

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

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

**“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO A UNA
MICRO, PEQUEÑA Y MEDIANA EMPRESA (MiPyME)
PARA REDUCIR COSTOS DE FACTURACIÓN POR
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA”**

SEMINARIO

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTA

**SUSANA DURAN VALDES
JAVIER RUIZ GONZALEZ**

ASESORES

ING. ANA MARIA VERA JAIME

M. EN C. SUSANA MENDOZA ESTRADA



CIUDAD DE MÉXICO, ENERO 2023

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

REPORTE TÉCNICO

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN SEMINARIO DES/ESIME-ZAC/S/013/25/2017-2022
DEBERÁ(N) DESARROLLAR C. SUSANA DURAN VALDES
C. JAVIER RUIZ GONZALEZ

“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO A UNA MICRO, PEQUEÑA Y MEDIANA EMPRESA (MiPyME) PARA REDUCIR COSTOS DE FACTURACIÓN POR CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA”

DISEÑAR UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UNA MIPYME EN EL MUNICIPIO DE TLALNEPANTLA DE BAZ, ESTADO DE MEXICO PARA REDUCIR COSTOS DE FACTURACIÓN


- INTRODUCCIÓN
- OBJETIVO GENERAL
- MARCO TEÓRICO
- DESARROLLO DEL PROYECTO
- ANÁLISIS DE ESTUDIO DE MERCADO
- ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DEL PROYECTO DE INGENIERIA
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFÍA

CIUDAD DE MÉXICO A 16 DE ENERO DE 2023.

ASESORES


ING. ANA MARÍA VERA JAIME


M. EN C. SUSANA MENDOZA ESTRADA


ING. TELESFORO TRUJILLO SOTELO
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA



Instituto Politécnico Nacional

Presente

Bajo protesta de decir verdad los que suscriben **SUSANA DURAN VALDES** y **JAVIER RUIZ GONZALEZ**, manifestamos ser autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO A UNA MICRO, PEQUEÑA Y MEDIANA EMPRESA (MiPyME) PARA REDUCIR COSTOS DE FACTURACIÓN POR CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**", en adelante "**La Tesis**" y de la cual se adjunta copia *en dos cd's* 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 apoyo y referencia en futuros trabajos que se relacionen al tema* de "**La Tesis**" por un periodo de **3 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 los suscritos 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 7 de febrero de 2023.

Atentamente

SUSANA DURAN VALDES

JAVIER RUIZ GONZALEZ

INDICE

INDICE.....	1
INTRODUCCIÓN.....	9
JUSTIFICACIÓN.....	10
OBJETIVO GENERAL:	10
CAPITULO I	11
MARCO TEORICO.....	11
1. ENERGÍA SOLAR.	11
1.1. RADIACIÓN.....	11
1.1.1. La radiación extraterrestre.....	11
1.1.1.1. Radiación directa.....	11
1.1.1.2. Radiación difusa o dispersa.....	11
1.1.1.3. Radiación de Albedo	12
1.1.2. Irradiancia.....	14
1.1.3. Irradiación	15
1.2. EL EFECTO FOTOVOLTAICO.....	15
1.3. TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	16
1.3.1. Módulos fotovoltaicos monocristalinos.....	16
1.3.2. Módulos policristalinos de silicio.....	17
1.3.3. Módulos fotovoltaicos de capa fina.....	17
1.3.4. Eficiencia de las diferentes celdas fotovoltaicas	18
1.4. CONFIGURACIONES Y ARREGLOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	18
1.4.1. Sistema fotovoltaico	18
1.4.2. Sistemas directos	19
1.4.3. Sistemas aislados	19
1.4.4. Centralizados o minirredes	20
1.4.5. Descentralizados	20
1.4.6. Sistemas interconectados	21
1.4.7. Sistemas híbridos	21
1.5. CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	22
1.5.1. Análisis de la curva I-V de los módulos fotovoltaicos.....	22
1.5.2. Inclinación de módulos fotovoltaicos.....	25
1.5.3. Orientación de módulos fotovoltaicos	25

1.5.4. Cálculo de la distancia mínima entre los módulos fotovoltaicos.	26
1.5.5. Cálculo de módulos fotovoltaicos	26
1.6. CALCULO DE PRODUCCION ANUAL DE UNA INSTALACION FOTVOLTAICA	27
1.6.1. Pérdidas por inclinación y orientación.	27
1.6.2. Pérdidas por equipos de instalación.....	29
1.6.2.1. Rendimiento del módulo fotovoltaico.....	29
1.6.2.2. Eficiencia del módulo fotovoltaico por temperatura.....	29
1.6.2.3. Cableado.....	30
1.6.2.4. Inversor.....	30
1.6.2.5. Sombras	30
1.6.2.6. Suciedad	31
1.6.3. Generación de energía por el modulo PR.....	31
CAPITULO II: DESARROLLO DEL PROYECTO.....	32
2. VISITA TÉCNICA.....	32
2.1. LEVANTAMIENTO.....	32
2.1.1. Visita técnica	32
2.1.2. Análisis de posibles sombras	33
2.1.3. Análisis de la altura del sitio.....	34
2.1.4. Análisis de la inclinación del sitio	34
2.2. ANÁLISIS DE POTENCIA REQUERIDA.....	34
2.2.1. Dimensionamiento de carga requerida	34
2.2.2. Cálculo de la carga consumida facturada	35
2.3. DIMENSIONAMIENTO Y SELECCION DE EQUIPOS DEL SISTEMA FOTVOLTAICO	36
2.3.1. Temperatura máxima y mínima del sitio	36
2.3.2. Propuesta de equipos	36
2.3.2.1 Módulo fotovoltaico.....	37
2.3.2.2 Inversor fotovoltaico	37
2.4. CÁLCULO DE TENSION DE CIRCUITO ABIERTO (Voc).....	38
2.5. CÁLCULO DEL NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS FOTVOLTAICOS EN SERIE.....	39
2.6. CÁLCULO DE TENSION MÍNIMA DEL MÓDULO FOTVOLTAICO	39
2.7. CÁLCULO DEL NÚMERO MÍNIMO DE MÓDULOS FOTVOLTAICOS EN SERIE.....	40

2.7.1. Cálculo de cadenas por inversor	40
2.8. CÁLCULO DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS	40
2.8.1. Tensión máxima de sistema fotovoltaico	40
2.8.2. Selección del conductor de interconexión de los módulos fotovoltaicos	41
2.8.3. Cálculo de la selección del conductor de la cadena de módulos fotovoltaicos al inversor por capacidad de conducción.....	41
2.8.3.1. Corriente del circuito de la fuente fotovoltaica	41
2.8.3.2. Factor de corrección por temperatura.....	41
2.8.3.3. Factor de ajuste por agrupamiento	42
2.8.3.4. Corriente corregida.....	43
2.8.3.6. Selección de la capacidad del dispositivo de protección.....	46
2.8.3.7. Selección del tamaño mínimo del conductor de puesta a tierra	47
2.8.3.8. Selección del tamaño de tubería.....	47
2.8.4. Cálculo de la selección del conductor del inversor fotovoltaico al tablero de interconexión	49
2.8.4.1. Corriente del circuito de salida del inversor.....	49
2.4.8.2. Factor de ajuste por agrupamiento (FA).....	50
2.4.8.3. Factor de ajuste por temperatura	50
2.4.8.4. Cálculo de caída de tensión	52
2.4.8.5. Cálculo de protección contra sobrecorriente del inversor al tablero de conexión..	54
2.4.8.6. Cálculo del conductor de puesta a tierra	54
2.8.5. Cálculo de la producción anual generada por el sistema fotovoltaico.....	55
2.8.5.1. Radiación solar en el sitio	55
2.8.5.2. Orientación e inclinación.....	58
2.8.5.3. Cálculo de distancia entre módulos.....	59
2.8.6. Pérdidas de los diferentes elementos del sistema fotovoltaico	59
2.8.6.1. Eficiencia del inversor.....	60
2.8.6.2. Pérdidas por suciedad.....	60
2.8.6.3. Pérdidas por sombras.....	60
2.8.6.4. Pérdidas por orientación e inclinación	60
2.8.7. Cálculo del rendimiento de los módulos y generación total del sistema.....	61
2.8.7.1. Cálculo del rendimiento del módulo fotovoltaico.....	61
2.8.7.2. Cálculo de la eficiencia del módulo fotovoltaico.....	63
2.8.8. Energía total generada	63
CAPITULO III: ANALISIS DEL ESTUDIO DE MERCADO	65

3.1. DESCRIPCIÓN DEL BIEN O SERVICIO	65
3.2. PRECIOS DEL PROYECTO EN EL MERCADO	65
3.3. DEMANDA DEL SERVICIO	67
3.3.1. Clientes potenciales	67
3.3.2. Cliente específico.....	68
3.3.3. Gastos generales	68
3.3.4. Productos sustitutos	68
3.3.5. Productos complementarios.....	69
3.4. OFERTA	69
3.4.1. Competidores potenciales	69
3.4.2. Competidor específico	69
3.4.3. Productos sustitutos	70
3.4.4. Productos complementarios.....	70
3.4.5. Costos generales	70
3.4.6. Tecnología	70
3.4.7. Medios de distribución	70
3.5. CADENA DE VALOR DEL BIEN O SERVICIO.....	70
CAPITULO IV: ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DEL PROYECTO DE INGENIERIA	73
5.1 LOGISTICA DEL PROYECTO.....	73
5.1.1 Análisis de sitio.....	73
5.1.1.1 Visita técnica	73
5.1.1.2 Levantamiento	73
5.1.1.3 Análisis de la potencia requerida.....	74
5.1.2 Diseño de la ingeniería de detalle	74
5.1.2.1 Análisis de variables meteorológicas del sitio	74
5.1.2.2 Propuesta de equipos	74
5.1.2.3 Dimensionado de potencia requerida para satisfacer la carga solicitada	75
5.1.2.4 Modificación del sistema fotovoltaico por limitaciones del sitio propuesto.....	75
5.1.2.5 Diseño final	75
5.1.3 Planos de ingeniería.....	75
5.1.3.1 Generación de planos	75
5.1.3.2 Memorias de cálculo	75
5.1.4 Cotización.....	75
5.1.4.1 Cotización de materiales	75

5.1.4.2	Compra con proveedores.....	76
5.1.5	Solicitud de conexión	76
5.1.6	Obra	76
5.2	ANALISIS DE COSTOS DEL PROYECTO	80
5.2.1	Costos directos.....	80
5.2.2	Costos indirectos.....	82
5.2.3	Precio del proyecto de ingeniería	82
4.3.	COTIZACIÓN DEL PROYECTO.....	84
4.3.1.	Formato de cotización.....	84
4.3.2.	Contrato pro-forma	85
4.4.	BENEFICIO-COSTO DEL PROYECTO.....	86
4.5.	RETORNO DE INVERSION	87
	CONCLUSIONES	91
	BIBLIOGRAFÍA	92

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Radiación directa	11
Figura 2. Radiación difusa o dispersa. Autoría propia	12
Figura 3. Albedo promedio de la nieve y el desierto. Fuente: Sistema de Alerta Temprana de Medellín (2021).	13
Figura 4 Radiación solar de albedo	14
Figura 5 Irradiancia e insolación (tomando 6 HSP en este ejemplo) en un día despejado Fuente: Enríquez Harper. (2012). El ABC de las instalaciones eléctricas en sistemas eólicos y fotovoltaicos, México: Limusa.	15
Figura 6 Efecto fotovoltaico. Fuente: http://www.esrenovable.com/2011/10/efecto-fotovoltaico.html	16
Figura 7 Módulo monocristalino Fuente: http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/	17
Figura 8 Módulo policristalino. Fuente: http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/	17
Figura 9 Módulos fotovoltaicos. Fuente: http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/	18
Figura 10. Elementos de una instalación Fotovoltaica típicos. (Jorge Aguilera, Leocadio Hontoria, Francisco José Muñoz, 2021)	19
Figura 11. Sistema directo.....	19
Figura 12 Sistema fotovoltaico aislado.	20
Figura 13 Esquema de un sistema centralizado.....	20
Figura 14 Esquema de un sistema descentralizado.	21
Figura 15 Sistema interconectado. Fuente: http://www.esco-tel.com/interconexion_cfe.html	21
Figura 16. Unión de celda fotovoltaica.	22
Figura 17. Curva característica IV de la celda fotovoltaica (Gabriela Orisell Gastelum Fernandez, 2020).	23
Figura 18. Rectángulo de potencia máximo de la celda solar (Gabriela Orisell Gastelum Fernandez, 2020).	24
Figura 19. Ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico.....	25
Figura 20. Ángulo de azimut.	25
Figura 21. Perdidas por inclinación de celdas fotovoltaicas (Certificación electrónica, 2015).	28
Figura 22. Efectos del sombreado en un módulo fotovoltaico. Fuente: https://ccea.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/efecto-de-las-sombras-en-un-sistema-fotovoltaico	31
Figura 23. Ubicación del establecimiento (Google Maps).....	32
Figura 24. Dimensiones del sitio propuesto	33
Figura 25. Fotografía del sitio	34
Figura 26. Altura del sitio de instalación.	34
Figura 27. Refrigerador vertical (izquierda) (Refrigerador Comercial Industrial VR-17 - Grupo Reimse, Octubre 2021).....	35
Figura 28. Tabla 310-15(b) (2) (a)- Factores de Corrección basados a una temperatura ambiente de 30°C.	42

Figura 29. Tabla 310-15(b)(3)(a)- Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable.	43
Figura 30. Tabla 310-15(b)(16)- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados a una temperatura ambiente de 30 °C.	44
Figura 31. Propiedades de los conductores.	45
Figura 32. Tabla 250-122- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos.	47
Figura 33. Tabla 5-Dimensiones de los conductores aislados y cables para artefactos.	48
Figura 34. Artículo 352- Tubo conduit rígido de PVC (PVC), Cedula 80.....	49
Figura 35. Tabla 310-15(b)(3)(a)- Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable.	50
Figura 36. tabla 310-15 (B)(2)(a).-Factores de corrección basados en una temperatura de 30°C.....	51
Figura 37. Tabla 310-15(b)(16)- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados a una temperatura ambiente de 30 °C.	52
Figura 38. tabla 9. Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600 Volts, 3 fases a 60 Hz y 75° C.....	53
Figura 39. tabla 250-122.-Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones.....	55
Figura 40. Datos meteorológicos del sitio (RETScreen Expert, 2022).....	57
Figura 41. Irradiación solar diaria – horizontal (RETScreen Expert, 2022.).....	57
Figura 42. Inclinación de módulos fotovoltaicos (Ginifab, 2022.).....	58
Figura 43. Azimut del sitio (Ginifab, 2022.).....	59
Figura 44. Mapa de inclinación y azimut (IDEA, 2015).....	61
Figura 45. Irradiancia promedio en diciembre.....	62
Figura 46. Precios del polysilicon utilizado en la fabricación de módulos fotovoltaicos. (PVinsight,2022).....	65
Figura 47. Gráfica de Precio global de los contenedores (2022, Drewry).	66
Figura 48. Participación de los negocios en el mercado mexicano.....	68
Figura 49. Participación y pronóstico de mercado fotovoltaico, MI 2022.....	69
Figura 50. Diagrama de Bloque de proceso.	71
Figura 51. Proyeccion de facturación mensual.....	88
Figura 52. Ahorro mensual estimado.	88
Figura 53. Retorno de Inversion acumulado.	89
Figura 54. Comparativa de retorno de inversión.	90

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Albedo en algunas superficies (Tomás Díaz Corcobado, Guadalupe Carmona Rubio, 2010).	12
Tabla 2. Coordenadas del sitio propuesto para el sistema fotovoltaico.....	32
Tabla 3. Datos de la estación meteorológica “Amealco”. (Información Estadística Climatológica (conagua.gob.mx), Octubre 2022).	33
Tabla 4. Equipos utilizados por la MiPyME.	34
Tabla 5. Consumo histórico de la MyPIME.	35
Tabla 6. Resumen del consumo histórico por bimestre.	35
Tabla 7. Equipos utilizados por la MiPyME.	36
Tabla 8. Normales climatológicas estación Amealco. (https://smn.conagua.gob.mx/tools/RESOURCES/Normales8110/NORMAL15137.TXT , octubre 2022).	36
Tabla 9. Características del módulo fotovoltaico. (Ficha técnica módulo LR6-72HPH, 2020)	37
Tabla 10. Características del inversor fotovoltaico. (Ficha técnica inversor fotovoltaico, 2020).	37
Tabla 11. Datos meteorológicos del sitio. (RETScreen Expert, 2022).....	55
Tabla 12. Precios de generación solar distribuida en México (Precios de Generación Solar Distribuida en México Segunda edición publicada por la Asociación Mexicana de Energía Solar A.C, 2021).	66
Tabla 13. Precios de la potencia instalada. (Precios de Generación Solar Distribuida en México Segunda edición publicada por la Asociación Mexicana de Energía Solar A.C, 2021).	67
Tabla 14. Costos generales a diferentes capacidades instaladas (DENUE, 2022).	68
Tabla 15. Actividades realizadas en un proyecto de instalación fotovoltaica	76
Tabla 16. Cronograma de actividades para el diseño de un sistema fotovoltaico.	79
Tabla 17. Matriz de materiales.	80
Tabla 18. Matriz de insumos.	81
Tabla 19. Matriz mano de obra.	81
Tabla 20. Matriz de equipo y Herramienta.....	82
Tabla 21. Costos indirectos	82
Tabla 22. Precio del proyecto de ingeniería	83
Tabla 23. Beneficios de una instalación Fotovoltaica	87

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como finalidad el diseño de una instalación fotovoltaica a una micro, pequeña y mediana empresa (MiPyME), seleccionada en el estado de México, el cual se describe a lo largo de cuatro capítulos realizando el análisis de las variables que influyen en el diseño de la instalación, así como los costos beneficios que se obtienen con la implementación del sistema fotovoltaico en este sector económico dando como resultado final una instalación eléctrica fotovoltaica que pueda estar de acorde a los objetivos delimitados en el presente trabajo.

JUSTIFICACIÓN:

Las micros, pequeñas y medianas empresas (MiPyMES) son un sector importante en la economía mexicana, teniendo un gran impacto en la generación de empleos, de acuerdo con datos del INEGI, estas representan el 99.8% unidades empresariales en México y 73% de los empleos en el país [INEGI, 2022].

Las MiPyMES enfrentan un mercado adverso, debido a que deben competir con empresas internacionales o nacionales consolidadas, con mayores recursos financieros y tecnológicos, para abarcar un sector de mercado más grande. De acuerdo con datos del INEGI, la esperanza de vida promedio de una empresa recién creada en México es de 7.8 años. Con lo que es fundamental crear nuevas estrategias y mecanismos de apoyo para este segmento.

En este trabajo se propone reducir los costos de facturación de la energía eléctrica utilizadas por una MiPyME, tomando el caso de la zona centro del país específicamente en el municipio de Tlalnepantla de Baz, EDOMEX, en un comercio dedicado a la venta de abarrotes. La facturación de energía eléctrica para estas suele tener costos muy altos por la necesidad de tener instalados equipos de refrigeración para cada distribuidor (equipos en comodato), equipos de refrigeración propios, ventiladores, aires acondicionados, etc., con esto estos establecimientos se ven en la necesidad de limitar su consumo de energía eléctrica, afectando su nicho de mercado al reducir sus tiempos de operatividad, y a su vez a sus clientes.

En el presente Proyecto se hace la propuesta de diseñar un sistema fotovoltaico, capaz de suministrar la energía eléctrica necesaria a este establecimiento, para que de esta manera este sector pueda tener un apoyo en beneficio de su crecimiento al mismo tiempo que se impulsa el uso de energías renovables.

OBJETIVO GENERAL:

Diseñar un sistema fotovoltaico para una MiPyME en el municipio de Tlalnepantla de Baz, Estado de México para reducir costos de facturación de energía eléctrica.

CAPITULO I

MARCO TEORICO

1. ENERGÍA SOLAR.

Es la energía que se obtiene a través del sol, es una fuente de energía renovable y con ella se puede generar calor y electricidad.

1.1. RADIACIÓN

1.1.1. La radiación extraterrestre

Esta radiación es la que procede directamente del sol, ésta se refleja al entrar en la atmósfera por la presencia de vapor de agua, nubes, etc., está dividida en tres tipos: (Tomás Díaz Corcobado, Guadalupe Carmona Rubio, 2010)

1.1.1.1. Radiación directa

Es la que incide en todo tipo de superficie con un ángulo único y preciso. Que llega directamente del sol y que no es dispersada por ninguna nube ni por la atmósfera, la figura 1 describe este tipo de radiación.



Figura 1. Radiación directa

1.1.1.2. Radiación difusa o dispersa

La figura 2 ilustra la radiación que pasa a través de los gases de la atmósfera, los cuales dispersan fácilmente las longitudes de onda cortas representadas por los colores violeta y azul que las longitudes de onda largas representadas por los colores naranja y rojo. Esta radiación va en todas direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc.

Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que ven toda la bóveda celeste, mientras que las verticales reciben menos porque sólo ven la mitad.

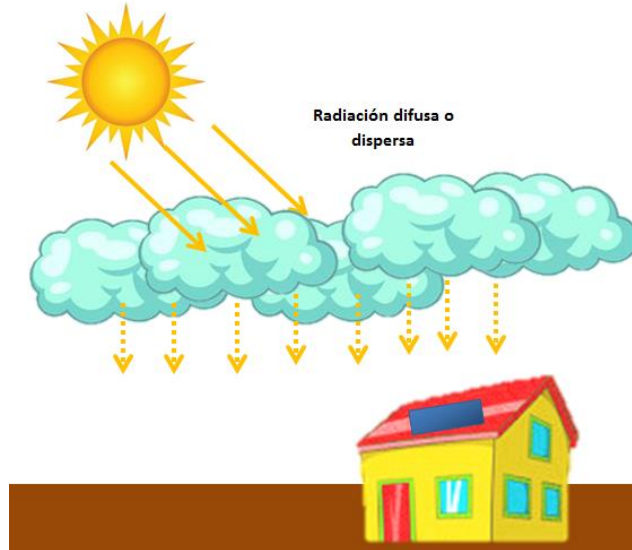


Figura 2. Radiación difusa o dispersa.

1.1.1.3. Radiación de Albedo

La radiación solar que llega a la tierra generalmente es intensamente reflejada por los cuerpos claros o “blancos”, como ejemplo nubes, agua, nieve, hielo, desiertos, etc., contrario a los cuerpos “opacos” tales como ciudades, arboles, selvas, etc. Dado este ejemplo se puede definir como albedo a la característica de un cuerpo de reflejar la luz (reflectividad), por lo tanto la radiación de albedo se define como la radiación reflejada por una superficie y el total de la radiación incidente sobre esta como lo muestra la figura 3.

El albedo es el factor más importante que influye en la producción de energía del reverso del módulo fotovoltaico, cuando estos son de tecnología bifacial; a mayor albedo recibido en el reverso mayor producción, la ecuación 1 siguiente define el factor como:

$$\text{Albedo} = \frac{\text{Radiación solar reflejada}}{\text{Radiación solar Incidente}} \quad (1)$$

Esta ecuación también se puede comprender en porcentaje multiplicando el factor por 100 (Leila Vatani, Seyed Mohsen Hosseini, Mahmoud Raeini Sarjaz, Seyed Jalil Alavi, 2019).

$$A\% = \frac{F}{H} (100) \quad (2)$$

A%= porcentaje de albedo

F= Radiación solar reflejada (Wm^2)

H= Radiación Solar incidente (Wm^2)

Este factor para una mayor exactitud se debe realizar a partir de cálculos por mediciones realizadas por alguna estación meteorológica, pero también existen valores de referencia como los citados en la tabla 1. (Lenyer Padron Suarez, Luis Gutierrez Urdaneta, 2020)

Tabla 1. Albedo en algunas superficies (Tomás Díaz Corcobado, Guadalupe Carmona Rubio, 2010).

Superficie	Albedo %
Nieve fresca	80-85
Arena	20-40
Pasto	20-25
Bosque	5-10
Suelo seco	15-25
Barrio húmedo	5
Agua (sol cerca del horizonte)	50-80
Agua (sol cerca del cenit)	3-5
Nube gruesa	70-80
Nube delgada	25-30
Tierra y atmosfera	30



Figura 3. Albedo promedio de la nieve y el desierto. Fuente: Sistema de Alerta Temprana de Medellín (2021).

Las magnitudes de los tres tipos de radiación antes mencionados dependen de:

- Las condiciones meteorológicas. No será la misma radiación en un día nublado, lluvioso o soleado donde la cantidad de radiación es mayor. Depende de la estación del año, por ejemplo en verano se recibe mayor radiación que en invierno.
- La inclinación de la superficie. Una superficie horizontal con respecto al sol recibe mayor cantidad de radiación que una superficie inclinada.
- Las superficies reflectantes que se tengan en el lugar. Las superficies claras son las más reflectantes que las superficies oscuras, por ejemplo, un lago o nieve.

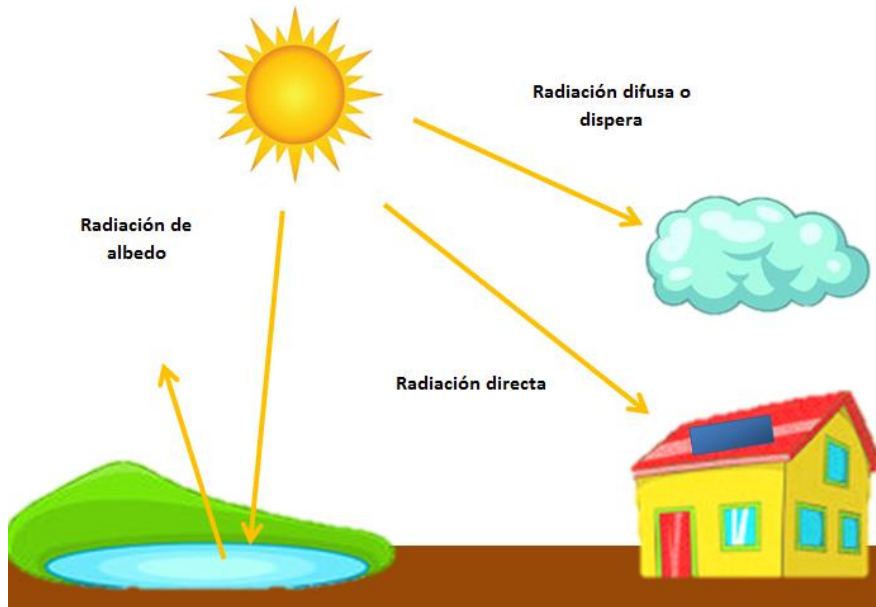


Figura 4. Radiación solar de albedo

La radiación total que incide sobre una superficie es la suma de estos tres tipos:

$$R_{total} = R_{directa} + R_{difusa} + R_{albedo} \quad (3)$$

R_{total} = radiación total [W/m²]

$R_{directa}$ = radiación directa [W/m²]

R_{difusa} = radiación difusa o dispersa [W/m²]

R_{albedo} = radiación albedo [W/m²]

1.1.2. Irradiancia

Es la potencia de la luz solar en una superficie, las unidades más utilizadas para expresar la irradiancia son watt por metro cuadrado ($\frac{W}{m^2}$) o kilowatt por metro cuadrado ($\frac{kW}{m^2}$)

Para calcular la irradiancia global diaria, de un promedio mensual se utiliza la siguiente fórmula (Agencia de la Energía Consejera de Política Industrial y energía, 2022):

$$H = \int_{t_1}^{t_2} I dt \quad (4)$$

$$H = h'_c \left[a' + b' \left(\frac{n}{N} \right) \right] \quad (5)$$

H = irradiancia global diaria promedio $\left[\frac{W}{m^2} \right]$

$H'c$ = irradiación global diaria para un día despejado $\left[\frac{W}{m^2}\right]$

a', b' = constantes que relacionan la irradiación y la insolación del lugar

n = horas diarias de insolación promedio mensual [h]

N = número máximo de horas diarias de insolación posibles [h]

1.1.3. Irradiación

Es la cantidad de energía solar recibida durante un intervalo de tiempo, las unidades más utilizadas son kilowatt hora/ metro cuadrado $\left[\frac{W}{m^2}\right]$. El valor de la irradiación diaria promedio se expresa por lo general en horas solares pico (HSP). Una hora solar pico es la energía recibida durante una hora a una irradiancia promedio de 1 kW/m² (Tomás Díaz Corcobado; Guadalupe Carmona Rubio, 2010), la figura 5 muestra la relación que existe entre la irradiación y la hora del día

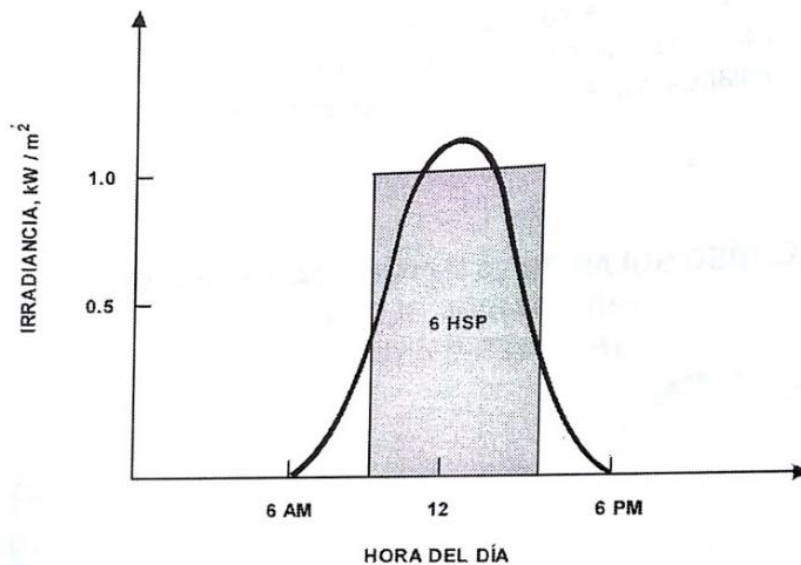


Figura 5. Irradiancia e insolación (tomando 6 HSP en este ejemplo) en un día despejado Fuente: Enríquez Harper. (2012). *El ABC de las instalaciones eléctricas en sistemas eólicos y fotovoltaicos*, México: Limusa.

1.2. EL EFECTO FOTOVOLTAICO.

Es el resultado de la interacción de luz-materia, es la aparición de una corriente eléctrica en el exterior de un dispositivo cuando éste es expuesto a la luz. Este fenómeno se observa en diversos materiales, siendo en los semiconductores en los que puede conseguirse un rendimiento de conversión útil.

La figura 6, ilustra el proceso u operación de una celda fotovoltaica, también conocida como celda solar. Las celdas solares están compuestas de materiales semiconductores, como ejemplo el silicio, en el cual se produce corriente eléctrica una vez que la energía de los fotones (partículas de luz) es cedida al material semiconductor, en el que aparecen electrones y huecos. Se dividen en protones y electrones. A esto se le denomina unión pn,

un campo eléctrico por diferencia de electronegatividades entre la zona p y la zona n, una de las zonas tiene deficiencia de electrones (la p) y el otro exceso de electrones (zona n) (Gil Knier, 2020).

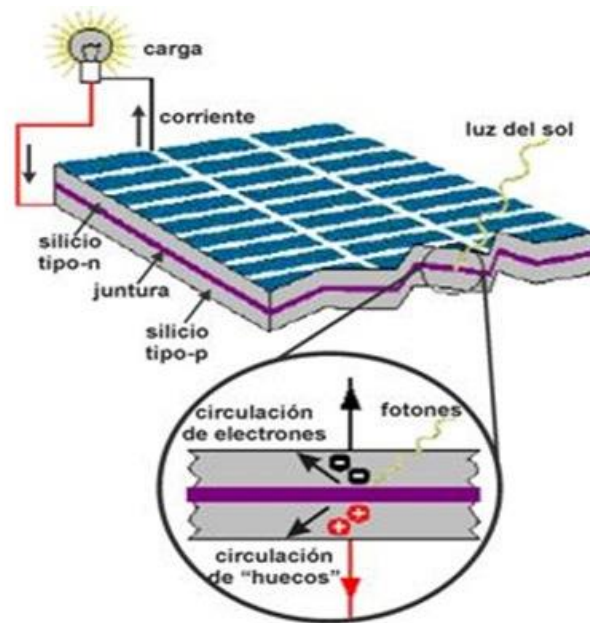


Figura 6. Efecto fotovoltaico. Fuente: <http://www.esrenovable.com/2011/10/efecto-fotovoltaico.html>

Un arreglo de varias celdas semiconductoras o fotovoltaicas conectadas eléctricamente unas con otras y montadas en una estructura de soporte se le llama “módulo fotovoltaico”, los cuales están diseñados para proveer/suministrar un cierto nivel de tensión, mientras la corriente que se produzca dependerá directamente de la luz que recibe el módulo (Gil Knier, 2020).

1.3. TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Las celdas que conforman a los módulos fotovoltaicos que se fabrican de materiales semiconductores no solo deben ser sensibles a las longitudes de espectro solar, sino que además estos deben tener una alta pureza para mejorar la eficiencia del módulo y de bajo costo. Para esto en la actualidad se han desarrollado diferentes tecnologías que han intentado lograr estos objetivos, por lo que a continuación se describen los tipos de módulos accesibles a cualquier proyecto (Sierra Céspedes M. Monica. 2020).

1.3.1. Módulos fotovoltaicos monocristalinos

Son de una pureza elevada porque se obtienen del silicio muy puro debido a esto algunos fabricantes la garantizan hasta por 25 años. Estos módulos se fabrican por el método de Czochralski. En la figura 7 se presenta el ejemplo de un módulo fotovoltaico monocristalino.



Figura 7. Módulo monocristalino Fuente: <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>

1.3.2. Módulos policristalinos de silicio

Se obtienen de una manera similar a los monocristalinos solo que parten de planchas policristalinas que son más baratas. Su color no es uniforme por que se componen de miles de cristales de silicio que se dejan asentar lentamente y posteriormente se rebanan en espesores menores de micras que los monocristalinos. En la figura 8 se presenta el ejemplo de un módulo fotovoltaico policristalino.



Figura 8. Módulo policristalino. Fuente: <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>

1.3.3. Módulos fotovoltaicos de capa fina

Se denomina de capa fina porque su espesor es de pocos micrómetros, por lo tanto, son más baratos. Estos módulos pueden tener diferente forma y tamaño de los módulos, así como el número de células dentro de él, haciéndolo un módulo más accesible a los diferentes requisitos técnicos que se requieran.

En la figura 9 se muestran los tres tipos de módulos fotovoltaicos antes mencionados.

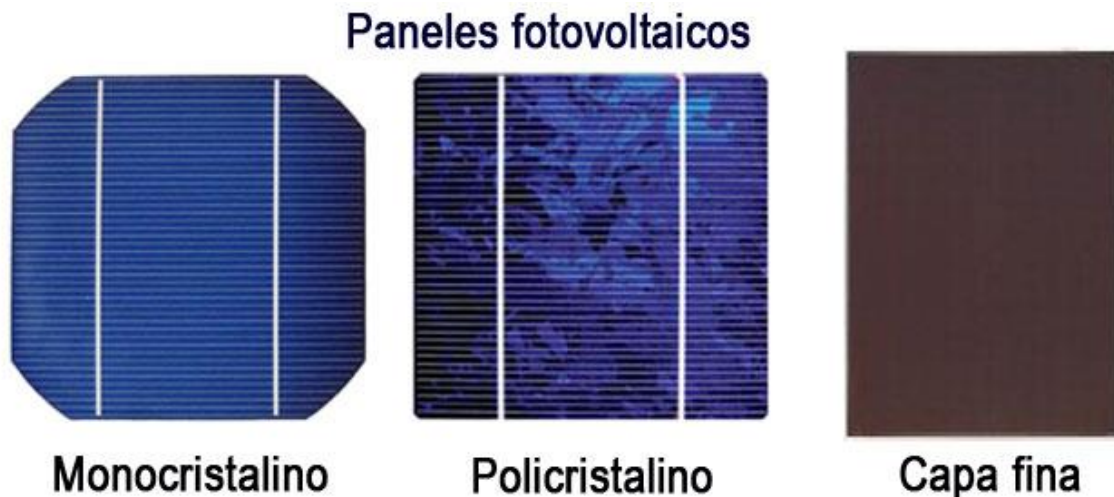


Figura 9. Módulos fotovoltaicos. Fuente: <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>

1.3.4. Eficiencia de las diferentes celdas fotovoltaicas

La eficiencia en los módulos fotovoltaicos está basada en la capacidad de conversión de energía luminosa a energía eléctrica determinada por la “teoría de balance”. La cual menciona que: la corriente producida por una celda fotovoltaica es determinada por la diferencia del número de fotones que son absorbidos por el módulo (Sierra Céspedes M. Mónica, 2020).

Para los módulos monocristalinos o policristalinos la eficiencia de conversión es del 12-16 %. Normalmente la diferencia entre un módulo mono o poli es mínima, siendo que la mayor diferencia radica en la disponibilidad y alta demanda o en su caso la temperatura del módulo.

Respecto al tipo de tecnología de capa fina, en comparativa con los anteriores por su configuración y tecnología aplicada son módulos fotovoltaicos que no requieren de mucho material para su construcción, lo cual resulta más económico, pero con una eficiencia de conversión menor 9-13% (Pedro González, Fernando Jurado, David Granados y Francisco Ortiz, 2018).

1.4. CONFIGURACIONES Y ARREGLOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

1.4.1. Sistema fotovoltaico

El principal objetivo de los sistemas de energía fotovoltaico es la captación de la radiación solar y su transformación de energía eléctrica para su consumo. El sistema fotovoltaico está conformado por diferentes elementos principales que en conjunto trabajan para lograr el objetivo, por ejemplo, la figura 10 muestra algunos de los elementos normalmente utilizados.

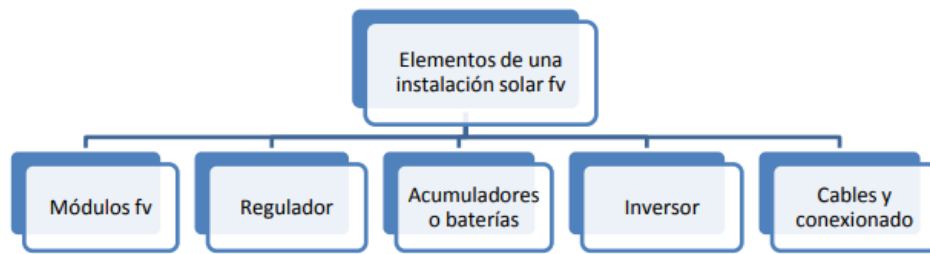


Figura 10. Elementos de una instalación Fotovoltaica típicos. (Jorge Aguilera, Leocadio Hontoria, Francisco José Muñoz, 2021)

En la aplicación existen diferentes necesidades y objetivos los cuales hacen que no siempre sea la misma construcción o configuración e incluso que requieran los mismos elementos en su diseño.

Actualmente hay 3 configuraciones típicas; directas, aisladas o interconectadas a red (Jorge Aguilera, Leocadio Hontoria, Francisco José Muñoz, 2021)

1.4.2.Sistemas directos

Este sistema es el más sencillo, el módulo solar está conectado directamente a un aparato que funciona en corriente directa, tal como lo muestra la figura 11. Únicamente funciona cuando hay luz solar por lo tanto la potencia del apartado varía junto con la intensidad solar. Este tipo de sistema no almacena energía porque no cuenta con baterías para ello.

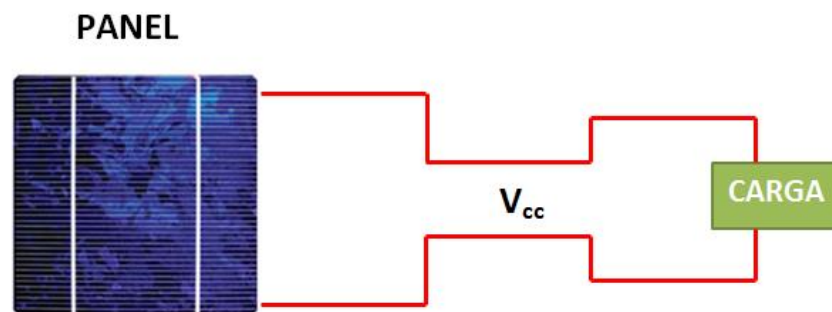


Figura 11. Sistema directo.

1.4.3.Sistemas aislados

Son los sistemas que no están interconectados a la red eléctrica regional o nacional. Son efectivos en electrificaciones rurales o en áreas aisladas. Si se quiere implementar en una vivienda se debe de conocer el consumo de los usuarios, la figura 12 muestra los elementos básicos de este sistema.

Para este tipo de sistema el objetivo es garantizar toda la demanda energética. También son ideales para proporcionar energía eléctrica a cargas de baja potencia que confieren un relativo bienestar a sus habitantes (Jorge Aguilera, Leocadio Hontoria, Francisco José Muñoz, 2021).



Figura 12. Sistema fotovoltaico aislado.

1.4.4. Centralizados o minirredes

Son aquellas que un solo generador fotovoltaico alimenta un grupo de viviendas como se ilustra en la figura 13, por lo tanto, se reduce el número de módulos y baterías, se utiliza un solo inversor y el mantenimiento se unifica. La desventaja de este sistema es la inversión en una red eléctrica desde el generador hasta cada vivienda.

Este sistema se utiliza comúnmente en localidades donde las viviendas no se encuentren alejadas de la generación. Con estos sistemas se consigue una alta cobertura de la demanda energética que se complementa con la instalación de un grupo electrógeno, que en si cubre puntualmente la demanda en casos de falta de abastecimiento de energía por un periodo de días (ENGIE, 2022)

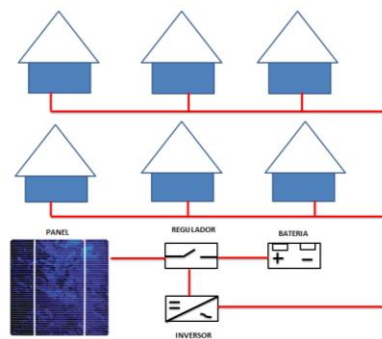


Figura 13. Esquema de un sistema centralizado.

1.4.5. Descentralizados

Estas instalaciones son aquellas en las que cada vivienda es alimentada por sus propios módulos fotovoltaicos, es decir, su generación se produce en el mismo lugar que el su consumo. Es diseñado específicamente para cada vivienda, como ejemplo del arreglo se visualiza en la figura 14.

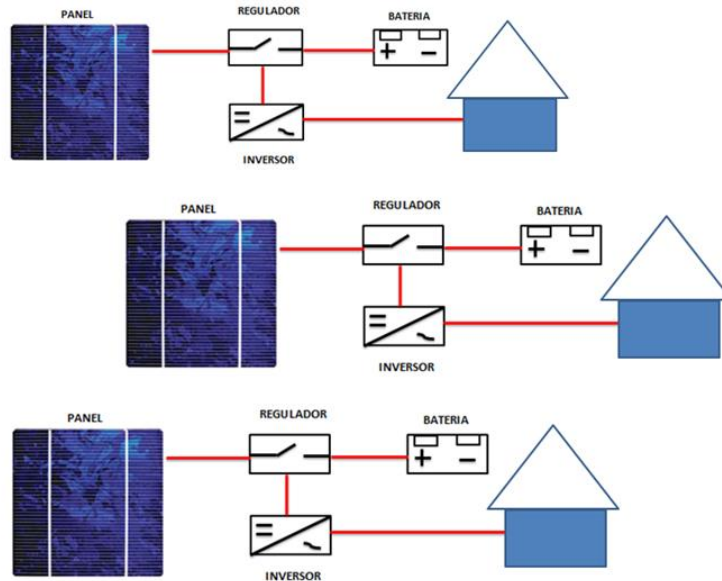


Figura 14. Esquema de un sistema descentralizado.

El costo para este arreglo es más caro y complejo ya que cada cuadro de carga es independiente y el mantenimiento, así como el control o monitoreo es de manera individual.

1.4.6. Sistemas interconectados

Son los sistemas que están interconectados a la red eléctrica regional o nacional. Estas instalaciones por lo general carecen de baterías para el almacenamiento de la energía porque no la necesitan. Por lo mismo necesitan de un medidor bidireccional, que permite recibir o enviar energía eléctrica.

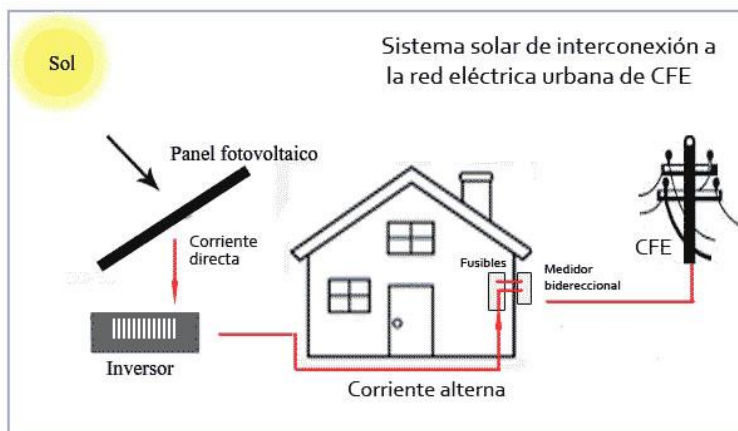


Figura 15. Sistema interconectado. Fuente: http://www.esco-tel.com/interconexion_cfe.html

1.4.7. Sistemas híbridos

Este sistema combina dos tipos de fuentes de generación por ejemplo solar y eólica, estas dos fuentes generan cierto porcentaje de la energía requerida, por si una sola fuente no puede cubrir el 100% de la demanda.

Hay dos tipos de conexiones

- En el que las dos fuentes trabajan en paralelo cada una generando cierta energía eléctrica
- Cada fuente trabaja en diferente momento, por ejemplo, la solar y eólica, la solar utilizada cuando se tenga una radiación considerable y la eólica en la noche cuando los vientos son más intensos.

Este tipo de sistemas es conveniente y confiable en aquellos sitios donde las condiciones climáticas favorecen las condiciones del viento, es decir: que para que una instalación fotovoltaica sea confiable es necesario que por lo menos más del 70 % de días del año haya viento, de lo contrario no es factible su instalación (Damia Solar, 2022)

1.5. CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

1.5.1. Análisis de la curva I-V de los módulos fotovoltaicos

Las curvas corriente voltaje o curvas de I-V describen la relación que existe entre la tensión y corriente de salida de cada módulo fotovoltaico o arreglo de estos. Con esta relación se comprende a detalle la eficiencia y conversión de energía de los módulos fotovoltaicos. Con esta curva se visualiza gráficamente las características de un arreglo fotovoltaico, el cual puede ser: producción de energía, degradación del dispositivo y efectos por envejecimiento (Gabriela Orisell Gastelum Fernández, 2020).

Para describir la curva se debe considerar como en párrafos anteriores al módulo como una unión PN simple con generación uniforme de portadores en exceso. Si se agrega una resistencia se obtiene el funcionalmente, esto se puede visualizar en la figura 16.

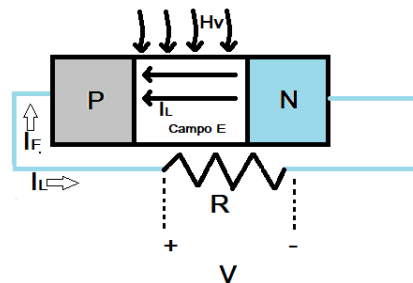


Figura 16. Unión de celda fotovoltaica.

Describiendo la figura 16, la fotocorriente produce una caída de tensión a través de la carga R que desvía hacia adelante la unión PN. Mientras la tensión de polarización directa produce una corriente de polarización directa I_F , mientras con este principio la corriente de unión neta PN “I”, en la dirección de polarización inversa es:

$$I = I_l - I_F = I_L - I_s \left[\exp\left(\frac{eV}{kT}\right) - 1 \right] \quad (6)$$

I= corriente de unión neta [A]

I_F = corriente de polarización directa [A]

I_l = corriente de carga [A]

K= constante de Boltzmann [$J K^{-1}$]

e =carga del electrón [1.60×10^{-19} C]

V = tensión aplicado a terminales de la unión [V]

I_s = corriente de unión PN [A]

En relación de la ecuación anterior se puede definir que: a medida que el diodo se polariza hacia arriba, la magnitud del campo eléctrico en la región de carga espacial disminuye, pero no cambia de dirección, mientras que la fotocorriente se direcciona en polarización inversa y la corriente de la celda solar neta I , también está en dirección de polarización inversa (Gabriela Orisell Gastelum Fernandez, 2020).

Con la descripción anterior se tienen 2 casos de interés:

Condición de corto circuito: Se suscita cuando la carga R es igual a 0 por lo que V es igual a 0. La corriente en este caso es conocida como corriente de corto circuito:

$$I = I_L - I_F = I_L = I_{SC} \quad (7)$$

Caso de circuito abierto: Este caso es cuando la carga R tiende a infinito, la corriente neta que circula es practicante cero y la tensión producida es conocida como tensión de circuito abierto. La fotocorriente está en función de la corriente de unión polarizada hacia adelante:

$$I = 0 = I_L - I_s \left[\exp\left(\frac{eV}{kT}\right) - 1 \right] \quad (8)$$

$$V_{OC} = V_t \ln \left(1 + \frac{I_L}{I_s} \right) \quad (9)$$

V_{OC} = tensión de circuito abierto [V]

I = corriente de circuito abierto [A]

Con la ecuación anterior se describe una gráfica de la corriente I del diodo en función del Voltaje V de la ecuación 9, en la figura 17, se puede mostrar los puntos de corriente de corto circuito y el voltaje de circuito abierto.

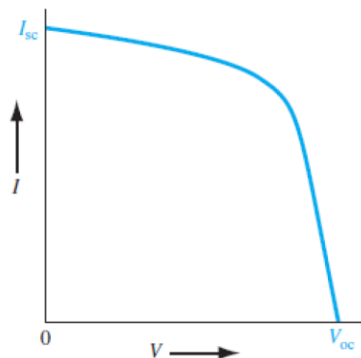


Figura 17. Curva característica IV de la celda fotovoltaica (Gabriela Orisell Gastelum Fernandez, 2020).

Adicional a lo anterior se puede describir que la potencia máxima entregada es:

$$P = I * V = I_L * V - I_s \left[\exp\left(\frac{eV}{kT}\right) - 1 \right] * V \quad (10)$$

P= Potencia Máxima [W]

V= Tensión máxima [V]

I= corriente de unión neta [A]

I_F = corriente de polarización directa [A]

I_l = corriente de carga [A]

I_F = corriente de polarización directa [A]

I_s = corriente de unión PN [A]

Se puede encontrar la corriente y el voltaje que entregaran la potencia máxima a la carga, el cual se obtiene mediante la derivada de la potencia en función del voltaje:

$$\frac{dP}{dV} = 0 = I_L - I_s \left[\exp\left(\frac{eV}{kT}\right) - 1 \right] - I_s V_m \left(\frac{e}{kT}\right) \exp\left(\frac{eV_m}{kT}\right) \quad (11)$$

V_m = Voltaje que produce máxima potencia [V]

V_t = Voltaje máximo en función de la temperatura [V]

T= temperatura [°C]

La ecuación anterior se puede reescribir como:

$$1 + \frac{V_m}{V_t} \exp\left(\frac{eV}{kT}\right) = 1 + \frac{I_L}{I_s} \quad (12)$$

Definida los valores de corriente máxima, de cortocircuito, así como voltaje máximo y voltaje de circuito abierto, se puede definir el rectángulo de potencia máxima mostrado en la figura 18, donde: I_m es la corriente cuando $V = V_m$

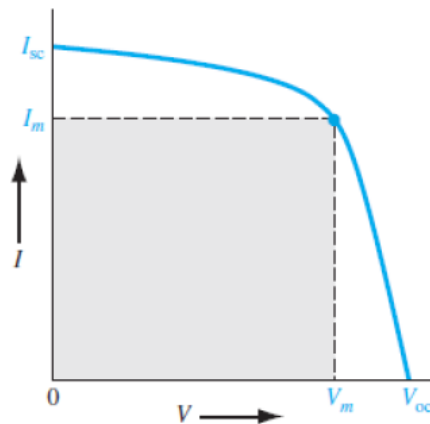


Figura 18. Rectángulo de potencia máxima de la celda solar (Gabriela Orisell Gastelum Fernandez, 2020).

1.5.2. Inclinación de módulos fotovoltaicos

Al momento de realizar un proyecto fotovoltaico es de suma importancia determinar el ángulo de inclinación óptimo, ya que con este valor se obtiene el mayor aprovechamiento de irradiación solar en el módulo fotovoltaico, como lo muestra la figura 19 (Aprende Ciencia Tecnología, 2019).

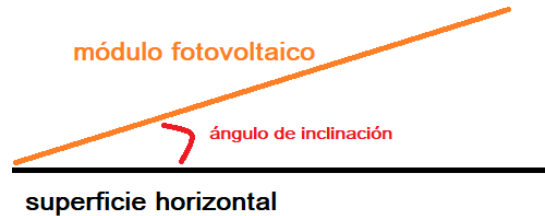


Figura 19. Ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico.

Para realizar el cálculo se hace uso de la ecuación siguiente:

$$\beta = 3.7 + 0.69 (\iota) \quad (13)$$

β = Ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico [°]

ι = Latitud del sitio [°]

1.5.3. Orientación de módulos fotovoltaicos

La orientación o también conocido como azimut en la cartografía o topografía, es el ángulo horizontal de una línea medida, en el sentido de las agujas del reloj, a partir de un plano de referencia, formando por el meridiano que pasa por el punto de origen (normalmente, el Norte). En topografía el azimut se mide partir del norte, en sentido horario y va de 0° a 360°. (Espacioje, 2022).

El azimut determina la eficiencia de producción de energía por el módulo fotovoltaico, el cual se define como el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del módulo con el meridiano del sitio, mostrado en la figura 20.

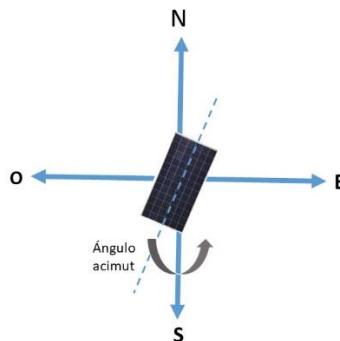


Figura 20. Ángulo de azimut.

1.5.4. Cálculo de la distancia mínima entre los módulos fotovoltaicos.

Para determinar la distancia mínima que debe haber entre un módulo y otro se determina con la siguiente ecuación (Emir González, 2016):

$$d_{min} = b * \frac{\text{sen}(y_s + \beta)}{\text{sen}(y_s)} \quad (14)$$

Donde:

b= largo del módulo fotovoltaico [m]

β = ángulo de inclinación del módulo [distancia angular °]

Y_s = ángulo crítico del solsticio de invierno [distancia angular °]

d_{min} = distancia mínima entre módulos fotovoltaicos [m]

El ángulo crítico del solsticio de invierno se calcula a partir de la latitud del sitio más 23.5°

$$y_s = 90 - \theta_z = 90 - (\text{Angulo de latitud del lugar} + 23.5^\circ) \quad (15)$$

θ_z = ángulo de inclinación resultante [°]

1.5.5. Cálculo de módulos fotovoltaicos

Tensión de circuito abierto

Cuando se hace un arreglo de paneles fotovoltaicos cableados en cadenas, en serie (es decir, el positivo de un panel está conectado al negativo del siguiente panel y así sucesivamente) (Daniel Tudor, 2018), la tensión de cada panel se suma para dar la tensión total de cadena a una temperatura establecida, por lo cual es necesario determinar cuántos módulos serán en serie (HELIOSFERA, 2021).

$$\text{Módulo } v_{oc\ aj} = V_{oc} \times \left[1 + (T_{min} - T_{STC}) \times \left(\frac{Coef_{temp\ Voc}}{100} \right) \right] \quad (16)$$

Módulo $V_{oc\ aj}$ = tensión en circuito abierto del módulo ajustado

V_{oc} = tensión de circuito abierto del módulo de la ficha técnica [V]

T_{min} = temperatura mínima en el sitio [°C]

T_{STC} = Temperatura del módulo en condiciones estándar de medida (STC) [°C]

$Coef_{temp\ Voc}$ = Coeficiente de temperatura Voc del módulo de la ficha técnica [%]

Cálculo de número de módulos en cadena

Una vez determinada la tensión de circuito abierto por módulo, se puede calcular el número de estos que se pueden conectar en serie de acuerdo a la tensión máxima del inversor, esto con la finalidad de poder suministrar la energía que indica el fabricante en sus especificaciones del inversor, lo cual se puede interpretar en la ecuación (HELIOSFERA, 2021):

$$\text{Mod. máx. en serie} = V_{\text{máx Inv}} \div \text{Modulo } V_{\text{oc aj}} \quad (17)$$

$V_{\text{máx. Inv}}$ = tensión máxima del inversor de la ficha técnica [V]

Módulo $V_{\text{oc aj}}$ = tensión en circuito abierto del módulo ajustado [V], obtenido de la ecuación 16.

Si bien el módulo o arreglo de estos no deben estar en un valor superior al del inversor, también es necesario que tengan una tensión mínima para que el inversor funcione, para el análisis de este cálculo se realiza la misma ecuación número 16, pero reemplazando el valor de la temperatura mínima, por la temperatura máxima, ya que al ser un valor más elevado será inversamente proporcional a la tensión del módulo, como se puede visualizar en la ecuación siguiente:

$$\text{Modulo } v_{\text{oc aj}} = V_{\text{oc}} \times \left[1 + (T_{\text{max}} - T_{\text{STC}}) \times \left(\frac{\text{Coef}_{\text{temp Voc}}}{100} \right) \right] \quad (18)$$

T_{max} = Temperatura máxima del sitio [°C]

Y así sucesivamente hacer el cálculo del número de módulos mínimos para el inversor descrito en la ecuación 17.

Una vez calculado estos valores se determina cual sería el número de módulos óptimos de acuerdo a la demanda solicitada o al área de instalación.

1.6. CALCULO DE PRODUCCION ANUAL DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA

Para determinar el estimado teórico de la producción anual de un sistema fotovoltaico es necesario conocer diferentes parámetros de la instalación para así tener el estimado anual, como se describen en las ecuaciones descritas a continuación (Manuel Burrel, 2013).

1.6.1. Pérdidas por inclinación y orientación.

Para determinar la inclinación y la eficiencia de la radiación que incide sobre el módulo fotovoltaico se determina mediante el trazo descrito por la IDEA, cuyo mapeo posiciona de acuerdo con el grado de inclinación y el azimut del módulo fotovoltaico las pérdidas y eficiencia que presenta el módulo fotovoltaico, de acuerdo a la posición donde incide el sol, la figura 21 describe el aprovechamiento del sol.

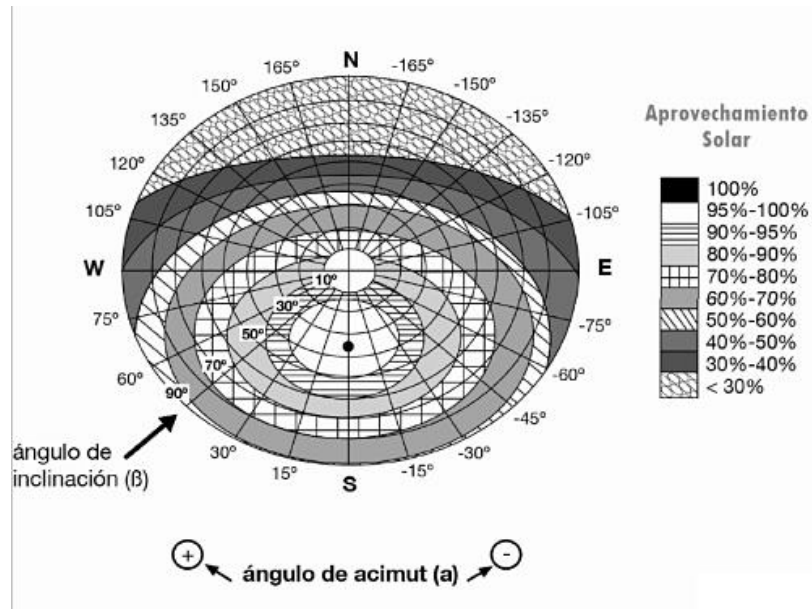


Figura 21. Pérdidas por inclinación de celdas fotovoltaicas (Certificación electrónica, 2015).

Orientación:

Para el cálculo de pérdidas de energía por orientación por mes se determina con la ecuación 19 o 20:

$$Perdidas(\%) = 100 * [1.2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3.5 * 10^{-5} \alpha^2] \text{ Para } 15^\circ < \beta < 90 \quad (19)$$

$$Perdidas(\%) = 100 * [1.2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2] \text{ Para } \beta < 15^\circ \quad (20)$$

ϕ = Latitud de ubicación [°]

β = Inclinación de los módulos fotovoltaicos [°]

α = Orientación de los módulos fotovoltaicos [°]

La figura 21 está calculada o definida para una latitud de 41°, para corregir los límites de inclinación se le resta la latitud del sitio por lo que resulta:

$$Inclinacion\ máxima = Inclinacion (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - latitud) \quad (21)$$

$$Inclinacion\ máxima = Inclinacion (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - latitud) \quad (22)$$

Siendo 0 su valor mínimo

Siendo:

ϕ = latitud [°]

1.6.2. Pérdidas por equipos de instalación

1.6.2.1. Rendimiento del módulo fotovoltaico

El rendimiento efectivo de una instalación fotovoltaica es difícil de predecir, generalmente esta se indica en la información del fabricante del módulo fotovoltaico, cuyo parámetro está dado en condiciones estándar de operación (STC) (energía Solar Fotovoltaica.org, 2019).

Ese dato se calcula a partir de los datos del fabricante demostrado en la ecuación 23 (Hermes Leonardo Idrobo Pacheco, 2021):

$$n_{Módulo} = \frac{P_{Max}}{E * A_c} \quad (23)$$

P_{Max} = Potencia máxima [W]

E = Irradiación solar de la superficie en condiciones STC [W/m^2]

A_c = área efectiva del módulo fotovoltaico [m^2]

$n_{Módulo}$ = eficiencia o rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico [%]

Este dato se calcula cuando el fabricante no lo indica, pero también es un parámetro declarado por el fabricante del módulo para saber la calidad de su producto en condiciones de prueba.

1.6.2.2. Eficiencia del módulo fotovoltaico por temperatura

La eficiencia del módulo fotovoltaico se determina por temperatura conforme la ecuación 24 y 25, ya que como se menciona en párrafos anteriores, la corriente máxima, así como la tensión máxima están en función directa que existe en el módulo fotovoltaico, una vez superado los 75 °C el equipo deja de funcionar como método de protección o en su caso conforme a lo declarado por el fabricante.

$$\eta_{temp} = \frac{(n \text{ modulo } \%C)(^{\circ}C \text{ celula}) - 25}{100} \quad (24)$$

$$^{\circ}C \text{ celula} = T \text{ celula} = T_{AMB_{max}} + E \frac{(T_{ONC} - 20)}{800} \quad (25)$$

η_{temp} = eficiencia del módulo fotovoltaico [unidad]

$n \text{ modulo } \%C$ = Coeficiente de temperatura del módulo para W_{max} [%/°C]

$^{\circ}C \text{ celula} = T \text{ celula}$ = Temperatura de la celda [°C]

$T_{AMB_{max}}$ = Temperatura ambiente del sitio máxima [°C]

T_{ONC} = Temperatura nominal de operación [°C]

E = Irradiancia media útil [W/m^2]

Para determinar las pérdidas o eficiencia del módulo directo por temperatura es:

$$\eta'_{temp} = 1 - \eta_{temp} \quad (26)$$

η'_{temp} = eficiencia en unidad por temperatura

1.6.2.3. Cableado

Existen diferentes métodos para calcular las pérdidas en conductores, una de estas ecuaciones, las podemos expresar en la ecuación 27, donde por normativa (NOM 001 SEDE), la caída de tensión no debe superar el 1.5% en el cableado de corriente continua o 2% en corriente alterna:

$$\%e = \frac{173 \times I \times L \times Z}{V_f} \quad (27)$$

$\%e$ = porcentaje de caída de tensión [%]

I = corriente del módulo [A]

L = longitud del conductor [m]

Z = impedancia del conductor [Ω /km]

Para el cálculo de la impedancia del conductor se utilizan los factores del ángulo, así como la resistividad y reactancia del conductor.

$$Z = R \cdot \cos \theta + X_L \cdot \sin \theta \quad (28)$$

Z = impedancia del conductor [ohm]

R = resistividad [$\frac{\Omega}{km}$]

X_L = Reactancia del conductor [$\frac{X_L}{km}$]

1.6.2.4. Inversor

Este dato se proporciona por información del fabricante para el equipo seleccionado.

1.6.2.5. Sombras

Las pérdidas de radiación por sombras causados por la orientación e inclinación del inversor en periodo de diseño no deben superar el 10% como recomendación de diseño (IDEA, 2022) Los sombreados más comunes en un módulo fotovoltaico son parciales o totales, en cuestión de ambos tipos de sombreados, estos afectan de manera directa la irradiación que puede captar el módulo fotovoltaico, ya que la corriente eléctrica generada es proporcional al área expuesta a la luz solar, esto se puede mostrar en la figura 22.

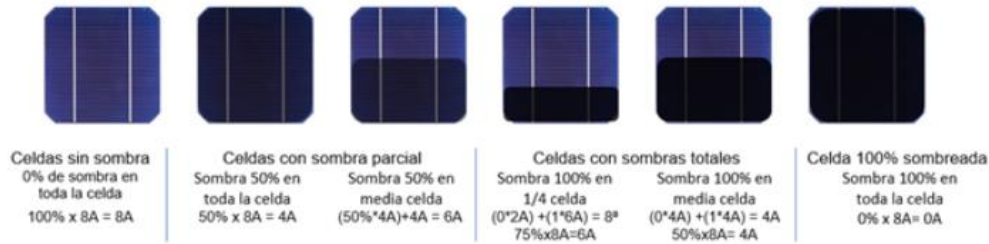


Figura 22. Efectos del sombreado en un módulo fotovoltaico. Fuente: <https://cceeex.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/efecto-de-las-sombras-en-un-sistema-fotovoltaico>

1.6.2.6. Suciedad

Para determinar las pérdidas por suciedad no hay un modelo matemático, sin embargo podemos considerar las pérdidas desde 0.5 % hasta un 3% dependiendo la región y ambiente, es decir: polvo, humo, etc.

1.6.3. Generación de energía

A partir de las pérdidas de cada elemento que conforma al sistema se puede determinar el rendimiento total del sistema o también conocido como *Performance Ratio* (PR), multiplicando cada uno de los factores obtenidos, como se muestra en la ecuación 29:

$$PR_{Total} = [(\eta_{inversor})(\eta_{Temp})] * (1 - a)(1 - b)(1 - c)(1 - d)(1 - n) \quad (29)$$

$\eta_{inversor}$ = eficiencia del inversor

PR_{Total} = eficiencia del módulo total

η_{Temp} = eficiencia del módulo por temperatura

a = pérdidas por inclinación

b = pérdidas de sombras

c = pérdidas por suciedad

d = pérdidas por conductores

n = pérdidas por componentes adicionales

Con la eficiencia total de la instalación se calcula la energía total generada por día.

$$E_{total} = (W_{pico})(Radiacion\ media\ diaria)(PR_{Total}) \quad (30)$$

E_{total} = energía total media

PR_{Total} = eficiencia total diaria

W_{pico} = potencia pico instalada total

La estación está ubicada en el municipio de Tlalnepantla de Baz, Estado de México. Esta estación pertenece a la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA). ([Información Estadística Climatológica \(conagua.gob.mx\)](#), octubre 2022), en la tabla 3 se muestran los datos de la estación meteorológica más cercana al sitio propuesto:

Tabla 3. Datos de la estación meteorológica “Amealco”. ([Información Estadística Climatológica \(conagua.gob.mx\)](#), Octubre 2022).

Nombre	Clave	Ubicación	Altitud [m]	Coordenadas [decimales]	Operando
Amealco	15137	Tlalnepantla de Baz, EDOMEX	2240	19.518056°, -99.110833°	Sí

4.1. Levantamiento

El sitio propuesto para la instalación se localiza en la azotea de la edificación dónde se encuentra la MyPIME, el área de la instalación fotovoltaica se muestra en la figura 24.

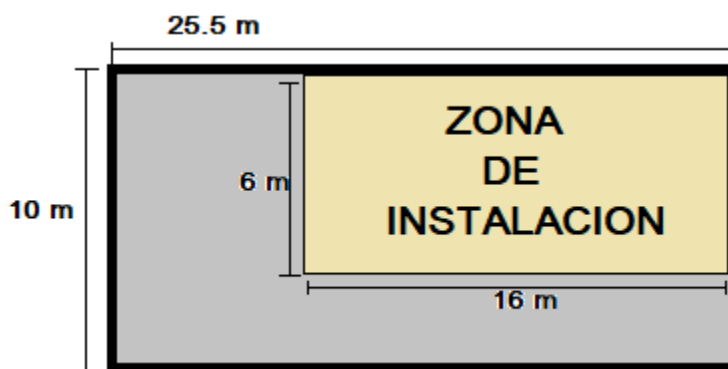


Figura 24. Dimensiones del sitio propuesto.

Las dimensiones totales del sitio propuesto son 25.5 metros de largo y 10 metros de ancho, obteniendo un área total de 255 metros cuadrados. Sin embargo, la zona disponible para la instalación de los módulos fotovoltaicos sin obstrucciones es de 16 metros de largo y 6 metros de ancho, 96 metros cuadrados.

2.1.2. Análisis de posibles sombras

El sitio mostrado en la figura 25, al encontrarse en la azotea de la edificación se encuentra obstáculos que podrían generar sombras como son tinacos para agua, antenas, tanques para gas, tragaluces, calentadores solares, etc.

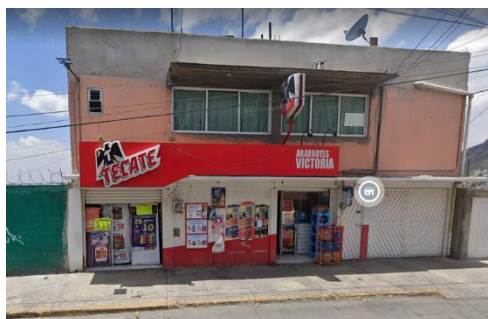


Figura 25. Fotografía del sitio

2.1.3. Análisis de la altura del sitio

La altura de la edificación dónde se encuentra la MyPIME cuenta con una altura de 6 metros, como se muestra en la figura 26.



Figura 26. Altura del sitio de instalación.

2.1.4. Análisis de la inclinación del sitio

De acuerdo con el análisis del sitio, esta no cuenta con inclinación alguna debido a que el techo es plano (180 °)

2.2. ANÁLISIS DE POTENCIA REQUERIDA

2.2.1. Dimensionamiento de carga requerida

Para el desarrollo de sus actividades la MiPyME cuenta con seis refrigeradores verticales, una vitrina refrigerada, un equipo de cómputo y ocho focos de tecnología LED tal cual se muestra en la tabla 4:

Tabla 4. Equipos utilizados por la MiPyME.

Equipo	Cantidad [Uds.]
Refrigerador vertical	6
Vitrina refrigerada	1
Equipo de computo	1
Foco LED	8
TOTAL	17

La figura 27 muestra un ejemplo de los equipos utilizados por la MiPyME



Figura 27. Refrigerador vertical (izquierda) (Refrigerador Comercial Industrial VR-17 - Grupo Reimse, octubre 2021)

2.2.2. Cálculo de la carga consumida facturada

El establecimiento se encuentra en un el esquema tarifario: Poca Demanda Baja Tensión (PDBT).

De acuerdo con la información recabada del recibo de luz eléctrica proporcionado por CFE, en el último año de su facturación se desglosa el resumen en la tabla 5, describiendo el periodo, consumo e importe.

Tabla 5. Consumo histórico de la MyPIME.

PERIODO	CONSUMO (kWh)	IMPORTE (\$ M.X.)
13 OCT 2021 - 13 DIC 2021	435	2,022.00
13 DIC 2021 - 14 FEB 2022	426	2,028.00
14 FEB 2022 - 18 ABR 2022	555	2,605.00
18 ABR 2022 - 15 JUN 2022	477	2,342.00
15 JUN 2022 - 15 AGO 2022	455	2,236.00
15 AGO 2022 - 14 OCT 2022	419	2,088.00

Resumiendo, y analizando el registro podemos obtener los valores más sobresalientes para el análisis, como se muestra en la tabla 6.

Tabla 6. Resumen del consumo histórico por bimestre.

Consumo	Consumo (kWh)
Max	555
Min	419
Promedio mensual	230.5
Promedio anual	2,767

Como se observa en la tabla 6 el consumo máximo fue de 555 kWh facturado en los meses de febrero a abril y el consumo mínimo fue de 419 kWh facturado en los meses de agosto a octubre.

El promedio mensual del consumo es de 230.5 kWh, multiplicando por doce se obtiene un promedio anual de consumo de 2,767.0 kWh.

Este valor anterior es el utilizado como referencia para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, en la tabla 7 se observan los valores respectivos de los porcentajes, 90% y 98%.

Tabla 7. Equipos utilizados por la MiPyME.

Consumo (kWh)	Mensual	Anual	98%	90%
Total	231	2,767	2,711	2,490

El valor de la energía producida por el sistema fotovoltaico a diseñar deberá satisfacer el 90% a 98% del valor del consumo requerido.

2.3. DIMENSIONAMIENTO Y SELECCION DE EQUIPOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.3.1. Temperatura máxima y mínima del sitio

El primer paso para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico es el análisis de las variables meteorológicas del sitio propuesto, en la tabla 8 se muestran las variables meteorológicas utilizadas para este trabajo.

Tabla 8. Normales climatológicas estación Amealco.

(<https://smn.conagua.gob.mx/tools/RECURSOS/Normales8110/NORMAL15137.TXT>, octubre 2022).

ELEMENTO	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
MAXIMA DIARIA	28	30	31	32	33	31	27	28	28	28	28	31.5
AÑOS CON DATOS	11	11	11	11	11	11	11	11	10	11	10	9
TEMP MEDIA NORMAL	13.9	15.4	17.1	18.5	18.6	18.1	17.2	17.4	17	16	14.6	14.3
AÑOS CON DATOS	11	11	11	11	11	11	11	11	10	11	10	9
TEMP MIN DIARIA	0.0	1	2	4	7	8	6.5	8	6	1	0.5	0
AÑOS CON DATOS	11	11	11	11	11	11	11	11	10	11	10	9

Se toma 0.0 °C como temperatura mínima al observarse que es la temperatura más baja registrada en los meses de enero y diciembre, y 33.0 °C como temperatura máxima registrada en el mes de mayo.

2.3.2. Propuesta de equipos

Para los cálculos de los módulos máximos y mínimos por cadena se deben proponer el módulo fotovoltaico y el inversor.

2.3.2.1 Módulo fotovoltaico

En la siguiente tabla 9 se resume las características del módulo fotovoltaico propuesto:

Tabla 9. Características del módulo fotovoltaico. (Ficha técnica módulo LR6-72HPH, 2020)

Módulo fotovoltaico	
Fabricante	Longi Solar
Modelo	LR6-72HPH-385M
Potencia del módulo @ STC	385 W
Tensión punto de máxima Pot. (V_{mp})	40.80 V
Corriente punto de máxima Pot. (I_{mp})	9.43 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	49.20 V
Corriente en cortocircuito (I_{sc})	10.03 A
Coef $T^a V_{oc}$	-0.286 %/°C
Coef $T^a I_{sc}$	0.05 %/°C
Máxima tensión del sistema	1,500 V_{CD}
Tipo de módulo	Mono facial
Número de celdas	144 Uds.
Tolerancia de potencia	0~+5 %
Eficiencia del módulo	19.3 %
Dimensiones aproximadas	
Largo	2,004 mm
Alto	996 mm
Ancho	35 mm
Peso	23 kg
Material del marco	Aluminio anodizado
Sección de cableado	4 mm ²
Resistencia mecánica (carga positiva o negativa)	
Parte delantera	5,400 Pa
Parte trasera	2,400 Pa

2.3.2.2 Inversor fotovoltaico

En la siguiente tabla 10 se resume las características del inversor fotovoltaico propuesto:

Tabla 10. Características del inversor fotovoltaico. (Ficha técnica inversor fotovoltaico, 2020).

Inversor	
Fabricante	Solis

Inversor	
Modelo	Solis-mini-2000-4G
Potencia nominal CA	2.0 kW _{ca}
Corriente de entrada	11 A _{CD}
Corriente de cortocircuito de entrada	17.2 A _{CD}
Máximo voltaje de entrada permitido CD	600 V _{CD}
Tensión mínima de seguidor de máxima potencia (MPPT)	80 V _{CD}
Tensión máxima de MPPT	500 V _{CD}
Número de MPPT	1
Número de cadenas por MPPT	1
Tensión de salida CA	220 V _{CA}
Máxima corriente de salida CA	10.5 A _{CA}
Máxima eficiencia	97.2 %
Frecuencia	60 Hz

En el anexo A se pueden observar las fichas técnicas de los equipos mencionados anteriormente.

2.4. CÁLCULO DE TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO (V_{oc})

Para el número máximo de módulos por cadena (es decir en conexión serie) se calcula la tensión de circuito abierto (V_{oc}) del módulo para la temperatura mínima esperada en el sitio:

$$\text{Módulo } v_{oc\ aj} = V_{oc} \times \left[1 + (T_{min} - T_{STC}) \times \left(\frac{Cof_{temp\ voc}}{100} \right) \right] \quad (31)$$

Módulo $V_{oc\ aj}$ = tensión en circuito abierto del módulo ajustado

V_{oc} = tensión de circuito abierto del módulo de la ficha técnica [V]

T_{min} = temperatura mínima en el sitio [°C]

T_{STC} = Temperatura del módulo en condiciones estándar de medida (STC) [°C]

$Cof_{temp\ voc}$ = Coeficiente de temperatura V_{oc} del módulo de la ficha técnica [%]

$$\text{Módulo } v_{oc\ aj} = 49.20\ V \times \left[1 + (0\ ^\circ C - 25\ ^\circ C) \times \left(\frac{-0.28\%}{100} \right) \right] \quad (32)$$

$$\text{Módulo } v_{oc\ aj} = 52.72\ V$$

El valor de tensión de circuito abierto del módulo ajustado a la temperatura del sitio es de 52.72 V.

2.5. CÁLCULO DEL NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN SERIE

Para obtener el número máximo de módulos fotovoltaicos en serie, dividimos la tensión máxima del inversor fotovoltaico entre el valor de voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico ajustado a la temperatura del sitio.

$$\text{Mod. máx. en serie} = V_{\text{máx Inv}} \div \text{Modulo } V_{\text{oc aj}} \quad (33)$$

$V_{\text{máx. Inv}}$ = tensión máxima del inversor de la ficha técnica [V]

Módulo $V_{\text{oc aj}}$ = tensión en circuito abierto del módulo ajustado [V] (obtenido en la ecuación número 31)

$$\begin{aligned} \text{Mod. máx. en serie} &= 600 \text{ V} \div 52.72 \text{ V} \\ \text{Mod. máx. en serie} &= 11.38 \text{ módulos} \end{aligned}$$

El número máximo de módulos fotovoltaicos en serie es de 11.38 módulos, se redondea a un número entero, al número inmediato inferior que es 11 módulos, ya que seleccionar 12 módulos superaría el valor de tensión máxima del inversor.

2.6. CÁLCULO DE TENSIÓN MÍNIMA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Para el cálculo de los módulos fotovoltaicos mínimos por cadena se calcula la tensión mínima (V_{min}) del módulo fotovoltaico para la temperatura máxima esperada en el sitio.

$$\text{Modulo } V_{\text{min aj}} = V_{\text{mp}} \times \left[1 + ((T_{\text{máx}} - T_{\text{STC}}) \times \left(\frac{\text{Coef}_{\text{temp } V_{\text{mp}}}}{100} \right)) \right] \quad (34)$$

Módulo $V_{\text{min aj}}$ = tensión mínima del módulo ajustado [V]

V_{mp} = tensión de máxima potencia del módulo [V] (de la ficha técnica)

$T_{\text{máx}}$ = Temperatura máxima en el sitio [°C]

T_{STC} = Temperatura del módulo fotovoltaico en STC [°C]

$\text{Coef}_{\text{temp } V_{\text{mp}}}$ = Coeficiente de temperatura V_{mp} del módulo de la ficha técnica [%]

$$\text{Modulo } V_{\text{min aj}} = 40.80 \text{ V} \times \left[1 + \left[(33 \text{ °C} - 25 \text{ °C}) \times \left(\frac{-0.37\%}{100} \right) \right] \right]$$

$$\text{Modulo } V_{\text{min aj}} = 35.82 \text{ V}$$

El valor la tensión mínima del módulo fotovoltaico ajustado a la temperatura del sitio es de 35.82 V.

2.7. CÁLCULO DEL NÚMERO MÍNIMO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN SERIE

Para obtener el número mínimo de módulos fotovoltaicos en serie, dividimos la tensión mínima de encendido del inversor fotovoltaico entre el valor de voltaje mínimo del módulo fotovoltaico ajustado a la temperatura del sitio.

$$\text{Mod. mín. en serie} = V_{\text{min Inv}} \div V_{\text{mp aj}} \quad (35)$$

$V_{\text{min Inv}}$ = tensión mínima de encendido del inversor [V] (de la ficha técnica)

Módulo $V_{\text{min aj}}$ = voltaje mínimo del módulo ajustado [V] (obtenido en la ecuación número 34)

$$\text{Mod. mín. en serie} = 80 \text{ V} \div 35.82 \text{ V}$$

El número mínimo de módulos fotovoltaicos en serie es 2.23 módulos, se redondea a un número entero, al número inmediato superior que es 3 unidades, ya que seleccionar 2 módulos fotovoltaicos no sería suficiente para llegar al valor de tensión mínima del inversor.

2.7.1. Cálculo de cadenas por inversor

El inversor elegido tiene 1 MPPT con posibilidad de 1 cadena por MPPT, es decir, 1 cadena en total. Para dimensionar la cantidad de cadenas el valor que se debe tener en cuenta es el valor de máxima corriente permitida de entrada por el equipo, la cual es 11 A por MPPT.

Por lo que se elige 1 cadena de 5 módulos fotovoltaicos en serie, teniéndose una corriente de entrada total de 9.43 A, por debajo de la máxima corriente permitida del inversor de 11 A y una corriente de cortocircuito de 10.03 A. por debajo de la corriente de cortocircuito del inversor de 17 A.

2.8. CÁLCULO DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS

2.8.1. Tensión máxima de sistema fotovoltaico

El cálculo del dimensionamiento de los conductores eléctricos se realiza de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2018 Instalaciones eléctricas (utilización).

De acuerdo con el artículo 690-7 (a), la tensión máxima del sistema fotovoltaico se puede calcular de 3 formas diferentes, en este caso se utiliza el método 1 al haber calculado la tensión de circuito abierto del módulo ajustado a la temperatura del sitio:

- (1) Instrucciones en la placa del módulo: La suma de la tensión de circuito abierto de los módulos fotovoltaicos conectados en serie, corregido para la más baja temperatura ambiente esperada usando los coeficientes para la tensión nominal de circuito abierto de acuerdo con las instrucciones incluidas en la placa del módulo.

De acuerdo con la NOM-001-SEDE-2018, 2020, p. 812.

$$\text{Tensión máxima del sistema} = \text{Modulo } v_{ocaj} * \text{tamaño de la cadena} \quad (36)$$

$$\text{Tensión máxima del sistema} = 52.72 V * 5 = 263.6 V$$

La tensión máxima del sistema es menor a 600 V, la tensión máxima permitida en corriente directa para un sistema fotovoltaico sobre o en una vivienda.

2.8.2. Selección del conductor de interconexión de los módulos fotovoltaicos

El conductor para interconexión entre los módulos fotovoltaicos se realiza con los conductores propios que tienen los módulos fotovoltaicos con longitud de 1 metro de calibre 12 AWG.

2.8.3. Cálculo de la selección del conductor de la cadena de módulos fotovoltaicos al inversor por capacidad de conducción

2.8.3.1. Corriente del circuito de la fuente fotovoltaica

Para determinar el conductor a ser utilizado se considera la corriente de corto circuito del módulo fotovoltaico, al ser la corriente máxima que suministra el arreglo de módulos. De acuerdo con el artículo 690-8 (a) 1) (1) la corriente del circuito de la fuente fotovoltaica es la suma de la corriente de corto circuito de los módulos en paralelo, multiplicado por el 125 por ciento.

$$\text{Corriente del circuito de la fuente fotovoltaica} = I_{sc} * 1.25 \quad (37)$$

$$\text{Corriente del circuito de la fuente fotovoltaica} = 10.03 A * 1.25 = 12.53 A$$

Una vez obtenido el valor de corriente del circuito de la fuente fotovoltaica se procede con el cálculo de la ampacidad de los conductores de acuerdo con el artículo 690-8 b) 2) aplicando los factores de ajuste y corrección.

2.8.3.2. Factor de corrección por temperatura

Para el factor de corrección por temperatura ambiente se considera la tabla 310-15(b) (2) (a)- Factores de Corrección basados a una temperatura ambiente de 30°C, la cual se referencia en la figura 28.

Tabla 310-15(b)(2)(a).- Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C.

Para temperaturas ambiente distintas de 30 °C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:

Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1.29	1.20	1.15
11-15	1.22	1.15	1.12
16-20	1.15	1.11	1.08
21-25	1.08	1.05	1.04
26-30	1.00	1.00	1.00
31-35	0.91	0.94	0.96
36-40	0.82	0.88	0.91
41-45	0.71	0.82	0.87
46-50	0.58	0.75	0.82
51-55	0.41	0.67	0.76
56-60	-	0.58	0.71
61-65	-	0.47	0.65
66-70	-	0.33	0.58
71-75	-	-	0.50
76-80	-	-	0.41
81-85	-	-	0.29

Figura 28. Tabla 310-15(b) (2) (a)- Factores de Corrección basados a una temperatura ambiente de 30°C. (NOM-001-SEDE-2018, 2022).

Se considera una temperatura ambiente máxima de 33.0 °C de acuerdo con la sección 2.3.1. Del presente trabajo y un rango de temperatura del conductor de 75 °C. Con lo que se obtiene un factor de corrección por temperatura (FT) de 0.94.

2.8.3.3. Factor de ajuste por agrupamiento

El factor de ajuste por agrupamiento se realiza de acuerdo con la Tabla 310-15(b) (3) (a)- Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable, visualizada en la figura 29.

Tabla 310-15(b)(3)(a).- Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente

Número de conductores ¹	Porcentaje de los valores en las tablas 310-15(b)(16) a 310-15(b)(19), ajustadas para temperatura ambiente, si es necesario.
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y más	35

Figura 29. Tabla 310-15(b) (3) (a)- Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable. (NOM-001-SEDE-2018, 2022).

Se considera que el valor del porcentaje del factor de ajuste por agrupamiento (FA) es del 100% al tener solamente una cadena de módulos fotovoltaicos hacia e inversor, es decir, un conductor en corriente directa negativo y un conductor de corriente directa positivo.

2.8.3.4. Corriente corregida

Finalmente, para conocer el valor de ampacidad del conductor se realiza la siguiente operación:

$$I \text{ corregida} = \frac{\text{Corriente del circuito de la fuente fotovoltaica}}{FT * FA} \quad (38)$$

Sustituyendo:

$$I \text{ corregida} = \frac{12.53 \text{ A}}{(0.94) * (1)} = 13.32 \text{ A}$$

La figura 30 muestra los datos de la Tabla 310-15(b) (16)- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados a una temperatura ambiente de 30 °C.

Tabla 310-15(b)(16).- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C*

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la tabla 310-104(a)]					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm ²	AWG o kcmil	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-L, THW, THW-L, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW-L, THHW-L-SOH, THW-2, THW-2-L-SOH, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THW, THWN, XHHW, USE	TIPOS TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
0.824	18	—	—	14	—	—	—
1.31	16	—	—	18	—	—	—
2.08	14	15	20	25	—	—	—
3.31	12	20	25	30	—	—	—
5.26	10	30	35	40	—	—	—
8.37	8	40	50	55	—	—	—
13.3	6	55	65	75	40	50	55
21.2	4	70	85	95	55	65	75
26.7	3	85	100	115	65	75	85
33.6	2	95	115	130	75	90	100
42.4	1	110	130	145	85	100	115
53.49	1/0	125	150	170	100	120	135
67.43	2/0	145	175	195	115	135	150
85.01	3/0	165	200	225	130	155	175
107.2	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	195	230	260
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	350	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	315	375	425
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	445
456	900	435	520	585	355	425	480
507	1000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
780	1500	525	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1013	2000	555	665	750	470	560	630

Figura 30. Tabla 310-15(b) (16)- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados a una temperatura ambiente de 30 °C. (NOM-001-SEDE-2018, 2022).

Se debe seleccionar un conductor con una ampacidad mayor a la resultante de la ecuación 38 seleccionando un conductor de cobre de calibre 12 AWG a 75 °C THHW.

2.8.3.5. Caída de tensión en los conductores

Al iniciar los cálculos primero se debe determinar la resistencia del conductor seleccionado, por lo que para obtener este valor, se hace uso de la tabla 8.- Propiedades de los conductores, como lo muestra la figura 31.

Tabla 8.- Propiedades de los conductores

Tamaño (AWG o kcmil)	Area		Conductores				Resistencia en corriente continua a 75 °C		
			Trenzado		Total		Cobre		Aluminio
	mm ²	kcmil	Cantidad de hilos	Diámetro	Diámetro	Area	No Cubierto	Recubierto	Aluminio
				mm	mm	mm ²	Ω/km	Ω/km	Ω/km
18	0.823	1620	1	—	1.02	0.823	25.5	26.5	42.0
18	0.823	1620	7	0.39	1.16	1.06	26.1	27.7	42.8
16	1.31	2580	1	—	1.29	1.31	16	16.7	26.4
16	1.31	2580	7	0.49	1.46	1.68	16.4	17.3	26.9
14	2.08	4110	1	—	1.63	2.08	10.1	10.4	16.6
14	2.08	4110	7	0.62	1.85	2.68	10.3	10.7	16.9
12	3.31	6530	1	—	2.05	3.31	6.34	6.57	10.45
12	3.31	6530	7	0.78	2.32	4.25	6.5	6.73	10.69
10	5.261	10380	1	—	2.588	5.26	3.984	4.148	6.561
10	5.261	10380	7	0.98	2.95	6.76	4.07	4.226	6.679
8	8.367	16510	1	—	3.264	8.37	2.506	2.579	4.125
8	8.367	16510	7	1.23	3.71	10.76	2.551	2.653	4.204
6	13.3	26240	7	1.56	4.67	17.09	1.608	1.671	2.652
4	21.15	41740	7	1.96	5.89	27.19	1.01	1.053	1.666
3	26.67	52620	7	2.2	6.6	34.28	0.802	0.833	1.32
2	33.62	66360	7	2.47	7.42	43.23	0.634	0.661	1.045
1	42.41	83690	19	1.69	8.43	55.8	0.505	0.524	0.829
1/0	53.5	105600	19	1.89	9.45	70.41	0.399	0.415	0.66
2/0	67.43	133100	19	2.13	10.62	88.74	0.317	0.329	0.523
3/0	85.01	167800	19	2.39	11.94	111.9	0.2512	0.261	0.413
4/0	107.2	211600	19	2.68	13.41	141.1	0.1996	0.205	0.328
250	127	—	37	2.09	14.61	168	0.1687	0.1753	0.2778
300	152	—	37	2.29	16	201	0.1409	0.1463	0.2318
350	177	—	37	2.47	17.3	235	0.1205	0.1252	0.1984
400	203	—	37	2.64	18.49	268	0.1053	0.1084	0.1737

Figura 31. Propiedades de los conductores. (NOM-001-SEDE-2018, 2022).

La tabla 8 detalla las propiedades de los conductores en corriente directa por lo que para el conductor calibre 12 AWG de cobre recubierto tiene una resistencia de 6.73 Ω/km. La longitud de los conductores es de 20 metros.

Con ambos parámetros se procede al cálculo de la resistencia total del conductor.

$$R_{TOTAL} = RL_C \quad (39)$$

R_{TOTAL} = Resistencia total por longitud del conductor a 75°C [Ω]

R = Resistencia del conductor [Ω/km]

L_C = longitud del conductor [km]

Se sustituyen los valores en la ecuación:

$$R_{TOTAL} = (6.73 \Omega/km)(0.02 km) = 0.1346 \Omega$$

Posterior se determina la tensión ΔV , que es el valor en tensión resultado de la corriente de cadena o del arreglo multiplicado por la resistencia total del conductor, la ecuación resulta:

$$\Delta V = R_{TOTAL} I \quad (40)$$

R_{TOTAL} = resistencia total [Ω]

I = corriente nominal del string (Imp) [A]

Se reemplazan los valores:

$$\Delta V = (0.1346)(9.43) = 1.27 V$$

Posterior al cálculo de la caída de tensión se utiliza la tensión de cadena del arreglo fotovoltaico V_{total} , el cual es de:

$$V_{total} = (V_{mp})(No. de módulos por cadena) \quad (41)$$

V_{total} = tensión total de cadena [V]

V_{mp} = tensión nominal del módulo fotovoltaico [V]

No. De módulos por cadena = número de módulos por cadena

$$V_{total} = (40.80 V)(5) = 204 V$$

Para obtener el porcentaje de caída de tensión se divide la caída de tensión calculada en el paso anterior, entre la tensión total de cadena multiplicado por cien:

$$\%e_{cd} = \frac{\Delta V}{V_{total}} (100) \quad (42)$$

$\%e_{cd}$ = caída de tensión en corriente directa [V]

ΔV = caída de tensión en el conductor [V]

V_{total} = tensión total del arreglo de los módulos fotovoltaicos [V]

Se reemplazan lo valores y se obtiene la siguiente ecuación:

$$\%e_{cd} = \frac{1.27 V}{204 V} (100) = 0.62\%$$

Por lo que la caída de tensión es de 0.62% no supera el 1%, de esa manera el conductor seleccionado es el óptimo.

2.8.3.6. Selección de la capacidad del dispositivo de protección

Para seleccionar la capacidad del dispositivo contra sobrecorriente se selecciona de acuerdo con el artículo 690-9 b) (1) el valor nominal no debe ser menor del 125 por ciento de las corrientes máximas calculadas en la sección 690-8(a).

$$\text{Capacidad del disp. contra sobrecorriente} = \text{Corriente del circuito de la fuente fotovoltaica} * 1.25 \quad (43)$$

$$\text{Capacidad del disp. contra sobrecorriente} = 12.53 \text{ A} * 1.25 = 15.66 \text{ A}$$

El resultado de la capacidad del dispositivo contra sobrecorriente es de 15.66 A, seleccionando el valor inmediato superior de 20 A.

2.8.3.7. Selección del tamaño mínimo del conductor de puesta a tierra

La figura 32 detalla el tamaño mínimo del conductor de puesta a tierra se selecciona de acuerdo con la capacidad del dispositivo contra sobrecorriente utilizando la Tabla 250-122- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos.

Tabla 250-122.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc., sin exceder de: (amperes)	Tamaño			
	Cobre		Cable de aluminio o aluminio con cobre	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2.08	14	-	-
20	3.31	12	-	-
60	5.26	10	-	-
100	8.37	8	13.30	6
200	13.30	6	21.20	4
300	21.20	4	33.60	2
400	26.70	3	42.40	1

Figura 32. Tabla 250-122- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos. (NOM-001-SEDE-2018, 2022).

El conductor seleccionado para la cadena fotovoltaica es de cobre y la capacidad del dispositivo contra sobrecorriente es de 20 A, por lo que el tipo del conductor de puesta tierra es de cobre de calibre 12 AWG.

2.8.3.8. Selección del tamaño de tubería

Para calcular el diámetro de la tubería para los conductores en CD se necesita conocer el área aproximada de los conductores, de acuerdo la figura 33, Tabla 5- Dimensiones de los conductores aislados y cables para artefactos, se tiene:

Tabla 5.- Dimensiones de los conductores aislados y cables para artefactos

Tipo	Tamaño		Díámetro aproximado	Área aproximada
	mm ²	AWG o kcmil	mm	mm ²
Tipo: FFH-2, RFH-1, RFH-2, RFHH2, RHH*, RHW*, RHW-2*, RHH, RHW, RHW-2, SF-1, SF-2, SFF-1, SFF-2, TF, TFF, THHW, THW, THW-2, TW, XF, XFF				
RFH-2, FFH-2	0.824	18	3.454	9.355
RFHH2	1.31	16	3.759	11.10
RHH, RHW, RHW-2	2.06	14	4.902	16.9
	3.31	12	5.385	22.77
	5.26	10	5.994	26.19
	8.37	8	6.26	53.67
	13.30	6	9.246	67.16
	21.2	4	10.46	66
	26.7	3	11.16	95.13
	33.6	2	11.99	112.9
	42.4	1	14.76	171.6
	53.5	1/0	15.6	196.1
	67.4	2/0	16.97	226.1
	85.0	3/0	18.29	262.7
	107.2	4/0	19.76	306.7
	127	250	22.73	405.9
	152	300	24.13	457.3
	177	350	25.43	507.7
	203	400	26.62	556.5
	253	500	28.76	650.5
	304	600	31.57	762.9
	355	700	33.36	874.9
380	750	34.24	920.6	
405	800	35.05	965	
456	900	36.66	1057	
507	1000	38.15	1143	
633	1250	43.92	1515	
760	1500	47.04	1736	
887	1750	49.94	1959	
1013	2000	52.63	2175	
SF-2, SFF-2	0.824	18	3.073	7.419
	1.31	16	3.376	8.966
	2.06	14	3.759	11.10
SF-1, SFF-1	0.824	18	2.311	4.194
RFH-1, TF, TFF, XF, XFF	0.824	18	2.692	5.161
TF, TFF, XF, XFF	1.31	16	2.997	7.032
TW, XF, XFF, THHW, THW, THW-2	2.06	14	3.376	8.966
TW, THHW, THW, THW-2	3.31	12	3.661	11.66
	5.26	10	4.470	15.66
	8.37	8	5.994	26.19

Figura 33. Tabla 5-Dimensiones de los conductores aislados y cables para artefactos. (NOM-001-SEDE-2018, 2022).

Se selecciona el calibre 12 AWG de aislamiento THHW tanto para los conductores positivo y negativo como el de tierra. Por lo que se tiene un área aproximada del conductor de 11.68 mm².

$$\begin{aligned} \Phi_{tuberia} = & (\# \text{ de conductores portadores de corriente}) \\ & * (\text{área aproximada del calibre}) \\ & + (\# \text{ de conductores de tierra}) \\ & * (\text{área aproximada del calibre}) \end{aligned} \quad (44)$$

Se tienen dos conductores portados de corriente (positivo y negativo) y un conductor de tierra.

$$\Phi_{tuberia} = (2) * (11.68mm^2) + (1) * (3.31mm^2) = 26.67mm^2$$

Una vez calculado el valor de la sección de la tubería, se utiliza el artículo 352- Tubo conduit rígido de PVC (PVC), Cedula 80, mostrado en la figura 34.

Artículo 352 – Tubo conduit rígido de PVC (PVC), Cédula 80							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
12	⅜	—	—	—	—	—	—
16	½	13.40	141	85	75	44	56
21	¾	18.30	263	158	139	82	105
27	1	23.80	445	267	236	138	178
35	1¼	31.90	799	480	424	248	320
41	1½	37.50	1104	663	585	342	442
53	2	48.60	1855	1113	983	575	742
63	2½	58.20	2660	1596	1410	825	1064
78	3	72.70	4151	2491	2200	1287	1660
91	3½	84.50	5608	3365	2972	1738	2243
103	4	96.20	7268	4361	3852	2253	2907
129	5	121.10	11518	6911	6105	3571	4607
155	6	145.00	16513	9908	8752	5119	6605

Figura 34. Artículo 352- Tubo conduit rígido de PVC (PVC), Cedula 80. (NOM-001-SEDE-2018, 2022).

Se selecciona un tubo Conduit rígido de PVC cédula 80 de ½ pulgada al tener un área de 56 mm² con un factor de relleno del 40% para más de 2 conductores.

2.8.4. Cálculo de la selección del conductor del inversor fotovoltaico al tablero de interconexión

2.8.4.1. Corriente del circuito de salida del inversor

En la sección 690-8.-Dimensionamiento y corriente de los circuitos. Describe como corriente del circuito de salida del inversor al valor máximo permanente de salida

del mismo, siendo que la corriente por placa para el inversor propuesto es de 10.5 A, este es el valor que se considera para los cálculos.

El valor de los conductores del circuito se debe dimensionar para portar un valor no menor al establecido en el artículo 680-9 6) b), el ciento veinticinco por ciento de la corriente máxima calculada, antes de aplicar factores por agrupamiento y temperatura, lo que resulta en la siguiente ecuación:

$$I_{125\%} = 1.25 (I) \quad (45)$$

Lo que resulta:

$$I_{125\%} = 1.25 (10.5 A) = 13.125 A$$

Se obtiene una corriente del circuito de salida del inversor de 13.125 A.

2.4.8.2. Factor de ajuste por agrupamiento (FA)

De acuerdo al artículo 210-19 2), para conductores de hasta 600 Volts, se debe aplicar el ajuste de acuerdo Tabla 310-15(b)(3)(a)- Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable, de la figura se selecciona el porcentaje.

Tabla 310-15(b)(3)(a).- Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente

Número de conductores ¹	Porcentaje de los valores en las tablas 310-15(b)(16) a 310-15(b)(19), ajustadas para temperatura ambiente, si es necesario.
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y más	35

Figura 35. Tabla 310-15(b) (3) (a)- Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable. (NOM-001-SEDE-2018, 2022).

El porcentaje se considera del 80% dado que se tienen 3 conductores, fase, neutro y tierra.

2.4.8.3. Factor de ajuste por temperatura

Para obtener el factor por temperatura, para conductores de hasta 600 volts se utiliza la tabla 310-15 (B) (2) (a).-Factores de corrección basados en una temperatura de 30°C, mostrado en la figura 36.

Tabla 310-15(b)(2)(a).- Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C.

Para temperaturas ambiente distintas de 30 °C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:

Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1.29	1.20	1.15
11-15	1.22	1.15	1.12
16-20	1.15	1.11	1.08
21-25	1.08	1.05	1.04
26-30	1.00	1.00	1.00
31-35	0.91	0.94	0.96
36-40	0.82	0.88	0.91
41-45	0.71	0.82	0.87
46-50	0.58	0.75	0.82
51-55	0.41	0.67	0.76
56-60	-	0.58	0.71
61-65	-	0.47	0.65
66-70	-	0.33	0.58
91-75	-	-	0.50
76-80	-	-	0.41
81-85	-	-	0.29

Figura 36. Tabla 310-15 (B) (2) (a).-Factores de corrección basados en una temperatura de 30°C. (NOM-001-SEDE-2018, 2022).

Se considera una temperatura ambiente máxima de 33.0 °C, como se menciona en párrafos anteriores y de acuerdo con la sección 2.3.1. En la tabla, para una temperatura ambiente de 31°-35°C, el factor para un rango de temperatura del conductor de 75°C, es de 0.94.

Con los datos anteriores se obtiene la corriente corregida, dividiendo la corriente al ciento veinticinco por ciento, entre el factor por temperatura y agrupamiento:

$$I_{CORREGIDA} = \frac{I_{125}}{FT * FA} \quad (46)$$

Se sustituyen los valores y resulta:

$$I_{CORREGIDA} = \frac{13.125 A}{(0.94)(0.8)} = 17.453 A$$

Con el nuevo valor de corriente corregida, se consulta la Tabla 310-15(b) (16)- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados a una temperatura ambiente de 30 °C, mostrado en la figura 37, se determina el conductor.

Tabla 310-15(b)(16).- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C*

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [véase la tabla 310-104(a)]					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm ²	AWG o kcmil	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-L.S, THW, THW-L.S, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW-L.S, THHW-L.S0H, THW-2, THW- 2-L.S0H THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW- 2	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THW, THWN, XHHW, USE	TIPOS TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2 RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
0.824	18 ^{**}	—	—	14	—	—	—
1.31	16 ^{**}	—	—	18	—	—	—
2.08	14 ^{**}	15	20	25	—	—	—
3.31	12 ^{**}	20	25	30	—	—	—
5.26	10 ^{**}	30	35	40	—	—	—
8.37	8	40	50	55	—	—	—
13.3	6	55	65	75	40	50	55
21.2	4	70	85	95	55	65	75
26.7	3	85	100	115	65	75	85
33.6	2	95	115	130	75	90	100
42.4	1	110	130	145	85	100	115
53.49	1/0	125	150	170	100	120	135
67.43	2/0	145	175	195	115	135	150
85.01	3/0	165	200	225	130	155	175
107.2	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	195	230	260
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	350	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	315	375	425
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	445
456	900	435	520	585	355	425	480
507	1000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	525	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1013	2000	555	665	750	470	560	630

Figura 37. Tabla 310-15(b) (16)- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados a una temperatura ambiente de 30 °C. (NOM-001-SEDE-2018, 2022).

Para la corriente corregida se selecciona un conductor con una temperatura de hasta 75°C calibre 12 AWG THHW.

2.4.8.4. Cálculo de caída de tensión

Para corroborar que los valores de caída de tensión estén conforme a la NOM 001 SEDE 2018, es decir no supere el 3% de caída de tensión se calcula primero la impedancia total del conductor seleccionado utilizando la ecuación 28: resistencia (ohm/km) y reactancia (ohm/km).

$$Z = R \cdot \text{Cos } \theta + X_L \cdot \text{Sen } \theta$$

Cuyo dato de impedancia se obtiene por medio de la tabla 9. Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600 Volts, 3 fases a 60 Hz y 75° C. Tres conductores en un tubo conduit, el cual en la figura 38 detalla los valores de reactancia y resistencia.

Tabla 9.- Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600 volts, 3 fases a 60 Hz y 75 °C.
Tres conductores individuales en un tubo conduit.

Área mm ²	Tamaño (AWG o kcmil)	Ohms al neutro por kilómetro													
		X _L (Reactancia) para todos los conductores		Resistencia en corriente alterna para conductores de cobre sin recubrimiento			Resistencia en corriente alterna para conductores de aluminio			Z eficaz a FP = 0.85 para conductores de cobre sin recubrimiento			Z eficaz a FP = 0.85 para conductores de aluminio		
		Conduit de PVC o Aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero
2.08	14	0.190	0.240	10.2	10.2	10.2	—	—	—	8.9	8.9	8.9	—	—	—
3.31	12	0.177	0.223	6.6	6.6	6.6	10.5	10.5	10.5	5.6	5.6	5.6	9.2	9.2	9.2
5.26	10	0.164	0.207	3.9	3.9	3.9	6.6	6.6	6.6	3.6	3.6	3.6	5.9	5.9	5.9
8.36	8	0.171	0.213	2.56	2.56	2.56	4.3	4.3	4.3	2.26	2.26	2.30	3.6	3.6	3.6
13.30	6	0.167	0.210	1.61	1.61	1.61	2.66	2.66	2.66	1.44	1.48	1.48	2.33	2.36	2.36
21.15	4	0.157	0.197	1.02	1.02	1.02	1.67	1.67	1.67	0.95	0.95	0.98	1.51	1.51	1.51
26.67	3	0.154	0.194	0.82	0.82	0.82	1.31	1.35	1.31	0.75	0.79	0.79	1.21	1.21	1.21
33.62	2	0.148	0.187	0.62	0.66	0.66	1.05	1.05	1.05	0.62	0.62	0.66	0.98	0.98	0.98
42.41	1	0.151	0.187	0.49	0.52	0.52	0.82	0.85	0.82	0.52	0.52	0.52	0.79	0.79	0.82
53.49	1/0	0.144	0.180	0.39	0.43	0.39	0.66	0.69	0.66	0.43	0.43	0.43	0.62	0.66	0.66
67.43	2/0	0.141	0.177	0.33	0.33	0.33	0.52	0.52	0.52	0.36	0.36	0.36	0.52	0.52	0.52
85.01	3/0	0.138	0.171	0.253	0.269	0.259	0.43	0.43	0.43	0.289	0.302	0.308	0.43	0.43	0.46
107.2	4/0	0.135	0.167	0.203	0.220	0.207	0.33	0.36	0.33	0.243	0.256	0.262	0.36	0.36	0.36
127	250	0.135	0.171	0.171	0.187	0.177	0.279	0.295	0.282	0.217	0.230	0.240	0.308	0.322	0.33
152	300	0.135	0.167	0.144	0.161	0.148	0.233	0.249	0.236	0.194	0.207	0.213	0.269	0.282	0.289
177	350	0.131	0.164	0.125	0.141	0.128	0.200	0.217	0.207	0.174	0.190	0.197	0.240	0.253	0.262
203	400	0.131	0.161	0.108	0.125	0.115	0.177	0.194	0.180	0.161	0.174	0.184	0.217	0.233	0.240
253	500	0.128	0.157	0.089	0.105	0.095	0.141	0.157	0.148	0.141	0.157	0.164	0.187	0.200	0.210
304	600	0.128	0.157	0.075	0.092	0.082	0.118	0.135	0.125	0.131	0.144	0.154	0.167	0.180	0.190

Figura 38. Tabla 9. Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600 Volts, 3 fases a 60 Hz y 75° C. (NOM-001-SEDE-2018, 2022).

Los parámetros a utilizar son de un conductor de cobre sin recubrimiento calibre 12 AWG en conduit de PVC, con los siguientes valores (ohm-kilometro):

$$X_L = 0.177 \Omega/km$$

$$R = 6.6 \Omega/km$$

Para realizar el cálculo se utiliza un FP de 0.9 por lo que primero se determina el ángulo coseno

$$\theta = \cos^{-1}(0.9) = 25.84^\circ$$

Posterior de eso el seno del ángulo coseno resultante, es decir de 25.84°

$$\sin(25.84^\circ) = 0.4358$$

Con los valores anteriores se calcula la impedancia total del conductor Z, de la ecuación 24.

$$Z = R \cdot \cos \theta + X_L \cdot \sin \theta$$

$$Z = 6.6 (0.9) + 0.177 (0.4358) = 6.0171 \Omega km$$

Para el cálculo de caída de tensión se utiliza la ecuación descrita en la NOM 001 SEDE 2018 siguiente, ecuación 25:

$$\%e = \frac{173 \times I \times L \times Z}{V_f}$$

I= Corriente que circula en el conductor [A]

L= longitud del conductor [km]

Z= impedancia del conductor [Ω /km]

Vf= Tensión de fase-fase [Vca línea]

Se reemplazan los valores con los calculados para obtener el porcentaje de caída de tensión.

$$\%e = \frac{173 (18.03 A) (0.02 km) \times 6.0171 \Omega km}{220 Vca} = 1.7062\%$$

Por lo que el conductor seleccionado es apropiado para el uso al no superar el 3% de caída de tensión establecido por la mencionada NOM.

2.4.8.5. Cálculo de protección contra sobrecorriente del inversor al tablero de conexión.

Para seleccionar la capacidad del dispositivo contra sobrecorriente, el artículo 690-9 b) (1) indica que la capacidad del dispositivo contra sobre corriente no debe ser menor del 125 por ciento de las corrientes máximas calculadas en la sección 690-8(a), lo que resulta en la siguiente ecuación:

$$I_{PROTECCION} = 1.25 I_{CONTINUA} \quad (47)$$

La protección a ser utilizada no debe ser menor a 13.125 A, por lo que se utiliza un dispositivo contra sobrecorriente de 20 A al ser el valor más próximo superior.

2.4.8.6. Cálculo del conductor de puesta a tierra

Para la selección del conductor de puesta a tierra a la salida del inversor el apartado 690-45, se utiliza la tabla 250-122.-Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones, la cual se visualiza en la figura 39.

Tabla 250-122.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc., sin exceder de: (amperes)	Tamaño			
	Cobre		Cable de aluminio o aluminio con cobre	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2.08	14	—	12
20	3.31	12	—	10
80	5.26	10	—	8
100	8.37	8	—	6
200	13.30	6	21.20	4
300	21.20	4	33.60	2
400	26.70	3	42.40	1
500	33.60	2	53.50	1/0
600	42.40	1	67.40	2/0
800	53.50	1/0	85.00	3/0
1000	67.40	2/0	107	4/0
1200	85.00	3/0	127	250
1600	107	4/0	177	350
2000	127	250	203	400
2500	177	350	304	600

Figura 39. Tabla 250-122.-Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones. (NOM-001-SEDE-2018, 2022).

Para instalaciones fotovoltaicas se dimensiona el conductor de acuerdo a 680-9b), el cual indica que no se debe exigir un aumento en el tamaño del conductor de puesta a tierra, para responder a las consideraciones de caída de tensión por lo que el valor del conductor con respecto a la capacidad del dispositivo de sobre corriente de 20 A, el tamaño del conductor es de cobre calibre 12 AWG

El layout y el diagrama unifilar del Proyecto, pueden observarse en el apéndice A.

2.8.5.Cálculo de la producción anual generada por el sistema fotovoltaico

Para el cálculo de la producción anual generada por el sistema fotovoltaico se necesita antes calcular diferentes parámetros como la inclinación de los módulos fotovoltaicos y diferentes pérdidas.

2.8.5.1.Radiación solar en el sitio

La radiación en el sitio se obtiene de un software realizado por el gobierno de Canadá, ayuda a evaluar la viabilidad y el rendimiento de los proyectos de energía renovable y eficiencia energética.

Para la simulación completa del proyecto fotovoltaico se necesita pagar una suscripción al software, para el caso de este proyecto se utiliza de forma de forma gratuita.

Al introducir las coordenadas del sitio propuesto, el software arroja los siguientes datos mostrados en la tabla 11:

Tabla 11. Datos meteorológicos del sitio. (RETScreen Expert, 2022)

Mes	Temperatura del aire	Humedad Relativa	Radiación solar diaria horizontal	Velocidad de viento	Temperatura del suelo
-----	----------------------	------------------	-----------------------------------	---------------------	-----------------------

	°C	%	kWh/m ² /d	m/s	°C
Enero	13.9	54.6	4.5	2.5	12.1
Febrero	15.4	50.2	5.3	2.6	14.1
Marzo	17.5	46.4	6.0	2.6	16.6
Abril	18.7	45.8	5.8	3.0	19.3
Mayo	19.2	52.2	5.6	3.0	20.3
Junio	18.6	62.2	5.4	3.1	18.6
Julio	17.5	68.2	5.0	2.6	16.7
Agosto	17.7	67.0	5.0	2.4	16.4
Septiembre	17.4	67.5	4.5	2.6	15.7
Octubre	16.4	63.6	4.6	2.4	14.7
Noviembre	15.4	57.9	4.4	2.1	13.4
Diciembre	14.2	57.4	4.2	2.0	12.1
Anual	16.8	57.8	5.0	2.6	15.8

En la figura 40 se observan los datos meteorológicos arrojados por el software.

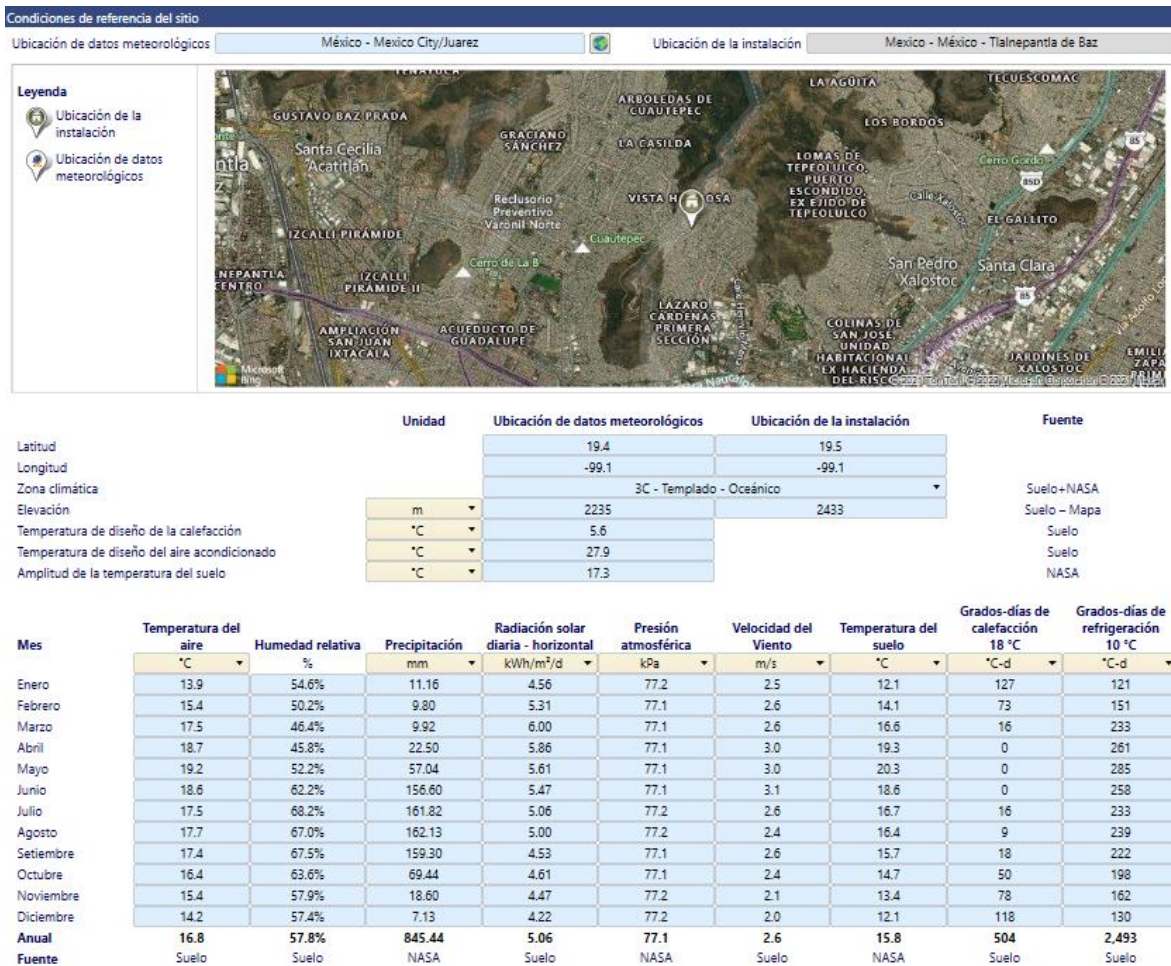


Figura 40. Datos meteorológicos del sitio (RETScreen Expert, 2022)

Con los resultados anteriores se puede graficar el valor de la radiación solar diaria como se presenta en la gráfica de la figura 41:

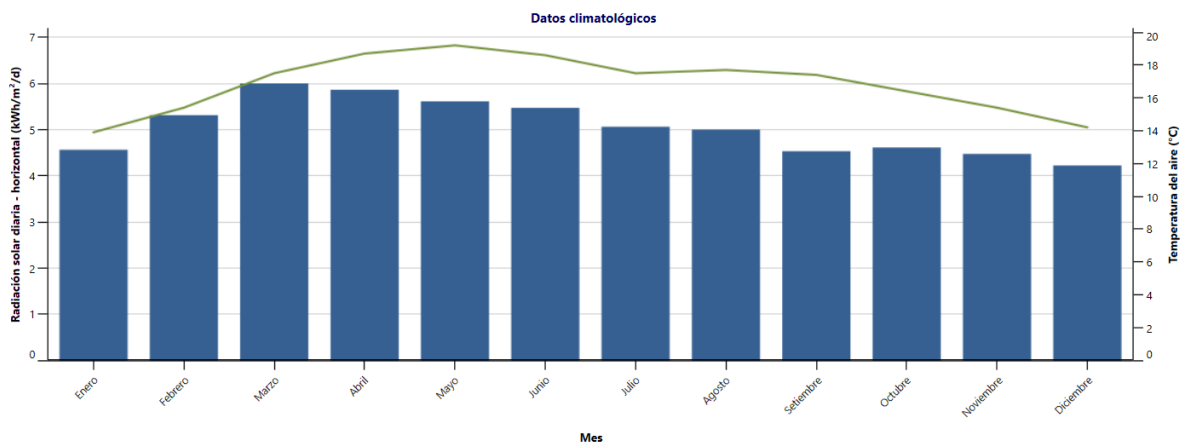


Figura 41. Irradiación solar diaria – horizontal (RETScreen Expert, 2022.)

2.8.5.2.Orientación e inclinación

El cálculo de la inclinación de los módulos fotovoltaicos se realiza con la ecuación número 44, utilizando la latitud del sitio propuesto:

$$\beta_{opt}=3.7+0.69 \cdot |\varphi| \quad (48)$$

Siendo:

β = Ángulo de inclinación óptima (°)

$|\varphi|$ = latitud del sitio, sin signo (°)

Con la latitud del sitio propuesto (19.544466°) se sustituye en la fórmula anterior:

$$\begin{aligned} \beta_{opt}&=3.7+0.69 \cdot |19.544466| \\ \beta_{opt}&=17.38^\circ \end{aligned}$$

La inclinación que tendrán los módulos fotovoltaicos será de 17.38°, esta inclinación se logra ajustando la estructura de montaje, a continuación, en la figura 42 se muestra un ejemplo con la inclinación resultante:

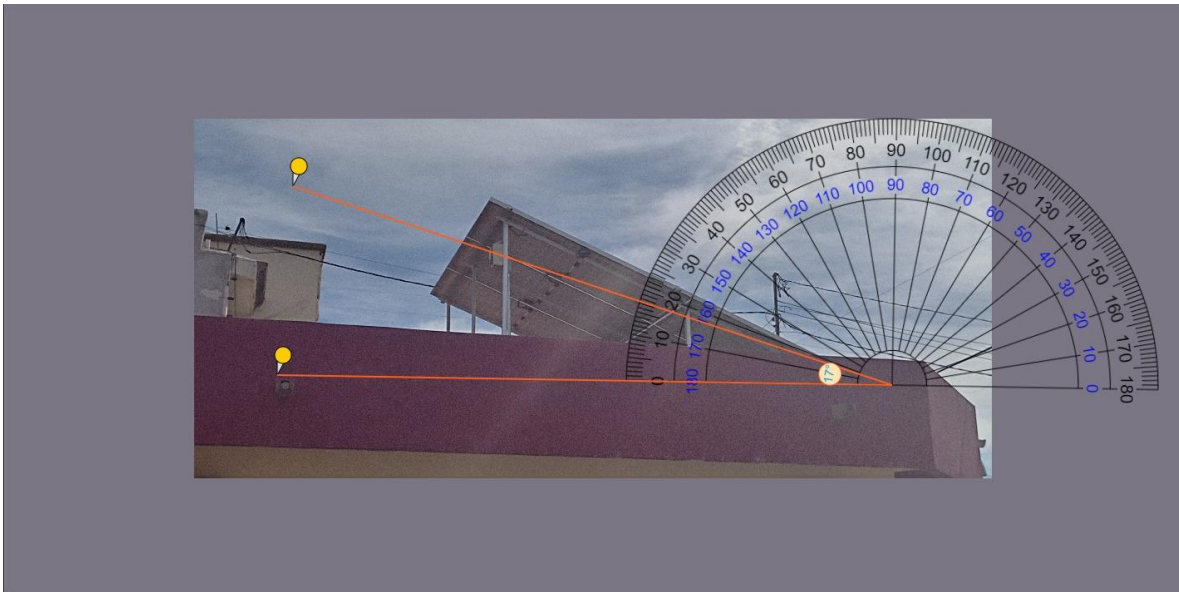


Figura 42. Inclinación de módulos fotovoltaicos (Ginifab, 2022.)

La orientación o azimut de la instalación fotovoltaica depende de la edificación dónde se encuentra la MiPyME, ya que la instalación se encontrará en la azotea de la misma, la orientación de los módulos fotovoltaicos será la misma y con inclinación hacia el sur.

Como se observa en la figura 43 el azimut del sitio sería aproximadamente de 330°, por lo que el azimut de la instalación fotovoltaica sería el mismo de 330°.



Figura 43. Azimut del sitio (Ginifab, 2022.)

2.8.5.3. Cálculo de distancia entre módulos

Para distribuir los módulos en la zona de instalación se hace uso de la ecuación 14:

$$d_{min} = b * \frac{\text{sen}(y_s + \beta)}{\text{sen}(y_s)}$$

Se sustituyen los valores de latitud 19.51°C en la ecuación 15 para obtener el ángulo crítico de solsticio:

$$y_s = 90 - (19.518056 + 23.5^\circ)$$

$$y_s = 90 - 43.019 = 46.9819^\circ$$

Una vez obtenido el ángulo crítico, se sustituye en la ecuación 14, previamente mencionada:

$$d_{min} = 0.996 * \frac{\text{sen}(46.9819 + 17.38)}{\text{sen}(46.9819)} = 1.228 \approx 1.23 \text{ m}$$

La distancia mínima para no obtener sombras es de 1.23 metros entre cada fila de módulos fotovoltaicos, con la distancia calculada se detalla la distribución de los módulos.

2.8.6. Pérdidas de los diferentes elementos del sistema fotovoltaico

2.8.6.1.Eficiencia del inversor

El valor de la eficiencia del inversor es proporcionado por el fabricante del equipo y se obtiene directamente de la ficha técnica.

Para el inversor seleccionado para este proyecto el valor de la eficiencia es del 97.0%.

2.8.6.2.Pérdidas por suciedad

La acumulación de polvo y suciedad en los módulos fotovoltaicos representa un porcentaje de pérdidas en la generación del sistema, sin embargo, para el cálculo de estas pérdidas no hay un modelo matemático a seguir, ya que estas dependen puntualmente de la localización del sistema, el entorno que lo rodea, el clima, las estaciones del año, el crecimiento industrial, etc. Por lo tanto, las pérdidas por suciedad pueden variar mucho de un lugar a otro.

Para el caso de este Proyecto tomaremos el valor de pérdidas por suciedad del 2%, considerando que la instalación fotovoltaica se encuentra en la azotea de una vivienda, por lo que se asume que la limpieza de los módulos se realizará como mínimo dos veces al año.

2.8.6.3.Pérdidas por sombras

Para el cálculo de sombras no hay un método específico. Se asume que no se tendrán pérdidas por sombras en la instalación.

2.8.6.4.Pérdidas por orientación e inclinación

Para el cálculo de pérdidas de energía por se utiliza la ecuación 19 y 20:

$$Perdidas(\%) = 100 * [1.2 \times 10^{-4} (\beta - \varphi + 10)^2 + 3.5 * 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{Para } 15^\circ < \beta < 90$$

Con la latitud φ del sitio 19.518056° e inclinación β de los módulos de 17.38° y orientación α de $330 (-30^\circ)$ se remplazan los valores:

$$Perdidas(\%) = 100 * [1.2 \times 10^{-4} (17.38 - 19.51 + 10)^2 + 3.5 * 10^{-5} (-30)^2]$$

$$Perdidas(\%) = 3.89\%$$

Para verificar que se cumpla con tener un alta eficiencia se mapea en el plano figura 44 los parámetros de inclinación y orientación

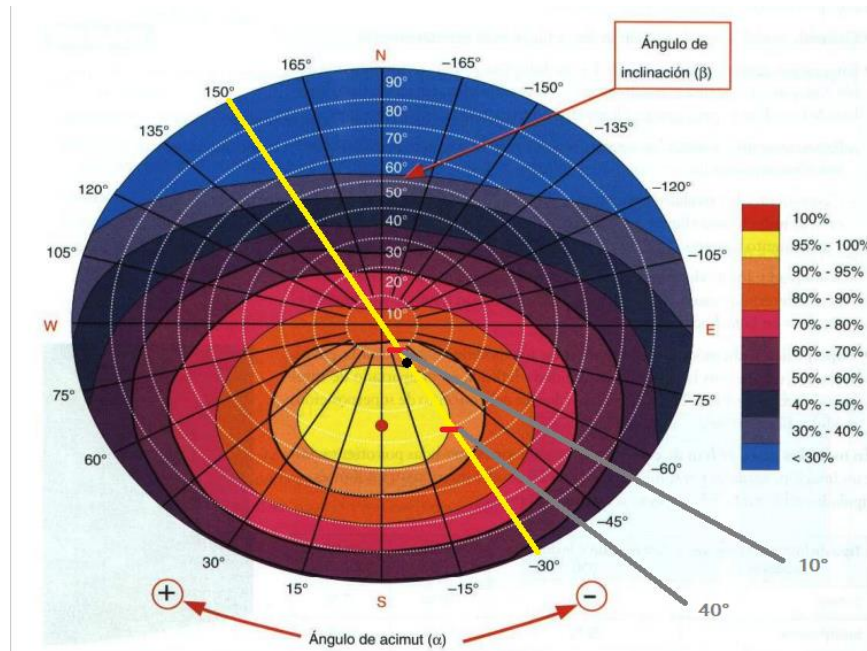


Figura 44. Mapa de inclinación y azimut (IDEA, 2015)

El punto negro es la inclinación del módulo en la orientación de la línea amarilla (-30°). Para obtener la captación de irradiación del 90-95% la inclinación del módulo debe de estar entre el intervalo 10° - 40° (en una latitud de 41°).

Para corregir la inclinación óptima mínima 10° y máxima β 40° se le resta la latitud de sitio ϕ 19.51°

$$\beta_{10} = 10^\circ - (41^\circ - 19.51^\circ) = -9.51^\circ = 0^\circ$$

$$\beta_{40} = 40^\circ - (41^\circ - 19.51^\circ) = 18.51^\circ$$

El ángulo de inclinación calculado 17.38° se encuentra dentro del rango para no bajar del 95% de captación de irradiación solar

$$0^\circ < 17.38^\circ < 18.51^\circ \text{ (Para 95-100\%)}$$

Por lo que la eficiencia por inclinación y orientación es del 96.11%,

2.8.7. Cálculo del rendimiento de los módulos y generación total del sistema.

2.8.7.1. Cálculo del rendimiento del módulo fotovoltaico

Como se describe en el capítulo anterior el rendimiento es la relación que existe entre la irradiación que llega en sitio con respecto a la potencia generada por el módulo fotovoltaico. Con la ecuación 23 se obtiene el valor del fabricante para el rendimiento del módulo fotovoltaico, cuyo valor es del 19.3%, cabe mencionar que este valor es en STC.

Cómo lo muestra la figura 45, la irradiancia E en sitio bajo condiciones críticas es de 661.87 Wh/m^2 , con una temperatura máxima de sitio T_{amb} de 33°C , por ello es necesario conocer el rendimiento nominal del módulo en condiciones de sitio.

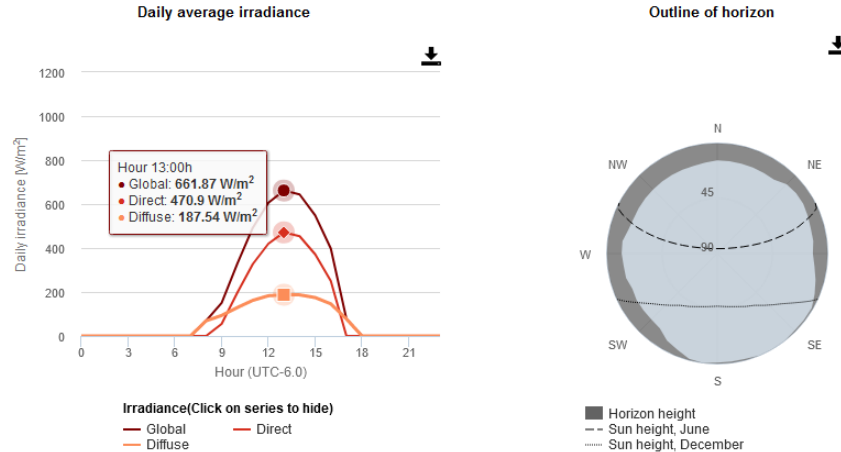


Figura 45. Irradiancia promedio en diciembre para el sitio de instalación (Fuente: [JRC Photovoltaic Geographical Information System \(PVGIS\) - European Commission \(europa.eu\)](#)).

El módulo propuesto es de 385W, cuyo coeficiente de temperatura de la potencia máxima es de -0.370%/°C bajo condiciones nominales de funcionamiento y la temperatura nominal del panel T_{ONC} es de 40°C, el sitio tiene una temperatura máxima T_{amb} de 33°C.

Para obtener la temperatura de operación hipotética T_a se utiliza la ecuación 24 del cálculo de la temperatura de operación del módulo, reemplazando las variables con los datos del sitio y equipos.

$$T_a = T_{amb} + E \frac{T_{ONC} - 20}{800}$$

Se reemplazan los valores

$$T_a = 33 + \left(661.87 \frac{Wh}{m^2} \right) \left(\frac{40 - 20}{800 \frac{Wh}{m^2}} \right) = 33 + 16.55 = 49.55^\circ C \approx 50^\circ C$$

Y se obtiene una temperatura de operación hipotética de 50°C, esta temperatura se resta a la temperatura en STC de 25 °C, para obtener la diferencia de temperatura entre la temperatura de máxima potencia y la temperatura de operación hipotética:

$$T' = 50^\circ C - 25^\circ C = 25^\circ C$$

El resultado es de 25 °C es la temperatura por multiplicar por el coeficiente de potencia máxima del módulo de -0.370%, el signo negativo quiere decir que por cada aumento de grado diferente de la temperatura STC (25 °C) se disminuye un 0.37% de la potencia nominal del módulo (385 W):

$$T' = 25^\circ C \times (0.37\%) = 9.25\%$$

Lo que significa que el módulo pierde un 9.25% de su potencia nominal (395W) a la temperatura de operación de 50 °C.

$$\begin{aligned} \text{Pérdida de potencia del módulo} &= \text{Potencia STC} \times T' \\ \text{Pérdida de potencia del módulo} &= 385 \text{ W} \times 9.25\% = 35.61 \text{ W} \end{aligned}$$

Esto quiere decir que la potencia del módulo disminuye 35.61 W.

$$\text{Potencia real del módulo} = \text{Potencia STC} - \text{Pérdida de potencia del módulo}$$

$$Potencia\ real\ del\ m\u00f3dulo = 385\ W - 35.61\ W = 349.39\ W$$

La potencia real del m\u00f3dulo a una temperatura de operaci\u00f3n de 50 \u00b0C es de 349.39 W.

De acuerdo con los c\u00e1lculos desarrollados, el m\u00f3dulo presenta una disminuci\u00f3n de potencia de 35.61 W, bajo una temperatura ambiente m\u00e1xima de 33\u00b0C y una temperatura de operaci\u00f3n de 50\u00b0C.

2.8.7.2.C\u00e1lculo de la eficiencia del m\u00f3dulo fotovoltaico

Con las ecuaci\u00f3n 25 se calcula la eficiencia del m\u00f3dulo fotovoltaico η_{Temp} , remplazando los valores del coeficiente de temperatura del m\u00f3dulo $\%/^{\circ}C = 0.37$, la temperatura nominal de operaci\u00f3n T_{ONC} igual a 40\u00b0C, una irradiancia en sitio de E de 661.87 Wh/m², a una temperatura ambiente T_{AMBmax} , de 33\u00b0C

$$\eta_{Temp} = \frac{(n\ modulo\ \%C)(^{\circ}C\ celula) - 25}{100}$$

$$^{\circ}C\ celula = T\ celula = T_{AMBmax} + E \frac{(T_{ONC} - 20)}{800}$$

La primera ecuaci\u00f3n de “\u00b0C c\u00e9lula” o T_a ya fue calculada, cuyo valor es de 50\u00b0C:

Una vez calculado la temperatura del m\u00f3dulo fotovoltaico se calcula la eficiencia del m\u00f3dulo

$$\eta_{Temp} = \frac{(0.37\%/^{\circ}C)(50^{\circ}C) - 25}{100\%} = -0.065$$

Con el valor anterior se puede determinar la eficiencia del m\u00f3dulo fotovoltaico de acuerdo a la ecuaci\u00f3n 26:

$$\eta'_{Temp} = 1 - 0.065 = 0.935$$

Para una temperatura ambiente m\u00e1xima de 33\u00b0C a una irradiancia de 661.87 Wh/m² se tiene una eficiencia de 0.935

2.8.8.Energ\u00eda total generada

Una vez realizado los c\u00e1lculos de p\u00e9rdidas y valores de eficiencias se procede a calcular la energ\u00eda total generada, por lo que primero se calcula la eficiencia del sistema PR_{total} , utilizando la ecuaci\u00f3n n\u00famero 29:

$$PR_{total} = [(\eta_{inversor})(\eta'_{Temp})] * (1 - a)(1 - b)(1 - c)(1 - d)(1 - e)$$

PR_{total} (Eficiencia del sistema) =

$\eta_{inversor}$ (Eficiencia del inversor) = .97

η'_{Temp} (Eficiencia del m\u00f3dulo por temperatura) = 0.935

a (cableado) = 0.0062

b (suciedad) = 0.02

c (sombras) = 0.0

d (orientaci\u00f3n e inclinaci\u00f3n) = 0.0389

e (p\u00e9rdidas por cableado de ca) = 0.017

Sustituyendo los valores en formato decimal:

$$PR_{total} = [(.97)(0.935)] * (1 - 0.0062)(1 - 0.02)(1 - 0)(1 - 0.0389)(1 - 0.017)$$

$$= (0.97)(0.935)(0.9938)(0.98)(0.9611)(0.983) =$$

$$PR_{total} \cong 0.8345$$

Con los equipos propuestos se tiene una eficiencia del 83.45%

Ya calculado todas las variables y la eficiencia se calcula la potencia generada total, por lo que se utiliza la ecuación 30.

$$W_{total} = (W_{pico})(Radiacion\ media\ diaria)(PR_{Total})$$

Para obtener los valores de W_{pico} , se multiplica por los 5 módulos propuestos en la instalación, por la potencia máxima generada de estos en condiciones nominales que genera el módulo fotovoltaico 349.39 W.

$$W_{pico} = NW_{pico} = 5 (349.39 W) = 1746.95 W$$

Con ese dato se determina la potencia total generada por día:

$$E_{total} = \frac{(1746.95 W) \left(5060 \frac{Wh}{m^2\ dia} \right) (0.8345)}{1000 \frac{Wh}{m^2\ dia}} = 7,376.68 W$$

De acuerdo al sistema propuesto se tiene una generación diaria de 7,376.68 W.

Para calcular la generación anual se multiplica por los 365 días del año, dando como resultado la ecuación siguiente:

$$E_{total\ anual} = (365)(7,376.68 kW) = 2,692.49 kW /anual$$

Con los cálculos anteriores se resume que para una irradiación de sitio de 5.06 kWh/m² se utilizan 5 módulos fotovoltaicos con una potencia máxima de 385 Wp (ó 349.39 Wp en condiciones de temperatura ambiente de 33°C e irradiancia de 661.87Wh), el sistema propuesto tiene una eficiencia del 83.45%, la instalación propuesta satisface el 97% de carga demandada.

CAPITULO III

ANALISIS DEL ESTUDIO DE MERCADO

3.1. DESCRIPCIÓN DEL BIEN O SERVICIO

Microempresa de servicios de ingeniería, dedicada a la procura, diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos con retorno de inversión a largo plazo.

El diseño se realiza de manera personalizada de acuerdo con la necesidad y giro de la MiPyME, se realiza acompañamiento ante los trámites con la compañía suministradora como lo son solicitud de interconexión, solicitud de cambio de medidor, entre otros.

Se dan garantías de parte de los fabricantes de los equipos y además garantía de instalación mecánica y eléctrica. Se brinda seguimiento del sistema en operación, detectando anomalías o fallas en la generación, y en caso se da soporte técnico.

Todo esto en conjunto le garantiza a la MiPyME la adquisición de un servicio integral.

3.2. PRECIOS DEL PROYECTO EN EL MERCADO

El precio de los insumos utilizados para la fabricación de los módulos fotovoltaicos y las cadenas de suministro ha sufrido variaciones por la pandemia del COVID-19 y consecuencias a nivel mundial como la inflación.

En la gráfica de la figura 46 se muestra que el costo del kilogramo de polysilicon desde el mes de abril del 2022, hasta la primera semana de octubre del 2022.

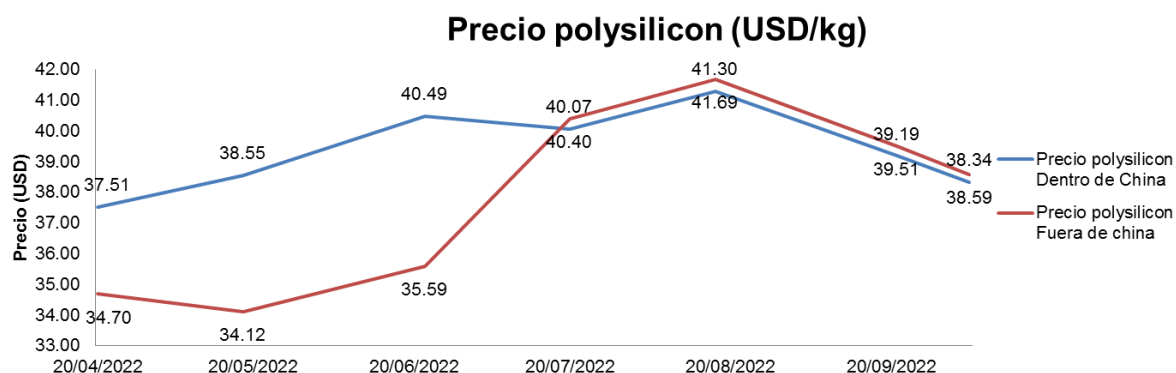


Figura 46. Precios del polysilicon utilizado en la fabricación de módulos fotovoltaicos. (PVinsight, 2022)

El precio del kilogramo del polysilicon en el mes de abril fue de 37.51 USD/kg dentro de China y 34.69 USD/kg fuera de China, contra un precio en el mes de octubre de 38.59 USD/kg dentro de China y 38.34 USD/kg fuera de China. Se observa una tendencia de aumento del 2.87% en el precio dentro de China y un aumento de 10.48% en el precio fuera de China.

En la gráfica mostrada en la figura 47 se muestra el precio en dólares de los contenedores de 40 pies saliendo de China.

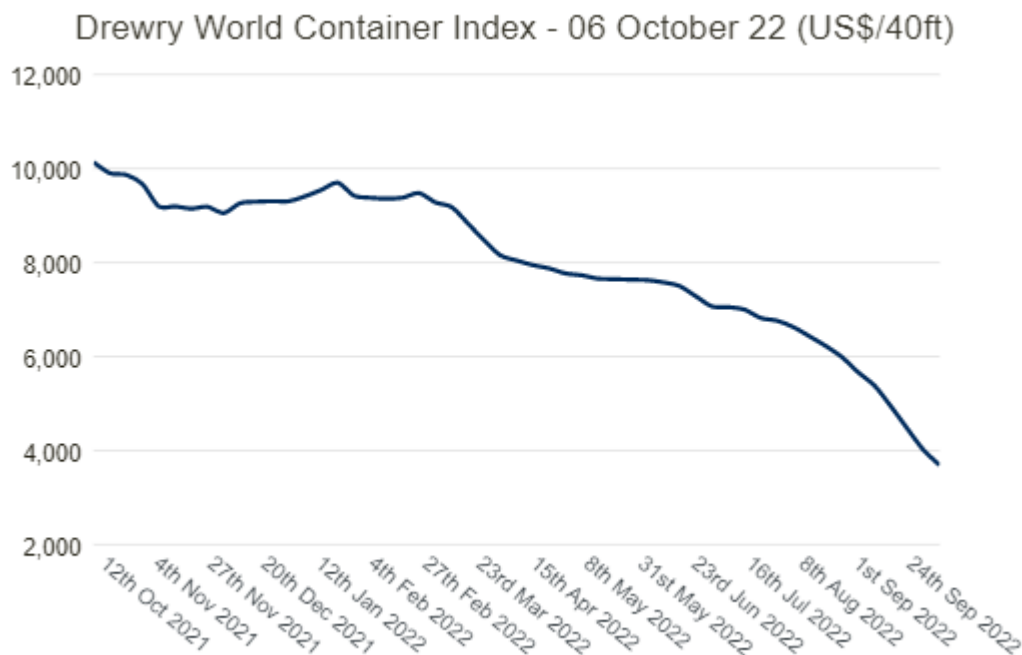


Figura 47. Gráfica de Precio global de los contenedores (2022, Drewry).

El índice compuesto disminuyó un 8% esta semana, la 32ª disminución semanal consecutiva, y ha caído un 64% en comparación con la misma semana del año pasado con 3,689 USD/ft versus 10,130 USD/40 ft.

Los precios presentados a continuación se obtuvieron del Monitor de información comercial e Índice de Precios de Generación Solar Distribuida en México Segunda edición publicada por la Asociación Mexicana de Energía Solar A.C (ASOLMEX) tabla 12.

De acuerdo a cifras publicadas por el estudio de mercado Monitor de información comercial e Índice de Precios de Generación Solar Distribuida en México, 2021, la demanda de mercado de las capacidades instaladas, así como los costos de instalación en unidades (por dólar), en rango definido se resume en la siguiente tabla, en esta podemos visualizar que las instalaciones con capacidades de hasta 25 kW-mes tienen una participación del 25% demandado.

Tabla 12. Precios de generación solar distribuida en México (Precios de Generación Solar Distribuida en México Segunda edición publicada por la Asociación Mexicana de Energía Solar A.C, 2021).

RANGO DE CAPACIDAD INSTALADA	PRECIO AL PUBLICO MEDIO (\$Wp sin IVA)	CANTIDAD INSTALADA %
0-5	1.4	33
5-15	1.3	50
15-30	1.3	20
30-50	1.2	22
50-100	1.2	10
100-250	1.1	7
250-500	1	21

De forma que el precio (USD/Wp) al público son inversamente proporcionales a la capacidad instalada.

Si los precios de instalación estimados en la segunda edición del Monitor de precios de GSD (versión octubre 2021) son comparados con los precios de instalación reportados en la primera edición del Monitor (versión marzo 2020), se puede observar que en todos los rangos se experimentó una ligera disminución. El máximo porcentaje de variación se registra en el rango 50-100 kWp: en la primera edición, el precio promedio fue de 1.20 USD/Wp mientras que en esta edición del Monitor el precio se redujo a 0.93 USD/Wp, lo que significó una reducción de aproximadamente 29%. Fuente: Monitor de información comercial e Índice de Precios de Generación Solar Distribuida en México Segunda edición publicada por la Asociación Mexicana de Energía Solar A.C (ASOLMEX)

De manera más detallada de acuerdo con la tabla 13, conforme al mismo estudio se estima el comportamiento de los precios al público por cada rango de potencia instalado desde el costo mínimo hasta el máximo.

Tabla 13. Precios de la potencia instalada. (Precios de Generación Solar Distribuida en México Segunda edición publicada por la Asociación Mexicana de Energía Solar A.C, 2021).

Precio (USD/Wp)	Rango de potencia instalada (kWp)						
	0-5	5-15	15-30	30-50	50-100	100-250	250-500
Min.	1.17	1.08	1.03	0.98	0.86	0.79	0.79
Med.	1.24	1.14	1.08	1.04	0.93	0.90	0.85
Max.	1.31	1.20	1.13	1.09	1.0	1.01	0.91

El precio de las instalaciones de 250-500 kWp son 31% más baratas en comparación con las instalaciones de 0-5 kWp.

3.3. DEMANDA DEL SERVICIO

3.3.1. Clientes potenciales

De acuerdo con el último estudio de mercado en México por el DENUE 2022, la empresa considera como clientes potenciales, a las microempresas del giro de comercio y servicios al tener un mayor impacto, participando con el 86% total del mercado, como se visualiza en la figura 48.

NEGOCIOS POR GRAN SECTOR DE ACTIVIDAD ECONÓMICA EN EL DENUE INTERACTIVO
(Distribución porcentual)

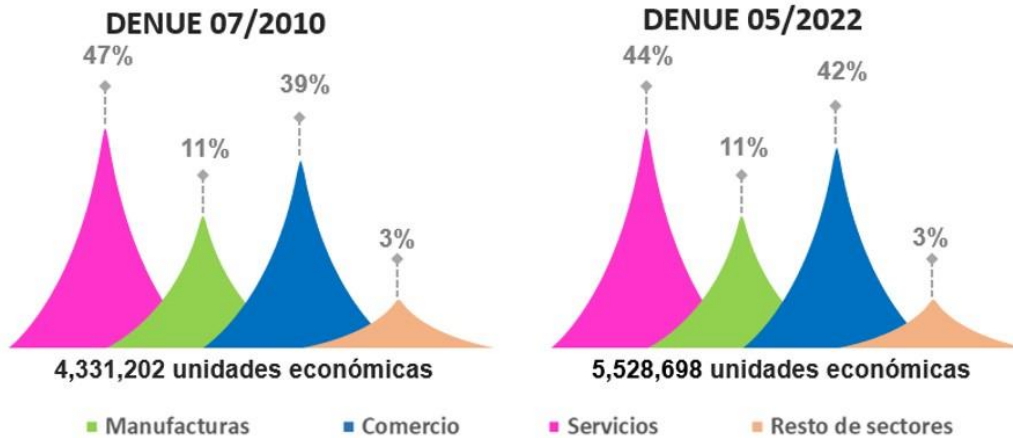


Figura 48. Participación de los negocios en el mercado mexicano (DENUE, 2022).

3.3.2. Cliente específico

En contexto las microempresas del sector de comercio aportan un 52% del PIB Nacional y se estima que en México existen más de 4 millones de negocios.

La empresa al ser del sector de servicios se enfoca a aquellos clientes que tengan mayor oportunidad de poder solicitar un proyecto de instalación fotovoltaico, siendo que los clientes específicos serán los negocios y comercios micro.

3.3.3. Gastos generales

Los gastos generales serán aquellas variables que forman parte de la cotización final y que están en función de la capacidad instalada, como lo son: mano de obra, accesorios, costos adicionales (margen, costos indirectos), UVIE, tecnologías, las que se contemplan para la empresa son las que se describen en la tabla 14.

Tabla 14. Costos generales a diferentes capacidades instaladas (DENUE, 2022).

RANGO DE CAPACIDAD INSTALADA	COSTOS DE OPERACIÓN (\$Wp- sin IVA)	GASTOS GENERALES (\$Wp)
0-5	1	0.22
5-15	1	0.22
15-30	1	0.24
30-50	1	0.22
50-100	0.8	0.21
100-250	0.8	0.21
250-500	0.8	0.21

3.3.4. Productos sustitutos

Para el sector energético existen fuentes de energía renovable sustituta la cual solo tendrán mayor participación en el mercado de grandes empresas como: instalaciones de distribución de energía eólica y de generación distribuida CFE

3.3.5.Productos complementarios

Los productos complementarios en función de la empresa son los accesorios utilizados para la puesta en marcha del proyecto fotovoltaico:

- Paneles solares
- Material eléctrico
- Estructura
- adicionales
- Inversores de corriente
- Mantenimiento

3.4. OFERTA

3.4.1.Competidores potenciales

En México el mercado fotovoltaico se segmenta por implementación: generación solar, distribuida y escala de diferentes servicios públicos.

De acuerdo con datos del directorio de empresas del sector fotovoltaico (ENF), existen 395 empresas registradas, de las cuales 159 son sistema aislado y 115 de interconexión a la red.

Los principales competidores en México que dominan el mercado son: enel, CanadianSolar, risen, engie, enlight, con una participación en el mercado detallado en la figura 49.



Figura 49. Participación y pronóstico de mercado fotovoltaico, MI 2022

3.4.2.Competidor específico

El principal competidor de la microempresa es ENEL al tener un mayor número de licitaciones y es comercialmente más conocido.

3.4.3.Productos sustitutos

De acuerdo con el mercado el cual se enfoca al ser de baja demanda energética no presenta muchas opciones comerciales para ser sustituido o remplazado, el mayor competidor o único producto sustituto será CFE, ya que por alcance de las demás fuentes de energía pueden contemplarse a un mercado macro.

3.4.4.Productos complementarios

En el estudio de mercado se detectan diferentes variables las cuales de manera general son los componentes y servicios adicionales necesarios para la generación de cualquiera de nuestros proyectos.

- Paneles solares
- Conductores
- Inversores de corriente
- Mantenimiento

3.4.5.Costos generales

Descripción de datos y comportamiento del mercado para los gastos que tiene la empresa.

3.4.6.Tecnología

En el mercado existen herramientas tecnológicas que son utilizadas en desarrollo de la empresa. El internet es la herramienta más utilizada como canal de venta y promoción con una participación del 66% del total de este tipo de medios.

3.4.7.Medios de distribución

El medio de distribución es de manera directa, es decir: la empresa es de servicios por lo que los servicios se ofrecen directamente por el personal.

3.5. CADENA DE VALOR DEL BIEN O SERVICIO

Para hacer una descripción general del servicio ofrecido por la empresa, se emplea un diagrama de bloque de procesos que se representa en la figura 50. Se describe a rasgos generales el proceso del diseño de una instalación eléctrica fotovoltaica.

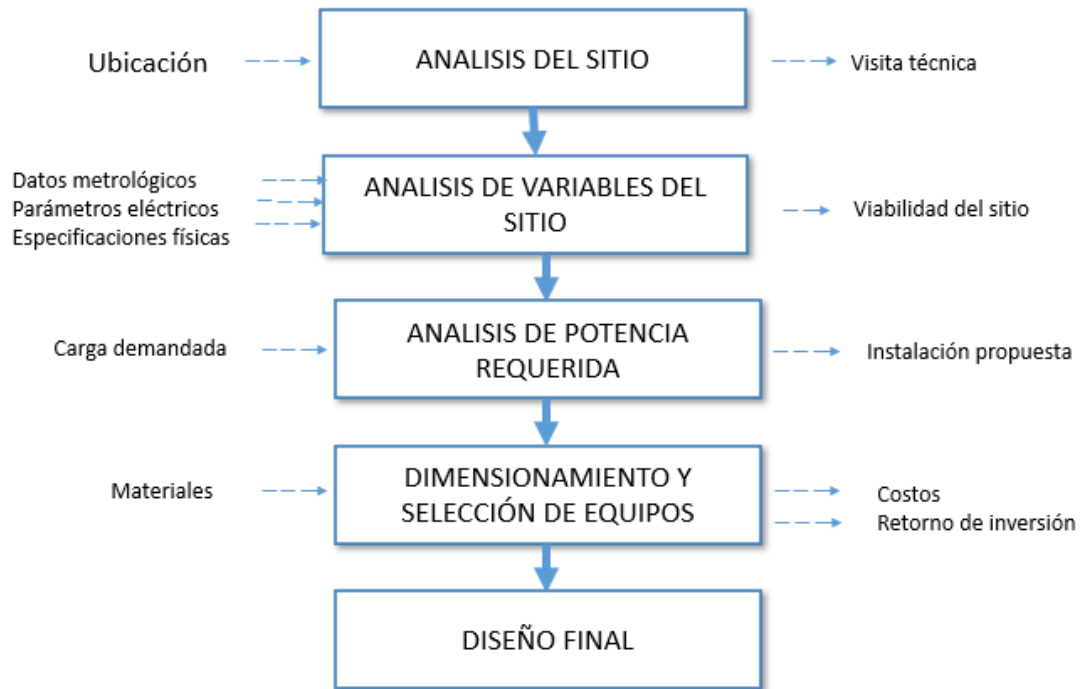


Figura 50. Diagrama de Bloque de proceso.

El primer bloque es desarrollado por un ingeniero y un técnico, ambos asisten a la ubicación propuesta para la instalación del sistema con herramientas como flexómetro, inclinómetro, cámara fotográfica y algún equipo o material para registrar los hallazgos e información relevante, puede ser un como equipo de cómputo o libreta. Analizan el sitio, el área propuesta para la instalación fotovoltaica, si hay obstáculos cerca o elementos que se tienen que respetar (tragaluces, zonas reservadas, paso de personal, etc.). También se realiza una entrevista con el responsable directo o el personal, se cuestiona sobre el tipo de trabajos que realiza la MiPyME.

En el segundo bloque corresponde a las variables del sitio, esto se realiza en las oficinas dónde se realiza el diseño del sistema fotovoltaico por un ingeniero en un equipo de cómputo con acceso a internet, se analiza la información recopilada en el bloque anterior y se realiza en el estudio de la base de datos la cual contiene datos meteorológicos como irradiancia, temperatura máxima, temperatura mínima, precipitación, nieve, que son de importancia al momento de realizar el dimensionamiento y cálculo de la instalación. Esta base de datos puede ser consultada en plataformas gratuitas o softwares especializados en diseño solar. Con este estudio se puede determinar si es viable llevar a cabo el proyecto.

Para el caso del tercer bloque análisis de potencia requerida se realiza por un ingeniero con ayuda de un equipo de cómputo, una vez ya definido cada una de las variables del bloque anterior se hace un estudio de la carga demandada, tipo de equipos utilizados por la MiPyME, horas de uso, etc. y cálculos para la nueva instalación propuesta. Otra opción para este caso es realizar el análisis del recibo de facturación de energía eléctrica proporcionado por la compañía suministradora de energía, se observan los patrones de consumo, meses de mayor y menor consumo. Si esta instalación es viable se procede al siguiente bloque.

Cuarto bloque de dimensionamiento y selección de equipos se hace la búsqueda de los equipos y demás materiales a utilizar en la instalación, se estudian y al tener en cuenta ya el dimensionamiento se selecciona para al final obtener un costo para así se pueda presentar al cliente el diseño final y el retorno de inversión. Este último bloque se realiza en conjunto entre el ingeniero y el personal administrativo con ayuda de un equipo de cómputo, se reúnen con el cliente en las instalaciones de la MiPyME o en las instalaciones de la empresa prestadora de servicios.

CAPITULO IV

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DEL PROYECTO DE INGENIERIA

5.1 LOGISTICA DEL PROYECTO

El proyecto de una instalación fotovoltaica consta de diferentes etapas y procesos de ejecución por lo que, para la empresa, es de suma importancia organizar cada actividad con la finalidad que los tiempos de respuesta a los usuarios sea el menor posible, pero al mismo tiempo cada actividad se desarrolle correcta y eficientemente.

En ese sentido, para la ejecución del proyecto se determinan las diferentes actividades que se llevan a cabo en cada etapa del diseño de la instalación fotovoltaica, como se describe a continuación:

5.1.1 Análisis de sitio

En la primera etapa del desarrollo de cualquier proyecto fotovoltaico se estudia el sitio propuesto y cada uno de sus parámetros para una posible viabilidad.

5.1.1.1 Visita técnica

El primer paso para definir la viabilidad del sitio es realizar una visita técnica, esto ayuda a conocer cómo llegar al sitio, las avenidas y calles cercanas para conocer sus características como el estado de estas, tipo, anchura, etc. para analizar el posible traslado de equipos, los comercios alrededor, tipo de edificación (vivienda, industrial, comercial), número de niveles de esta, material de la que está hecha, tipo de zona propuesta de instalación (techo de lámina, azotea de concreto, tejado, etc.). Esta visita técnica se complementa con una entrevista con la persona interesada en adquirir el proyecto fotovoltaico, conocer sus inquietudes, dudas, propuestas, personalización de la instalación, limitaciones de presupuesto, de horario, el área, etc.

5.1.1.2 Levantamiento

Una vez que ya se tiene el lugar propuesto se inicia el trabajo de investigación, como lo son la recopilación de datos y características particulares del sitio propuesto, algunos datos como: son irradiancia, temperatura, altura, velocidad de viento, cantidad de lluvia, etc., estos datos pueden ser obtenidos de bases de datos privadas y públicas como el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), Vaisala, SolarGIS, etc.

También se analiza la infraestructura eléctrica y estructural actual, estado de los conductores eléctricos principales de alimentación, cantidad de tableros eléctricos y espacios disponibles en ellos, tensión de alimentación y si hay posibilidad de conectar el sistema fotovoltaico en un tablero existente o debe adquirirse uno nuevo.

5.1.1.3 Análisis de la potencia requerida

Se recopila información de la carga ya instalada, estos equipos están relacionados con el giro económico de la MiPyME, a continuación, se presentan algunos ejemplos:

- Miscelánea - Refrigeradores, vitrinas refrigeradoras, básculas eléctricas, rebanadoras cortadoras eléctricas, cámaras de vigilancia, anuncios luminosos, etc.
- Maquiladora – Maquiladoras textiles de diferentes tipos, cortadoras eléctricas de telas, bombas para agua, reflectores, cámaras de vigilancia, alarmas, etc.
- Fábrica de muebles – Cortadoras eléctricas, sierra eléctrica, grúa, taladros, martillos eléctricos, pistolas para pintura, reflectores, alarmas, etc.

Se analiza el tiempo de uso y con eso se suma la potencia requerida, además se cuestiona si los equipos aumentarían y por lo tanto la potencia requerida. En ocasiones la MiPyME proporciona el recibo de facturación de luz eléctrica, esto sirve para conocer el histórico de consumo y observar si hay patrones de consumos en meses determinados.

Concluido el estudio anterior se analiza y determina si el sitio es viable para la instalación de un sistema fotovoltaico.

5.1.2 Diseño de la ingeniería de detalle

Dado que ya se tiene el estudio previo se visualiza si el sitio es viable y de ser así se comienza con el análisis de los parámetros del sitio y el diseño del sistema fotovoltaico

5.1.2.1 Análisis de variables meteorológicas del sitio

Una vez que se tiene definido la base de datos meteorológicos se procede a su análisis, la temperatura máxima presentada en el lugar, temperatura mínima, irradiancia, irradiación, cantidad de nieve, cantidad de lluvia, también se analiza cuantas veces se ha presentado la temperaturas máximas y mínimas registradas.

Estas bases de datos casi siempre tienen registros históricos de diez años, veinte años o más. Así se puede conocer más a detalle los datos meteorológicos del sitio.

5.1.2.2 Propuesta de equipos

Se proponen los equipos principales como lo son, módulos fotovoltaicos e inversores, se analiza el tipo de inversor adecuado para la instalación (central o de cadena), potencia, dimensiones, disponibilidad, fabricante, precio, tiempo de entrega, que sea compatible con el módulo fotovoltaico, una vez analizados estos aspectos se selecciona un inversor fotovoltaico.

Se analiza el tipo de estructura requerida con base en el sitio destinado a la instalación fotovoltaica, características del sitio como altura, ancho, largo, sombras proyectadas por elementos fijos en el sitio, tipo de anclaje, dimensiones de estructura, tiempo de entrega, fabricante, precio, etc. una vez analizados estos aspectos se selecciona una estructura de montaje.

Se proponen la cantidad de módulos fotovoltaicos por cadena, número de cadenas por inversor fotovoltaico.

5.1.2.3 Dimensionado de potencia requerida para satisfacer la carga solicitada

Se realizan los cálculos de acuerdo con los levantamientos previos, para determinar la potencia requerida para el usuario considerando los parámetros previamente estudiados. Ya sea realizando una estimación de potencia requerida multiplicando su potencia por la cantidad de horas de uso o en su caso con el recibo de facturación de luz eléctrica.

Se calcula el consumo mensual o se registra el dato del recibo de facturación de luz eléctrica y finalmente se calcula un consumo anual. El valor del consumo anual es el valor que el sistema fotovoltaico tiene que satisfacer.

Se realiza un dimensionamiento fotovoltaico preliminar y se compara con el consumo anual.

5.1.2.4 Modificación del sistema fotovoltaico por limitaciones del sitio propuesto

Se proyecta el pre-diseño a las necesidades del sitio, se estudia y determina si la cantidad de equipos propuestos pueden ser instalados en el sitio, de ser viable se avanza el proyecto o de lo contrario se re-diseña.

5.1.2.5 Diseño final

Si el sitio no tiene limitaciones para el pre-diseño se realiza el diseño final, se hace el recuento de equipos a utilizar, se dimensionan los conductores de CD y CA, trayectoria de conexiones, canalizaciones, protecciones, etc.

5.1.3 Planos de ingeniería

Concluido y con propuesta de diseño se procede a realizar la generación de planos y la memoria de cálculo para su presentación de proyecto.

5.1.3.1 Generación de planos

Se elaboran los diagramas unifilares de CD y CA, describiendo las conexiones, protecciones, cedula de cableado y el layout del sistema fotovoltaico y describir a detalle cada equipo utilizado descrito en los diagramas unifilares.

5.1.3.2 Memorias de cálculo

Se presentan los cálculos del cableado, protecciones y dimensionado solar en formato para entregar al cliente, usualmente es en formato PDF e impreso.

5.1.4 Cotización

Este proceso se puede llevar a cabo a la par de los planos y la ingeniería, en los pasos anteriores ya se determinó el material a utilizar, por lo que consiste en:

5.1.4.1 Cotización de materiales

De acuerdo con la selección de los materiales y cantidades necesarias se contacta a distintos proveedores para cotizar costos, tiempos de entrega, forma de pago, lugar de entrega, etc.

5.1.4.2 Compra con proveedores

Se suministran los equipos, se revisa que no estén dañados, se revisa la documentación entregada por el fabricante como números de serie de equipos adquiridos, fichas técnicas, garantías, manuales, etc., se resguardan y protegen en el sitio del Proyecto o en almacén para posteriormente ser trasladados al sitio del Proyecto.

5.1.5 Solicitud de conexión

Ya que se tiene el diseño de la instalación a la par de la cotización de materiales se realizan los contratos correspondientes con la autoridad correspondiente (CFE) y de ser necesario con la instancia que le compete para poder obtener los permisos para su instalación.

5.1.6 Obra

Se inicia la obra civil y eléctrica una vez obtenido toda la documentación, material y permisos que sean necesarios.

Estas actividades en secuencia se pueden visualizar en la tabla 15, la cual describe de manera descendente cada una de ellas y a si mismo indica la secuencia de estas para obtener más adelante el diagrama de Gantt.

Esta tabla indica en sus columnas las actividades principales a desarrollar en cada etapa, así como las subactividades que implica cada una de estas. Los días de duración son los que la empresa determina para realizar cada función y las actividades que le preceden para ejecutarlas.

Tabla 15. Actividades realizadas en un proyecto de instalación fotovoltaica

Desarrollo de un Proyecto fotovoltaico			
No.	Nombre	Duración (días)	Predecesoras
0	<i>Inicio</i>	0	-
1	Análisis del sitio	4	
1.1	Visita técnica	3	0
1.2	Levantamiento	4	1.1
1.2.1	Accesibilidad al sitio		
1.2.2	Dimensiones del sitio propuesto		
1.2.3	Análisis de posibles sombras		
1.2.4	Análisis de posibles obstáculos		
1.2.5	Análisis de altura del sitio		
1.2.6	Análisis de inclinación del sitio		
1.2.7	Análisis de infraestructura eléctrica existente		
1.2.8	Análisis de posible punto de interconexión		
1.3	Análisis de la potencia requerida	2	1.1
1.3.1	Descripción de carga instalada		
1.3.2	Descripción de carga futura		
2	Diseño de ingeniería de detalle	11	1

2.1	Análisis de variables meteorológicas del sitio	3	1.3
2.1.1	Temperatura mínima		
2.1.2	Temperatura máxima		
2.1.3	Velocidad de viento		
2.1.4	Irradiación		
2.1.5	Precipitación		
2.2	Propuesta de equipos	3	2.1
2.2.1	Propuesta de módulo		1.3
2.2.2	Propuesta del inversor		1.3
2.2.3	Dimensionado de módulos X cadena		
2.2.4	Propuesta de la estructura		1.3
2.3	Dimensionado de potencia requerida para satisfacer la carga solicitada	3	2.1
2.3.1	Proyección de instalación en sitio propuesto		
2.3.2	Dimensiones del sistema FV en sitio propuesto		
2.3.3	Inclinación de SFV		
2.3.4	Orientación de SFV		
2.4	Modificación de SFV por limitaciones de sitio propuesto	2	2.1, 2.2, 2.3
2.5	Diseño final	3	2.4
3	Planos-cálculos de ingeniería	16	2
3.1	Generación de planos	9	2.5
3.1.1	Diagramas Unifilares	1	
3.1.2	Conexiones	2	
3.1.3	Protecciones	2	
3.1.4	Layout	2	
3.1.5	Detalles de quipos	2	
3.2	Memorias de calculo	7	3.1
3.2.1	Cableado	2	
3.2.2	Protecciones	2	
3.2.3	Dimensionado solar	3	
4	Cotización	14	3
4.1	cotización de materiales	7	2.5
4.2	Compra con proveedores	4	4.1
5	Solicitud de conexión	7	4
5.1	Contratos	7	3.2.3
6	Obra	7	5
6.1	Realización de trabajos civiles	7	4.2
6.2	Realización de trabajos eléctricos	7	4.2
7	Puesta en marcha	4	6
7.1	Documentos As built	4	6.2
	<i>fin</i>	0 días	7.1

	TOTAL:	40 días	
--	--------	---------	--

Con la descripción de actividades y los tiempos invertidos en cada una de ellas se detalla que el Proyecto se ejecuta en 40 días hábiles con una jornada laboral de lunes a sábado.

Estas actividades se pueden presentar y resumir en el diagrama de Gantt donde muestra de manera gráfica que el proyecto tiene un tiempo de desarrollo de un mes y medio, y haciendo la descripción de actividad por día como lo muestra la tabla 16, cronograma de actividades.

5.2 ANALISIS DE COSTOS DEL PROYECTO

5.2.1 Costos directos

La empresa determina los costos directos de acuerdo con las siguientes matrices donde clasifica cada uno de los costos que se tienen en el desarrollo del proyecto.

La primera matriz refiere a los costos de materiales como se describe en la tabla 17. Donde describe los materiales a emplear para un cliente el cual se realiza en Tlalnepantla de Baz, estado de México y solicita una instalación con capacidad para satisfacer la demanda de consumo. En la descripción se detalla cada equipo a ser instalado, la unidad de medida se describe como la especie, que en este caso es unidades o piezas seguido del costo por pieza y al último el total de cada uno para hacer una sumatoria de \$50,958.81 pesos mexicanos.

Tabla 17. Matriz de materiales.

MATRIZ DE MATERIALES				
DESCRIPCIÓN	UNIDAD DE MEDIDA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Módulos fotovoltaicos Longi Solar LR6-72HPH-385M potencia 385 W	Pieza	5	\$4,683.84	\$23, 419.20
Inversor string Solis Solis-mini-2000-4G	Pieza	1	\$8,500.00	\$8,500.00
Estructura de montaje K2 system crossRail Tilt Up	Pieza	2	\$7,272.05	\$14,544.10
Tubería conduit de pared gruesa de 3 metros	Pieza	7	\$178.95	\$1,252.65
Cable DC XLPE (1.8kVdc) Cu 10 AWG	Pieza	1	\$300.00	\$300.00
Cable CA XLPE (1.0 kVca) Cu 8 AWG	Pieza	1	\$400.00	\$400.00
Cable de puesta a tierra de 12 AWG	Pieza	1	\$500.00	\$500.00
Cinchos de Nylon resistentes UV	Pieza	30	\$1.56	\$46.86
Interruptor termomagnético CD	Pieza	2	\$398.00	\$796.00
Interruptor termomagnético CD	Pieza	3	\$400.00	\$1,200.00
	TOTAL:	53	\$22,634.40	\$50, 958.81

Los insumos por utilizar se mencionan en la tabla 18. La descripción de cada elemento se prorratea ya que están función de la duración del proyecto, los únicos que se indican como unidades por proyecto son los insumos de protección. Estos costos son los que en la actualidad se ofrecen.

Tabla 18. Matriz de insumos.

MATRIZ DE INSUMOS				
DESCRIPCIÓN	UNIDAD DE MEDIDA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Software de diseño AutoCAD 2022	Licencia mensual	1	\$5,677.76	\$12,658.61
Paquete de 500 hojas blancas tamaño carta	Pieza	1	\$139.00	\$139.00
Memoria USB 128 GB	Pieza	1	\$399.00	\$399.00
Impresión de planos 90x60 cm	Pieza	15	\$31.00	\$465.00
Casco de seguridad	Pieza	5	\$300.00	\$1,500.00
Lentes de seguridad	Pieza	5	\$200.00	\$1,000.00
Guantes de seguridad	Pieza	5	\$495.00	\$2,475.00
Botas dieléctricas	Pieza	5	\$1,100.00	\$5,500.00
	TOTAL:	38	\$8,341.76	\$24,136.61

En la tabla 19 siguiente, la matriz de mano de obra se toma en cuenta al personal del proyecto que consta del ingeniero eléctrico/Ingeniero de proyecto, dibujante y personal de obra. Los sueldos son brutos se determinaron de acuerdo con el promedio que se ofrece en el mercado y que desarrollan las mismas actividades, estos ya contemplan prestaciones, para obtener el total se prorratea en función de los días que se llevara a cabo el proyecto de lunes a sábado con una jornada de 8 horas diarias.

Tabla 19. Matriz mano de obra.

MATRIZ DE MANO DE OBRA					
CANTI-DAD	PUESTO	BASE MENSUAL	UNIDAD DE MEDIDA	No. DIAS DEL PROYECTO	TOTAL
1	Ingeniero eléctrico/ Ingeniero de Proyectos	\$15,000.00	día	40	\$19,672.13
1	Dibujante	\$10,000.00	día	10	\$3,278.69
4	Personal de obra	\$9,000.00	día	7	\$8,262.30
	TOTAL:	\$34,000.00			\$31,213.11

La matriz de equipo y herramienta de la tabla 20. Indica todos los equipos que sufren deterioro por paso del tiempo utilizados, en el proyecto solo se toman en cuenta 3 equipos, en el valor del bien son los costos de estos al momento de su adquisición, se toma una depreciación anual del 30% como estándar, el desgaste total se obtiene de prorratar la depreciación anual por los días del proyecto.

Tabla 20. Matriz de equipo y Herramienta

MATRIZ DE EQUIPO Y HERRAMIENTA						
ACTIVO FIJO	VALOR DEL BIEN	% DEP. ANUAL	DEP. ANUAL	DEP. DIARIA	No. DIAS PROYECTADO	TOTAL DESGASTE
Equipo de cómputo (2 unidades)	\$40,000.00	30	\$12,000.0	\$32.88	37	\$1,216.44
Flexómetro (2 piezas)	\$478.00	30	\$143.40	\$0.39	16	\$6.29
Juego de herramientas (2 piezas)	\$1,438.00	30	\$431.40	\$1.18	16	\$18.91
TOTAL:	\$41,916.00		\$12,574.8	\$34.45		\$1,241.64

5.2.2 Costos indirectos

En el desarrollo del proyecto la empresa determina como costos indirectos aquellos conceptos que no intervienen de manera directa en el desarrollo del proyecto, pero si generan un costo por servicios o productos de terceros, entre ellos están; La paquetería office, internet, se considera el costo del servicio eléctrico incluso ya que la duración del proyecto es algo extensa y casi alcanza a cubrir un periodo de facturación. Estos servicios se prorratan de acuerdo a los días trabajados para el proyecto.

Al ser un proyecto que implica visitas a campo se agregan demás como: viáticos (cualquier insumo que sea necesario al momento de hacer visita a campo), el cual ya es un estimado sin prorratar, mismo caso que el plan de telefonía (este si se prorrata).

Un costo adicional (prorrataado) es el del personal auxiliar que desempeñara diferentes funciones administrativas para apoyar al personal de obra.

Estos costos se resumen en la tabla 21:

Tabla 21. Costos indirectos

MATRIZ DE COSTOS INDIRECTOS	
CONCEPTO	VALOR TOTAL (INCLUYE IVA)
Paquetería Office	\$706.67
Internet 500 MB	\$1,465.33
Servicio eléctrico	\$400.00
Viáticos	\$10,000.00
Plan de telefonía	\$2,000.00
Auxiliar Administrativo	\$12,666.67
TOTAL:	\$27,238.67

5.2.3 Precio del proyecto de ingeniería

Para tener el costo total del proyecto primero se realiza la suma de los costos directos e indirectos. De ese total que resulte la empresa determina como porcentaje de ganancia el 33%.

Una vez calculado el subtotal se le agrega el IVA del 16%. Y de esa manera obtenemos el precio del Proyecto, que para el caso estudiado resulta en la tabla 22.

Tabla 22. Precio del proyecto de ingeniería

PRECIO DEL PROYECTO DE INGENIERIA	
COSTOS DIRECTOS	\$107,550.17
COSTOS INDIRECTOS	\$27,238.67
<u>PORCENTAJE DE GANACIA (33%)</u>	<u>\$44,480.32</u>
SUBTOTAL	\$179,269.16
+IVA	\$28,683.06
	<u>\$207,952.22</u>

El precio total del costo del Proyecto de ingeniería es de \$ 207,952.22 mexicanos.

4.3. COTIZACIÓN DEL PROYECTO

4.3.1. Formato de cotización

SOLICITUD DE COTIZACIÓN DE DISEÑO E IMPLEMENTACION DE SISTEMA FOTOVOLTAICO		
FECHA: _____	SUPERVISO: _____	
LUGAR: _____		
TIPO DE SERVICIO SOLICITADO		
DISEÑO E INSTALACION: <input type="checkbox"/>		
MANTENIMIENTO <input type="checkbox"/>		
DATOS DEL CLIENTE		
NOMBRE Y/O RAZON SOCIAL _____		
CALLE: _____	No. EXT: _____	No. INT: _____ COLONIA: _____
C.P.: _____	MUNICIPIO O DELEGACION: _____	
ESTADO: _____	RFC: _____	
GIRO: _____		
DATOS DEL SOLICITANTE		
REPRESENTANTE LEGAL: _____		
TELEFONO: _____		
CORREO: _____		
DESCRIPCIÓN DE LA CARGA		
TIPO DE EQUIPOS: _____	HORAS DE USO: _____	
CANTIDADES: _____		
DESCRIPCIÓN DEL RECIBO DE CFE		
TARIFA: _____	N° MEDIDOR: _____	
NÚMERO DE CLIENTE: _____		
CONSUMO HISTORICO		
PERIODO:	kWh:	Importe (\$):

4.3.2. Contrato pro-forma

El presente contrato a precio alzado que se celebra en calidad de CONTRATANTE _____, persona física quien cuenta con registro federal de contribuyentes RFC _____, con domicilio ubicado en: _____

Y en calidad de CONTRATISTA _____, persona física que cuenta con registro federal de contribuyentes RFC _____ y con domicilio ubicado en _____.

Ambas partes quienes se declaran recíprocamente con capacidad en plena para obligarse y para tal efecto la primera de ellas será identificada como “LA PARTE CONTRATANTE” y la segunda como “PARTE CONTRATISTA” quienes a partir de ahora se referencian de manera conjunta como las “PARTES”. En ese sentido las partes manifiestan en primer lugar:

DECLARACIONES

I. Las partes declaran que, el inmueble, objeto de este presente contrato en lo sucesivo a “EL INMUEBLE” se encuentra ubicado en: _____

II. El CONTRATISTA declara que conoce las características del INMUEBLE a realizar la obra y por consecuente se encuentra capacitado para ejecutar y tener la intención de realizar la obra hasta finalizar el proyecto

I. Las PARTES, están en conocimiento de las características del INMUEBLE, así como sirve de someterse a las siguientes clausulas con el fin de llevar a cabo la OBRA del presente contrato:

CLAÚSULAS

PRIMERO. Ubicación.

El presente contrato corresponde a la obra de: _____

ubicado en _____.

SEGUNDO. Plazo de la obra.

El plazo de la ejecución de la obra será de _____. El CONTRATISTA se compromete a realizar la obra de forma independiente, iniciando a partir de: _____ y concluyendo el: _____

TERCERO. Precio de la Obra

El CONTRATANTE está obligado a pagar la cantidad de _____ más IVA al CONTRATISTA, por la ejecución de la obra.

CUARTO. Forma de pago.

El CONTRATANTE debe realizar el pago de la ejecución de la obra a través de transferencia interbancaria a la cuenta _____,

QUINTO. Único pago.

Las PARTES convienen que el pago establecido en las cláusulas anteriores será la única remuneración que la PARTE CONTRATISTA recibirá como pago por la realización de dicha obra, sin beneficio a pagos adicionales en las fechas que se convengan.

SEXTO. Obligaciones por parte del CONTRATISTA.

La parte CONTRATISTA, se obliga a implementar sus conocimientos y capacidad con el fin de cumplir satisfactoriamente con la OBRA solicitada. Así mismo se obliga a entregar informes del avance que se tenga al momento de ser solicitado por EL CONTRATANTE

El CONTRATISTA está obligado a informar al CONTRATANTE de cualquier anomalía que surja y afecte el presupuesto de la obra y con esto se determine una solución respetando el PRESUPUESTO pactado.

El CONTRATISTA se compromete a llevar el desarrollo de la obra de manera profesional, con la mayor diligencia posible y conforme a los usos profesionales de su actividad, siempre midiendo los tiempos establecidos.

OCTAVA. Obligaciones por parte del CONTRATANTE

El CONTRATANTE debe de otorgar las herramientas o información necesarias al CONTRATISTA el fin de poder hacer un mejor estudio y desarrollo de la obra.

EXTINCIÓN DE CONTRATO

- I. El acuerdo mutuo por las PARTES, de no continuar con la obra, siempre y cuando se recupere al CONTRATISTA la materia utilizada al momento del cese.
- II. La muerte del CONTRATISTA es causa de extinción de contrato debido a que la responsabilidad del contratista es personal.
- III. No cumplir con el monto total por parte del CONTRATANTE por lo menos en el tiempo acordado por las PARTES.

Declaro bajo protesta de decir la verdad que estoy conforme y comprendo las cláusulas descritas en el presente contrato el día ____ de _____ del _____.

FIRMA Y NOMBRE DEL CONTRATANTE

NOMBRE Y FIRMA DEL CONTRATISTA

4.4. BENEFICIO-COSTO DEL PROYECTO

El desarrollo del Proyecto presenta bastantes beneficios respecto a sus desventajas por lo que en la tabla 23 se describen los principales.

Tabla 23. Beneficios de una instalación Fotovoltaica

Beneficio	Descripción
Impacto en crisis económica y aumento de precios	Dado que no se factura un alto consumo por facturación, puede ser viable ajustar el precio por lo que se ahorra de costo por energía. Que por ser proveniente de los hidrocarburos estos son impactados por la crisis económica global
Estrategia de ahorro	El instalar un sistema fotovoltaico, reduce costos de consumo de energía por lo que los costos fijos reducen y en una empresa de servicios por ejemplo se puede destinar ese ahorro en una nueva inversión.
Deducción de impuestos	De acuerdo con el artículo 34 de la Ley sobre el Impuesto de la renta (ISR), estipula en una de sus fracciones que: el costo de un sistema fotovoltaico es completamente deducible de impuesto en el primer año.
Aumento de plusvalía	Una infraestructura con instalaciones fotovoltaicas aumenta considerablemente el valor del inmueble
Reducción de emisiones generadas por combustibles fósiles	Al reducir a gran escala el consumo de energía eléctrica por hidrocarburos se reducen las emisiones de gases como CO ₂ que afectan al calentamiento global
apoyo financiero por instancias (fide)	El FIDE, otorga financiamiento (de hasta el 11% del costo total) a algunos establecimientos reduciendo el costo de la instalación.

4.5. RETORNO DE INVERSION

El costo de la instalación para la MiPyME es de \$ 207,952.22 pesos mexicanos, por lo que para el estudio costo beneficio del proyecto se hace una comparación entre el último periodo anual facturado, con la estimación de la factura una vez implementado el sistema fotovoltaico, como se muestra en la figura 51.

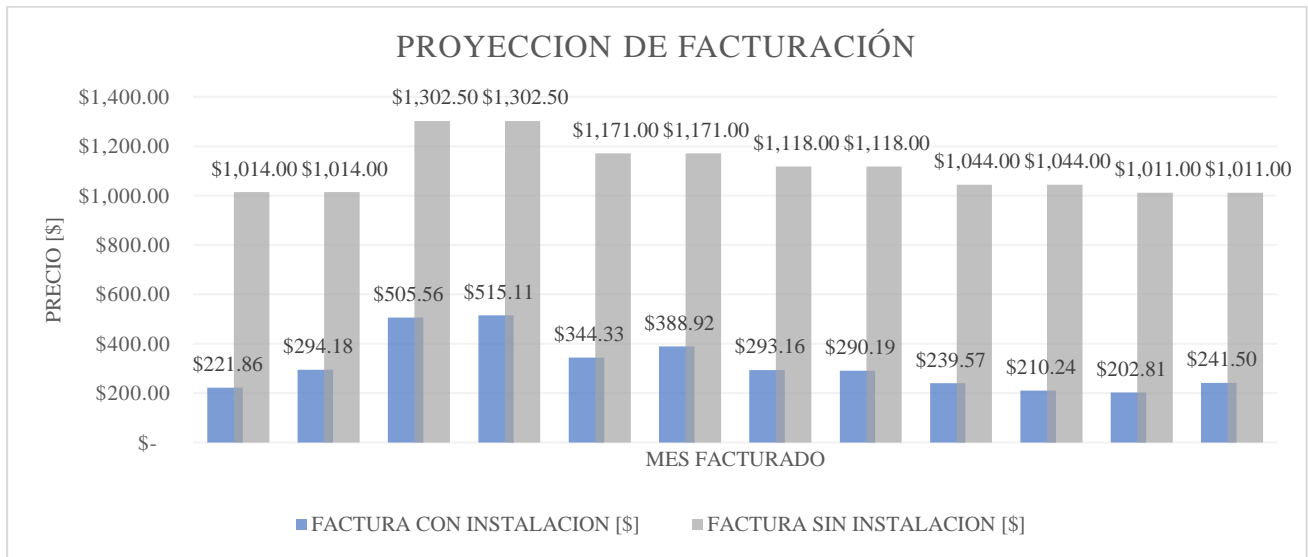
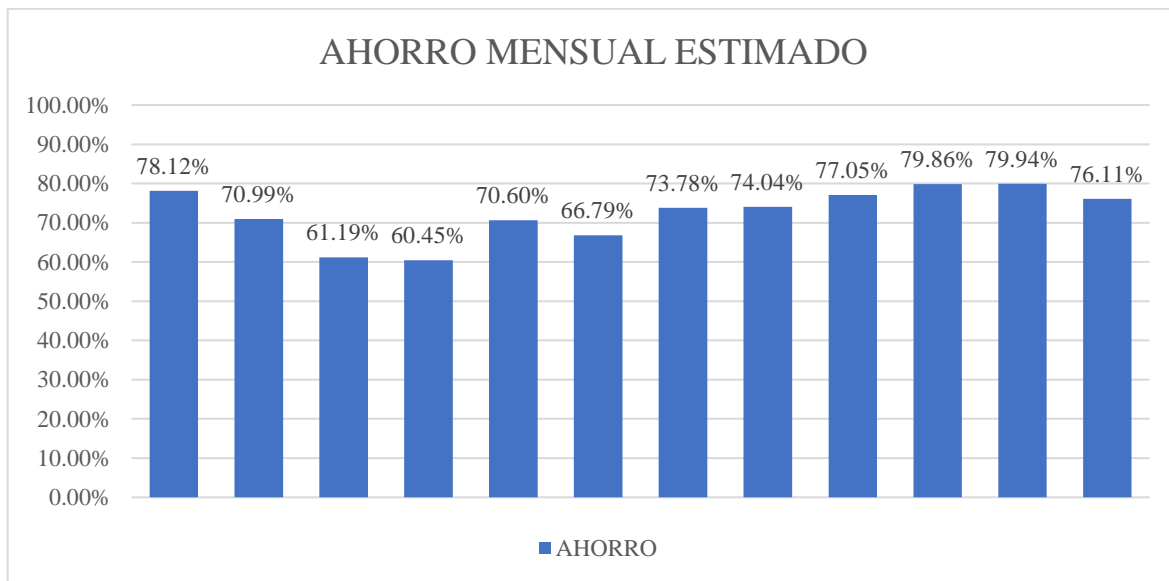


Figura 51. Proyección de facturación mensual.

Si se quiere interpretar de manera porcentual mediante una gráfica, como se muestra en la figura 52, se puede apreciar que con la implementación del sistema fotovoltaico ya incluyendo costo de IVA y cargos adicionales que se tiene un ahorro promedio del 72% mensual.



Figura

52. Ahorro mensual estimado.

El costo de consumo de energía eléctrica en promedio anual sin instalación fotovoltaica es de \$13,321.00 mexicanos, al tener la instalación fotovoltaica ese costo de facturación baja hasta \$3,748.00 mexicanos por año, siendo que la diferencia es de \$9,573.00.

Con estos datos se puede obtener un estimado de retorno de inversión acumulado en un lapso de 25 años los cuales son el tiempo de vida promedio de la instalación sin reemplazar equipos o infraestructura (con su respectivo mantenimiento), así como contemplando las pérdidas que describe el fabricante para un periodo por año (0.55%).

La figura 53, detalla el tiempo en el cual la instalación tiene su recuperación de inversión.

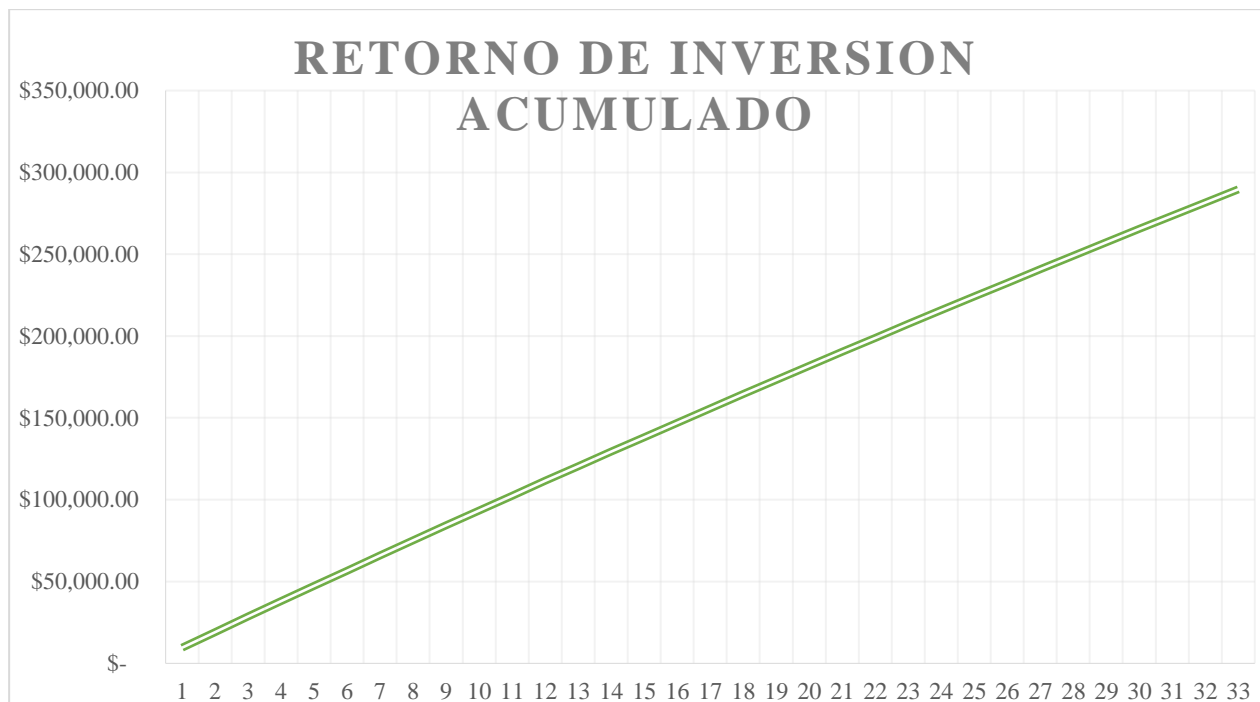


Figura 53. Retorno de Inversión acumulado.

Como se muestra en la figura 53, la MiPyME tiene un tiempo de recuperación de inversión de 23 años, el tiempo puede variar por diversos factores que no son considerados en ese estudio.

El cálculo anterior no considera la inflación y valores adquisitivos del inmueble o demás factores que puedan beneficiar o perjudicar al retorno de inversión. Cómo se sabe la inflación afecta el poder adquisitivo del inmueble, así como impacta en el coste de generación de energía eléctrica por combustibles fósiles y otras energías y como se menciona en el capítulo 3, el costo por instalaciones fotovoltaicas se ha ido reduciendo a lo largo del tiempo. La combinación de estos dos factores beneficia al retorno de inversión, siendo que en un futuro el costo por consumo de energía eléctrica suba y a su vez el costo por instalación fotovoltaica se reduzca. La figura 54 hace una comparativa entre el retorno de inversión acumulado sin factores y con factores de inflación (+4% anual) (BANXICO, 2022).

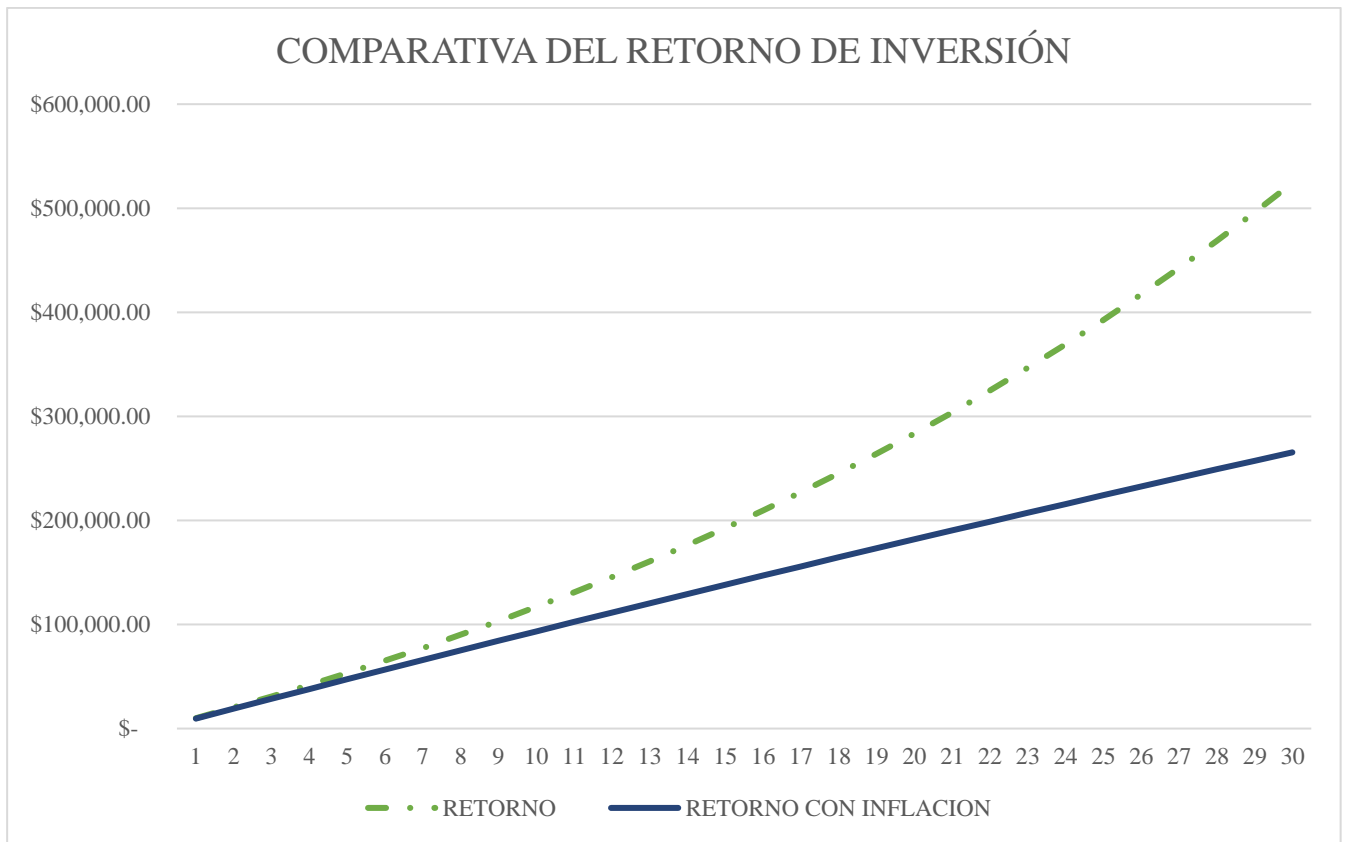


Figura 54. Comparativa de retorno de inversión.

Para resumir, en un estimado ideal el retorno de inversión de la instalación del sistema fotovoltaico es de 25 años, pero como se puede demostrar, esta recuperación sería en un lapso menor, de hasta de 15 años por diferentes factores que se lograron demostrar en el capítulo III.

CONCLUSIONES

Al concluir el presente trabajo, se puede determinar que en cualquier proyecto de ingeniería sea a pequeña o gran escala, es necesario tener una metodología definida para poder seguirla y tener una trazabilidad de las etapas para que el objetivo establecido para el proyecto se logre. Bajo esa premisa con este trabajo de titulación, se estableció la metodología y el procedimiento a seguir para cumplir el objetivo de diseñar un sistema fotovoltaico que redujera el costo de facturación a largo plazo en una MiPyME.

Gracias al estudio de mercado se puede determinar que el Estado de México es uno de los potenciales lugares económicos para poder desarrollar una empresa de servicios dedicada a la generación de proyectos fotovoltaicos, enfocada principalmente a MiPyMEs, ya que a diferencia de los demás sectores económicos este tiene una alta participación en el PIB y generación de empleos, como por ejemplo en Tlalnepantla de Baz. Con este sustento se pudo empezar a desarrollar la metodología, tiempos y materia prima de acuerdo con las necesidades y a las condiciones del sitio para ofrecer la mejor solución a su demanda.

Una vez definido lo anterior se hizo un estudio de todos los parámetros o cálculos técnicos que son de sustento para seleccionar los equipos o demás componentes que se apeguen a la necesidad del caso de estudio. Con las características técnicas ya propuestas de cada equipo y componente se selecciona en el mercado los productos y así poder dar una cotización del proyecto.

Al concluir lo anterior se concluye que el proyecto logra cubrir el 97% de la demanda total de energía eléctrica consumida por la MiPyME, teniendo un ahorro en su facturación de energía eléctrica de 72% en promedio al mes, y se estima que el retorno de inversión sea en un lapso de hasta 15 años, así logra demostrar la viabilidad del proyecto, además de recalcar los beneficios ecológicos, sociales, etc. que se tienen al implementar el proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

Agencia de la Energía Consejera de Política Industrial y energía. (2022). Radiación solar. Recuperado de: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/glosario.php>

Aprende Ciencia y Tecnología. (2019). Recuperado de: <https://aprendecienciaytecnologia.com/2019/12/03/que-es-y-como-se-calculan-el-angulo-de-acimut-y-el-angulo-de-inclinacion-en-las-instalaciones-solares-fotovoltaicas/>

Autoconsumo y Autarquía. (2021). Cálculo de la radiación incidente y de la producción fotovoltaica, Recuperado de: <https://autarquiapersonal.com/2021/01/17/calculo-de-la-energia-solar-incidente-y-de-la-produccion-fotovoltaica/>

BANXICO, (2022). Portal de inflación. Recuperado de: <https://www.banxico.org.mx/tipcamb/main.do?page=inf&idioma=sp>

Certificación electrónica. (2015). Recuperado de: [Pérdidas por Inclinación y Orientación - Eficiencia Energética \(certificacionenergetica.info\)](http://Pérdidas por Inclinación y Orientación - Eficiencia Energética (certificacionenergetica.info))

Damia Solar. (2022). Recuperado de: https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/instalacion-hibrida-solar-y-eolica-me-conviene_1#:~:text=Las%20instalaciones%20solares%20de%20aislada%20o%20aut%C3%B3noma%20se,que%20en%20los%20meses%20de%20primavera%20y%20verano.

Daniel Tudor (2018). Study of Temperature Coefficients for Parameters of Photovoltaic Cells

Eliseo Sebastia, (2021), Calcular Cables para fotovoltaicos, Recuperado de: [Calcular cables para fotovoltaicos-3 - \(eliseosebastian.com\)](http://Calcular cables para fotovoltaicos-3 - (eliseosebastian.com))

Emir González. (2016). Cálculo de sombra con el método del solsticio de invierno. Recuperado de: Cálculo de sombra con el método del solsticio de invierno - CCEEA

Energía Solar Fotovoltaica.org. (2019). El rendimiento de paneles fotovoltaicos, Recuperado de: <https://energiasolarfotovoltaica.org/rendimiento-paneles-fotovoltaicos.>

ENGIE. (2022). Recuperado de: <https://sofosenergy.com/actividades-y-soluciones/fotovoltaica-centralizada/>

Enríquez Harper. (2012). El ABC de las instalaciones eléctricas en sistemas eólicos y fotovoltaicos, México: Limusa.

Espacioje (2022). AZIMUT (ACIMUT) RUMBO, DECLINACIÓN MAGNÉTICA... ¿QUÉ SON Y CÓMO SE CALCULAN EN TOPOGRAFÍA? Recuperado de: <https://espacioje.com/que-es-azimut-o-acimut-y-rumbo-en-topografia/>

Gabriela Orisell Gastelum Fernandez (2020). Obtención y simulación de la curva I-V para dispositivos fotovoltaicos

Gil Knier (2020). ¿Cómo funcionan las celdas fotovoltaicas?,

Ginifab (s.f.) *Transportador*. 2021. Recuperado de: https://www.ginifab.com/feeds/angle_measurement/online_protractor.es.php

HelioEsfera (2021). Dependencia de la temperatura y la irradiancia sobre el módulo fotovoltaico, Recuperado de: <https://www.helioesfera.com/dependencia-de-la-temperatura-y-la-irradiancia-sobre-el-modulo-fotovoltaico/>

Hermes Leonardo Idrobo Pacheco. (2021). Rendimiento de un Sistema Solar Fotovoltaico Mixto (Policristalinos y Amorfo) Usado como Suministro Energético en un Contexto de Tecnificación Cafetera

IDAE. (2022) Recuperado de: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system/getting-started-pvgis/pvgis-data-sources-calculation-methods_es#ref-7-calculation-of-off-grid-pv-system-performance

Jorge Aguilera, Leocadio Hontoria, Francisco José Muñoz (2021). Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos

Lenyer Padron Suarez; Luis Gutierrez Urdaneta. (2020). Uso de paneles bifaciales en sistemas fotovoltaicos de ángulo fijo y de seguimiento horizontal de un eje

Manuel Burrel. (2013), Calculation of the annual productivity of a deck mounted photovoltaic system

Markus Diantoro (2018). Shockley's Equation Fit Analyses for Solar Cell Parameters from I-V Curves

Philipp Meywirth. (2022). ESQUEMA DE SISTEMA CENTRALIZADO: CONCEPTO DE INVERSOR DESCENTRALIZADO

RETScreen Expert (Nº de versión 9.0). (2022). Windows. Canada: Government of Canada.

Sierra Cespedes M. Monica. 2020. Disposición final e impacto ambiental de las celdas fotovoltaicas.

Sistemas Fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica de CFE. (2016). Recuperado de: <https://www.gob.mx/firco/articulos/sistemas-fotovoltaicos-interconectados-a-la-red-electrica-de-cfe?idiom=es>

Tomás Díaz Corcobado; Guadalupe Carmona Rubio. (2010). Instalaciones solares fotovoltaicas España: McGraw-Hill.