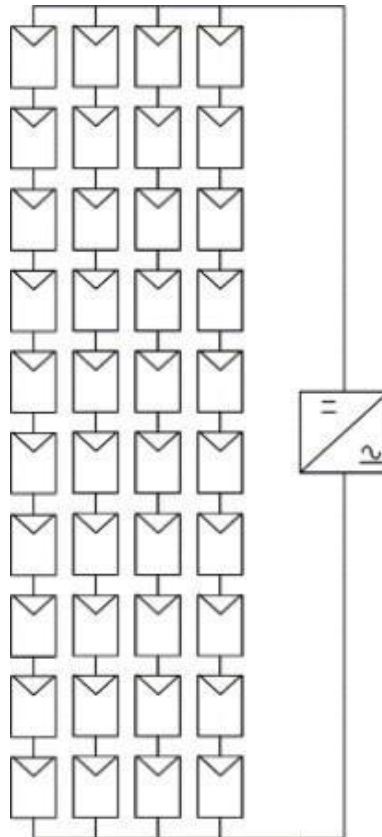
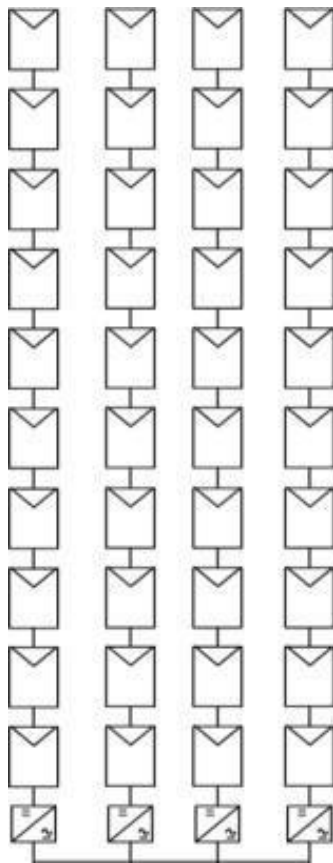


Fig. 2.21 Arreglo Fotovoltaico con Inversor Central. [24]

➤ **Conexión por Cadena.**

Esta conexión presenta un solo arreglo en serie, protecciones contra sobrecorriente en serie y una suma de corrientes a la salida de los inversores en CA. Así como también presenta un menor riesgo de manejo de corrientes altas en CD y una menor repercusión en la generación de energía ante averías [24]. Ver Figura 2.22 siguiente.

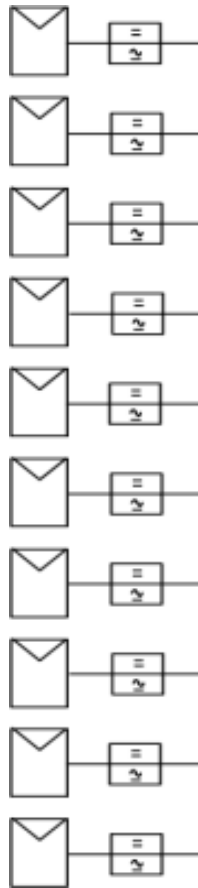


*Fig. 2.22 Arreglo Fotovoltaico con Inversor por Cadena. [24]*

➤ **Conexión con Microinversores.**

Esta conexión por Microinversores es definida por la **NOM-001-SEDE-2012: Módulos en CA**. Cuenta con suma de corrientes a la salida de CA, cuenta con una implementación de cableado especializado para su conexión en paralelo con máximos de piezas definidos por el fabricante. Ofrece una menor merma en la generación de energía por fallas. Se recomienda su aplicación en:

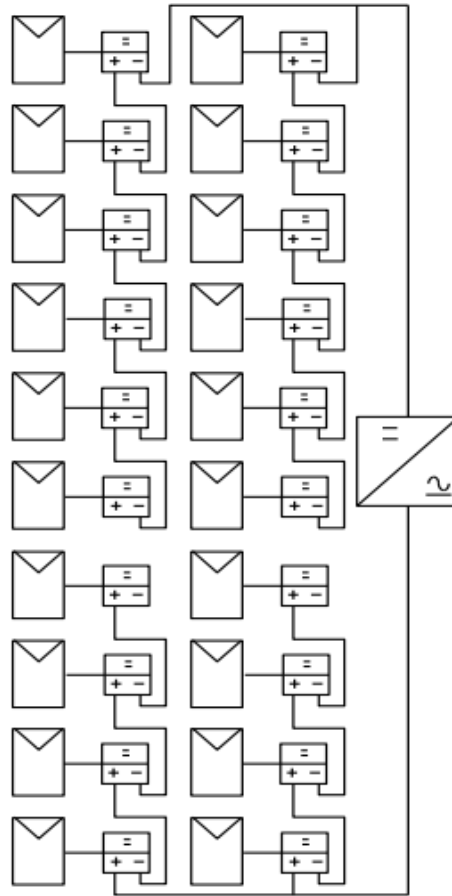
- Presencia de sombras,
- cuando se tienen distintas inclinaciones y,
- cuando se cuenta con diversas potencias en los módulos [24]. Ver Figura 2.23 siguiente.



*Fig. 2.23 Arreglo Fotovoltaico con Microinversores. [24]*

➤ **Conexión con Optimizadores.**

La última conexión presenta un rastreador MPPT por cada módulo; un inversor central coordina la operación de los arreglos eléctricos de los optimizadores. Incrementa la tensión en CD en el punto de máxima potencia y se minimiza la corriente [24]. Ver Figura 2.24 siguiente.



*Fig. 2.24 Arreglo Fotovoltaico con Optimizadores e Inversor Central. [24]*



### 2.6.4 Cálculo del Inversor.

Para la selección del inversor, se calculará primeramente la potencia necesaria del inversor el cual es recomendable sobredimensionar aplicándole un margen de seguridad (MS) por el posible aumento de cargas, como lo muestra la ecuación (24).

$$Potencia\ Inversor = MS * (Potencia\ Requerida\ CP) \quad (24)$$

**Donde:**

**Potencia Inversor** = Potencia con la que se Seleccionará el Inversor en KWp.

**MS** = Margen de Seguridad a Utilizar.

**Potencia Requerida CP** = Potencia Requerida Con Perdidas en KWp.

### 2.7 Medidor Bidireccional.

Se trata de un dispositivo similar a un medidor tradicional de conducción de energía, con la diferencia que esta gira hacia ambos sentidos y cuando lo hace al revés los paneles solares interconectados a la red de CFE generan energía que es reducida del consumo total del recibo generado por los usuarios.

Con este proyecto la CFE incentiva a los usuarios al aprovechamiento de las energías renovables, por medio de la disminución de las tarifas de pago a quienes sean capaces de producir energía por medio de paneles solares [25]. Ver Figura 2.25 siguiente.



Fig 2.25 Medidor en Cuarto Oscuro. [25]

### 2.7.1 Funcionamiento del Medidor Bidireccional:

Durante el día se produce energía eléctrica con los paneles solares fotovoltaicos, el medidor se encarga de calcular esta energía y restarla al consumo del servicio de luz. Si tus paneles solares no producen suficiente energía para tus necesidades, consumes energía adicional de CFE. Al contrario, si tus paneles producen demás, envías la energía sobrante en la red de CFE. Al final del mes o bimestre hace el balance. Si consumiste más energía CFE te lo factura, si enviaste más energía tienes un saldo a favor [25]. Ver Figura 2.26 siguiente.

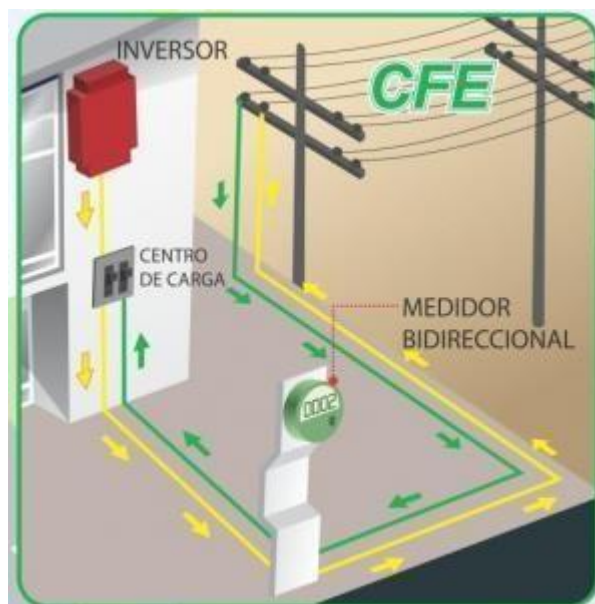


Fig 2.26 Funcionamiento de un Medidor Bidireccional. [25]

## 2.7.2 Contratos de Contraprestación.

Se cuenta con 3 modelos de contratos de contraprestación de la energía entregada a las Redes Generales de Distribución (RGD). Ver Figura 2.27.

- **Medición Neta de Energía (Net Metering):** El cliente consume y genera energía en un mismo contrato de suministro. Esta energía se compensa entre sí y se emite una única facturación.
- **Facturación Neta (Net Billing):** La energía consumida que CFE factura al cliente es independiente de la energía que el cliente genera y vende a CFE; es decir, no se compensa. Se debe de asociar a un contrato de suministro.
- **Venta Total de Energía:** El cliente vende a CFE toda la energía generada. No existe un contrato de suministro del cliente con CFE [25].

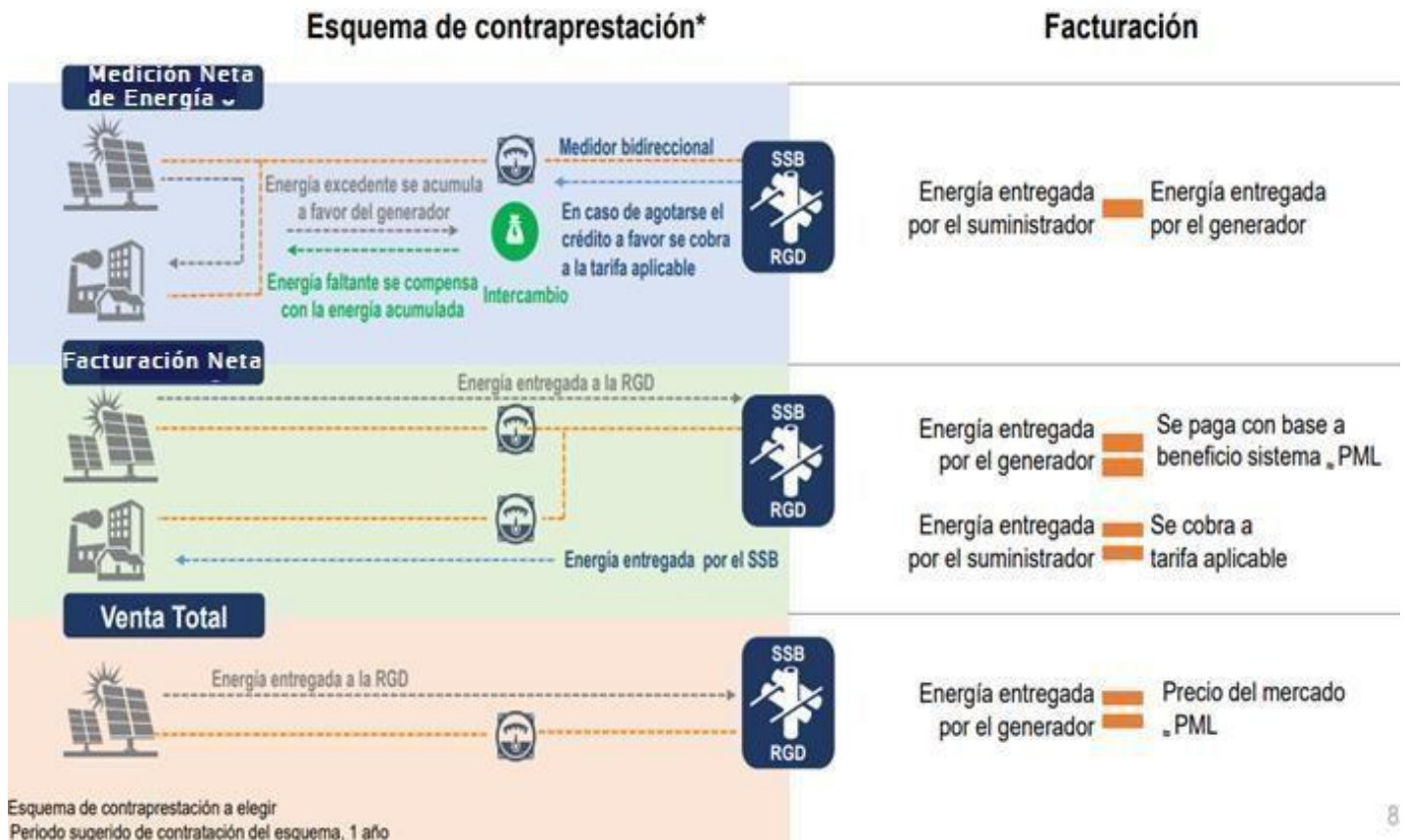


Fig 2.27 Esquema de Contraprestación. [25]

## 2.8 Cálculo de Conductores.

### 2.8.1 Conductores en CD.

Para seleccionar el conductor idóneo de CD, se requiere que cumpla con la capacidad de transmisión de corriente, bajo el criterio de ser capaz de transmitir 1.56 veces la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico como lo indica la **NOM-001-SEDE-2012** en su sección **690-8 a) 1 y b) 1**, como lo muestra la ecuación (25), siguiente.

$$I_{cond} = 1.56 * I_{cc} \quad (25)$$

**Donde:**

**I<sub>cond</sub>** = Corriente del Conductor.

**I<sub>cc</sub>** = Corriente de Cortocircuito.

**690-31 a) Sistemas de Alambrado.** Se permitirá utilizar todos los métodos de alambrado con canalizaciones y cables incluidos en esta NOM, y otros sistemas de alambrado y accesorios proyectados específicamente e identificados para uso en arreglos fotovoltaicos. Cuando se utilicen dispositivos alambrados con envoltentes integrales, se debe suministrar una longitud suficiente de cable para que se puedan reemplazar fácilmente.

**NOTA:** Los módulos fotovoltaicos funcionan a temperaturas elevadas cuando se exponen a temperaturas ambiente altas y al brillo de la luz solar. Estas temperaturas pueden rutinariamente exceder los 70°C en muchos lugares. Los conductores de interconexión de los módulos están disponibles con aislamiento para lugares mojados y temperatura nominal de 90°C o más.

Para el cálculo de la resistencia del circuito la cual determina las pérdidas en el conductor se calculará con base en la ecuación (26) siguiente.

$$RC = \rho * \frac{L}{At} \quad (26)$$

**Donde:**

**RC** = Resistencia del Circuito.

**$\rho$**  = Resistividad del Cobre en ohm-milímetro cuadrado/metro  $\left(\frac{\Omega mm^2}{m}\right)$ .

**L** = Longitud Total en metros (m).

**At** = Área Total del Conductor en milímetros cuadrados (mm<sup>2</sup>).

Para el cálculo de la potencia pérdida en el circuito, se utiliza la resistencia del circuito y la corriente del módulo seleccionado, como lo muestra la ecuación (27) siguiente.

$$PPC = I_{mod}^2 * RC \quad (27)$$

**Donde:**

**PPC** = Potencia Pérdida en el Conductor.

**I<sub>mod</sub>** = Corriente del Módulo.

**RC** = Resistencia del Circuito.

Lo siguiente es el cálculo del por ciento de la pérdida del conductor, como lo muestra la ecuación (28) siguiente.

$$\% PC = \frac{PPC}{PGSF} \quad (28)$$

**Donde:**

**%PC** = % de Pérdida del Conductor.

**PPC** = Potencia Pérdida del Circuito.

**PGSF** = Potencia Generada del Sistema Fotovoltaico.

Finalmente, se calcula el por ciento de pérdida admisible en el conductor, como aparece en la ecuación (29) siguiente.

$$\%PA = 1\% - \%PC \quad (29)$$

**Donde:**

**%PA** = % de Pérdida Admisible

**%PC** = % de Pérdida del Conductor.

### **2.8.2 Conductores en CA.**

Para la selección del conductor de salida del inversor se utilizará lo mencionado en la sección **690-8 a) 3** de la **NOM-001-SEDE-2012**, la cual dice que “se utilizará la corriente permanente de salida del inversor (corriente máxima)”.

Así mismo, como lo permite la sección **690-3 1 a)** de la **NOM-001-SEDE-2012**, donde establece que no se debe sobrepasar la corriente de salida del inversor para evitar daños en el mismo, por lo que el cálculo del conductor de CA se realizará con base en la corriente máxima de salida del inversor.

Se procede a calcular la ampacidad del conductor como lo establece el artículo **690-8 b) 2) a)** y el **690-8 b) 2) b)**, como lo menciona la norma **NOM-001-SEDE-2012** y se seleccionará el método que dé como resultado el tamaño de corriente mayor.

Por la sección **690-8 b) 2) a)**, se utiliza la ecuación (30) siguiente.

$$I_c = 1.25 * I_{sc} \quad (30)$$

Por la sección **690-8 b) 2) b)**, se utiliza la ecuación (31) siguiente.

$$I_c = \frac{I_{sc}}{FA * F} \quad (31)$$

## **CAPÍTULO 3.**

### ***Determinación de la Carga y Memoria de Cálculo.***

En este capítulo se recaban los datos necesarios para el desarrollo de la memoria de cálculo.

### 3. Determinación de la Carga y Memoria de Cálculo.

#### 3.1 Ubicación Geográfica.

La empresa Hidrocultivos Australianos S.A. de C.V. se encuentra ubicada en Lerma, Estado de México, Colonia Agrícola Analco, Santa María Tlalmimilolpan C.P. 52050 como lo muestran las Figuras 3.1 y 3.2 correspondientes, a una latitud de 19.340320,-99.490036 registrando las siguientes temperaturas máximas y mínimas durante el periodo 2021, según datos obtenidos de la plataforma POWER de la NASA (por sus siglas en inglés, National Aeronautics and Space Administration). [26]. Ver Tabla 3.1 en Anexo 1.



*Fig. 3.1 Foto Satelital del Predio. [26]*



*Fig. 3.2 Foto Satelital del Predio (Ampliación). [26]*



Así también se tienen los siguientes registros de la radiación mensual a diferentes ángulos de la ubicación del predio, teniendo como resultado las horas solar pico (HSP) necesarias para la realización del cálculo. Ver Tabla 3.2 en Anexo 1 y Figura 3.3 siguiente.

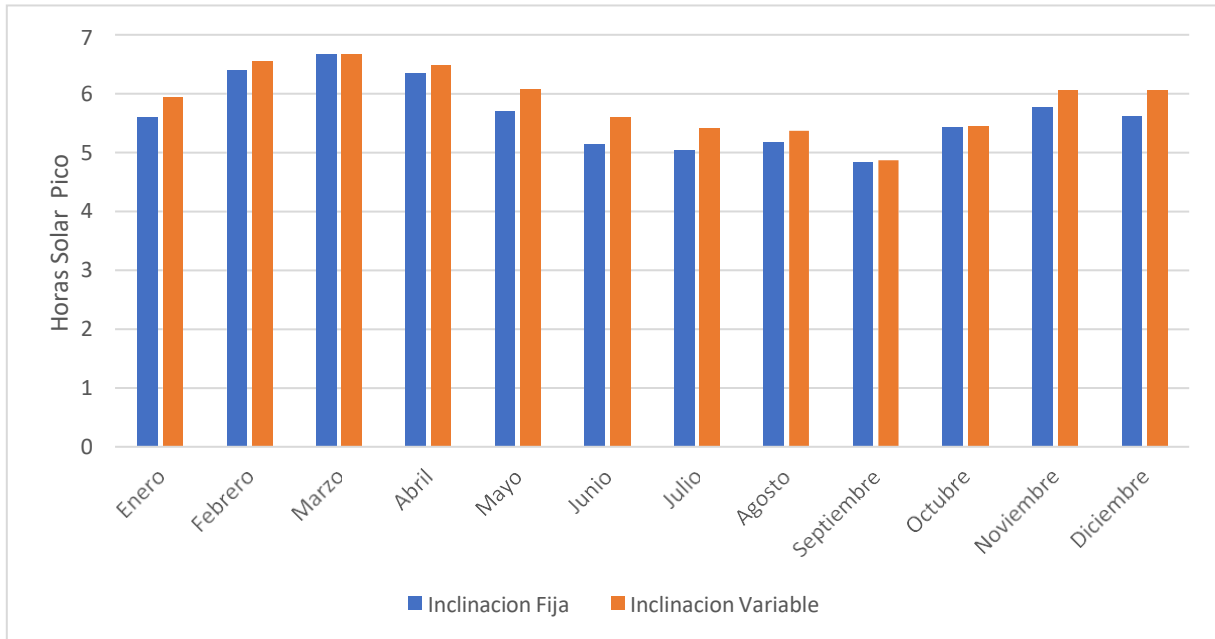


Fig. 3.3 Comparación de HSP en Inclinación Fija y Variable [26].

En la Figura 3.3 se puede observar un ligera diferencia entre una inclinación fija y una inclinación variable de los paneles solares teniendo una variación promedio del **3.91%**, la modificación mensual de la inclinación de los sistemas fotovoltaicos genera un costo agregado mensual a la instalación, con los resultados antes obtenidos se puede determinar la inclinación óptima para los paneles solares a instalar y así obtener el mayor aprovechamiento de energía posible, llegando así a una **inclinación idónea de 19°** captando un total de **5.64 HSP** [26].

### 3.2 Determinación de la Carga.

Con la visita a sitio, se recabaron los siguientes datos obteniendo una carga total de 11.6966 kW  $\cong$  11.7 kW, y una potencia estimada al día de 55.46224 kWh/día  $\cong$  55.5 kWh/día. Ver Tabla 3.3 siguiente.

Tabla 3.3 Cuadro de Cargas.

	Equipo	Potencia (W)	Cantidad	Potencia Total (W)	Horas por Utilizar	kWh/día
1	Focos Incandescentes	100	2	200	8	1.6
2	Lámparas Led	22	4	88	8	0.704
3	Lámparas Led	48	5	240	13	3.12
4	Lámparas Led	25	9	225	13	2.925
5	Lámparas Led	200	8	1600	14	22.4
6	Lámparas de Halogenuros Metálicos	1000	1	1000	1	1
7	Contactos Sencillos	5313.6	41	5313.6	0.9	4.78224
8	Computadora 1	65	2	130	8	1.04
9	Computadora 2	90	1	90	8	0.72
10	Impresora 1	263	1	263	5	1.315
11	Impresora 2	70	1	70	5	0.35
12	Modem	191	1	191	24	4.584
13	Ventiladores	508	4	2032	3	6.096
14	Frigobar	254	1	254	19	4.826
	<b>TOTALES</b>			<b>11696.6</b>		<b>55.46224</b>

De la potencia total instalada y la potencia consumida por día, se tomará un **margen de seguridad del 17%** ante un posible crecimiento de carga para el futuro de la instalación, como lo muestra la Tabla 3.4 siguiente.

Tabla 3.4 Aplicación de Crecimiento de Carga.

kW	kWh/día	%	<b>kW Final</b>	<b>kWh/día Final</b>
11.7	55.5	17	<b>13.455</b>	<b>64.93</b>

### 3.3 Cálculo de Paneles Solares.

De acuerdo con la tabla 3.2 y la ubicación geográfica de la empresa se obtiene un promedio anual de 5.64 HSP de sol máximo irradiado en la zona, utilizando la ecuación (10), se tiene:

$$Potencia\ Requerida\ SP = \frac{65\ kWh/dia}{5.64\ HSP} = 11.52\ kWp$$

Agregando las pérdidas por temperaturas excesivas y por caída de tensión en el conductor utilizando la ecuación (11), se tiene:

$$Potencia\ Requerida\ CP = \frac{11.52\ kWp}{0.9} = 12.8\ kWp$$

Por lo anterior, se proponen los siguientes paneles solares **monocristalinos**.

Tabla 3.5 Comparativa de los Paneles Solares Monocristalinos.

Primera Opción.	Segunda Opción.	Tercera Opción.
Panel Solar Monocristalino de 465 W.	Panel Solar Monocristalino de 400 W.	Panel Solar Monocristalino de 585 W.
Tensión en Punto Máxima de Potencia: 40.8 V.	Tensión en Punto Máxima de Potencia: 41.7 V.	Tensión en Punto Máxima de Potencia: 42.58 V.
Corriente en Punto Máxima de Potencia: 11.9 A.	Corriente en Punto Máxima de Potencia: 9.6 A	Corriente en Punto Máxima de Potencia: 10.13 A
Peso: 22 kg.	Peso: 23 kg.	Peso: 31 kg.
Dimensiones: 1.66 m (alto), 0.99 m (largo), 0.035 m (ancho).	Dimensiones: 1.97 m (alto), 1 m (largo), 0.040 m (ancho).	Dimensiones: 2.416 m (alto), 1.13 m (largo), 0.035 m (ancho).

Se seleccionará la **primera opción** para el cálculo establecido, ya que, aunque presenta una menor tensión, es mayor conductor de corriente, además, el peso y las dimensiones son menores, esto se acopla al área que se tiene para su instalación, aprovechando al máximo la luz solar. Ver Tabla 3.6 en Anexo 2.



Fig. 3.4 Panel Solar (Primera Opción).

Con los datos del panel solar seleccionado, se calcula el número de paneles solares necesarios para cubrir la potencia consumida por la carga especificada con la ecuación (12).

$$\text{Número de Paneles} = \frac{12.8 \text{ kWp}}{465 \text{ W}} = 27.52 \text{ paneles}$$

Redondeando así a un valor de **28 paneles solares de 465 W**.

### 3.4 Selección del Inversor.

Para este caso se tomará un **margen de seguridad del 15%**, de la ecuación (24), se tiene:

$$\text{Potencia Inversor} = 1.15 * (12.8 \text{ kWp}) = 14.72 \text{ kW}$$

Por lo que se seleccionará un inversor con una **potencia de 15 kW y una tensión de 220/127 V**, para su utilización. Con base en el resultado obtenido, se proponen los siguientes inversores trifásicos con capacidad de 15 kW.

Tabla 3.6 Comparativa de los Inversores Solares Trifásicos.

Primera Opción.	Segunda Opción.	Tercera Opción.
Inversor Solar Trifásico de 15 kW.	Inversor Solar Trifásico de 15 kW.	Inversor Solar Trifásico de 15 kW.
Tensión de Entrada: 360 V.	Tensión de Entrada: 600 V.	Tensión de Entrada: 600 V.
Tensión de Salida: 220/127 V.	Tensión de Salida: 220 V.	Tensión de Salida: 380/220 V.
Corriente de Entrada: 46 A.	Corriente de Entrada: 26 A.	Corriente de Entrada: 33 A.
Corriente de Salida: 43.6 A	Corriente de Salida: 43.3 A.	Corriente de Salida: 21.7 A.

Con base en la tabla anterior, se selecciona el inversor de la primera opción para la realización de los cálculos por su tensión nominal de salida, puesto que existen cargas que necesitan ser alimentadas con la tensión de 127 V, además que maneja una mayor corriente. Ver Tablas 3.8, 3.9 y 3.10 incluidas en Anexo 3 y la Figura 3.5 siguiente.



Fig. 3.5 Inversor Solar Trifásico (Primera Opción) [30].

### 3.5 Arreglo de Paneles Fotovoltaicos

Con los datos obtenidos de las características técnicas del inversor **GROWATT MAC 15KTL3-XL** se procede a calcular el arreglo de los paneles fotovoltaicos, aplicando las ecuaciones (13) y (14) respectivamente.

$$\#Paneles\ Serie = \frac{360\ V}{40.8\ V} = 8.82 \cong 8$$

$$\#Paneles\ Paralelo = \frac{46\ A}{11.4\ A} = 4.03 \cong 4$$

Por lo anterior, se puede establecer hasta un número máximo de 8 paneles en serie y 4 en paralelo para este inversor, sin exceder los valores máximos de operación. Debido a que se tiene un cálculo de 28 paneles solares, el sistema fotovoltaico tendrá un arreglo conformado por: **4 grupos conectados en paralelo y 7 paneles conectados en serie cada uno**, esto con la finalidad de que la potencia del total de paneles no supere la capacidad del inversor.

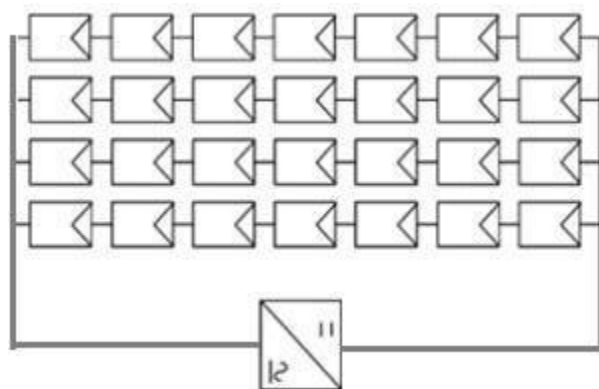


Fig. 3.6 Arreglo Fotovoltaico Propuesto.

Con este arreglo, se obtienen los siguientes niveles de tensión y corriente con base en las ecuaciones (15) y (16) respectivamente:

$$V = 7 * 40.8V = 285.6\ V$$

$$I = 4 * 11.4A = 45.6\ A$$

Así mismo, se determina que este arreglo no sobrepasa los valores máximos de tensión y corriente a la entrada del inversor antes seleccionado.

### 3.6 Cálculo del Espaciamiento Entre Paneles.

Al saber que el ángulo de inclinación de posicionamiento del panel es de  $19^\circ$  y que, el largo del panel es de 1.666 m, se tiene un triángulo rectángulo con un ángulo de  $19^\circ$  y una hipotenusa de 1.666 m. Por lo tanto, con la sustitución de valores en la ecuación (18), se obtiene el resultado:

$$\textit{cateto adyacente} = \cos(19^\circ) * 1.666 \textit{ m}$$

$$\textit{cateto adyacente} = \mathbf{1.569 \textit{ m}}$$

Entonces se puede redondear esa distancia a:

$$\textit{cateto adyacente} = \mathbf{1.57 \textit{ m}}$$

Esta es la distancia que ocupará realmente cada panel solar.

Por lo tanto, con la sustitución de variables en la ecuación (20) se obtendrá el valor del cateto opuesto (altura máxima del panel):

$$\textit{cateto opuesto} = \sin(19^\circ) * 1.666 \textit{ m}$$

$$\textit{cateto opuesto} = \mathbf{0.542 \textit{ m}}$$

El resultado se puede redondear para una mayor comodidad sin afectar al sistema:

$$\textit{cateto opuesto} = \mathbf{0.54 \textit{ m}}$$

Con este dato obtenido se puede calcular la siguiente distancia que se debe medir en la superficie a instalar.

Con esto se procede a buscar el cateto opuesto de este nuevo triángulo creado, lo que es la distancia de separación entre el fin y el inicio del espacio para los paneles, utilizando la ecuación (22).

$$\text{cateto opuesto} = \tan(19^\circ) * 0.542 \text{ m}$$

$$\text{cateto opuesto} = \mathbf{0.186 \text{ m}}$$

Entonces se puede redondear esa distancia a:

$$\text{cateto opuesto} = \mathbf{0.19 \text{ m}}$$

Esta es la distancia mínima necesaria de separación en la instalación para que la sombra de un panel no afecte a otro que tenga atrás.

Aumentando el 25% como lo indica la ecuación (23), quedaría.

$$\text{cateto opuesto}_{25\%+} = 0.19 \text{ m} * 1.25 = \mathbf{0.237 \text{ m}}$$

Se puede redondear esa distancia a:

$$\text{cateto opuesto}_{25\%+} = \mathbf{0.24 \text{ m}}$$

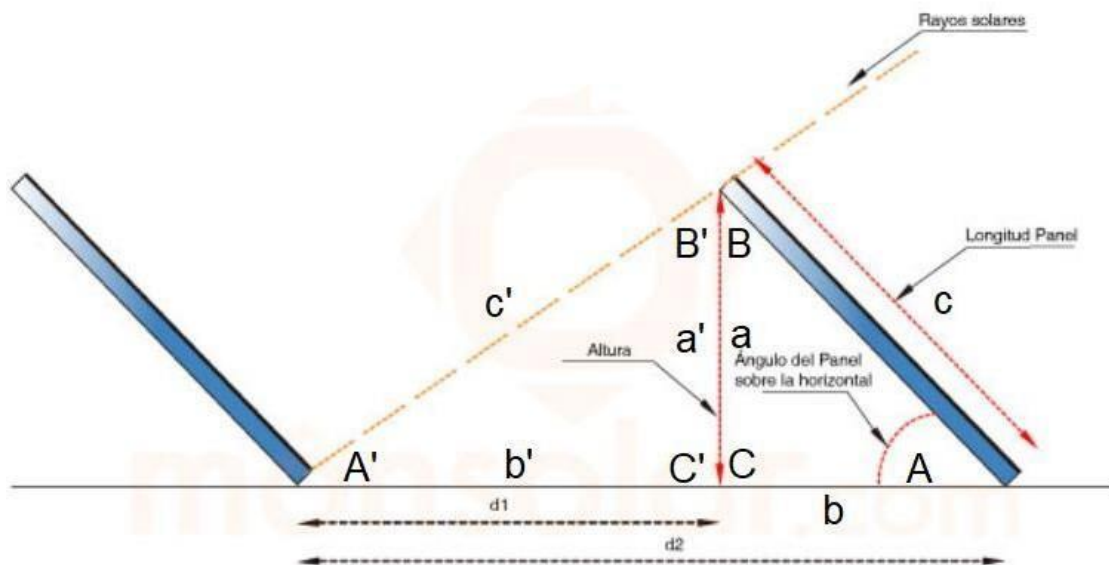


Fig. 3.7 Esquema de Separación de los Paneles. [15].



### 3.7 Cálculo de Conductores en CD.

Con base en la ecuación (25), tenemos la siguiente corriente en el conductor.

$$I_{cond} = 1.56 * 12.05 A = \mathbf{18.798 A}$$

Seleccionando un conductor de la tabla **310-15 (b) (16)** de la **NOM-001-SEDE-2012** en la **columna de 90°C**, se tiene que para un aislante **USE-2**, un conductor calibre **14 AWG** (2.08mm<sup>2</sup>) que soportará **25 A**.

Teniendo 7 módulos en serie, se tiene una longitud total de 14 m, así mismo la resistividad del cobre es de  $0.017 \frac{\Omega mm^2}{m}$  y un área total del conductor seleccionado de 2.08 mm<sup>2</sup>.

Con la ecuación (26) y los datos antes mencionados, se tendrá una resistividad del circuito, siguiente:

$$RC = 0.017 \frac{\Omega mm^2}{m} * \frac{14 m}{2.08 mm^2} = 0.1144 \Omega$$

Para la potencia pérdida del circuito con base en la ecuación (27), se tendrá:

$$PPC = (11.4A)^2 * 0.1144 \Omega = 14.8674 W$$

Y para el por ciento de pérdida del conductor, se utilizará la ecuación (28).

$$\%PC = \frac{14.8674W}{13,020 W} * 100 = 0.114 \%$$

Finalmente, sustituyendo los valores en la ecuación (29), dará el por ciento de pérdida admisible del conductor.

$$\%PA = 1\% - 0.114 \% = 0.886 \%$$

Con lo antes calculado se verifica que el conductor seleccionado es el correcto para la transportación de energía desde el Sistema Fotovoltaico (SF) hasta la entrada del

inversor y que así también es capaz de soportar 1.56 veces la corriente de cortocircuito.

### **3.8 Determinación de Fusibles y Conductor de Puesta a Tierra.**

Teniendo un conductor **14 AWG (2.08 mm<sup>2</sup>)**, el cual soportara una corriente de **25 A**, se selecciona la protección adecuada para el sistema fotovoltaico el cual corresponde a un **Fusible Littelfuse Clase RK5-IDSR**, el cual soporta una corriente nominal de **25 A** [28]. Ver Anexo 4.

Con lo anterior se procede a seleccionar el conductor de puesta a tierra con base a la **Tabla 250-122** de la norma **NOM-001-SEDE-2012**, para una protección de **25 A**, a la cual le corresponde un conductor de puesta a tierra calibre **12 AWG (3.31 mm<sup>2</sup>)**.

### **3.9 Cálculo de Conductores en CA e Interruptor Termomagnético.**

Como menciona el **apartado 2.8.1**, se utilizará la corriente permanente de salida del inversor (corriente máxima) siguiente.

$$I_{max} = 43.6 A$$

Se procede a calcular la ampacidad del conductor por las ecuaciones (30) y (31), y se seleccionará el método que dé como resultado el tamaño de corriente más grande.

Por la ecuación (30):

$$I_c = 1.25 * 43.6A = 54.5 A$$

Por la ecuación (31):

$$I_c = \frac{43.6A}{(0.8)(0.91)} = 59.89 A$$

Por lo anterior, se seleccionará el calibre del conductor de acuerdo con el valor de la ecuación (31). Para la corriente de **59.89 A** y con base en la **Tabla 310-15 b) 16)** de la norma **NOM-001-SEDE-2012** en la sección a **60° de cobre**, se utilizará un conductor de calibre **4 AWG (21.20 mm<sup>2</sup>)**.

Con lo calculado con anterioridad se procede a calcular la protección necesaria para nuestro circuito de salida del inversor, seleccionando así en base al **artículo 240-6 a)** de la norma **NOM-001-SEDE-2012**, un **interruptor automático de disparo fijo 3x70 A** de capacidad marca **SQUARE D Q0370**. Ver Anexo 5.

Así mismo, para la selección del tamaño mínimo del conductor de puesta a tierra, se hará consulta de la **Tabla 250-122** de la norma **NOM-001-SEDE-2012**, correspondiendo así a un calibre de puesta a tierra tamaño **10 AWG (5.26 mm<sup>2</sup>)**.

**CAPÍTULO 4.**  
***Análisis Económico.***

## 4. Análisis Económico.

### 4.1 Introducción.

En este capítulo se abordará el análisis económico, costos de inversión, ingresos, recuperación económica y la viabilidad del proyecto.

### 4.2 Generalidades.

#### 4.2.1 Costo del Material.

Los precios del material a utilizar fueron proporcionados por diversos proveedores del mercado y tomando en cuenta un tipo de cambio del dólar de 20.16 MXN a abril del 2022, como lo muestra la Tabla 4.1 siguiente.

Tabla 4.1 Costo de Materiales a Utilizar.

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	P.U (IVA INCLUIDO)	SUBTOTAL
28	PZA.	Panel Monocristalino de 465 W, 1.665 m x 0.035 m x 0.992 m	\$4,832	\$155,590.4*
1	PZA.	Inversor de 15 KW, Trifásico, salida 220/127 V.	\$47,963.86	\$47,963.86
4	PZA.	Estructura Ajustable en Aluminio para 7 Paneles Solares	\$6,497	\$25,988
2	PZA.	Cable THW-LS 4 AWG, 100 m, Negro	\$8,605	\$17,210
1	PZA.	Cable USE-2 14 AWG, 100 m, Negro	\$2,500	\$2,500
1	CAJA	Cable Desnudo Calibre 12 AWG Cobre	\$800	\$800
1	CAJA	Cable Desnudo Calibre 10 AWG Cobre	\$1,212	\$1,212
1	PZA.	Interruptor Termomagnético 3x70 A.	\$1,428	\$1,428
2	PZA.	Fusible, 25 A, Clase: RK5-IDSR	\$208	\$416

7	PZA.	Tubo Conduit Pared Gruesa 3/4"	\$113	\$791
4	PZA.	Tubo Conduit Pared Gruesa 1 1/4"	\$158	\$632
1	JUEGO	Conexiones para Tubería	\$527	\$527
4	PZA.	Caja de Conexiones Racko	\$28	\$112
1	PZA.	Centro de Carga, 3 Polos, Trifásico, CC03E	\$550	\$550
1	PZA.	Porta Fusible, Clase: H/K5 and R	\$717.49	\$896.86**
<b>TOTAL</b>				<b>\$256,617.12</b>

\*Considerando un 15% del costo de envío.

\*\*Considerando un 25% del costo de envío.

#### 4.2.2 Mano de Obra.

En la tabla 4.2 siguiente, se tiene el desglose de los costos del proyecto por personal, se realizó la estimación con base en el salario mínimo vigente para abril 2022, el cual tiene un valor de \$172.87 MXN. Así mismo, se tomaron comoreferencia a plataformas de empleo como la OCC Mundial y LinkedIn. De igual forma se contemplarán viáticos (comidas y hospedaje) y dos semanas para la conclusión del trabajo.

*Tabla 4.2 Costo De Mano de Obra.*

CANTIDAD	ACTIVIDAD	SUELDO MENSUAL	SUELDO DEL PROYECTO
3	Ingeniero Electricista (Recién Egresado)	\$12,000	\$36,000
2	Técnicos Electricistas	\$8,000	\$16,000
1	Viáticos	\$14,000	\$14,000
<b>TOTAL</b>			<b>\$66,000</b>

### 4.2.3 Venta del Proyecto.

Para la venta del diseño del proyecto del sistema se ha tomado en cuenta las horas de trabajo que se ocuparon. Planteado lo anterior, se puede considerar de un pago en promedio de \$100 MXN (LinkedIn, 2022) por hora a un ingeniero electricista en la realización de proyectos, para el proyecto se invirtió un total de 12 días durante 10 horas, equivalente a 120 horas de trabajo, lo cual da un costo de **\$36,000 MXN**; este será el costo de la venta del proyecto sin ningún trabajo de ejecución.

### 4.2.4 Costo Total del Proyecto.

En la tabla 4.3 siguiente, se muestra el costo total del proyecto con las especificaciones mencionadas.

*Tabla 4.3 Costo Total del Proyecto.*

DESCRIPCIÓN	SUBTOTAL
Costo del Material	\$256,617.12
Mano de Obra	\$66,000
Venta del Proyecto	\$36,000
<b>TOTAL</b>	<b>\$358,617.12</b>

## 4.3 Análisis Económico.

### 4.3.1 Producción de Energía.

- Potencia de Generación de los Paneles: 13.02 KW/h.
- Horas Óptimas de Producción: 5.64 HSP + 2 h de Producción Extra = 7.64 hrs.
- Días de Producción al Mes: 30 días.
- Meses de Producción al Año: 12 meses.
- Precio del KW/h: \$2.077 MXN

### **4.3.2 Monetización por la Producción de Energía Eléctrica al Año.**

Esta monetización es dada por: (13.02 KW/h) (7.64 hrs) (30 días) (12 meses) (\$2.077) = **\$74,377.80 MXN**, en términos de producción anual.

### **4.3.3 Gastos Producidos Anualmente en el Sistema.**

Los gastos generados anualmente en el sistema fotovoltaico por mantenimiento preventivo son de **\$10,000 MXN**, y consisten en la limpieza de módulos fotovoltaicos, lubricación y reapriete de tornillería en general, pruebas eléctricas a módulos fotovoltaicos individuales y en grupo, medición de resistencia a tierra y verificación de continuidad del sistema de puesta a tierra.

### **4.3.4 Valor Actual Neto (VAN).**

Es uno de los criterios económicos más utilizado en la evaluación de proyectos de inversión para determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo que genera el proyecto y comparar esa equivalencia con el desembolso inicial.

Si el VAN es  $< 0$ , se rechaza el proyecto.

Si el VAN es  $= 0$ , el proyecto es indiferente.

Si el VAN es  $> 0$ , se acepta el proyecto.

Para el cálculo del valor actual neto de este proyecto en particular, se toma como *factor de actualización* el rendimiento que ofrecen los CETES para abril del 2022 (Tasa Líder), porcentaje considerado como *tasa mínima aceptable de rendimiento* (TMAR) [29].

El *Flujo Neto de Efectivo*, es el resultado de la diferencia entre la producción generada anualmente y los gastos producidos anualmente por el sistema fotovoltaico.



$$\text{FNE} = \$74,377.80 - \$10,000 = \mathbf{\$64,377.80}$$

$$\text{TMAR} = r$$

$$r = \text{Inflación} + \text{Premio al Riesgo} \quad (32)$$

Donde:

$$\text{Inflación} = 7.9\%$$

$$\text{Premio al Riesgo} = 8.6\% \text{ (CETES, abril 2022)}$$

Por lo tanto:

$$\text{TMAR} = r = 7.9\% + 8.6\% = \mathbf{16.5\%}$$

Tabla 4.4 Cálculo de VAN.

Año	Flujo Neto de Efectivo	Factor de Actualización al 16.5%	Flujo Neto de Efectivo Actualizado
0	-358,617.12	1	-358617.12
1	75,000.14	0.858369099	64377.8
2	87,375.16	0.73679751	64377.8
3	101,792.06	0.632444214	64377.8
4	118,587.75	0.54287057	64377.8
5	138,154.73	0.465983322	64377.8
6	160,950.26	0.399985684	64377.8
7	187,507.05	0.343335351	64377.8
8	218,445.72	0.294708456	64377.8
9	254,489.26	0.252968632	64377.8
10	296,479.99	0.217140456	64377.8
11	345,399.19	0.186386658	64377.8
12	402,390.05	0.159988548	64377.8
13	468,784.41	0.137329225	64377.8
14	546,133.84	0.117879163	64377.8
15	636,245.92	0.101183831	64377.8
16	741,226.50	0.086853074	64377.8
17	863,528.87	0.074551995	64377.8
18	1,006,011.14	0.063993129	64377.8
19	1,172,002.97	0.054929724	64377.8
20	1,365,383.46	0.047149978	64377.8
21	1,590,671.73	0.040472084	64377.8
22	1,853,132.57	0.034739986	64377.8

23	2,158,899.44	0.029819731	64377.8
24	2,515,117.85	0.025596335	64377.8
25	2,930,112.30	0.021971103	64377.8
<b>TOTAL</b>			<b>1609445</b>
<b>VAN</b>			<b>1,250,827.88</b>

*Nota: Cifras Expresadas en Pesos.*

En virtud del VAN obtenido en la Tabla 4.4 anterior, **se acepta el proyecto**, por ser mayor a cero, lo que denota un incremento en las ganancias durante el horizonte de planeación del proyecto.

#### **4.3.5 Tasa Interna de Rendimiento (TIR).**

La tasa interna de rendimiento es un indicador financiero que mide el rendimiento de los fondos que se pretenden invertir en un proyecto. Es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial; en la cual se supone que el dinero que se gana año con año se reinvierte en su totalidad. Por lo que permite conocer el rendimiento real de una inversión.

Si la  $TIR < TMAR$ , se rechaza, ya que el proyecto genera menos beneficios que el interés pagado por la banca.

Si la  $TIR = TMAR$ , el proyecto es indiferente, los beneficios del proyecto solo pagaran los costos.

Si la  $TIR > TMAR$ , el proyecto se acepta, lo que significa que el beneficio real que se obtiene es mayor a la tasa de interés que pagan los bancos [29].

A continuación, se presenta el cálculo de la tasa interna de rendimiento del proyecto en estudio sin considerar fuentes de financiamiento externo.

Para un VAN positivo (+), se tiene la Tabla 4.5, siguiente.

Tabla 4.5 Cálculo de VAN (+).

Año	Flujo Neto de Efectivo	Factor de Actualización al 17.6426%	Flujo Neto de Efectivo Actualizado
0	-358,617.12	1	-358617.12
1	64,377.80	0.850032216	54723.20401
2	64,377.80	0.722554769	46516.48638
3	64,377.80	0.614194831	39540.51201
4	64,377.80	0.522085394	33610.70906
5	64,377.80	0.443789404	28570.18551
6	64,377.80	0.377235291	24285.5781
7	64,377.80	0.32066215	20643.52378
8	64,377.80	0.272573158	17547.66027
9	64,377.80	0.231695966	14916.07655
10	64,377.80	0.196949035	12679.1456
11	64,377.80	0.167413025	10777.68224
12	64,377.80	0.142306465	9161.377118
13	64,377.80	0.12096508	7787.465696
14	64,377.80	0.102824215	6619.596724
15	64,377.80	0.087403895	5626.870474
16	64,377.80	0.074296127	4783.021179
17	64,377.80	0.063154101	4065.722093
18	64,377.80	0.053683021	3455.994761
19	64,377.80	0.045632297	2937.706886
20	64,377.80	0.038788923	2497.145495
21	64,377.80	0.032971834	2122.654119
22	64,377.80	0.028027121	1804.324385
23	64,377.80	0.023823956	1533.733856
24	64,377.80	0.02025113	1303.723189
25	64,377.80	0.017214113	1108.206712
<b>TOTAL</b>			<b>358618.3062</b>
<b>VAN</b>			<b>1.19</b>

Nota: Cifras Expresadas en Pesos.

Para un VAN negativo (-), se tiene la Tabla 4.6, siguiente.

Tabla 4.6 Cálculo de VAN (-).

Año	Flujo Neto de Efectivo	Factor de Actualización al 17.6427%	Flujo Neto de Efectivo Actualizado
0	-358,617.12	1	-358617.12
1	64,377.80	0.850031494	54723.15749
2	64,377.80	0.72255354	46516.4073
3	64,377.80	0.614193265	39540.41118
4	64,377.80	0.522083618	33610.59477
5	64,377.80	0.443787518	28570.06408
6	64,377.80	0.377233367	24285.45424
7	64,377.80	0.320660242	20643.40094
8	64,377.80	0.272571305	17547.54094
9	64,377.80	0.231694193	14915.96244
10	64,377.80	0.196947361	12679.03783
11	64,377.80	0.16741146	10777.58146
12	64,377.80	0.142305013	9161.283669
13	64,377.80	0.120963743	7787.379641
14	64,377.80	0.102822991	6619.517948
15	64,377.80	0.087402781	5626.798729
16	64,377.80	0.074295116	4782.956128
17	64,377.80	0.063153189	4065.663342
18	64,377.80	0.053682199	3455.941883
19	64,377.80	0.04563156	2937.659441
20	64,377.80	0.038788263	2497.103042
21	64,377.80	0.032971245	2122.616229
22	64,377.80	0.028026597	1804.290644
23	64,377.80	0.02382349	1533.703871
24	64,377.80	0.020250717	1303.696592
25	64,377.80	0.017213747	1108.183162
<b>TOTAL</b>			<b>358616.407</b>
<b>VAN</b>			<b>-0.71</b>

Nota: Cifras Expresadas en Pesos.

**Fórmula:**

$$TIR = T1 + (T2 - T1) \left( \frac{VAN 1}{VAN 1 - VAN 2} \right) \quad (33)$$

**Donde:**

T1 = Tasa que Genera el Valor Actual Neto Positivo (17.6426%).

**T2** = Tasa que Genera el Valor Actual Neto Negativo (17.6427%).

**VAN 1** = Valor Actual Neto Positivo (1.19).

**VAN 2** = Valor Actual Neto Negativo (-0.71)

**Sustitución:**

$$TIR = 0.176426 + (0.176427 - 0.176426) \left( \frac{1.19}{1.19 - (-0.71)} \right)$$

$$TIR = 0.176426 + (0.000001) \left( \frac{1.19}{1.19 - (-0.71)} \right)$$

$$TIR = 0.176426 + (0.000001) \left( \frac{1.19}{1.9} \right)$$

$$TIR = 0.176426 + (0.000001)(0.6263157895)$$

$$TIR = 0.176426 + 0.0000006263$$

$$\mathbf{TIR = 0.176426 = 17.6426\%}$$

Haciendo una comparación entre TIR y TMAR, se tiene lo siguiente.

**TIR = 17.6426%**

**TMAR = 16.5%**

Como **TIR > TMAR**, **se acepta el proyecto**, ya que el rendimiento de la inversión de la empresa será mayor que el mínimo fijado aceptable, lo que demuestra que la inversión es *económicamente rentable*.

#### **4.3.6 Relación Beneficio – Costo (B/C).**

La relación beneficio – costo es un indicador que señala la *utilidad* que se obtendrá con el costo que representa la inversión; es decir, por cada peso invertido, cuanto es lo que se gana.

Si la relación B/C es < 1, se rechaza el proyecto.

Si la relación B/C es = 1, la decisión de invertir es indiferente.

Si la relación B/C es > 1, se acepta el proyecto [29].

El proyecto tendrá un costo de **\$358,617.12 MXN**, con el que se generará un beneficio de **\$1,609,445 MXN**.

El beneficio – costo del proyecto, se obtendrá mediante la aplicación de la siguiente fórmula.

$$\text{Relación B/C} = \frac{\text{Beneficios Obtenidos}}{\text{Costos Incurridos}} \quad (34)$$

**Sustitución:**

$$\text{Relación B/C} = \frac{\$1,609,445 \text{ MXN}}{\$358,617.12 \text{ MXN}} = 4.48$$

El indicador anterior demuestra que, por cada peso invertido en el proyecto, se obtendrán **3.48 pesos de ganancia**, lo que hace *viable la inversión*, ya que, bajo este criterio, se confirma de nuevo la viabilidad del proyecto.

#### **4.3.7 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).**

Es el tiempo necesario para que los beneficios netos del proyecto amorticen el capital invertido, es decir, conocer en qué tiempo una inversión genera los recursos suficientes para igualar el monto de la inversión inicial [29].

*Tabla 4.7 Cálculo del PRI.*

<b>Año</b>	<b>Flujo Neto de Efectivo</b>	<b>Flujo Neto de Efectivo Acumulado</b>
0	-358,617.12	-358,617.12
1	75,735.78	-282,881.34
2	89,097.62	-193,783.72
3	104,816.84	-88,966.87
4	123,309.37	34,342.49
5	145,064.47	179,406.96
6	170,657.76	350,064.72

7	200,766.39	550,831.11
8	236,187.00	787,018.11
9	277,856.77	1,064,874.88
10	326,878.21	1,391,753.09
11	384,548.35	1,776,301.43
12	452,393.06	2,228,694.49
13	532,207.41	2,760,901.90
14	626,103.16	3,387,005.06
15	736,564.67	4,123,569.73
16	866,514.56	4,990,084.29
17	1,019,391.13	6,009,475.42
18	1,199,239.24	7,208,714.66
19	1,410,817.43	8,619,532.09
20	1,659,723.71	10,279,255.80
21	1,952,543.79	12,231,799.59
22	2,297,025.23	14,528,824.82
23	2,702,282.50	17,231,107.32
24	3,179,038.10	20,410,145.42
25	3,739,906.25	24,150,051.67

*Nota: Cifras Expresadas en Pesos.*

Una vez obtenido el flujo acumulado de planeación del proyecto, se utiliza la siguiente formula:

$$PRI = n - 1 + \frac{(FA)_{n-1}}{(F)_n} \quad (35)$$

**Donde:**

**n** = Año en el que cambia de signo el flujo acumulado.

**(FA) n-1** = Flujo Neto de Efectivo Acumulado en el Año Previo a n.

**(F) n** = Flujo Neto de Efectivo en el Año n.

**Sustitución:**

$$PRI = 4 - 1 + \left( \frac{\$88,966.87 \text{ MXN}}{\$123,309.37 \text{ MXN}} \right)$$

$$PRI = 3 + 0.7214$$

$$PRI = 3.7214$$

*El tiempo de recuperación es de **tres años, ocho meses y diecinueve días**, lo que indica que el monto de la inversión que se destine a la instalación del proyecto será recuperable a un *mediano plazo*.*

Con lo anterior se determina que el proyecto tendrá un costo de **\$358,617.12 MXN** tomando el precio de **\$20.49 MXN** por dólar al 02/08/2022, el proyecto tendrá un costo total de **\$17, 499.41 USD**.



**CAPÍTULO 5.**  
***Conclusiones.***

## 5. Conclusiones.

Lo expuesto a lo largo del trabajo del diseño de un sistema fotovoltaico para la empresa de Hidrocultivos nos permite arribar las siguientes conclusiones.

1. Se recabo información de los elementos que conforman un sistema fotovoltaico interconectado a la red, con la finalidad de obtener una comprensión mayor de la información, por tanto, sabemos que comparte la generación de la energía con la de CFE utilizando un inversor y un medidor bidireccional que pasa la energía de ambos por tiempos específicos de manera automática.
2. Se realizó una determinación de la carga, esto mediante una visita al lugar realizando un levantamiento de cargas tomando mediciones y lecturas en los diferentes puntos de conexión de la empresa, así fue posible seleccionar los paneles adecuados para su instalación.
3. Con los datos obtenidos, se elaboró la memoria de cálculo correspondiente, donde se realizó el diseño del sistema aprovechando al máximo el área con la que se contaba, obteniendo resultados excelentes y finalmente,
4. Se desarrollo un análisis económico, donde se observó la viabilidad y confiabilidad del proyecto, así mismo, se tiene una recuperación muy aceptable que hacen que este proyecto sea rentable.

Con lo presentado anteriormente, el cliente no tendrá problema para alimentar las cargas pequeñas de oficina, iluminación y ventilación de la empresa, así como también, podrá ver una disminución en los costos del recibo de CFE creado por el ahorro que genera el sistema fotovoltaico

## REFERENCIAS.

- [1] R. L. Boylestad, Introducción al análisis de circuitos, México: PEARSON, 2004.
- [2] D. A. Amador, Curso de Electrónica II, Ciudad de México: Dirección de Bibliotecas y Publicaciones; I.P.N, 2017.
- [3] B. C. Aguilar, Apuntes de Electrotecnia III, Ciudad de México: Dirección de Bibliotecas y Publicaciones; I.P.N, 2003.
- [4] C. N. p. e. U. E. d. I. Energía, «Gobierno de México,» 3 Mayo 2016. [En línea]. Available: [https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/herramienta-para-el-ajuste-del-factor-de-potencia?state=published#:~:text=El%20factor%20de%20potencia%20\(FP,ha%20sido%20transformada%20en%20trabajo](https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/herramienta-para-el-ajuste-del-factor-de-potencia?state=published#:~:text=El%20factor%20de%20potencia%20(FP,ha%20sido%20transformada%20en%20trabajo) [Último acceso: 20 Octubre 2021].
- [5] Areatecnología, «Puesta a Tierra,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/puesta-a-tierra.html>.
- [6] Secretaria de Energía, «Sistema de Puesta a Tierra,» de *NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (Utilización)*, Ciudad de México, Diario Oficial de la Federación, 2012, p. 113.
- [7] Secretaria de Energía, «Sistema de Puesta a Tierra en Sistemas Fotovoltaicos,» de *NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (Utilización)*, Ciudad de México, Diario Oficial de la Federación, 2012, pp. 742-743.
- [8] Acciona, «Energía Solar,» 2020. [En línea]. Available: [https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/?\\_adin=02021864894](https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/?_adin=02021864894).
- [9] R. González G., H. R. Jiménez G. y J. Lagunas M., «Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red,» 2003.
- [10] Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, «Protocolo de Kioto sobre el Cambio Climático,» Gobierno de México, 11 Diciembre 2016. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/semarnat/articulos/protocolo-de-kioto-sobre-cambio-climatico?idiom=es>.
- [11] Dexen Energy S.A de C.V., «Celdas Solares,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.dexen.mx/celdas-solares/>.

- [12] N. E. Flores M. y J. E. Figueroa M., Física Moderna. Primera Edición Revisada, México: Pearson Educación, 2007.
- [13] BBVA, «¿Qué son los paneles solares, cómo funcionan y cuál es su futuro?,» 30 Julio 2021. [En línea]. Available: <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-son-los-paneles-solares-como-funcionan-y-cual-es-su-futuro/>.
- [14] NCYT, «Tipos de Conexiones de los Paneles Solares.,» *Noticias de la Ciencia y la Tecnología.*, p. 1, 2021.
- [15] MonSolar, «Monsolar.com,» [En línea]. Available: <https://www.monsolar.com/separacion-paneles-Solares>. [Último acceso: 15 Febrero 2022].
- [16] S. M. Pablo Alcalde, Electrotecnia, Madrid, España: Ediciones Paraninfo, 2011.
- [17] Naturgy, «Los Paneles Solares Monocristalinos: Tecnología y Aplicaciones,» 18 Enero 2019. [En línea]. Available: [https://www.naturgy.es/empresas/blog/los\\_paneles\\_solares\\_monocristalinos\\_tecnologia\\_y\\_aplicaciones](https://www.naturgy.es/empresas/blog/los_paneles_solares_monocristalinos_tecnologia_y_aplicaciones).
- [18] Solarama, «Principales Características de los Paneles Policristalinos,» 22 Agosto 2021. [En línea]. Available: <https://solarama.mx/blog/caracteristicas-paneles-solares-policristalinos/>.
- [19] Enel Green Power, «Modulo Fotovoltaico,» 26 Octubre 2019. [En línea]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar/modulo-fotovoltaico>. [Último acceso: 29 Noviembre 2021].
- [20] Fidecoimiso de Riesgo Compartido, «Sistemas Fotovoltaicos Autónomos e Interconectados a la Red,» Gobierno de México, 03 Agosto 2016. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/firco/articulos/sistemas-fotovoltaicos-autonomos-e-interconectados-a-red?idiom=es>.
- [21] Tesla Energy, «Sistemas Fotovoltaicos: Máxima Eficiencia con Energía Solar,» 2018. [En línea]. Available: <https://teslaenergy.cl/sistemas-fotovoltaicos/>.
- [22] Alusinsolar , «Tipos de estructuras para paneles solares,» 30 Mayo 2016. [En línea]. Available: <https://alusinsolar.com/tipos-estructuras-paneles-solares/>. [Último acceso: 29 Noviembre 2021].

- [23] MonSolar.com, «Inversores Solares,» [En línea]. Available: <https://www.monsolar.com/fotovoltaica-aislada/inversores.html>. [Último acceso: 29 Marzo 2022].
- [24] Cooperación Alemana, Manual para la evaluación técnica-económica de: "Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red apoyados a través del Programa de Fideicomiso de Riesgo Compartido"., Ciudad de México: GIZ México, 2015.
- [25] CCEEA, «¿Cómo funciona el medidor bidericcional de CFE?,» 2020. [En línea]. Available: <https://cceeax.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/como-funciona-el-medidor-bidireccional-de-cfe>. [Último acceso: 2 Febrero 2022].
- [26] E. Valencia, «Centro de Capacitación Eléctrica y Energías Alternas (CCEEA),» 21 Septiembre 2020. [En línea]. Available: <https://cceeax.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/como-obtener-la-hora-solar-pico-en-mexico>. [Último acceso: 03 Febrero 2022].
- [27] TiendaUSA, «TiendaUSA,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.tiendaiusa.com/panel-solar-fotovoltaico-de-465-w-monocristalino>. [Último acceso: 11 Febrero 2022].
- [28] Littlefuse, «Fuse Products Catalog,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.littlefuse.com>. [Último acceso: 16 Marzo 2022].
- [29] G. Baca Urbina, «IV. Evaluación Económica,» de *Evaluación de Proyectos. Análisis y Administración del Riesgo*, Ciudad de México, Mc. Graw Hill, 3ra. Edición., 2002, pp. 120-150.
- [30] GROWATT, «MAC 15~36KTL3-XL,» [En línea]. Available: <https://www.ginverter.com/Commercial-Rooftop-Inverters/41-657.html>. [Último acceso: 9 Febrero 2022].

# **ANEXOS.**

## ANEXO 1. Datos del POWER de la NASA.

Tabla 3.1 Temperatura Máxima y Mínima Anual [26].

	Ene.	Feb.	Mar.	Abril	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.
Máx.	28.77	32.62	36.03	37.36	38.73	37.25	30.82	29.98	27.51	27.32	27.94	27.51	<b>31.82</b>
Mín.	-5.78	-6.23	-4.88	-0.72	2.03	3.72	3.38	4.07	-2.35	-3.71	-5.49	-6.3	<b>-4.05</b>

Tabla 3.2 Horas Solar Pico Anual [26].

19.34,-99.49	Ene.	Feb.	Mar.	Abril	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.
Ángulo LATITUD 19°	5.59	6.4	6.66	6.34	5.7	5.14	5.04	5.17	4.83	5.43	5.76	5.62	<b>5.64</b>
Radiación óptima	5.93	6.55	6.66	6.48	6.07	5.59	5.41	5.37	4.87	5.45	6.05	6.06	<b>5.87</b>
Ángulo óptimo	41°	33°	20°	5.5°	0°	0°	0°	0.5°	11°	25.5°	39.5°	43.5°	

## ANEXO 2. Datos Técnicos del Panel Solar.

Tabla 3.5 Especificaciones Técnicas del Panel Solar [27].

SKU	101074
Tipo de Celda	Monocrystalina
Potencia (W)	465
Numero de Celdas	86.4
Eficiencia	20.7%
Modelo	PS-24-465
Temperatura de Operación	-40 °C, +85 °C
Máximo Volteje del Sistema	1500 V IEC
Clasificación	Clase A
Tolerancia de Potencia	0, +5 W
Tensión en Punto Máximo de Potencia	40.8 V
Corriente en Punto Máximo de Potencia	11.40 A
Tensión en Circuito Abierto	49.3 V
Corriente de Cortocircuito	12.05 A
Alto	1.665 m
Ancho	0.035 m
Largo	0.992 m



# ANEXO 3. Cotización del Panel Solar.



**PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO DE 465 W MONOCRISTALINO**

SKU  
101074



**465 W**

**DESCUENTO**  
PRODUCTO GARANTIZADO  
25 AÑOS  
POTENCIA  
LÍMITE

**15 AÑOS**  
PRODUCTO GARANTIZADO  
EN MATERIALES Y  
MANUFACTURA



### Características Generales

- Ahorro hasta del 98% desde el primer día.
- Fabricado con tecnología Alemana.
- Resistente a PID.
- Soporta arreglos de hasta 1500 V.
- Certificado en US bajo estándares IEC.

**Envío de 3 a 7 días CDMX Y TOLUCA**  
Entrega con logística IUSA

**Envío A TODA LA REPÚBLICA**

Paga **EN EFECTIVO**  
En tu OXXO más cercano






SIN EXISTENCIAS

De: ~~\$5,219.00~~ **A: \$4,349.00**

IVA incluido

♥

Comparte:

## ANEXO 4. Datos Técnicos del Inversor.

Tabla 3.6 Especificaciones Técnicas de Entrada del Inversor (DC) [30].

<b>Datos de Entrada (DC)</b>	
Max. Potencia Fotovoltaica Recomendada (Para Modulo STC)	19 500 W
Max. Voltaje DC	1 100 V
Voltaje de Inicio	250 V
Voltaje Nominal	360 V
Rango de Voltaje MPP	200 V- 1000 V
N° de Rastreadores MPP	3
Numero de Cadenas Fotovoltaicas por Seguidores MPP	4/4/4
Max. Corriente de Entrada por Rastreadores MPP	46A/46A/46A
Max. Corriente de Cortocircuito por Rastreadores MPP	50A/50A/50A

Tabla 3.7 Especificaciones Técnicas de Salida del Inversor (AC) [30].

<b>Datos de Salida (AC)</b>	
Potencia Nominal de CA	15 000 W
Max. Potencia Aparente de CA	16 600 VA a 220 VAC
Tensión Nominal de CA/ Rango	127 V/ 220 V 101.6-139.7V
Frecuencia/ Rango de la Red de CA	50/60 Hz 46-54/56-64 Hz
Corriente Nominal de Salida de CA	39.4 A

Max. Corriente de Salida	43.6 A
Factor de Potencia (Potencia Nominal)	> 0.99
Factor de Potencia Ajustable	0.8 adelanto 0.8 atrasado
THDi	<3%
Tipo de Conexión a la Red de CA	3L+N+T

Tabla 3.8 Especificaciones Técnicas de los Dispositivos de Protección del Inversor [30].

<b>Dispositivos de Protección</b>	
Protección Contra Polaridad Inversa de CC	Si
Interruptor DC	Si
Protección Contra Sobretensiones de CC	Tipo II
Monitoreo de Resistencia de Aislamiento	Si
Protección Contra Sobretensiones de CA	Tipo II
Protección Contra Cortocircuito de CA	Si
Monitoreo de la Red	Si
Protección Anti-Isla	Si
Unidad de Monitoreo de Corriente Residual	Si
Fusibles de Protección	No
Monitoreo de Cadenas	No
Función Anti-PID	No
Protección AFCI	Si

## ANEXO 5. Cotización del Inversor.



Enerpoint, SA de CV  
 CALLE SAN FRANCISCO 224 Valle  
 de la Misericordia 45615  
 San Pedro Tlaquepaque Jalisco  
 (MX)  
 Tel. 3335504889

**Cotización**

**# S17579**

Cliente		Dirección fiscal	
Nombre:	VENTA MOSTRADOR	Mexico XAXX010101000	
RFC:	XAXX010101000		
Teléfono:			
Correo:	miguel.rodriguez.torres.93@gmail.com		
Vendedor	Fecha de orden		
Esmeralda Acosta	02/11/2022 22:49:55		

IMAGEN DEL PRODUCTO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	DESC. %	IMPORTE	MONEDA
	[87] INVERSOR MAC 15000 KTL3 XL 220V	1.000	1,999.00	0.00	\$ 1,999.00	USD
	[8] Paqueteria	1.000	52.00	0.00	\$ 52.00	USD

Subtotal	\$ 2,051.00
IVA 16% en USD	\$ 328.16
<b>Total</b>	<b>\$ 2,379.16</b>

MXN		USD	
CUENTA: 0112746808		CUENTA: 0113005267	

### TERMINOS Y CONDICIONES:

- 1-Todos los artículos incluidos en esta cotización deberán de ser revisados y autorizados por el cliente. Al ser autorizados dicha cotización, ENERPOINT SA. DE CV. no se hace responsable por omisiones, errores y/o faltantes en la misma.
- 2-Esta cotización se expide en USD y el tipo de cambio del día del pago.
- 3-La vigencia de este documento es de 10 días Hábiles y precios libres abordo.
- 4-Favor de utilizar como referencia bancaria el número de pedido especificado en este documento.

## ANEXO 6. Datos Técnicos del Fusible.

### CLASS RK5 – IDSR SERIES INDICATOR® POWR-PRO® FUSES

**POWR-PRO®** 600 Vac/dc • Dual Element • Time-Delay • 1/10-600 A



#### Ordering Information

AMPERE RATINGS							
1/10	1/8	1 1/16	4	8	30	80	225
1/8	3/16	2	4 1/2	9	35	90	250
3/16	1	2 1/4	5	10	40	100	300
1/4	1 1/8	2 1/2	5 1/4	12	45	110	350
3/8	1 1/4	2 3/8	6	15	50	125	400
1/2	1 1/2	3	6 1/4	17 1/2	60	150	450
3/4	1 3/4	3 1/2	7	20	70	175	500
1	1 7/8	3 3/4	7 1/2	25	75	200	600

Note: All fuses rated 1A and above are Indicator® fuses.

VOLTAGE	SERIES	AMP	CATALOG NUMBER	ORDERING NUMBER
600	IDSR	30	IDSR030	IDSR030.T

## Specifications

### Voltage Ratings

AC: 600 Vac or less

DC: 600 Vdc or less

### Ampere Range

1/10 – 600 A

### Interrupting Ratings

AC: 200 kA rms symmetrical

300 kA rms symmetrical

(Littelfuse self-certified)

DC: 20 kA

### Approvals

Standard 248-12, Class RK5

UL Listed (File: E81895)

CSA Certified (File: LR29862)

### Material

1/10-60 A: Composite body, Bronze caps

70-600 A: Composite body, Copper caps

### Country of Origin

Mexico

# ANEXO 7. Datos Técnicos del Interruptor Termomagnético.

Ficha técnica del producto  
Características

QO370  
INT. TERMOMAG. QO 3P. 70 A.



## Principal

Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Gama de producto	QO
[In] corriente nominal	70 A
[Ue] tensión asignada de empleo	120 V AC 120/240 V AC 240 V CA 48 V DC
Tipo de montaje	Conexión
Número de polos	3P
Tipo de interruptor	Standard
Aplicación de interruptor automático	HACR rated ((**))
Conexión eléctrica	Box lugs ((**))

## Complementario

Poder de corte	10 kA at: 120/240 V AC 5 kA at: 48 V DC 10 kA at: 120 V AC 10 kA at: 240 V CA
Número de espacios necesarios	3
Calibre AWG	AWG 8...AWG 2 (copper or aluminium)
Altura	3.12 in
Profundidad	2.91 in
Anchura	2.25 in

## Entorno

Certificaciones de producto	CSA Registrado por UL
Temperatura ambiente de funcionamiento	40 °C

# ANEXO 8. Facturación de la Empresa.



Comisión Federal de Electricidad®

CFE Suministrador de Servicios Básicos  
Río Ródano No. 14, colonia Cuauhtémoc,  
Alcaldía Cuauhtémoc, Código Postal 06500,  
Ciudad de México. RFC: CSS160330CP7

## HIDROCULTIVOS AUSTRALIANOS SA

AV. CUTZAMALA S N AGR ANALCO  
COL AGRICOLA ANALCO  
SANTA MARIA TLALMIMILPAN C.P. 52050  
LERMA, MEX.

**NO. DE SERVICIO:** 336030401288  
**RMU:** 52050 03-04-15 XAXX-010101 001 CFE

## TOTAL A PAGAR:

# \$15,606

(QUINCE MIL SEISCIENTOS SEIS PESOS M.N.)

**TARIFA:** GDBT

**NO. MEDIDOR:** J825TH

**MULTIPLICADOR:** 1

**PERIODO FACTURADO:** 23 NOV 21 - 22 DIC 21

**FECHA LÍMITE DE PAGO:** 08 ENE 2022

**CARGA CONECTADA kW:** 60

**DEMANDA CONTRATADA kW:** 50

**CORTE A PARTIR:** 09 ENE 2022

Concepto	No. medidor	Lectura actual		Lectura anterior		Diferencia	Totales
		Medida <input checked="" type="checkbox"/>	Estimada <input type="checkbox"/>	Medida <input checked="" type="checkbox"/>	Estimada <input type="checkbox"/>		
kWh	J825TH		4,059		1,119	2,940	2,940
kW	J825TH		17		0	17	17
kVArh	J825TH		65,586		63,598	1,988	1,988
Mes	Días de mes	Consumo prom. diario		Energía kWh		Precios \$/kWh	
Mes	Factor de proporción	Demanda máxima \$/kW		Precios \$/kW		Importe (MXN)	Factor de potencia
							82.84

Concepto	Costos de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista			
	\$	\$/kW	\$/kWh	Importe (MXN)
Suministro	718	0.00	0.00	717.91
Distribución	0	2,816.10	0.00	2,816.10
Transmisión	0	0.00	510.68	510.68
CENACE	0	0.00	24.70	24.70
Energía	0	0.00	5,283.18	5,283.18
Capacidad	0	2,403.63	0.00	2,403.63
SCrMEM(1)	0	0.00	17.05	17.05
<b>TOTAL</b>	<b>718</b>	<b>5,219.73</b>	<b>5,835.61</b>	<b>11,773.25</b>

Desglose del importe a pagar	
Concepto	Importe (MXN)
Cargo Fijo(2)	717.91
Energía	11,065.34
Cargo Factor de Potencia(3)	612.21
Subtotal	12,385.46
IVA 16%	1,981.67
Facturación del Periodo	14,367.13
Derecho de Alumbrado Público(2)	1,238.54
Adeudo Anterior	64,651.46
Su Pago	-64,651.00
<b>Total</b>	<b>15,606.13</b>

(1) SCrMEM: Costos relacionados con los servicios del Mercado. (2) DAP: Derecho al Alumbrado Público. (3) Cargos o créditos: Diversos conceptos que se pueden incluir en el aviso recibo relacionados con el suministro.

Fecha Impresión: 27/01/2022 18:15:29 hrs. José María 102. Toluca. Toluca Estado de México México 50010



52050 03-04-15 XAXX-010101 001 CFE  
01 336030401288 220108 000015606 7

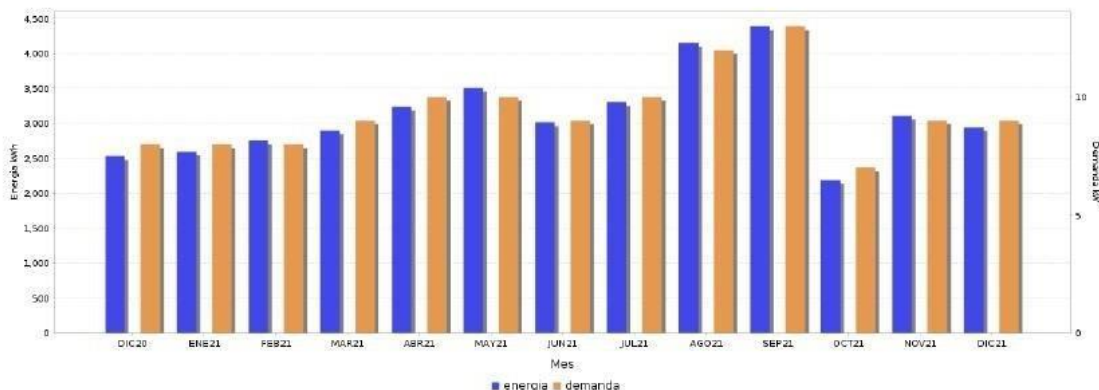
79DN50B557930300 Repartir -1-



# \$15,606

(QUINCE MIL SEISCIENTOS SEIS PESOS M.N.)

## CONSUMO HISTÓRICO



Periodo	Demanda kW	Consumo total kWh	Factor potencia %	Factor carga %	Precio medio (MXN)
DIC 20	8	2,527	84.91	25.07	3.9605
ENE 21	8	2,589	84.43	24.86	4.0298
FEB 21	8	2,749	84.04	23.86	3.9368
MAR 21	9	2,891	84.48	25.96	4.0333
ABR 21	10	3,233	84.65	28.06	4.0860
MAY 21	10	3,501	84.20	26.14	3.9522
JUN 21	9	3,009	84.63	28.82	4.1577
JUL 21	10	3,300	84.92	30.56	4.1188
AGO 21	12	4,146	83.94	28.41	4.0132
SEP 21	13	4,383	83.26	29.46	4.0069
OCT 21	7	2,185	86.99	22.42	4.2003
NOV 21	9	3,104	82.59	22.45	4.0749
DIC 21	9	2,940	82.84	24.85	4.2127

Datos Fiscales del Receptor Cadena Original Este documento es una representación impresa de un CFDI Pago en una sola exhibición

HAU021021LW5 AV. CUTZAMALA S N AGR ANALCO LERMA, MEX., Serie: NA Folio: 00021278763 Folio Fiscal: 1BA05B80-29CD-447C-BC92-FC597782D90D N. Certificado del SAT: 00001000000507550482 No. certificado del CSD: 00001000000413089779 Fecha y Hora de certificación: 2021-12-27T17:54:04f9f8MYXUEBAYoZCHjmi+tsBKCKooguPQW+HXYSVORjVDIO7e7/bqBdip6pChXxScpDGY9sOb1zfk10925E/43HETCreoCzLjZr6Lq,K89dJUbqDHEOOJN+PBZpUse/3guw6YK7506cdDPOBk4mpIqUtrID7H6skMLuxLLwrtBBD/OwRIMMMGUlQLuOPvCujmqe+YrasCFB7wChbaouCH10pPP0i3S5YdMwAgMuj7rheWEiz1v30PRS5rnVCGEw0rj+szpvo8Cp8VOMrhek13ECQrH8XYVmwkggt0r9r0U64x00veBvAT8mR02...



|| 1 | 1BA05B80-29CD-447C-BC92-FC597782D90D2021-12-27T17:54:04f9f8MYXUEBAYoZCHjmi+tsBKCKooguPQW+HXYSVORjVDIO7e7/bqBdip6pChXxScpDGY9sOb1zfk10925E/43HETCreoCzLjZr6Lq,K89dJUbqDHEOOJN+PBZpUse/3guw6YK7506cdDPOBk4mpIqUtrID7H6skMLuxLLwrtBBD/OwRIMMMGUlQLuOPvCujmqe+YrasCFB7wChbaouCH10pPP0i3S5YdMwAgMuj7rheWEiz1v30PRS5rnVCGEw0rj+szpvo8Cp8VOMrhek13ECQrH8XYVmwkggt0r9r0U64x00veBvAT8mR02... ||

f9f8MYXUEBAYoZCHjmi+tsBKCKooguPQW+HXYSVORjVDIO7e7/bqBdip6pChXxScpDGY9sOb1zfk10925E/43HETCreoCzLjZr6Lq,K89dJUbqDHEOOJN+PBZpUse/3guw6YK7506cdDPOBk4mpIqUtrID7H6skMLuxLLwrtBBD/OwRIMMMGUlQLuOPvCujmqe+YrasCFB7wChbaouCH10pPP0i3S5YdMwAgMuj7rheWEiz1v30PRS5rnVCGEw0rj+szpvo8Cp8VOMrhek13ECQrH8XYVmwkggt0r9r0U64x00veBvAT8mR02...

JUS:81RUGOVfrigs5a2dMk3Fvobp5APdrYF5UbX2Dh+4F3DmlDKNErYm5VaxR3LgH438FA4#32ofmmFgYbcFDpvo8B9-05EepCO8Jv8EDg/NomE7d1FR0ka9Mss9S1s02tTjImrP42H4CFHgvU78la19WSBUGLwDlG1wCkLY0pYON8v0tWrsq4UPBdzU1g0tW3XmVwjoq0E+Yg+y4R9wU+szB84nBust2yBL02MvrcT5N7W8W7yiq2dIIYo+VgwqPXSmH9q3Pn3ny2yskOoCmCqgdr6dDJA7h7Q...

Instancias y recursos a disposición de los usuarios para atender quejas:



Suministrador de Servicios Básicos.



¡AVISO IMPORTANTE!

Te recordamos revisar periódicamente tu instalación eléctrica, así como fugas y hacer uso eficiente de la energía eléctrica. Nuestro compromiso es seguir conectados contigo. Corte a partir del 09 ENE 2022.

Le invitamos a que se registre en nuestro portal y disfrute de la comodidad de nuestros servicios en línea.

Conoce los servicios de los diferentes suministradores: <http://usuariocalificado.cre.gob.mx/UsuarioCalificado/ListadoSuministrador>



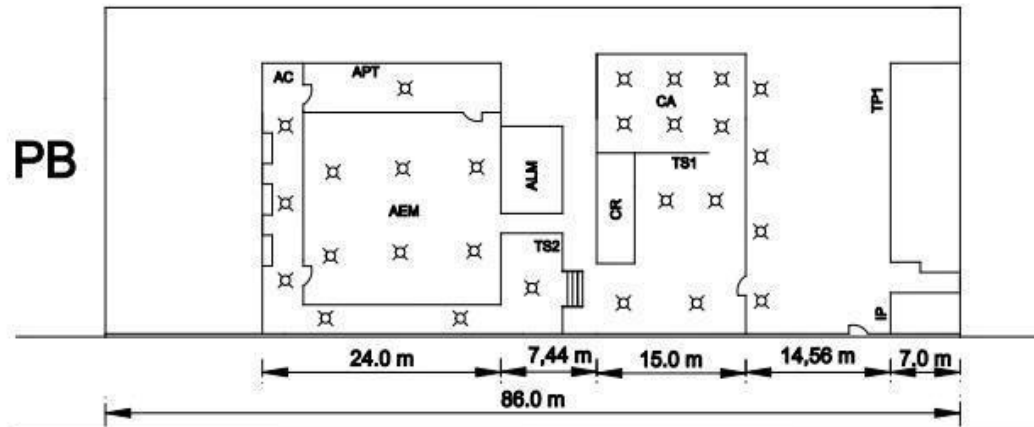
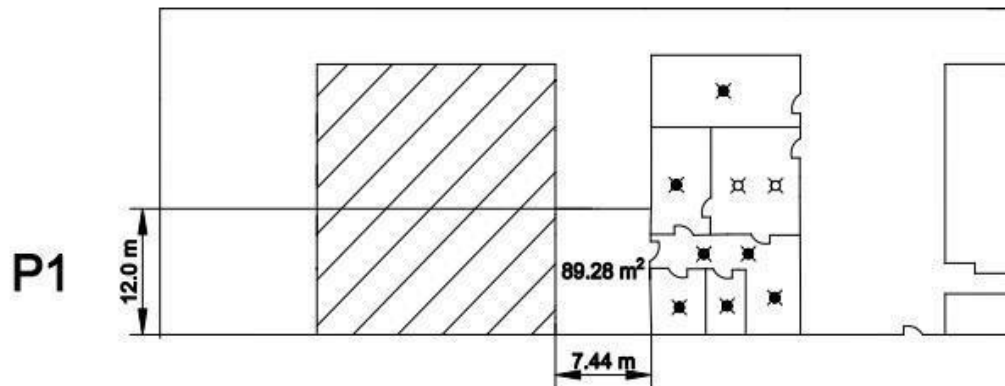
Bancomer, Banorte, Bansefi, Inbursa, Santander, Banamex, Banjercito, Scotiabank, Hsbc, CIBanco, Afirme, Multiva, Banco del Bajío, Banco Azteca, Soriana, Coppel



# APÉNDICES.

# APÉNDICE A. Plano de Dimensiones y Luminaria.

## PLANO DE DIMENSIONES Y UBICACIÓN DE LUMINARIAS



### SIMBOLOGÍA



LÁMPARA LED



LÁMPARA LED NO UTILIZADA

AC= ÁREA DE CARGA

APT= ÁREA DE PRODUCTO TERMINADO

AEM= ÁREA DE EMPAQUETADO

ALM= ALMACÉN

CR= CÁMARA DE REFRIGERACIÓN

CA= CUARTO DE ARMADO

IP= INTERRUPTOR PRINCIPAL

TP1= TABLERO PRINCIPAL 1

TS1= TABLERO SECUNDARIO 1

TS2= TABLERO SECUNDARIO 2

PB= PLANTA BAJA

FECHA:

27/04/2022

LOCALIZACIÓN:



PROYECTO:

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UNA EMPRESA DE HIDROCULTIVOS

CONTENIDO:

PLANO DE DIMENSIONES Y UBICACIÓN DE LUMINARIAS

UBICACIÓN:

AV. CUTZAMALA S/N AGRICOLA ANALCO, COL. AGRICOLA ANALCO, SANTA MARIA TLALMIMILOLPAN LERMA, MEX. C.P. 52050

DIBUJO:

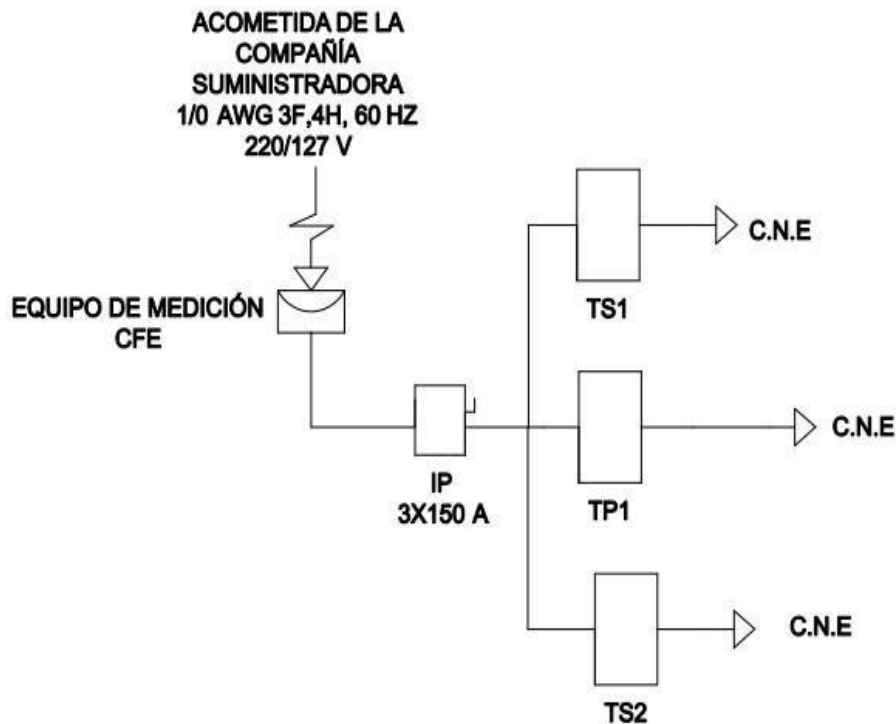
C. MARTÍN HERNÁNDEZ PÉREZ

REVISO:

C. ABRAHAM J. MANZANO ALVARADO

# APÉNDICE B. Diagrama Unifilar.

## DIAGRAMA UNIFILAR



### SIMBOLOGÍA

IP= INTERRUPTOR PRINCIPAL

TP1= TABLERO PRINCIPAL 1

TS1= TABLERO SECUNDARIO 1

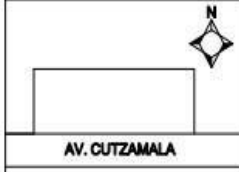
TS2= TABLERO SECUNDARIO 2

C.N.E= CARGA NO ESPECIFICADA

FECHA:

27/04/2022

LOCALIZACIÓN:



PROYECTO:

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UNA EMPRESA DE HIDROCULTIVOS

CONTENIDO:

DIAGRAMA UNIFILAR

UBICACIÓN:

AV. CUTZAMALA S/N AGRICOLA ANALCO, COL. AGRICOLA ANALCO, SANTA MARIA TLALMIMILOLPAN LERMA, MEX. C.P. 52050

DIBUJO:

C. LORENZO ANTONIO MORALES ZAPATA

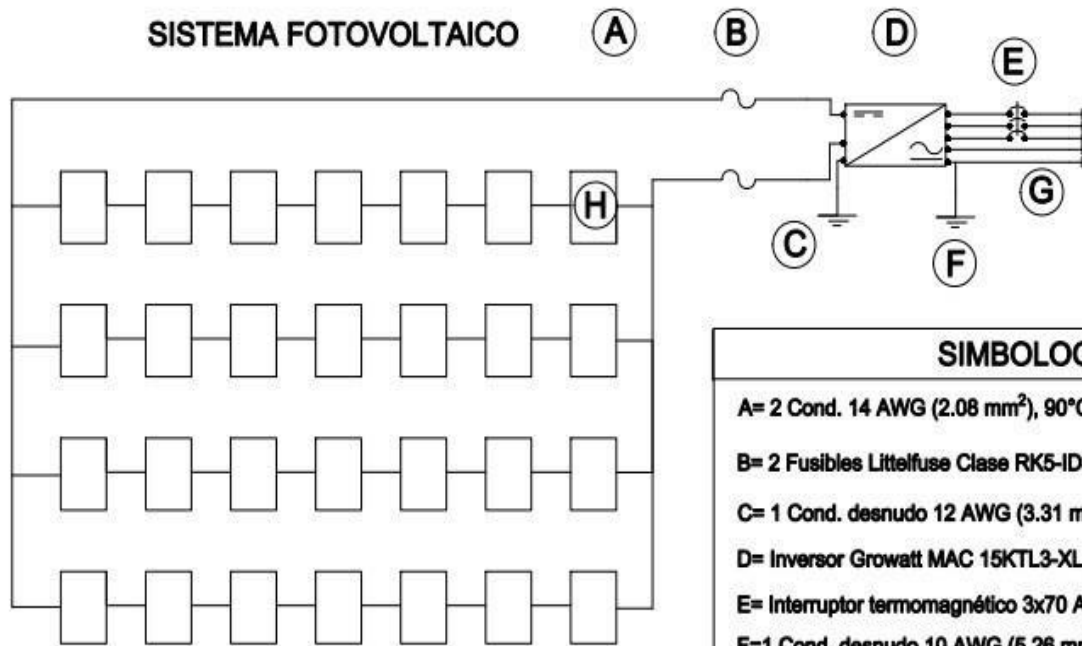
REVISO:

C. ABRAHAM J. MANZANO ALVARADO

# APÉNDICE C. Diagrama Eléctrico.

## DIAGRAMA ELÉCTRICO

SISTEMA FOTOVOLTAICO



MEDIDOR BIDIRECCIONAL 3F, 4H  
220/ 127 V, 60 HZ

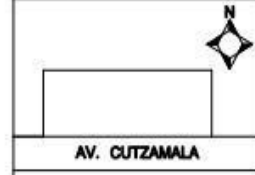
### SIMBOLOGÍA

- A= 2 Cond. 14 AWG (2.08 mm<sup>2</sup>), 90°C, USE-2, T IMC-3/4".
- B= 2 Fusibles Littelfuse Clase RK5-IDSR.
- C= 1 Cond. desnudo 12 AWG (3.31 mm<sup>2</sup>).
- D= Inversor Growatt MAC 15KTL3-XL.
- E= Interruptor termomagnético 3x70 A.
- F=1 Cond. desnudo 10 AWG (5.26 mm<sup>2</sup>).
- G= 4 cond. 4 AWG (21.20 mm<sup>2</sup>), 60°C, THHW, T IMC-1" 1/4.
- H= Módulos Fotovoltaicos IUSASOL, 465 W.

FECHA:

27/04/2022

LOCALIZACIÓN:



PROYECTO:

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UNA EMPRESA DE HIDROCULTIVOS

CONTENIDO:

DIAGRAMA ELÉCTRICO

UBICACIÓN:

AV. CUTZAMALA SIN AGRICOLA ANALCO, COL. AGRICOLA ANALCO, SANTA MARIA TLALMIMILOLPAN LERMA, MEX. C.P. 52050

DIBUJO:

C. ABRAHAM J. MANZANO ALVARADO

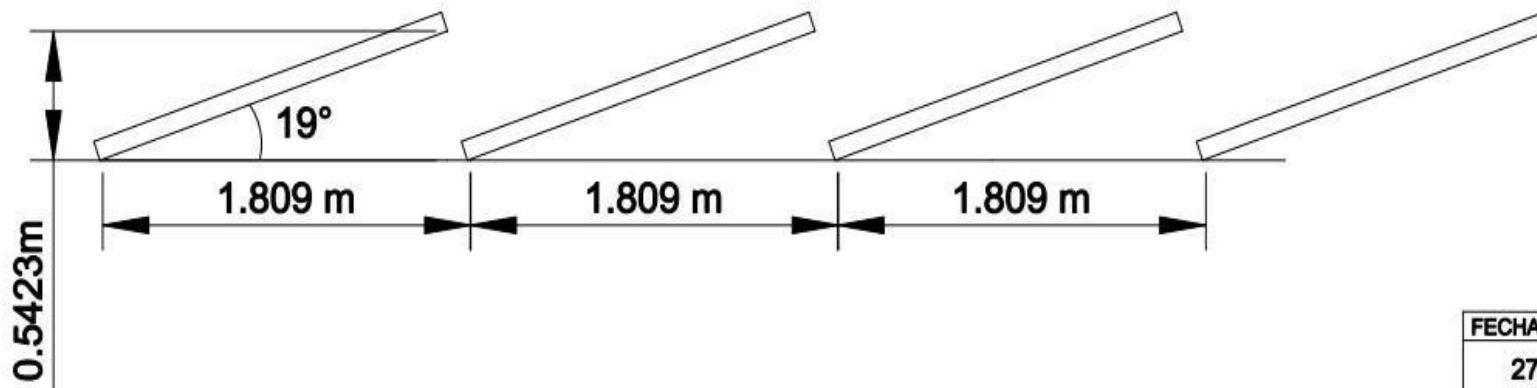
REVISO:

C. LORENZO ANTONIO MORALES ZAPATA

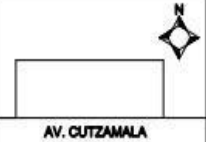
## APÉNDICE D. Distancia de Separación entre Paneles.

# DISTANCIA ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

## VISTA LATERAL



LOCALIZACIÓN:



AV. CUTZAMALA

PROYECTO:

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UNA EMPRESA DE HIDROCULTIVOS

CONTENIDO:

SEPARACIÓN ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

UBICACIÓN:

AV. CUTZAMALA SN AGRICOLA ANALCO, COL. AGRICOLA ANALCO, SANTA MARIA TLALMIMOLPAN LERMA, MEX. C.P. 52050

DIBUJO:

C. LORENZO ANTONIO MORALES ZAPATA

FECHA:

27/04/2022

REVISO:

C. ABRAHAM J. MANZANO ALVARADO

