



**BENEMÉRITA UNIVERSIDAD
AUTÓNOMA DE PUEBLA**



FACULTAD DE CIENCIAS DE LA ELECTRÓNICA

**“Diseño de un sistema solar fotovoltaico
interconectado a la red para la alimentación
del edificio 1FCE5 de la Facultad de Ciencias
de la Electrónica de la BUAP, utilizando el
método de watt-hora consumidos”**

T E S I S

PARA OBTENER EL GRADO DE:

Licenciado en Ingeniería en Energías Renovables

PRESENTA:

Alejandro Solis Orvañanos

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. Luis Armando Moreno Coria

Puebla, Puebla. Agosto del 2023

Agradecimientos

A mis docentes y en especial a mi asesor Dr. Luis Armando Moreno Coria por sus asesorías y todo el apoyo brindado para la realización del presente trabajo. Gracias por creer en mí.

A mis padres por ser el amor y la fuerza que diario acompaña mi vida. Gracias por la paciencia y por apoyarme en todas las decisiones que he tomado.

A mi hermano por ser mi guía en este camino llamado vida y por ayudarme a seguir superándome en el ámbito personal y profesional.

A mis compañeros de trabajo que a diario me brindan sus conocimientos y experiencia sin esperar nada a cambio.

A mis amigos que me han acompañado a lo largo de todos estos años, compartiendo alegrías y frustraciones, gracias a ellos puedo decir que mi etapa universitaria fue la mejor de todas.

Resumen

El presente trabajo consta del desarrollo de un diseño de un sistema fotovoltaico interconectado a la red para la alimentación del edificio FCE5 de la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, en él se describen los pasos necesarios para realizar el dimensionamiento adecuado para la instalación de la planta generadora de energía eléctrica.

En el primer capítulo se llevó a cabo una investigación de la energía solar y los temas que conllevan a realizar un proyecto, constando de todos los equipos necesarios para ello y las normativas que rodean a un sistema fotovoltaico interconectado a la red.

En el segundo capítulo se explica como se puede obtener el consumo de un inmueble con la ayuda de un analizador de calidad de la energía, el cual nos puede entregar el consumo con un margen de error mínimo y así tener la información adecuada para escoger la potencia a instalar.

En el tercer capítulo se aborda el desarrollo de la ingeniería para el correcto dimensionamiento solar, en el cual se toma de referencia el mercado mexicano y las normas oficiales mexicanas que el proyecto requiere. Además, se añadió un render realizado en SketchUp para una mejor visualización del emplazamiento solar.

En el cuarto capítulo se desarrolló una simulación en el software PVSyst en el cual tuvimos los resultados esperados gracias al dimensionamiento anteriormente realizado, lo que asegura un buen funcionamiento del sistema diseñado. En este programa tuvimos la oportunidad de agregar una base de datos meteorológicos de la ubicación exacta del edificio, lo que lo hace más cercano a la realidad, teniendo en cuenta la radiación solar y todos los parámetros que influyen en la energía solar, como los días nublados y la temperatura del ambiente.

En el quinto y último capítulo se efectuó un análisis económico utilizando indicadores financieros para determinar la viabilidad del proyecto, teniendo cotizaciones reales en el mercado mexicano y específicas del proyecto.

Tabla de contenidos

Agradecimientos	2
Resumen	3
Tabla de contenidos	4
Lista de figuras	7
Lista de tablas	9
Introducción	10
Objetivos	12
Objetivo General	12
Objetivos específicos	12
Justificación	13
Capítulo 1. Marco teórico	14
1.1 Energía Solar	14
1.2 Movimiento de la tierra	16
1.3 Coordenadas solares	17
1.4 Radiación, irradiancia e irradiación	18
1.5 Paneles fotovoltaicos	20
1.6 Estructura portante	24
1.7 Inversores	26
1.8 Puesta a tierra	27
1.9 Monitorización del SFVI	28
1.10 Normativa aplicable para México	28
1.11 Sistemas fotovoltaicos	30
1.11.1 Aplicación de los sistemas fotovoltaicos	31
Capítulo 2. Análisis de consumo de energía	33
2.1 Medición de consumo de energía	33
2.2 Análisis de resultados	37
Capítulo 3. Dimensionamiento fotovoltaico	40
3.1 Paneles fotovoltaicos	40

3.2 Inversor	42
3.3 Cálculo de voltaje máximo	44
3.4 Cálculo de la corriente según la norma NOM-001, artículo 690-8	45
3.5 Estructura	46
3.6 Inclinación y orientación	50
3.7 Cableado y protecciones	52
3.7.1 Cableado en corriente directa	52
3.7.2 Cableado en corriente Alterna	53
3.7.3 Protecciones en CA	54
3.7.4 Protección para la interconexión	54
3.7.5 Canalización	54
3.7.6 Tubería en Corriente Directa	54
3.7.7 Tubería en Corriente Alterna	55
3.7.8 Sistema de tierras	56
3.8 Diseño en SketchUp	57
3.9 Diagrama unifilar	59
3.10 Tramitología con CFE	61
Capítulo 4: Simulación en PVSyst	63
4.1 Introducción de datos	63
4.2 Análisis de resultados	65
Capítulo 5: Análisis económico	68
5.1 Cotizaciones	68
5.2 Análisis con indicadores financieros	72
5.3 Retorno de inversión	75
Conclusiones	76
Trabajo futuro	77
Bibliografía	78
Anexos	81
Anexo I Ficha técnica de Panel Solar Canadian Solar CS6 545	81

Anexo II Hoja de datos obtenidos de la página oficial de la NASA.	83
Anexo III Ficha técnica inversor fronijs	84
Anexo IV solicitud de interconexión	88
Anexo V cotizaciones	89
Anexo VI Ubicación del medidor	93
Anexo VII Información de pagos en CFE	94

Lista de figuras

Figura 1.1: Semiconductor intrínseco de Silicio	15
Figura 1.2: Semiconductor tipo P	15
Figura 1.3: Semiconductor tipo N	16
Figura 1.4: Movimiento terrestre	17
Figura 1.5: Movimiento aparente del sol	17
Figura 1.6: ángulos acimut y elevación solar	18
Figura 1.7: Tipos de radiación solar	19
Figura 1.8: Mapa de irradiación anual en Norteamérica	19
Figura 1.9: Tipos de paneles solares fotovoltaicos	21
Figura 1.10: Celda solar orgánica	21
Figura 1.11: Elementos de un panel solar fotovoltaico	22
Figura 1.12: Estructura solar fija	24
Figura 1.13: Estructura solar movable	25
Figura 1.14: Gráfica de diferentes tipos de estructura y producción estimada	25
Figura 1.15 :Puesta a tierra de un SFVI (Sistema y equipos)	28
Figura 2.1: Analizador de calidad de la energía HIOKI PQ3100	33
Figura 2.2: Conexión del analizador al tablero principal del FCE5	34
Figura 2.3: Señalización de los sensores de corriente	35
Figura 2.4: Conexión del analizador al tablero principal II	35
Figura 2.5: Señalización de conexión del analizador de calidad de la energía	36
Figura 2.6: Error en la conexión del analizador	36
Figura 2.7: Conexión exitosa del analizador al tablero principal	37
Figura 2.8: Energía demandada por el edificio FCE5	38
Figura 2.9: Gráfica de la energía consumida por el edificio FCE5	39
Figura 3.1: Vista aérea del edificio FCE5 (área de trabajo)	46

Figura 3.2: Azotea del edificio FC5	47
Figura 3.3: Sistema de anclaje K2 Systems	47
Figura 3.4: Componentes de la estructura	49
Figura 3.5: Componentes de la estructura II	49
Figura 3.6: Componentes de la Estructura III	50
Figura 3.7: Trayectoria solar sobre el edificio FCE5	52
Figura 3.8: Render de vista lateral aérea del diseño fotovoltaico	58
Figura 3.9: Render de vista trasera de los módulos solares	58
Figura 3.10: Render de vista trasera del edificio FCE5	59
Figura 3.11: Diagrama unifilar del diseño fotovoltaico	60
Figura 4.1: Archivos del sitio en PVSyst	63
Figura 4.2: Archivos de sitio meteorológicos en PVSyst	64
Figura 4.3: Pantalla principal de PVSyst	65
Figura 4.4: Producción normalizada FV	65
Figura 4.5: Factor de rendimiento	66
Figura 4.6: Diagrama de pérdidas	67
Figura 4.7: Gráfica entrada/salida diaria	68
Figura 5.1: Representación gráfica del VAN y la TIR	75

Lista de tablas

Tabla 3.1 Comparación de paneles fotovoltaicos monocristalinos	40
Tabla 3.2: Resumen de comparativa de paneles policristalinos	41
Tabla 3.3: Generación promedio diaria por panel	41
Tabla 3.4: Comparación de inversores para el diseño	43
Tabla 3.5: Factores de corrección de la tensión para módulos de silicio cristalinos	45
Tabla 3.6: Materiales de la estructura necesaria para el diseño SFV	48
Tabla 3.7: Inclinación óptima para los módulos fotovoltaicos	51
Tabla 3.8: Ampacidades de dos o tres conductores aislados	53
Tabla 3.9: Porcentaje de la sección transversal en tubería para conductores	54
Tabla 3.10: Dimensiones y porcentajes disponible para conductores en conduit	55
Tabla 3.11: Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra	56
Tabla 3.12: Tamaño del electrodo conductor de puesta a tierra	57
Tabla 4.1: Balances y resultados principales	66
Tabla 5.1: Cotización del material eléctrico	68
Tabla 5.2: Cotización de equipos solares	70
Tabla 5.3: Costos totales del proyecto fotovoltaico	71
Tabla 5.4: Flujos de ingreso y egresos para calcular el VAN	72
Tabla 5.5: Formulación de datos para el VAN y TIR	73
Tabla 5.6: Comparación de facturaciones	76

Introducción

La elaboración del proyecto tiene antecedentes lo instruido en mis materias curriculares y también, lo aprendido en mis actividades laborales, siendo un proyecto de investigación aplicado a lo práctico. Dicha aportación puede abrir nuevas líneas de investigación y proyectos derivados de la energía solar y compararlo con otros métodos de obtención de energía eléctrica.

Los combustibles fósiles son limitados y su uso genera un impacto ambiental negativo como el calentamiento global, existe una tendencia tecnológica para la obtención de energía a partir de recursos naturales. Una de estas tecnologías es la solar fotovoltaica que es la encargada de producir energía eléctrica a partir de la energía del sol.

El sol irradia energía en forma de energía electromagnética y la cantidad de radiación electromagnética que llega a la tierra desde el sol se conoce como radiación solar. El término irradiancia se usa normalmente para definir la cantidad de actividad solar por unidad de área recibida por unidad de tiempo. A medida que la energía electromagnética solar pasa a través de la atmósfera de la tierra, los niveles de potencia solar son alrededor de 1000 W/m^2 cuando alcanza la superficie de la tierra. [1]

Según la IRENA (International Renewable Energy Agency), México se encuentra entre 15° y 35° de latitud, región considerada la más favorecida en recursos solares, donde se reciben diariamente, en promedio, 5.5 kWh/m^2 . [2]

Gracias a la ubicación geográfica de México se puede explotar el recurso solar de una manera exponencial, según la Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX) la capacidad instalada de las centrales eléctricas de energía solar en nuestro país sumó 6,574 mega watts (MW) representando un incremento anual del 80% [3]. Esto al cierre del mes Julio en 2020. De este incremento, el 85% corresponden a grandes parques fotovoltaicos y el restante 15% a generación distribuida, es decir, instalaciones en hogares y comercios. [4]

Son 16 estados que cuentan con estas centrales, de las cuales 12 están en Chihuahua, 10 en Sonora y 8 en Durango. Aunque estas cifras son alentadoras, aún queda un camino largo para aprovechar todo el potencial fotovoltaico de nuestro país, ya que países como Alemania, el cual tiene una capacidad fotovoltaica 44 veces menor a la de México, cuenta con alrededor de 1,800,000 contratos de energía solar y en México se tienen cerca de 100,000. [2]

Se espera que la población de México crezca a casi 150 millones para 2050 desde los más de 126 millones actuales. Junto con las mejoras en la productividad, esto impulsará el crecimiento económico y como resultado, la demanda de energía aumentará significativamente. [5] Nuestro país se caracteriza por tener un alto nivel de consumo energético y sus sistemas e instalaciones

destinados a este fin son áreas de oportunidad para el ahorro de energía eléctrica y la disminución de las emisiones contaminantes.

La Benemérita Universidad Autónoma de Puebla es una de estas áreas de oportunidad en el desarrollo de proyectos de energías renovables, específicamente de energía solar. Por esta razón y las antes mencionadas, el presente trabajo se desarrollará un diseño en el edificio FCE 5 de la Facultad de Ciencias de la Electrónica para para cubrir el 100% de la energía consumida estimada en dicho edificio, realizando un análisis de calidad de la energía donde este nos entrega la potencia consumida en un lapso de tiempo y una simulación en Software donde podamos ver el comportamiento del diseño fotovoltaico y comprobar la viabilidad del proyecto.

Objetivos

Objetivo General

Diseñar un sistema fotovoltaico interconectado a la red para la alimentación del edificio 1FCE5 de la Facultad de Ciencias de la Electrónica, utilizando el método de watt-hora consumidos.

Objetivos específicos

Realizar un análisis de consumo de energía en el edificio 1FCE5 para saber el consumo energético con la ayuda del analizador de calidad de la energía.

Desarrollar el dimensionamiento fotovoltaico usando el método de watt-hora para conocer la capacidad del material y equipo de la central eléctrica.

Elaborar una simulación del diseño del sistema fotovoltaico usando PVSyst para validar el modelo matemático.

Determinar el costo y la viabilidad del sistema fotovoltaico interconectado a la red de la CFE empleando indicadores financieros.

Justificación

La realización de este proyecto viene constituida por necesidades económicas, ambientales y de igual manera una propuesta de innovación dentro de la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla donde el presente proyecto está enfocado en realizar un diseño fotovoltaico que genere el 100% del consumo estimado del edificio FCE5 de la Facultad de Ciencias de la Electrónica.

En 2020 México tuvo una generación de 305,450 GWh, dónde el 75% fue generado por energías convencionales, lo que generó 150,892,300 Toneladas de CO₂. Teniendo el 25% de energías limpias, donde el ahorro de toneladas de CO₂ fue de 37,723,075 donde el 4.3% corresponde a la energía solar. [36]

El edificio 1FCE5 se encuentra conectado junto con otras áreas de ciudad universitaria al medidor de la CFE "MY121A", dónde el consumo mensual promedio es de 119,600 kWh, generando 59 Toneladas de CO₂ y una facturación promedio mensual de \$330,225.00

Actualmente no existe ningún proyecto fotovoltaico que abastezca a todo un edificio dentro de ciudad universitaria, lo que hace este diseño más interesante para su posible aplicación. Además, podremos apoyar a que la universidad tenga una certificación ecológica gracias a que la producción de energía eléctrica con un sistema fotovoltaico genera un impacto ambiental positivo.

Y, considerando que la energía solar fotovoltaica es una de las fuentes más prometedoras de energía renovable en el mundo, que comparada con las fuentes no renovables, las ventajas son muy claras; no contamina en exceso, su inversión inicial es elevada pero sus costes de mantenimiento son muy bajos y el retorno de inversión no supera los 7 años, su vida útil es extensa con 25 años y garantías eficientes a lo largo de estos años por lo que su integración tendrá un impacto positivo dentro y fuera de la universidad.

Los conocimientos y los análisis que se generan en este proyecto pueden ser la base o complementos de otros proyectos en el área de las energías renovables, también se pueden comparar con otro tipo de sistemas investigado por alumnos de la BUAP, lo que brindará la oportunidad de conocer y analizar el rendimiento de estos proyectos y poderlos mejorar.

Capítulo 1. Marco teórico

En este capítulo se aborda la investigación pertinente en el área de la energía solar, desde sus principios básicos como la importancia del movimiento de la tierra con respecto al sol, componentes para una diseño fotovoltaico y su respectiva descripción, la normatividad mexicana que rige estos proyectos cuando son instalados e interconectados a la red eléctrica y las aplicaciones que tienen los sistemas fotovoltaicos.

1.1 Energía Solar

Para la generación de energía eléctrica proveniente de la energía solar se ocupa un equipo destinado para generar la corriente eléctrica que son los paneles fotovoltaicos. Los paneles solares están formados por numerosas celdas que convierten la luz solar en electricidad. Las celdas son llamadas células fotovoltaicas, del griego “fotos”, luz. Estas celdas dependen del efecto fotovoltaico por el que la energía luminosa produce cargas positiva y negativa en dos semiconductores próximos de diferente tipo, produciendo así un campo eléctrico capaz de generar una corriente.

Generalmente están hechos de silicio cristalino, policristalino y también hay de arseniuro de galio, elementos semiconductores los cuales son materiales capaces de actuar como conductores eléctricos o aislantes eléctricos, dependiendo de las condiciones físicas en que se encuentren.

Estas condiciones usualmente involucran la temperatura y la presión, la incidencia de las radiaciones o las intensidades del campo eléctrico o magnético al cual se vea sometido el material.

Existen diferentes tipos de semiconductores:

1. Elementos semiconductores intrínsecos.

Son los cristales puros de elementos tetravalentes como el silicio o el germanio. Al ser tetravalentes tienden a unirse mediante cuatro enlaces covalentes con otros cuatro átomos (Figura 1.1). Al final cada átomo de silicio tiene ocho electrones en su capa más externa, por ello forman una red cristalina con una unión muy fuerte entre sus átomos y los electrones. Cuando decimos que es muy fuerte, nos referimos a que no es fácil que los electrones se desplacen libremente por la red, dicho con otras palabras: en condiciones normales actúan como aislantes.

Aunque esto puede variar dependiendo de la temperatura: cuanta más alta sea, más fácil será para los electrones moverse por la red. Por ello, al aumentar la temperatura, los electrones se mueven más fácilmente, creando huecos en la red cargados positivamente. Estos huecos también se conocen como portadores. [6]

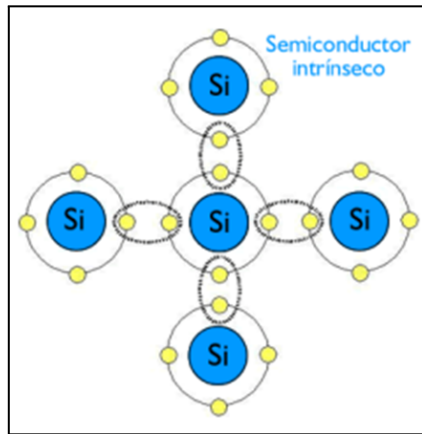


Figura 1.1: Semiconductor intrínseco de Silicio [6]

2. Elementos semiconductores extrínsecos.

Son elementos semiconductores intrínsecos sometidos a un proceso de impurificación o dopaje, que consiste en introducir pequeñas cantidades de otros elementos para aumentar la conductividad y tenemos que diferenciar entre dos tipos:

- a) Semiconductores extrínsecos tipo p: Se forman al juntar elementos trivalentes, como el boro, el indio o el galio, con elementos tetravalentes al igual que el Silicio, donde los elementos trivalentes son considerados los dopantes.

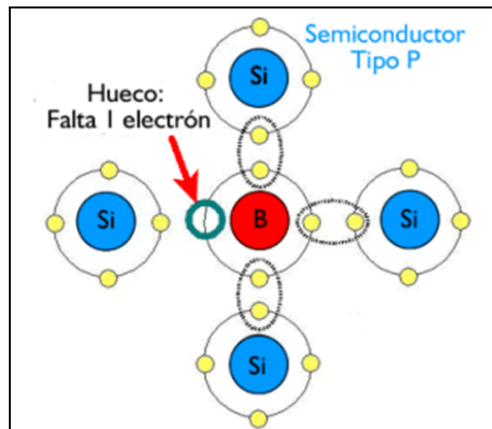


Figura 1.2: Semiconductor tipo P [6]

En este caso no es posible crear una red cristalina como la anterior, ya que, aunque cada boro se junto con cuatro átomos de silicio siempre quedará un hueco en el que debería haber un electrón, con lo que la red queda cargada positivamente. Este tipo de cristales también es conocido como portadores o aceptores de huecos. [6]

- b) Semiconductores extrínsecos tipo n: Estos son dopados con elementos pentavalentes (al igual que el fósforo, arsénico o el antimonio), con lo que se consigue el efecto contrario de los semiconductores extrínsecos de tipo p. Al unir un átomo de arsénico, por ejemplo, con cuatro de silicio, quedaría un electrón libre en la última capa. Esto consigue que la red eléctrica quede cargada negativamente. A este tipo de semiconductores también se les conoce con el nombre de donadores de electrones.

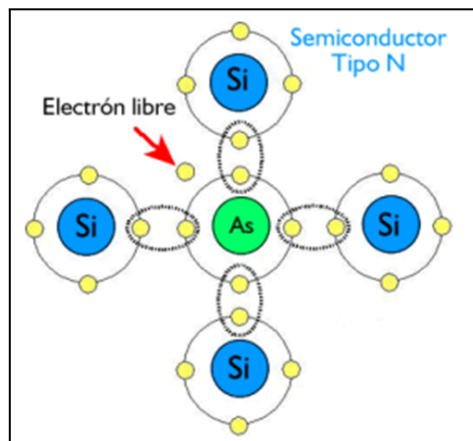


Figura 1.3: Semiconductor tipo N [6]

Para que la corriente fluya a través de dos semiconductores, uno cargado positivamente y el otro negativamente, se disponen uno detrás de otro juntando sus caras y se conectan mediante un hilo conductor. [6]

Ahora tenemos que conocer el efecto fotovoltaico para entender cómo es que los módulos solares producen energía eléctrica. El efecto fotovoltaico consiste en convertir la luz solar en energía eléctrica, para esto es fundamental colocar los módulos solares con un cierto ángulo (dependiendo la zona donde se ubicarán) para que la luz solar incida de la forma más perpendicular posible. Al chocar los fotones provenientes del sol con un panel tipo n (Silicio y Arsénico), consigues liberar el electrón sobrante del arsénico y hacer que se mueva a lo largo del panel hasta llegar al hilo conductor que lo une con el panel tipo p, consiguiendo generar una corriente eléctrica. [7]

1.2 Movimiento de la tierra

El movimiento de la tierra alrededor del sol es ampliamente conocido pero fundamental a la hora de aprovechar al máximo la energía solar. Este describe una trayectoria elíptica alrededor del sol, comúnmente llamado traslación, el cual se completa en 365 días, 5 horas, 48 min y 46 segundos. El movimiento elíptico cuenta con un punto en el que la tierra se encuentra más alejada del sol y otro en el que se encuentra más cerca. Estos puntos son respectivamente el afelio y el perihelio. La velocidad de traslación es mínima en el afelio y máxima en el perihelio. [8]

Complementariamente a este movimiento, se observa el de rotación, causante del día y la noche. La característica fundamental de este movimiento es que el eje de rotación se encuentra inclinado 23.45° respecto al plano en el que se produce la traslación. Este hecho provoca que los rayos del sol incidan con ángulos distintos en la superficie terrestre, ocasionando las estaciones. Este ángulo respecto al ecuador y el plano de traslación se denomina declinación, siendo máxima en los solsticios (verano e invierno) y el valor nulo en los equinoccios (primavera y otoño). [8]

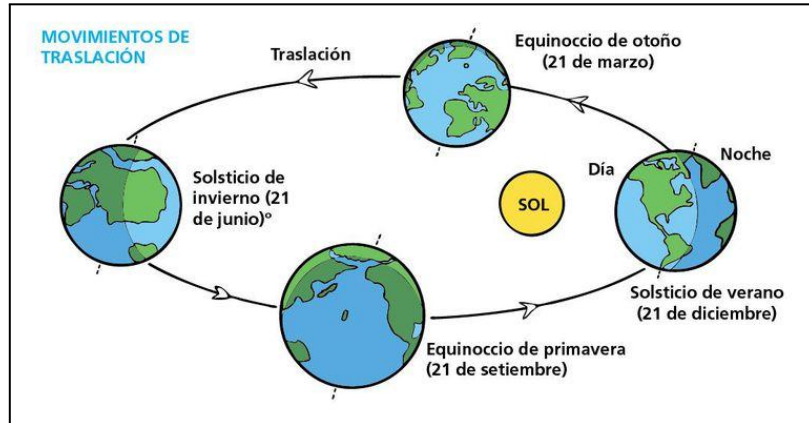


Figura 1.4: Movimiento terrestre [9]

1.3 Coordenadas solares

Al diseñar una instalación de aprovechamiento solar no solo se deben tener en cuenta los conocimientos sobre el cálculo, dimensionamiento y especificaciones de los elementos a instalar, sino que se debe comprender el movimiento de la tierra alrededor del sol. Mediante el conocimiento de las coordenadas solares se define la posición del sol en cualquier hora del día. [8]

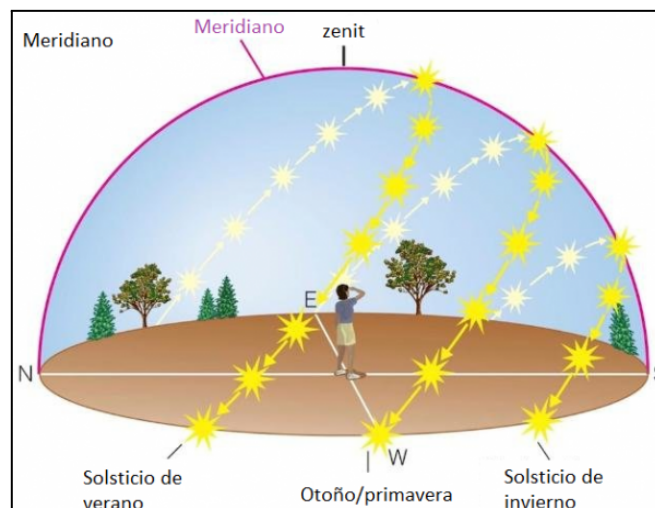


Figura 1.5: Movimiento aparente del sol [10]

La posición del sol queda determinada por dos ángulos:

Acimut (α): Es el ángulo medido en el plano formado por el sol y el norte. De esta manera, si el sol se encuentra en el norte tendrá acimut 0° y si se encuentra al este oriente 90° .

Declinación solar (β): Es el ángulo medido en el plano vertical que forma los rayos del sol con respecto a la horizontal del observador.

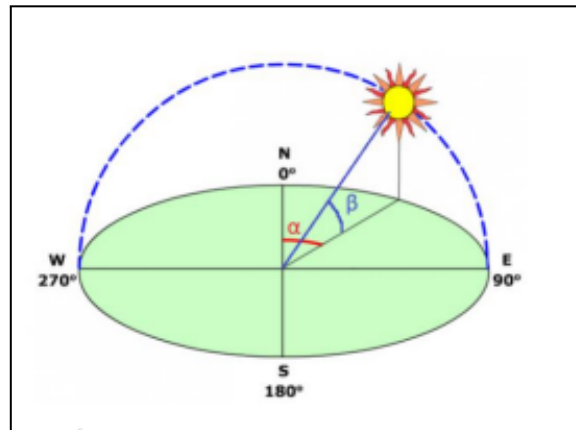


Figura 1.6: ángulos acimut y declinación solar [10]

1.4 Radiación, irradiancia e irradiación

La radiación solar es el conjunto de las radiaciones electromagnéticas a distintas longitudes de onda emitidas por el sol. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la tierra es la irradiancia, definida como la potencia por unidad de superficie que alcanza la tierra. [1] Esta radiación se compone de varios términos, ya que no incide directamente desde el sol a la superficie en cuestión. Así, podemos distinguir:

- Radiación directa: Este tipo de radiación existe únicamente cuando el sol es visible, ya que se define como la proveniente directamente del sol, siendo esta la que genera sombras en objetos como edificios o árboles.
- Radiación difusa: la radiación difusa es la que se recibe a través de la atmósfera, debido a que la radiación solar se dispersa en la atmósfera.
- Radiación reflejada: es el tipo de radiación que incide en nuestro sistema de captación tras haber sido reflejada por la superficie horizontal del terreno. Dependerá del coeficiente de reflexión que tenga el terreno.

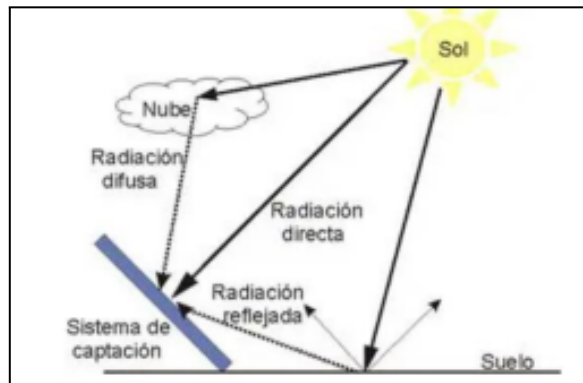


Figura 1.7: Tipos de radiación solar [11]

Un método para tener una mejor referencia del potencial de generación de energía eléctrica utilizando los sistemas fotovoltaicos es saber la cantidad total de energía que recibe una determinada superficie a lo largo del año. Una magnitud perfecta para este método es la irradiación que se mide en kWh/m². Podemos acudir a herramientas como softwares o mapas de irradiación anual para comparar los distintos lugares.

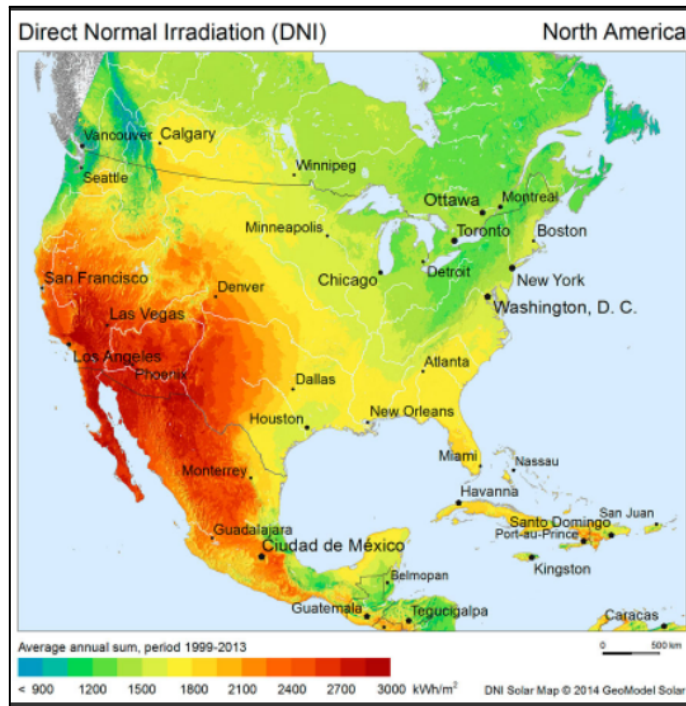


Figura 1.8: Mapa de irradiación anual en Norteamérica [12]

Si se requiere medir la radiación solar en lugar de acudir a las herramientas tecnológicas, existen diversas posibilidades:

- Medida de la radiación global: para esta medida se utilizan los piranómetros, también llamados solarímetros. Pueden ser utilizados igualmente para la medida de la radiación reflejada.
- Medida de la radiación directa: Se pueden utilizar los pirheliómetros, son equipos que captan el nivel de irradiancia en un haz estrecho, al colocarlos enfocados directamente al sol.

1.5 Paneles fotovoltaicos

Los paneles solares fotovoltaicos son la unión de diferentes células fotovoltaicas en serie o paralelo que utilizan el principio fotoeléctrico. En una configuración en serie, las células solares se conectan en cadena, de modo que la corriente de salida de una célula se conecta a la siguiente. Esto aumenta la tensión total del panel solar, ya que las tensiones de las mismas se suman. Al conectar en serie, se puede obtener una tensión más alta adecuada para sistemas que requieren una tensión de salida más elevada. Por otro lado, en una configuración en paralelo, las células solares se combinan. Esto aumenta la corriente total del panel solar, mientras que la tensión se mantiene constante. La conexión en paralelo se utiliza cuando se necesita una mayor corriente de salida, como en sistemas de baja tensión o cuando se requiere un mayor rendimiento en condiciones de baja radiación solar.

Estas células suelen ser de silicio, y dependiendo del proceso de fabricación, podemos distinguir varios tipos de paneles fotovoltaicos [13]:

- Paneles monocristalinos: En estos paneles, las celdas monocristalinas se fabrican con lingotes cilíndricos de silicio. En contraposición con los policristalinos, las células están formadas por un tipo de cristal de silicio habiendo controlado el crecimiento del cristal para conseguir una alineación de todos los componentes que lo forman, de manera que se maximice la eficiencia de la célula.
La principal ventaja es que la eficiencia de estos paneles siempre es superior a la de los policristalinos. También tienen más potencia de salida por lo que se necesitan menos para la instalación fotovoltaica pero su desventaja mayor es que son de un costo más elevado.
- Paneles policristalinos: Los paneles de silicio policristalino permiten una reducción del coste de los equipo debido a su proceso de fabricación, ya que no se utiliza la misma cantidad de silicio en las células y además no se controla el crecimiento de los cristales
- Paneles de capa fina: El proceso de fabricación se basa en depositar varias capas de material fotovoltaico en una base. En estos paneles no se utiliza únicamente silicio, sino

que también contramos de telurio de cadmio, cobre, indio, galio y selenio. La eficiencia de este tipo de paneles se encuentra acotada por debajo de la de los otros tipos anteriormente mencionados, pero su incipiente uso en instalaciones residenciales le ha dotado de una gran popularidad.



Figura 1.9: Tipos de paneles solares fotovoltaicos [14]

Gracias a que la tecnología no deja de avanzar y los científicos buscan nuevas formas de obtener energía eléctrica a partir del recurso natural más abundante en la tierra, se han desarrollado celdas solares orgánicas, las cuales tienen muchas ventajas en comparación a las de silicio ya que estas pueden ser flexibles, son menos frágiles y ecológicas ya que sus materiales son biodegradables pero eso también nos lleva a una gran desventaja que son rápidamente degradables y tienen poca estabilidad eléctrica. [15]

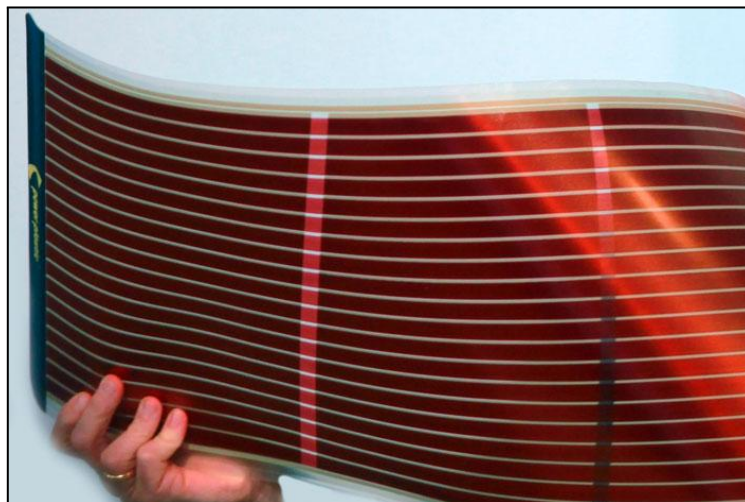


Figura 1.10: Celda solar orgánica [15]

Actualmente los paneles solares formados por células monocristalinas son los más utilizados en instalaciones de generación de energía eléctrica.

Suelen fabricarse con agrupaciones en serie de 72 o 144 células, aunque la tecnología de fabricación cambia muy rápidamente y es muy probable que se modifique la tipología en búsqueda de una mayor potencia y rendimiento. [13]

Físicamente los paneles cuentan con las siguientes partes:

- Cubierta delantera: Encargada de proteger al panel frente a la climatología y permitir una óptima captación solar. Es por esto que suelen fabricarse en vidrio y tratarse de manera que se consiga una superficie antiadherente ya que cualquier elemento depositado en la superficie se traduce en una disminución de la potencia generada. También debe impedir la reflexión de los rayos incidentes del sol, debido a que debemos aprovechar la irradiancia de una forma óptima.
- Cubierta trasera: Del mismo modo que la cubierta delantera, debe proteger al panel de los agentes externos. Dado que, solo en el caso de células bifaciales en las que la captación se da por ambas caras del módulo, el panel no requiere una superficie tan cuidada, se utilizan materiales como el policloruro de vinilo.
- Marco: es el elemento que permite adecuar el panel a un sistema de fijación de manera que quede colocado en los soportes. Dependiendo del uso que vaya a tener el módulo llevará marco o no. En módulos destinados a uso residencial son muy utilizados y el material en su totalidad son de aluminio. Aunque existen paneles sin marco ya que da una mejor vista y hace que se vea más limpia la instalación.
- Caja de conexiones: En la caja de conexiones encontramos dos cables, positivo y negativo, de manera que podamos conectar varios módulos en serie o paralelo para formar strings. En los paneles destinados a instalaciones con una potencia elevada también se encuentra un conductor de tierra.

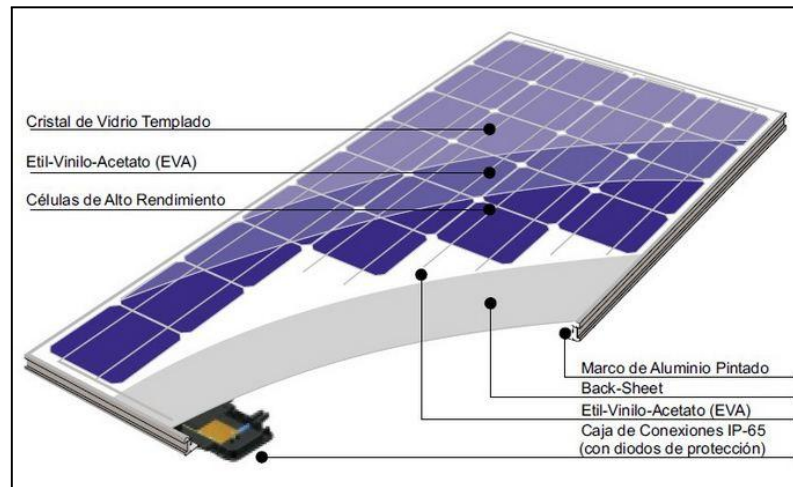


Figura 1.11: Elementos de un panel solar fotovoltaico [13]

La configuración básica de una instalación solar fotovoltaica se basa en una agrupación en serie o paralelo de diferentes paneles fotovoltaicos.

Una conexión en serie de varios módulos configuran o hacen un string, por lo tanto la tensión de string será la suma de las diferentes tensiones de salida de los módulos, los cuales estarán protegidos contra sobrecorrientes con un fusible al final de cada string. Además, también se debe permitir la conexión y desconexión programada para mantenimiento, por lo que varios strings tendrán asociados un cuadro de conexión en el que tendremos un interruptor-seccionador. [8]

Para seleccionar el panel más adecuado a nuestro diseño, se realiza una comparativa entre dos módulos monocristalinos gracias a que son de mayor potencia y mejor eficiencia para las instalaciones, dejando descartados a los policristalinos que, en caso de utilizarlos, requerimos más espacio en el área de instalación y mayor cantidad de equipos.

Para hacer una correcta comparativa se debe comprender qué significado tienen los principales parámetros que nos proporcionan los fabricantes. Para ello, debido a la gran variabilidad de condiciones meteorológicas que se presentan en las instalaciones, es esencial que se establezcan unas condiciones de referencia en las que estarán basadas estos parámetros.

- **Potencia pico (Wp):** Este parámetro es uno de los más importantes a la hora de comparar diferentes paneles solares. La diferencia fundamental entre un Watt y un Watt pico es que el primero se refiere a la potencia nominal de la instalación o del panel mientras que el Watt pico da una idea de la máxima potencia que puede generar el equipo. Un criterio utilizado es la potencia pico por metro cuadrado (Wp/m^2). A igualdad de área, el panel más eficiente será el que ofrezca mayor Wp.

- Voltaje a máxima potencia: Es el voltaje de salida del panel fotovoltaico en el punto en el que se encuentre conectado y dando su máxima potencia.
- Corriente a máxima potencia: La intensidad o corriente de salida del panel cuando está conectado y en su punto de máxima potencia.
- Voltaje en circuito abierto: Máximo voltaje de salida del panel cuando se encuentra desconectado, es decir, en circuito abierto. Este parámetro será importante para seleccionar otros aparatos como el inversor o regulador de carga. Esta tensión será mayor a la tensión de máxima potencia.
- Corriente en circuito abierto: Máxima corriente que circula si se cortocircuita el panel. Será más elevada que la intensidad a máxima potencia.
- Voltaje máximo del sistema: Los paneles solares fotovoltaicos se utilizan normalmente agrupados en strings. Este parámetro nos indica la tensión máxima que puede tener la agrupación de paneles.
- Características de temperatura: Los diferentes coeficientes de temperatura que nos muestran los fabricantes indican como cambian las características de los paneles en relación a una temperatura diferente de la de referencia.

1.6 Estructura portante

Dado que los paneles fotovoltaicos deben de aprovechar al máximo la radiación procedente del sol, el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre nuestros paneles es un parámetro clave para conseguir la máxima eficiencia en nuestra instalación. Si tomamos de referencia la Tierra, el sol describe una trayectoria alrededor de ésta que se ve afectada por los movimientos de rotación y traslación. Estos fenómenos se encuentran perfectamente caracterizados con el ángulo azimut y de inclinación.

La estructura que sustenta los paneles no debe únicamente soportar cargas, sino que debe estar correctamente diseñada para generar la máxima energía eléctrica posible. En cuanto a la tecnología de estas estructuras podemos establecer una clasificación.

- Estructuras fijas: Como su nombre indica, no tienen capacidad de movimiento en ninguno de los dos ejes que forman el plano del panel, por lo que el acimut y la inclinación serán fijos. Este hecho hace que se desaproveche un cierto potencial de generación de energía.



Figura 1.12: Estructura solar fija [16]

- Estructuras móviles: Estas estructuras nos permiten un seguimiento de la trayectoria solar más o menos eficiente dependiendo del número de ejes móviles. Las estructuras móviles de un eje permiten el seguimiento solar mediante la modificación del ángulo de acimut o de inclinación y la de dos ejes nos permiten variar los dos parámetros simultáneamente.



Figura 1.13: Estructura solar móvil [17]

Aunque pudiera ser evidente que se debe optar por las estructuras móviles de dos ejes, se deben realizar estudios comparativos, ya que al aumentar los grados de libertad del sistema, también aumentaremos el coste de instalación.

Para realizar una adecuada selección de tipo de estructura, se puede recurrir a diferentes plataformas o softwares, herramientas que permiten estimar la producción fotovoltaica anual.

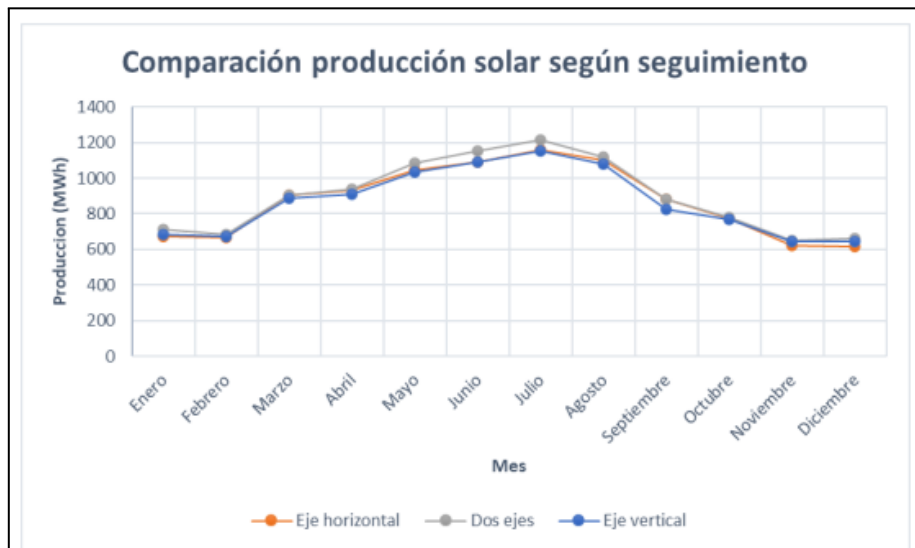


Figura 1.14: Gráfica de diferentes tipos de estructura y producción estimada [8]

Se puede observar en la figura 1.14, los mayores valores de producción se dan siempre para el seguimiento de dos ejes, resultado esperado ya que se está aprovechando al máximo la radiación solar pero no son valores demasiados elevados que nos hagan instalar este tipo de estructura porque el precio sube considerablemente y eso hace que económicamente no sea tan viable para nuestro diseño y su coste de mantenimiento es sumamente mayor gracias a los motores que se necesitan para poder mover el peso de los módulos fotovoltaicos.

Además, este tipo de estructuras móviles requieren un mayor espacio entre strings o cadenas de instalación, lo que genera otro conflicto cuando no se tiene un área ilimitada para la instalación fotovoltaica.

1.7 Inversores

Los inversores de una instalación fotovoltaica son uno de los elementos críticos ya que son los encargados de transformar la energía eléctrica directa generada por los módulos fotovoltaicos en energía eléctrica alterna (CD-CA).

Sus principales funciones son:

- Convertir la energía: El inversor convierte la corriente continua en corriente alterna, la cual es usada por la totalidad de aparatos eléctricos aunque existen equipos que funcionan con corriente directa como las bombas solares que su funcionamiento es constante.

- Optimizar la energía al máximo: Permite generar mayor energía de los paneles solares. Se aíslan los paneles con la finalidad de aumentar la producción de energía, mejorando así el rendimiento general del sistema.
- Seguimiento y protección: Un inversor solar hace análisis de los rendimientos de energía del sistema fotovoltaico, de la actividad eléctrica y se encarga de reportar si surgen problemas.
- Monitorización: Un seguimiento de la producción generada por los paneles solares, permitirá conocer si existe algún fallo en alguno de ellos y si debemos hacer los arreglos necesarios para que el rendimiento de la instalación no sea afectado. [18]

Para la selección de los inversores adecuados se deben tener en cuenta las diferentes configuraciones que existen en la actualidad, sus ventajas y desventajas.

- Inversor central: Este tipo de configuración plantea la utilización de un único inversor o unos pocos que serán los encargados de adecuar la forma de onda para conseguir una inyección a la red. Dado que conectamos todos los strings a una entrada, la tensión de entrada corresponderá a la tensión de cada string y la intensidad será la suma de las corrientes por rama conectada.
La principal ventaja es que con un par de inversores centrales podemos actuar sobre toda la planta. A su vez, la principal desventaja es que si este elemento llega a fallar, la planta se queda inoperativa hasta que se solucione el problema, por lo que un correcto mantenimiento es esencial.
- Varios inversores: Con esta disposición se solventa el problema de depender de un único inversor, ya que se divide la potencia total en varios inversores. Esto nos posibilita la agrupación de diversos strings para instalaciones de gran potencia. También hay que tener en cuenta que habrán más unidades a las que realizar el mantenimiento y se necesitarán más conexiones.
- Microinversores: Si un inversor central puede considerarse un inversor “centralizado”, los micro inversores son inversores “distribuidos”. Los microinversores son de menor tamaño y peso que los inversores centrales. Los microinversores son componentes que se instalan en los rieles del sistema de anclaje (Estructura), debajo de los paneles solares fotovoltaicos. Hoy en día existen microinversores de potencias altas, alrededor de 3 kWp a 5 kWp donde se pueden conectar hasta 4 paneles solares lo que lo hace económicamente viable y además podemos monitorear individualmente los paneles del sistema.
Otra ventaja es que si un micro inversor falla, solo se ve afectada la producción de energía

de una pequeña cantidad de paneles y no de todo el sistema a diferencia de los sistemas centrales. [19]

1.8 Puesta a tierra

Los sistemas fotovoltaicos son soluciones para cada caso en particular de requerimientos energéticos pero surgen situaciones de riesgo tanto para las personas así también para los equipos eléctricos del propio sistema y aledaños. Se ponen a tierra las masas o elementos metálicos existentes de manera que se consigue que la referencia de potencial sea la misma.

La función principal de la puesta a tierra es la de derivar al terreno las intensidades nocivas que se pueden generar en la explotación de una instalación eléctrica, pudiéndose diferenciar intensidades de defecto, intensidades asociadas a la caída de un rayo o intensidades producidas por sobretensiones internas debidas a la maniobra de actuación de elementos.

En el manual de interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW nos menciona que, en la instalación de un sistema de tierras para un SFVI es conveniente proveer una barra de tierra que sirva como referencia tanto al sistema de C.D. al igual que a todos los equipos que se conectan a la misma. La localización más conveniente para esta barra de tierra en sistemas aterrizados es la caja de conexión principal del generador fotovoltaico, que generalmente se conecta debajo del medidor de CFE o en casos puede ser en el cuarto eléctrico junto a los tableros principales y de distribución. [20]

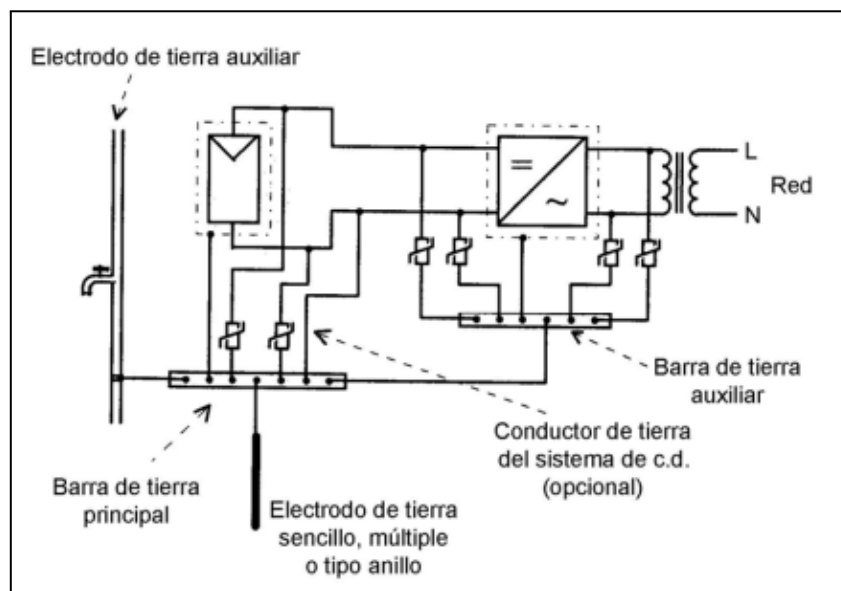


Figura 1.15 :Puesta a tierra de un SFVI (Sistema y equipos) [20]

1.9 Monitorización del SFVI

Contar con un sistema de monitorización es algo esencial debido a que se puede conocer el estado de la planta así como detectar posibles fallas.

Las funciones a realizar por el sistema de monitorización son:

- Proveer información sobre corriente y voltaje de los strings.
- Entregar información sobre la energía producida e inyectada a la red.
- Dar a conocer la remuneración por energía vertida a la red.
- Informar sobre alguna falla en el sistema fotovoltaico.

1.10 Normativa aplicable para México

En cualquier proyecto es realmente importante conocer las normas que se deben cumplir para poder ponerlo en funcionamiento, al igual que tener referencias para el cálculo. Las normas de referencia consultadas son:

- NOM-001- INSTALACIONES ELÉCTRICAS.
Dictamina los estándares que debemos cumplir en una instalación eléctrica, así como cuestiones específicas en sistemas fotovoltaicos en el artículo 690 “Sistemas solares fotovoltaicos” y de interconexión a la red eléctrica que nos marca el artículo 705 “Fuentes de generación de energía eléctrica interconectadas.
- CFE G0100-04 INTERCONEXIÓN LA RED ELÉCTRICA
Es una norma directamente de la CFE la cual tiene los siguientes objetivos:
 - 1.- Definir los requerimientos para el diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos interconectados con la red eléctrica.
 - 2.- Garantizar la seguridad del personal.
 - 3.- Garantizar la calidad de la energía en la red.
 - 4.- Garantizar la integridad física y operacional de la red eléctrica y de los sistemas fotovoltaicos.
- NOM-009 STPS (Secretaría de trabajo y previsión social)
Equipos de seguridad para realizar las actividades así como los lineamientos que se deben cumplir para que los trabajadores puedan realizar la instalación sin poner en riesgo su integridad física.

- NOM-029 STPS
Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-condiciones de seguridad.

- Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW de la SENER (DOF-15-XII-2016)
El cual tiene como objetivo “Establecer los lineamientos generales en materia administrativa y de infraestructura que deberán cumplir los distribuidores, generadores exentos y generadores que representen Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW para realizar la interconexión de sus Centrales Eléctricas a las Redes Generales de Distribución de manera ágil y oportuna, garantizando las condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional”, este manual es de orden público e interés general.

- Disposiciones oficiales de la CRE (Comisión Reguladora de Energía)
Las disposiciones administrativas de carácter general, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida.
Sus objetivos son:
 - 1.- Definir el modelo de contrato que celebran el Distribuidor y el Solicitante para la interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 ;W a las Redes Generales de Distribución.
 - 2.- Establecer los lineamientos generales en materia de Generación Distribuida.
 - 3.- Establecer las especificaciones técnicas generales requeridas en materia de Generación Distribuida.
 - 4.- Autorizar el modelo de Contrato que celebran el Suministro de Servicios Básicos y el Generador Exento para determinar la contraprestación aplicable por la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución.
 - 5.- Desarrollar la metodología para determinar la contraprestación aplicable por la energía eléctrica entregada. [21]

1.11 Sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que en su unión son capaces de captar la energía solar disponible y convertirla en energía utilizable como energía eléctrica. [22]

Existen tres tipos diferentes, los que están conectados a la red, los sistemas autónomos o aislados y los sistemas híbridos.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se dividen a su vez en dos tipos:

- La central fotovoltaica: Toda la energía producida por el sistema se vierte en la red eléctrica nacional para su venta.
- Generador con autoconsumo: Parte de la electricidad generada es consumida por el propio productor y el resto se vierte a la red. Al mismo tiempo, el productor toma de la red la energía necesaria para cubrir su demanda cuando la planta fotovoltaica no le suministre lo suficiente.

Los elementos básicos que forman una planta solar fotovoltaica conectada a la red son los siguientes:

1. El generador fotovoltaico: Son los paneles o módulos solares que generan el efecto fotovoltaico antes mencionado.
2. Inversor CC a CA: Es el componente que convierte la energía generada en corriente continua (CC) de los paneles solares a corriente alterna (CA).
3. Un transformador elevador (Solo en casos cuando la demanda eléctrica es en media tensión): Para poder inyectar la energía proveniente de los módulos al sistema de transmisión.
4. Un medidor bidireccional: Para poder medir la energía inyectada no utilizada por el consumidor a la red eléctrica nacional y el consumo que se tiene cuando el sistema no produce lo suficiente para poder abastecer las necesidades del consumidor o el consumo cuando no existe radiación solar.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos o aislados: operan en tipo isla y suelen encontrarse en lugares remotos y explotaciones agrícolas para satisfacer demandas de iluminación, servir de apoyo a las telecomunicaciones y bombear los sistemas de riego comúnmente. Estas plantas aisladas requieren dos elementos adicionales a los mencionados en las plantas de autoconsumo para funcionar:

1.- Baterías: encargadas de almacenar la energía producida por los paneles y no demandada en ese instante para cuando sea necesario.

2.- Reguladores: protegen la batería contra sobrecargas y previenen un uso ineficiente de la misma.

Los sistemas fotovoltaicos híbridos: en algunos casos el sistema fotovoltaico se complementa con otro sistema, un sistema eólico o hidroeléctrico son un claro ejemplo, para tener una mayor garantía de disponer de electricidad.

1.11.1 Aplicación de los sistemas fotovoltaicos

El primer motivo de la construcción de las celdas fotovoltaicas fueron los satélites artificiales. La idea era construir un generador eléctrico para alimentar los equipos de toma de datos que llevaban a bordo, que presenta ventajas con respecto a otros generadores como los termoelectrónicos y las pilas de combustible. Las ventajas encontradas en este tipo de generadores fueron: peso reducido, larga vida, ocupación mínima de espacio y nivel de instalación alto y continuo por estar fuera de la atmósfera terrestre, aunque sus costos eran muy altos. [23]

Actualmente con el descubrimiento de nuevas tecnologías, procesos e investigación de nuevos materiales, los precios han bajado notablemente y existen muchas más aplicaciones de las celdas fotovoltaicas [23]:

- **Electrificación rural y de viviendas aisladas:** Existen zonas rurales donde llevar la energía eléctrica por medio de la red general sería demasiado costoso y, por lo tanto, no cuentan con ese servicio primario. En estas situaciones, la instalación fotovoltaica es ampliamente rentable.
- **Señalización:** Se aplica en la alimentación de señalizaciones de tráfico luminosas, radiotelefónicas de emergencia, semáforos, túneles, vallas publicitarias, señales de advertencia en carreteras, aeropuertos y ciudades.
- **Agricultura y ganadería:** Mediante generadores fotovoltaicos puede obtenerse la energía eléctrica necesaria para granjas que conviene que estén aisladas de zonas urbanas por motivos de higiene. La aplicación más importante es el bombeo de agua para riego y alimentación de ganado que usualmente se encuentra en zonas no pobladas. [23]
- **Alumbrado público:** Se utiliza en zonas en las que resulta complicado llevar una línea de la red nacional.
- **Telecomunicaciones y control:** Los repetidores de radio y de televisión, aparatos telefónicos, estaciones repetidoras y de transmisión de datos como los meteorológicos, sísmicos y de los niveles de curso del agua pueden funcionar con energía solar fotovoltaica aislada, segura y económica.

- **Centrales fotovoltaicas o campos solares:** Destinados para concentrar un número determinado de instalaciones fotovoltaicas con el fin de vender la electricidad producida a la compañía eléctrica nacional o al sector privado como industrias con alta demanda energética.
- **Autoconsumo:** Conectado a la red, siendo la más utilizada para abastecer a un hogar o industria de pequeña o mediana demanda energética para producir en su totalidad o una parte importante de la facturación energética recibida por la compañía de electricidad nacional.

Capítulo 2. Análisis de consumo de energía

En este capítulo abordaremos el análisis realizado en el cuarto eléctrico del edificio FCE5, específicamente en el tablero principal para poder hacer una medición del consumo energético de dicho edificio y tener los requerimientos necesarios para elaborar una memoria de cálculo para nuestro diseño fotovoltaico utilizando el método watt-hora consumidos.

2.1 Medición de consumo de energía

El estudio fue realizado el 27 de Mayo del 2022 donde la universidad se encontraba con un aforo del 50% de estudiantes en clases presenciales, por lo que el consumo es bajo en comparación a cuando existan condiciones normales en la universidad. Pero el propósito del estudio es realizar un diseño de un sistema fotovoltaico que pueda servir como base o complemento de futuros proyectos.

El equipo utilizado para la medición fue un analizador de calidad de la energía HIOKI PQ3100. Este instrumento está hecho para hacer análisis de calidad de energía, para monitorear y registrar anomalías del suministro de energía, lo que permite investigar rápidamente sus causas y también para evaluar problemas de suministro: caídas de voltaje, parpadeo, armónicos y otros problemas eléctricos, pero en este diseño, nos estamos enfocando únicamente a saber con mucha precisión el consumo energético.



Figura 2.1: Analizador de calidad de la energía HIOKI PQ3100 [24]

Para el estudio realizado se conectó el equipo analizador en el tablero principal, donde llega la alimentación directamente de la CFE. La alimentación es en baja tensión trifásica más neutro.

Específicamente se conectaron 5 caimanes, 3 de ellos a las diferentes fases, un caimán al neutro y otro a la tierra física ya que así lo exige el analizador, esto para poder medir el voltaje.

Para medir la corriente o intensidad se conectan sensores especiales que cuentan con una señalización para saber hacia dónde va la corriente, en este caso la flecha tiene que ir hacia arriba sabiendo que los sensores están conectados a los cables de alimentación, que llegan por abajo del tablero principal, y esto nos indica que la corriente está fluyendo desde la red suministradora hacia el edificio. Se conectaron 4 sensores, 3 a las diferentes fases y el último al cable de neutro.

En la figura 2.2 se puede observar que tanto los caimanes como los sensores están identificados por colores para no entrelazar fases y que el análisis sea exitoso. La fase número uno esta identificada con el color rojo, la fase número dos con el color amarillo, la fase número tres con el color azul, el neutro con el color negro y la tierra solamente esta conectada con un caiman color gris.



Figura 2.2: Conexión del analizador al tablero principal del FCE5 [Captura propia]

Los caimanes fueron conectados en la alimentación distribuida del tablero, arriba del interruptor principal, lo que no ocasiona ningún error en el analizador ya que solamente la corriente tiene que tener una dirección.

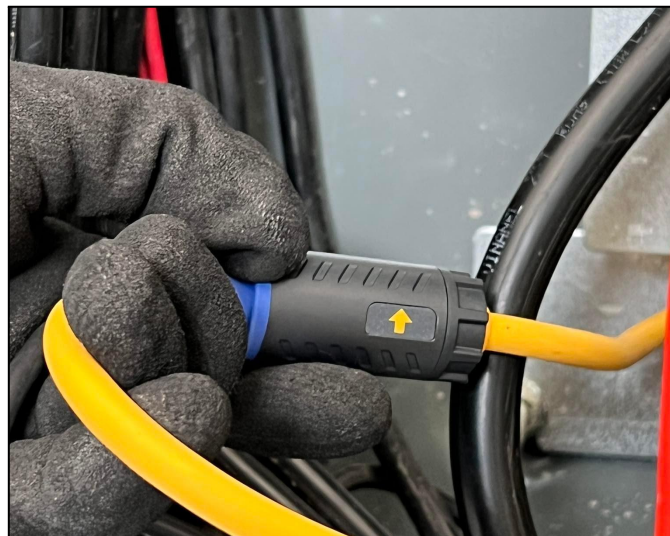


Figura 2.3: Señalización de los sensores de corriente (Captura propia)

En la figura 120 se puede observar el resumen de la conexión de voltaje al tablero principal del edificio para su posible medición de consumo.

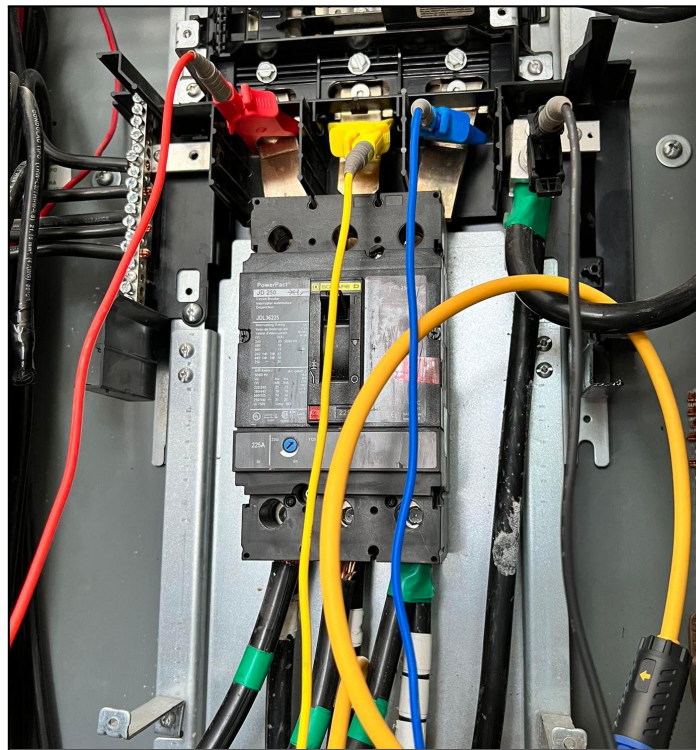


Figura 2.4: Conexión del analizador al tablero principal II [Captura propia]

En la figura 2.5 podemos observar la pantalla del analizador dónde nos indica cómo se tienen que conectar los diferentes sensores y además, nos muestra si están adecuadamente conectados.



Figura 2.5: Señalización de conexión del analizador de calidad de la energía [Captura propia]



Figura 2.6: Error en la conexión del analizador [Captura propia]

En la figura 2.6 se muestra que la entrada de voltaje de los 3 canales está en rojo junto con el canal 2 de corriente y esto fue porque las fases no estaban bien conectadas y el sensor de corriente estaba dañado. Un claro ejemplo de que el analizador funciona correctamente y se necesita entender el equipo para poder realizar mediciones sin errores y con un margen de error mínimo.

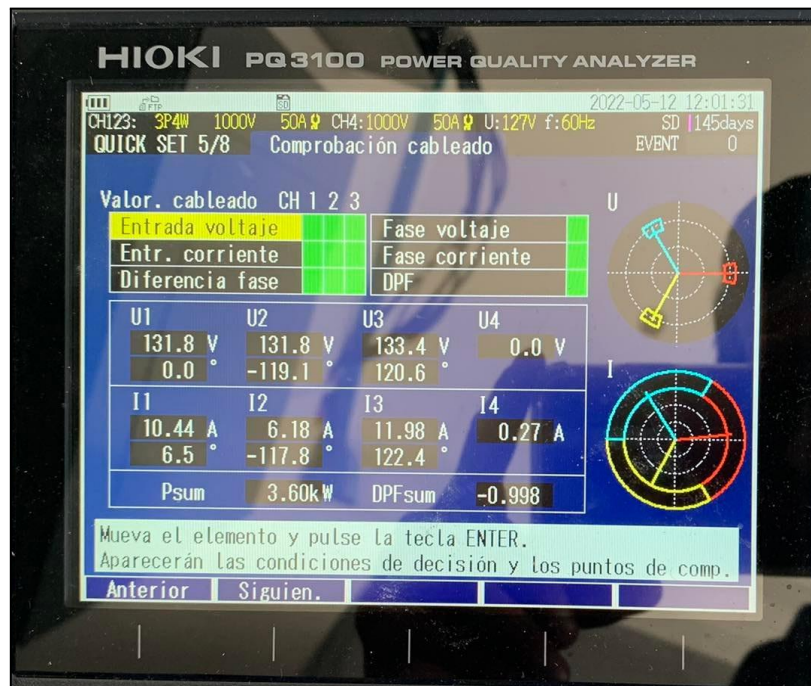


Figura 2.7: Conexión exitosa del analizador al tablero principal [Captura propia]

2.2 Análisis de resultados

Teniendo la conexión exitosa del analizador, podemos dejarlo conectado el tiempo necesario para el estudio, en este caso fue de diez horas. Empezando desde las 08:25 hrs hasta las 18:25 hrs. Los datos obtenidos se pueden ver en el Software propio de HIOKI para su mejor visualización. El software nos da mucha información acerca de las anomalías que pueden detectarse, como las formas de onda del evento en voltaje y corriente, los armónicos, entre otros, pero cabe resaltar que nosotros nos enfocaremos únicamente a la energía consumida por el edificio.

En la figura 2.8 podemos observar la gráfica de barras en color rojo nos dice la demanda que tuvo el edificio en un lapso de 30 minutos, este parámetro es configurable y por lo tanto, lo utilizaremos cada hora para poder realizar nuestra estimación de consumo.

El resultado de las mediciones se encuentra en las páginas siguientes, siendo favorables y necesarias para crear la memoria de cálculo para nuestro diseño fotovoltaico, teniendo el objetivo de encontrar la potencia en Watt/hora que el edificio consume, el voltaje en el que se encuentra el edificio así como la corriente demandada por el mismo inmueble.

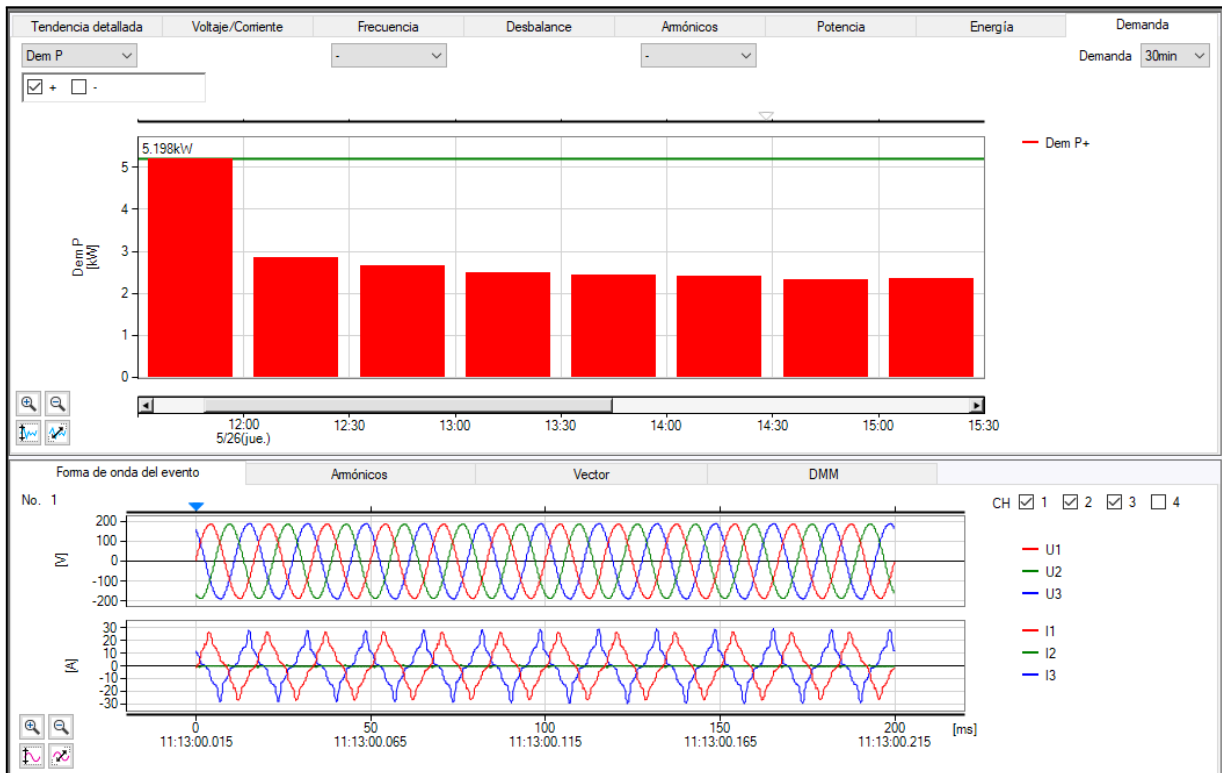


Figura 2.8: Energía demandada por el edificio FCE5 [Captura propia]

En la figura 2.9 podemos observar otro apartado del software donde es una tabulación entre kWh (kilo Watt por hora) y tiempo, donde la energía consumida en el lapso de las diez horas que estuvo conectado el analizador fue de 19.5812 kWh. Esto ocasiona que tengamos que realizar una estimación para conocer el consumo promedio diario y así poder realizar nuestro dimensionamiento fotovoltaico.

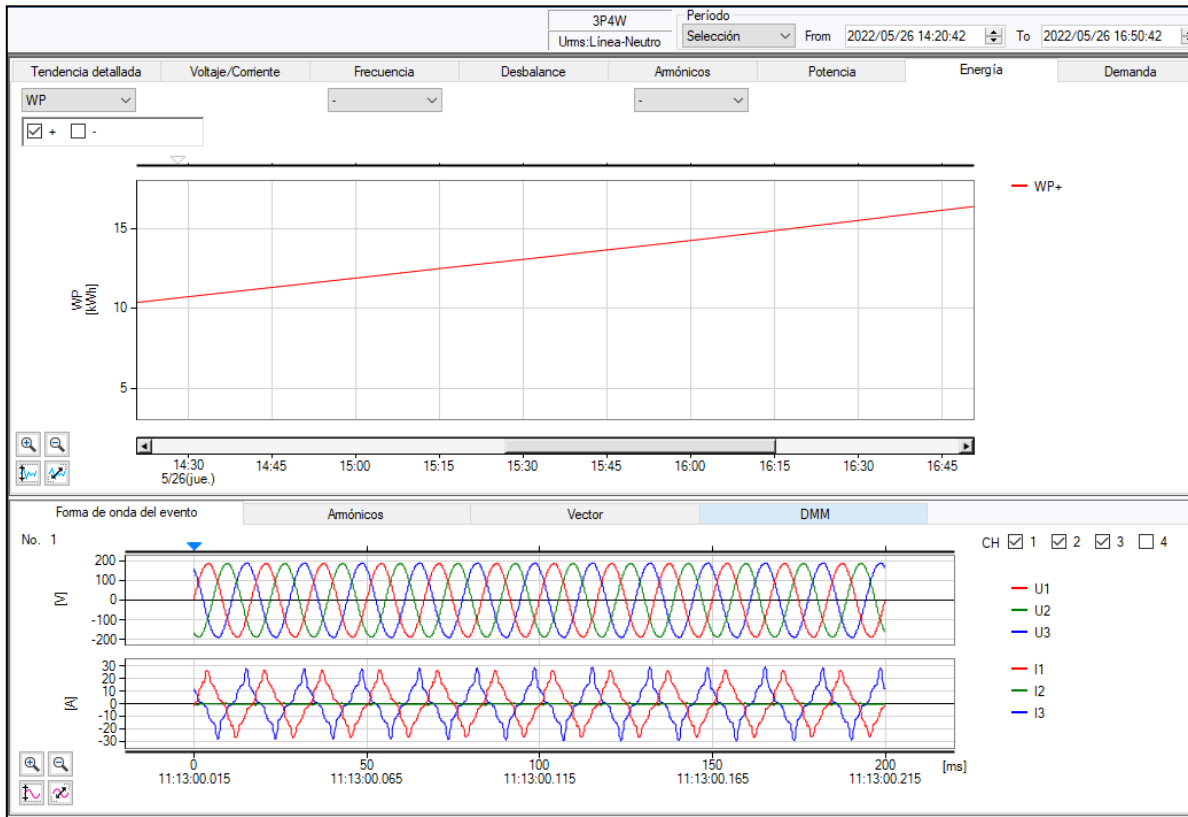


Figura 2.9: Gráfica de la energía consumida por el edificio FCE5 [Captura propia]

Gracias al software de Hioki la interpretación de los resultados es más sencilla de observar. Es una herramienta esencial al momento de realizar análisis eléctricos, en este caso en particular, en análisis de consumos reales.

Capítulo 3. Dimensionamiento fotovoltaico

En el capítulo 3 se abordaron las memorias de cálculo del diseño fotovoltaico, en él podemos encontrar los cálculos necesarios para saber la cantidad de módulos solares que requiere tener conectado el edificio para abastecer el consumo estimado, al igual que la potencia del inversor, las protecciones en corriente continua y corriente alterna que se requieren en el diseño, la cantidad de estructura necesaria para el emplazamiento del sistema, el calibre del cable y canalización necesaria para el diseño, todo esto basado en las normas oficiales mexicanas. También se integró un render para tener una visualización del sistema fotovoltaico.

3.1 Paneles fotovoltaicos

Para seleccionar el panel adecuado para el diseño, se realiza una comparación entre las dos mejores tecnologías del mercado mexicano, los dos módulos son monocristalinos con 25 años de garantía.

Debido a la gran variabilidad de condiciones meteorológicas que se presentan en las instalaciones, es esencial que se establezcan unas condiciones de referencia en las que estarán basadas los parámetros explicados en el capítulo 2. Nos fijamos en las condiciones STC (Standar Test Condition), que se dan para una radiación solar de 1000 W/m^2 , una temperatura de 25°C y una masa de aire de 1.5. Además, necesitamos verificar que los equipos tengan la certificación UL-1741. Este estándar proporciona los requisitos relevantes del desempeño, operación, pruebas, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión. Los requisitos generales para las respuestas a condiciones anormales; calidad de potencia y el aislamiento de los sistemas de generación distribuida.

La tabla 3.1 nos muestra los diferentes parámetros de cada panel, no se incluyeron paneles policristalinos ya que su baja potencia dificulta el diseño, ya que, al ser de menor potencia se requieren más módulos y por consiguiente mayor espacio en la instalación y el precio del proyecto se elevaría consideradamente por lo que el retorno de inversión no sería óptimo.

	Canadian solar CS6W-MS	Trina TSM-DE19M(II)
Características eléctricas STC		
Potencia Máxima (Pmax)	545 W	555 W
Eficiencia del módulo (%)	21.3 %	21.2 %
Corriente de operación opt. (Imp)	13.14 A	17.45 A
Voltaje de operación opt. (Vmp)	41.5 V	31.8 V
Corriente en cortocircuito (Isc)	13.95 A	18.56 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	49.4 V	38.1 V
Temperatura de operación	- 40°C ~ + 85°C	- 40°C ~ + 85°C

Voltaje máx. del sistema	1500V	1500 V
Tolerancia de potencia	0 ~ + 10 W	0 ~ + 5W
Características físicas		
Dimensiones	2261 X 1134 x 35 mm	2384 X 1096 X 35 mm
Número de células en serie	144	110
Peso	27.8 kg	28.6 kg
Caja de conexiones	IP68	IP68

Tabla 3.1: Comparación de paneles fotovoltaicos monocristalinos (Elaboración propia)

Tras analizar comparativamente los dos diferentes paneles seleccionados podemos darnos cuenta que son muy similares en sus características eléctricas y físicas. Y, gracias al análisis realizado en el capítulo 3, sabemos que el edificio tuvo un consumo estimado de 19.5812 kWh en 10 horas, lo que genera un consumo estimado de 46.995 kWh en un día y al mes de 1,409.846 kWh, podemos realizar un tabla resumen para definir qué módulo utilizaremos para este diseño.

La ficha técnica completa del módulo se puede consultar en el Anexo 1.

	Canadian solar CS6W-MS	Trina TSM-DE19M(II)
Potencia (W)	545	555
Paneles necesarios	19	19
m ² / panel	2.56	2.61
m ² necesarios	48.64	49.59
Precio unitario (\$)	4,215.08	4,133.64
Precio total (\$)	80,086.52	78,539.16

Tabla 3.2: Resumen de comparativa de paneles policristalinos [Elaboración propia]

Con los resultados obtenidos en la comparativa nos podemos dar cuenta que no varían mucho en precio y tampoco en especificaciones técnicas, pero escogeremos los módulos **Canadian solar CS6W-MS** por estas razones:

- a) Nos entregan menor corriente continua lo que lo hace más seguro y más compatible con los inversores actuales en el mercado mexicano.
- b) El módulo es de una dimensión menor por lo que sus costos de traslado serán menores y las maniobras serán más sencillas.
- c) Al ser un panel más pequeño se ocupará menor cantidad de estructura y de cableado.

Ahora, podemos obtener los siguientes datos de nuestra calculadora solar con nuestro módulo elegido:

Consumo diario: **46.99 kWh**

Generación promedio diaria por panel (kWh)		
Potencia Módulo (W)	Radiación (h)	Eficiencia del sistema (%)
545	5.4 [25]	0.85
2.502 kWh		

Tabla 3.3: Generación promedio diaria por panel [Elaboración propia]

Donde la radiación o mejor conocida como hora solar promedio se consultó en la página oficial de la NASA [25], en la ubicación exacta del FCE5 y se puede consultar en el Anexo 2.

La eficiencia es del 85% gracias a que existen pérdidas en el cableado de corriente directa y corriente alterna, coeficientes de temperatura de los módulos, nubosidad, eficiencia del inversor y condiciones atmosféricas, también esta eficiencia es utilizada por las empresas que actualmente se dedican a la instalación de proyectos fotovoltaicos. La generación promedio diaria por panel se obtiene al multiplicar la potencia del módulo, la radiación y la eficiencia del sistema.

Sabiendo la producción promedio diaria por panel, podremos saber la cantidad exacta de módulos que necesitamos para generar los 46.99 kWh de consumo obtenido al mes por el FCE5 con la siguiente fórmula:

$$No. \text{ de módulos} = \frac{\text{Consumo diario (kWh)}}{\text{Generación promedio diaria por panel (kWh)}}$$

Y con los datos obtenidos anteriormente:

$$No. \text{ de paneles necesarios} = 46.99 \text{ kWh} / 2.502 \text{ kWh} = 18.78 \text{ paneles}$$

Número de paneles necesarios para el diseño: **19 paneles** conectados en serie.

La conexión en serie es útil cuando se necesita aumentar la tensión ya que la corriente entregada por cada panel es suficiente para configurarse con nuestros inversores, ya que estos están diseñados para operar con voltajes más altos. Además reducimos pérdidas por resistencia en el cableado así como una simplificación en el cableado, compatibilidad con sistemas de almacenamiento y una mayor tolerancia a pérdidas individuales de paneles.

3.2 Inversor

Gracias a que no tenemos sombras en el edificio donde se desempeña este diseño y podemos tener la posibilidad de tener más de un MPPT, nos inclinaremos por la utilización de inversor

central. Además se hace un ahorro de materiales lo que beneficia al aspecto económico del proyecto.

Para la selección del inversor tenemos que aplicar la siguiente fórmula para conocer la potencia del sistema y además, seleccionarlo en base al voltaje de la red del sitio que son 227 V medidos gracias al analizador de redes:

$$Pot. \text{ del sistema (kW)} = No. \text{ de paneles necesarios} \times Potencia \text{ del módulo (W)} \times 1,000$$

Con los datos obtenidos:

$$Pot. \text{ del sistema (kW)} = 19 \times 545 \text{ W} / 1,000 = 10.355 \text{ kW}$$

Teniendo la potencia del sistema podemos analizar cuál es el inversor adecuado para el diseño, donde la potencia del sistema nos dice la potencia nominal de entrada con la que tiene que contar nuestro inversor.

	Fronius SYMO ADVANCED 12.0-3 208-240	Solis-1P10K-4G 3F
Datos de entrada CC		
Potencia de entrada máxima recomendada	9.5 kWp - 15.5 kWp	9.5 kWp - 11.5 kWp
Voltaje máximo de entrada	600 V	600V
Voltaje nominal	350 V (208 V) - 370 V (240 V)	330V
Rango de voltaje de MPPT	200 V - 600 V	100 V - 500 V
Corriente máxima de entrada	25 A / 16.5 A Suma total de 2 MPPT: 41.5 A	10A / 10 A / 10 A
Corriente máxima de cortocircuito	37.5 A / 24.8 A	15.6 A / 15.6 A / 15.6 A
Número de MPPT	2	3
Salida CA		
Potencia máxima de salida	11,995 W	10,000 W
Voltaje de salida de la red	208 V - 240 V	220 V
Frecuencia de la red	60 Hz	60 Hz
Corriente de salida de la red	33.3 A	45.5 A
Distorsión armónica total	< 2.0%	< 1.5%
Eficiencia	97 %	98.1 %
Datos generales		
Dimensiones (Longitud*ancho*altura)	51.1 x 72.4 x 22.6 cm	33.3 x 57.3 x 24.9 cm
Peso	41 kg	18 kg

Consumo propio	< 1 W	< 1W
Instalación	Interior y exterior, inclinación 0° a 90°	Interior y exterior
Nivel de protección	NEMA 4X	IP65
Enfriamiento	Ventilador vel. variable	Convección natural
Conformidades	UL 1741-2010, UL1998 (para funciones: AFCI y monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22. 2 No. 107.1-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M-07 Issue 1 -2013	UL 1741, IEEE1547, EN50549, AS4777.2:2015, VDE0126-1-1, IEC 61727, VDEN4105-2018, G99, IEC62109-1/-2, NBT32004-2018, EN61000-6-1, EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-6-4
Características		
Conexión de CC	Conexión mecánica con zapatas	Conector MC4
Conexión de CA	Terminales de tornillo 12-6 AWG	Enchufe de conexión rápida
Comunicación	Opcional: Wi-Fi, Ethernet/Serial	Wifi, GPRS

Tabla 3.4: Comparación de inversores para el diseño. (Elaboración propia)

Gracias a la tabla 3.4, podemos observar las especificaciones técnicas de los inversores, las cuales son similares y analizando elegiremos el inversor **Fronius SYMO ADVANCED 12.0-3 208-240** por las siguientes razones:

Su potencia de entrada en CD es mayor que la del inversor SOLIS.

- Su corriente máxima de entrada es mayor que la del inversor SOLIS y se adecua a los módulos elegidos anteriormente, ya que la corriente entregada por los paneles es de 13.95 A.
- El tipo de enfriamiento es activo con un ventilador y no pasivo.
- El nivel de protección es mayor en el inversor FRONIUS.
- Las garantías del inversor FRONIUS son de 10 años mientras que las del inversor SOLIS son por solo 5 años.
- Las conexiones en CD del inversor FRONIUS son internas, por lo que serán más seguras y durarán más tiempo al no tener contacto con polvo, aire y agua.
- El valor de la potencia de entrada es mayor a la potencia que entregarán los módulos, esto también por si se requiere elevar la potencia del sistema en años posteriores y no tener que agregar un inversor extra al sistema.

Otra razón por la cual tomamos el inversor Fronius es que su manufactura está hecha en Austria, lo que hace tener un mayor nivel de certificación en comparación con los inversores que están hechos en china.

Una vez elegidos los módulos y el inversor haremos la ingeniería para la conexión de los paneles al inversor.

La ficha técnica completa del inversor se puede consultar en el Anexo 3.

3.3 Cálculo de voltaje máximo

Basado en la NOM-001- INSTALACIONES ELÉCTRICAS artículo 690-7 [26], aquí se debe multiplicar la tensión de circuito abierto por el factor de corrección proporcionado en la tabla 690-7 de la NOM-001. Esta tensión se debe usar para determinar la tensión nominal de cables, desconectores, dispositivos de protección contra sobrecorriente, entre otros.

En la tabla 3.5 seleccionaremos la temperatura que corresponde al estado de Puebla en temporada de invierno dónde podemos llegar hasta los 2° [27], por lo que utilizaremos el factor de potencia del 1.10 o el 10%.

$$V_{max} = \text{Voltaje de circuito abierto} * \text{Factor de corrección}$$

Donde el voltaje en circuito abierto corresponde a los cadenas o strings formados en este diseño por una cadena de 10 paneles y la segunda cadena por 9 paneles. Por 10 paneles, donde cada panel nos entrega 49.4 V, y ya que están en serie, el voltaje se multiplica por el número de módulos de la cadena o string, que en el caso del primer string son 494 V y en el segundo string son 444.6 V. Donde tomaremos el voltaje más alto ya que estamos calculando el voltaje máximo.

Factores de corrección para temperaturas ambiente menores a 25 °C (Se multiplica el tensión nominal de circuito abierto por el factor de corrección aplicable que se muestra a continuación)	
Temperatura ambiente (°C)	Factor
-36 a -40	1.02
19 a 15	1.04
14 a 10	1.06
9 a 5	1.08
4 a 0	1.10
-1 a -5	1.12
-6 a -10	1.14
24 a 20	1.16
-11 a -15	1.18
-16 a -20	1.20
-21 a -25	1.21
-26 a -30	1.23
-31 a -35	1.25

Tabla 3.5: Factores de corrección de la tensión para módulos de silicio cristalinos y multicristalino [26]

$$V_{max} = 494 V \times 1.10 = 543.4 V_{max}$$

Cada MPPT del inversor puede soportar hasta 600 V de entrada en corriente continua y nuestros strings nos proporcionan 543.4 V máximo, por lo que estamos dentro del parámetro marcado en la ficha técnica del inversor.

3.4 Cálculo de la corriente según la norma NOM-001, artículo 690-8

- La corriente debe ser la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos en paralelo, multiplicado por el 125%
- Dispositivos de sobrecorriente; Conducir no menos del 125% de la corriente máxima calculada, donde el resultante por los dos porcentajes es de 156%.

Los módulos nos entregan 13.95 A de corriente continua.

$$I_{max} = 13.95 A \times 1.56 = 21.762 A$$

Nuestros medios de desconexión (Fusible fotovoltaico) de corriente directa tienen que ser de **25 A** ya que no existen en el mercado de 21 A hasta 24 A, tiene que ser mayor a los 21.762 A porque el fusible se fundirá cada que la corriente llegue a su máximo valor.

El supresor de picos transitorio cumple la función de detectar un sobrevoltaje, suprimiendo y mandándolo a tierra a fin de que no llegue este a ningún equipo. Estos picos transitorios suelen ser ocasionados por tormentas eléctricas o rayos.

De esta manera se recomienda instalar un supresor de picos justo antes del inversor, en el mismo gabinete donde van los portafusibles fotovoltaicos. Se calcula por el máximo voltaje en corriente directa, obtenido anteriormente con el valor 543.4 V, por lo que se elegirá el de **600 V** en CD, esto por cada cadena o string.

Como conclusión tenemos nuestras protecciones en CD antes de llegar a la conexión con el inversor.

3.5 Estructura

La delimitación del área de trabajo será la azotea del FCE5 donde existe un área de 259.61 m² libres de sombras para la implementación del diseño. Gracias a nuestra tabla 3.2, sabemos que la cantidad de espacio que se necesita es de 48.64 m² por lo que el área es más que suficiente para este proyecto.



Figura 3.1: Vista aérea del edificio FCE5 (área de trabajo) [28]



Figura 3.2: Azotea del edificio FC5 (Captura propia)

El sistema de anclaje que ocuparemos para este diseño es el Sistema CrossRail Tilt Up de la marca K2 Systems, esto debido a que, el área de trabajo es un techo plano, está diseñada para una fácil instalación, con múltiples grados de inclinación, número de piezas reducidas y cuenta con una certificación UL 2703.

Además, el material de la estructura es aluminio de grado marino, resistente a la corrosión, fijaciones de acero inoxidable y cuenta con una flexibilidad para orientar los módulos vertical y horizontalmente.

Teniendo en cuenta que el sistema debe durar alrededor de 25 años, el proveedor nos da 25 años de garantía en su producto siempre y cuando el montaje sea realizado con un torquímetro para tener una mejor exactitud de la fuerza con la que se ancle la estructura.

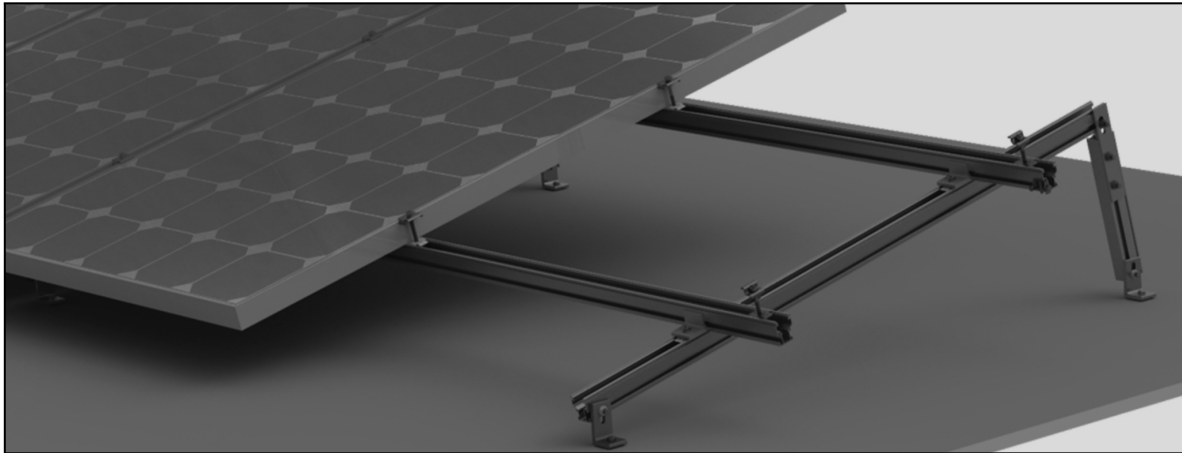


Figura 3.3: Sistema de anclaje K2 Systems [29]

La estructura del sistema fotovoltaico tiene que ir anclada a la losa del edificio, dicho anclaje se hace mediante taquetes expansivos metálicos de acero inoxidable de la medida $\frac{1}{4}$ " , dicha medida de taquete viene recomendada por el fabricante de la estructura.

Las características más importantes de utilizar este sistema de montaje son:

- Solución inclinada para obtener el ángulo deseado.
- Un solo tipo de riel (estructura) para patas delanteras, traseras y riel este-oeste, es decir todo el montaje necesario para colocar nuestros módulos solares, disminuyendo el desperdicio de material.
- Únicamente 5 piezas principales, instalación simple y flexible.
- Tablas de ingeniería para vientos desde 170 km/h hasta 250 km/h. [30]

Además, su aplicación puede ser en techos planos, techos inclinados con caída al sur o norte y dos caídas este-oeste. Se puede colocar en cubiertas de concreto, lámina engargolada, teja y lámina trapezoidal, lo que la hace flexible para cualquier tipo de instalación y en nuestro caso, el suelo donde se desempeña este diseño es de concreto.

La agrupación de los paneles será una cama completa, ya que las limitaciones de nuestra área son de 18 metros de largo por 14 metros de ancho y nuestro sistema de módulos sólo abarca 12.50 m por 5 m, contemplando el 10% adicional que se tiene que sumar a la medida de los módulos gracias a los accesorios de la estructura y para que tenga fuerza estructural sobrante.

Para nuestro diseño necesitaremos los siguientes materiales:

Estructura	Cantidad
CrossRail (460 cm)	24
Mid Clamp	28
End Clamp	20
Tilt Connector Set	40
Climber Set	44
Structural Rail Connector	9
L-Foot	44
CrossRail end Cap	30
Ground Lug	1

Tabla 3.6: Materiales de la estructura necesaria para el diseño SFV. (Elaboración propia)

En la figuras siguientes, podemos analizar donde se acomodan cada uno de los componentes mencionados en la tabla número 3.6:

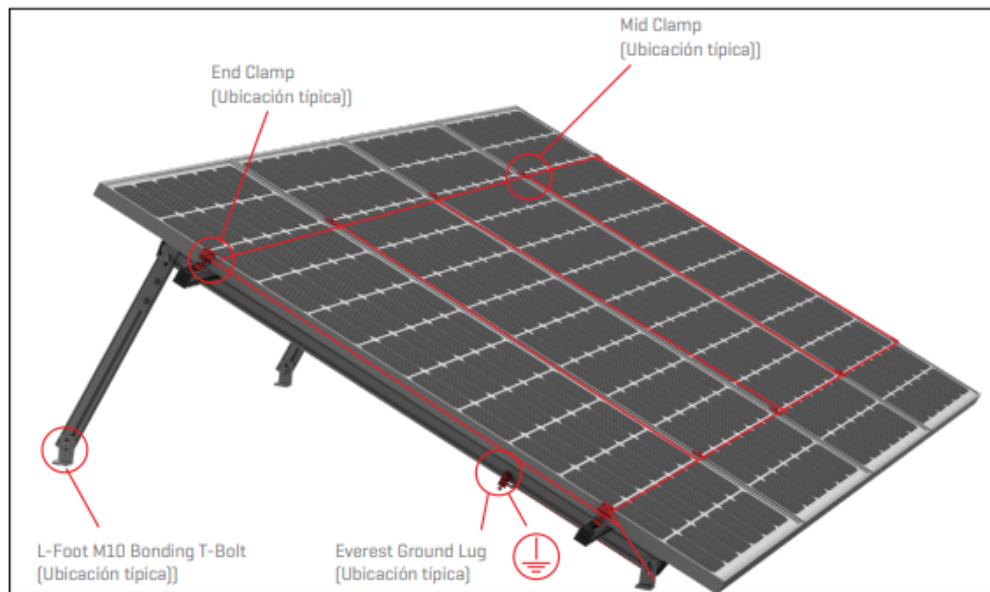


Figura 3.4: Componentes de la estructura 29]

La estructura de K2 systems está fabricada para una instalación rápida y sencilla, lo que nos da un plus en el aspecto económico al tener un ahorro de tiempo y precio en la mano de obra y, teniendo en cuenta que es una estructura especializada en sistemas fotovoltaicos, también tendremos un plus en el aspecto arquitectónico visual.

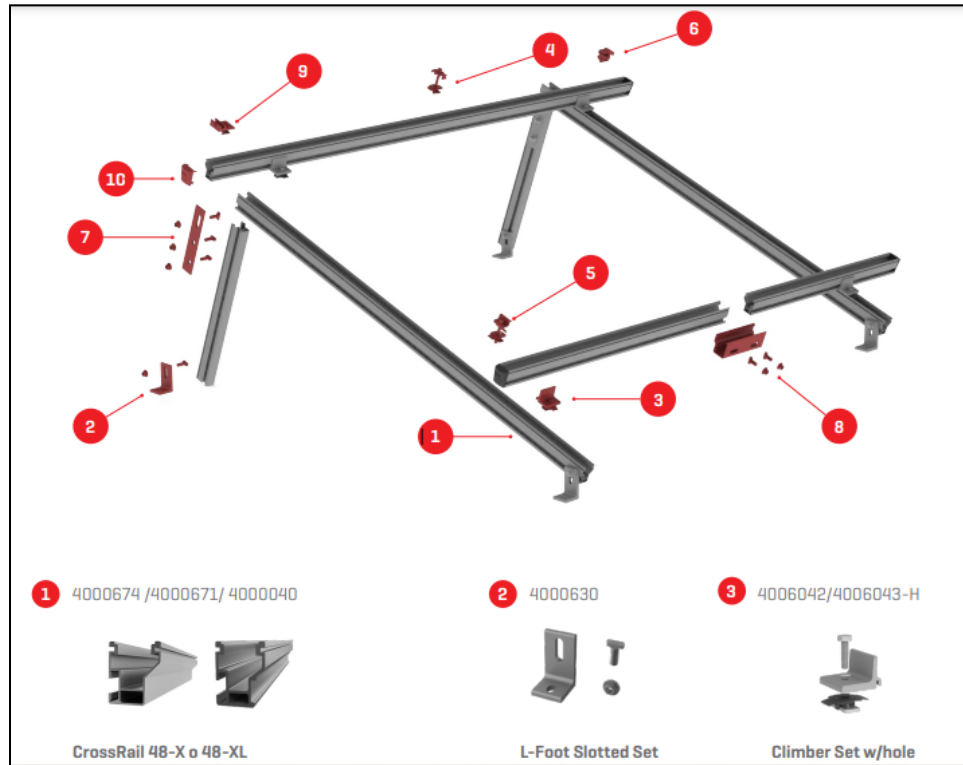


Figura 3.5: Componentes de la estructura II [29]



Figura 3.6: Componentes de la Estructura III [29]

3.6 Inclinación y orientación

Nuestro montaje será en una sola cama gracias al espacio que tenemos en la azotea del edificio FCE5, esto hace que solo tengamos que enfocarnos en la inclinación y orientación de nuestros módulos. También es importante resaltar que no tenemos sombras por árboles o edificios cercanos, lo que hace más eficiente este diseño.

En el estudio de los procesos térmicos solares, el medio de captación de la energía solar juega un papel crucial, ya que su diseño determina la eficiencia del sistema en la utilización de esta energía. Para lograr una recolección óptima de la radiación solar, es necesario contar con colectores que estén adecuadamente orientados hacia la dirección de los rayos solares. Esto implica alinearlos de manera perpendicular a la incidencia de los rayos solares en el momento en que el sol se encuentra en su posición más alta sobre el meridiano local, es decir, alrededor del mediodía solar.

La relación geométrica entre un plano en una orientación específica con respecto a la Tierra en cualquier momento y la radiación solar incidente puede ser descrita utilizando ciertos ángulos. Estos ángulos nos permiten determinar la posición del sol en relación a ese plano. Es importante considerar estos ángulos para garantizar que los colectores solares estén óptimamente orientados y maximicen la captación de energía radiante.

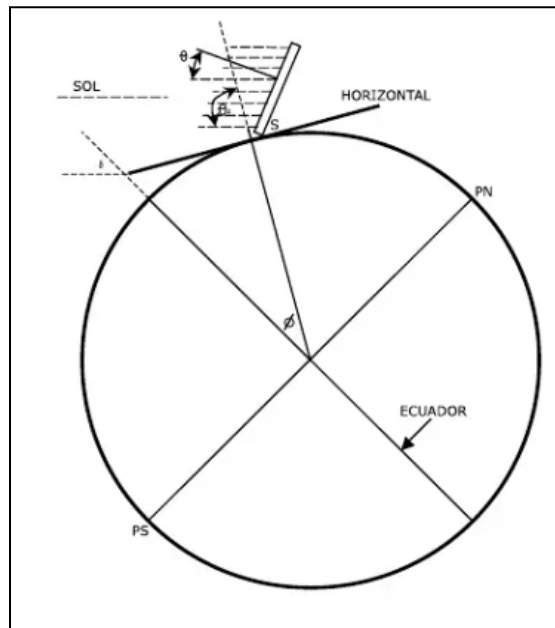


Figura 3.7: Definición de ángulos [31]

Estos ángulos y su definición son los siguientes:

\varnothing = Latitud (norte positiva).

δ = Declinación (posición angular del sol al mediodía solar con respecto al plano del ecuador) (norte positiva).

S = El ángulo entre la horizontal y el plano(pendiente).

Y = Desviación de la normal a la superficie con respecto al meridiano local, el punto cero corresponde al sur, el este es positivo y el oeste negativo.

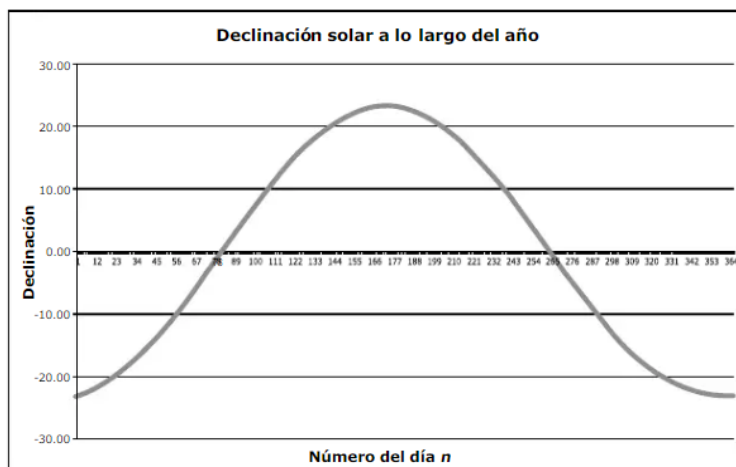
W = Ángulo de la hora, el mediodía solar corresponde al cero, y cada hora es igual a 15o de longitud con las mañanas positivas y las tardes negativas.

θ = El ángulo de incidencia de la radiación. Este ángulo se mide con respecto a la normal.

Las coordenadas del área de trabajo son 19°00 '0"N 98°12' 07"W, y ya que nos encontramos en el hemisferio norte nuestra declinación solar será positiva y nuestros módulos estarán orientados hacia el sur. La declinación solar es el ángulo entre la línea tierra-sol (a través de sus centros) y el plano a través del ecuador y se consigue con la siguiente fórmula de Cooper [31]:

$$\delta = 23.45^\circ \text{sen} \{[360 * (284 + n)]/365^\circ\}$$

Donde: δ es la declinación solar diaria y n Es el número del día, el cual tomaremos el día 15 de cada mes sobre los 365 días del año y los 23.5 ° se refiere al eje de la tierra que va del polo norte al polo sur, en relación a la órbita que sigue alrededor del sol. Los 360 reflejan la circunferencia completa, esta se utiliza para convertir la medida del ángulo en grado y el número 284 representa un promedio del día del año en que se alcanza el perihelio, es decir, el punto más cercano de la tierra al sol en su órbita elíptica.



Gráfica 3.8 : Declinación solar anual [31]

La relación entre θ y los otros ángulos está dada por:

$$\cos \theta = \sin \delta \sin \varnothing \cos S - \sin \delta \cos \varnothing \sin S \cos Y + \cos \delta \cos \varnothing \cos S \cos W + \cos \delta \sin \varnothing \sin S \cos Y \cos W + \cos \delta \sin S \sin Y \sin W$$

Si consideramos un colector orientado en la dirección norte-sur ($Y = 0$) a las 12 horas tiempo solar ($W = 0$) tendremos que:

$$\cos \theta = \sin \delta \sin \varnothing \cos S - \sin \delta \cos \varnothing \sin S \cos Y + \cos \delta \cos \varnothing \cos S + \cos \delta \sin \varnothing \sin S \cos Y$$

$$\cos \theta = \sin \delta [\sin(\varnothing - S)] + \cos \delta [\cos(\varnothing - S)] = \cos(\delta + S - \varnothing)$$

$$\theta = \delta + S - \varnothing$$

Si lo que deseamos es que la radiación solar incide perpendicularmente sobre el colector tenemos que hacer $\theta = 0^\circ$ y:

$$S = \varnothing - \delta$$

Teniendo en cuenta que la latitud del lugar a generar el proyecto es de 19° , se elaboró una tabla para conocer la orientación óptima para los colectores solares:

Meses	Día por mes	Número de día	Declinación (δ°)	Latitud FCE5 ($^\circ$)	inclinación opt (S°)
Enero	31	15	-20.5504719	19	39.5504719
Febrero	28	46	-11.9476363	19	30.9476363
marzo	31	74	-1.232877	19	20.232877
abril	30	105	9.065490009	19	9.934509991
mayo	31	135	19.700345	19	-0.700345
junio	30	166	23.39596	19	-4.39596
julio	31	196	20.835244	19	-1.835244
agosto	31	227	12.7341455	19	6.2658545
septiembre	30	258	0.773566	19	18.226434
octubre	31	288	-11.04869	19	30.04869
noviembre	30	319	-19.45835581	19	38.45835581
diciembre	31	349	-23.447168	19	42.447168
					19.09837071

Tabla 3.7: Inclinación óptima para los módulos fotovoltaicos (Elaboración propia)

Podemos observar que la inclinación óptima varía mucho conforme a los meses, pero tenemos que sacar el promedio de todas éstas para conocer el mejor ángulo posible de inclinación para nuestro diseño fotovoltaico, el cual es **19.09°** de inclinación para una mejor absorción energética. Con respecto a la orientación de nuestros módulos, analizaremos la siguiente figura, donde está marcada la ubicación exacta del edificio FCE5 y la trayectoria que tiene el sol sobre él.

Para el máximo aprovechamiento del recurso solar recurrimos a tener una eficiente inclinación pero también es importante la orientación para que nuestros cálculos de producción de energía eléctrica sean más precisos sin tener que aumentar las pérdidas en nuestro sistema.

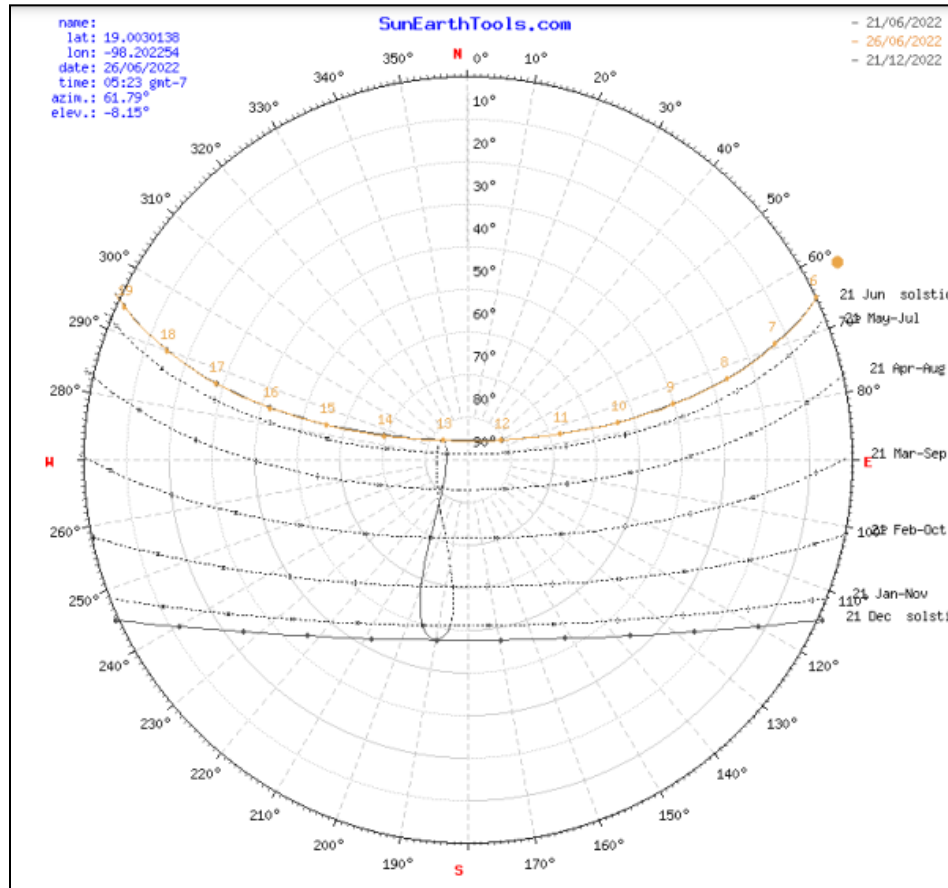


Figura 3.9: Trayectoria solar sobre el edificio FCE5 [32]

Gracias a la herramienta Sun EarthTools podemos obtener los datos para la orientación de nuestros paneles, el cual nos arroja un resultado de 185° S. Utilizando la herramienta google maps para saber las coordenadas exactas del área para la realización de este proyecto.

Sabiendo que nos encontramos en el hemisferio norte del planeta, la orientación de los paneles solares hacia el sur para su máxima captación de energía es por las siguientes razones:

La posición del sol: En el hemisferio norte, el sol se desplaza principalmente hacia el sur durante el día. Al orientar los paneles hacia el sur, se asegura que estén expuestos a la máxima radiación solar a lo largo del día.

Ángulo de incidencia: El ángulo de incidencia es el ángulo en que los rayos solares inciden sobre la superficie de los paneles solares. Cuando los colectores están orientados hacia el sur, el ángulo es óptimo, lo que permite una mayor captación de energía solar.

Rendimiento óptimo: Los paneles solares están diseñados para operar de manera más eficiente cuando reciben la luz solar directamente perpendicular a su superficie. Al orientarlos hacia el sur, se maximiza la cantidad de luz solar directa que incide sobre los paneles, lo que aumenta su rendimiento.

Estacionalidad: En el hemisferio norte, el sol se encuentra en su posición más alta en el cielo durante el verano y más baja durante el invierno. Al orientar los colectores hacia el sur, se logra captar la mayor cantidad de radiación solar durante todo el año, independientemente de la estación.

3.7 Cableado y protecciones

3.7.1 Cableado en corriente directa

Para calcular los calibres de los cables que van de los módulos fotovoltaicos hacia el inversor tomaremos en cuenta la corriente máxima en cortocircuito que nos entrega el panel 13.95 A.

Cálculo de la corriente según la norma NOM-001, artículo 690-8

- La corriente debe ser la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos en paralelo, multiplicado por el 125%
- Dispositivos de sobrecorriente; Conducir no menos del 125% de la corriente máxima calculada, donde el resultante por los dos porcentajes es de 156%.

$$I_{max} = 13.95 A \times 1.56 = 21.762 A \quad (4)$$

Una vez obtenida la corriente máxima que será entregada por los módulos, buscamos la tabla de ampacidad de conductores dentro de la NOM-001 Tabla B.310.15 Ampacidades de dos o tres conductores aislados. [26]

Tamaño mm ²	Designación (AWG o kcmil)	Temperatura nominal del conductor [véase la Tabla 310-104(a)]				
		60 ºC	75 ºC	90 ºC	75 ºC	90 ºC
		Tipo TW, UF	Tipo RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, ZW	Tipo THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RWH-2, USE-2, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Tipo RHW, XHHW	Tipo RHH, RWH-2, USE-2, XHHW, XHHW-2, ZW-2
COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			
2.08	14	16**	18**	21**	-	-
3.31	12	20**	24**	27**	-	-
5.261	10	27**	33**	36**	-	-
8.387	8	36	43	48	-	-
13.3	6	48	58	65	46	51
21.15	4	66	79	89	61	69
26.67	3	78	90	102	70	79
33.62	2	88	105	119	83	93
42.41	1	102	121	137	95	106
53.49	1/0	121	145	163	113	127
67.43	2/0	138	166	186	129	146
85.01	3/0	158	189	214	147	167
107.2	4/0	187	223	253	176	197
127	250	205	245	276	192	217
152	300	234	281	317	221	250
177	350	255	305	345	242	273
203	400	274	328	371	261	295
253	500	315	378	427	303	342

Tabla 3.8: Ampacidades de dos o tres conductores aislados. [26]

Analizando la tabla 3.8 y en base a nuestra fórmula anterior, podemos determinar que el calibre correcto a utilizar es el calibre **10 AWG**, en este caso tiene que ser cable fotovoltaico porque es para la conexión entre módulos e inversor, y estará expuesto a la intemperie. La ubicación del inversor se encuentra en el salón que se puede ver en la figura 25, teniendo las medidas exactas de distancia que recorrerá el cableado en DC, las cuales son de 15 m desde los módulos hasta el inversor.

3.7.2 Cableado en corriente Alterna

Para calcular los calibres de los cables alimentadores tomaremos en cuenta la corriente alterna de salida que nos otorgará el inversor, 33.3 A

Cálculo de la corriente según la norma NOM-001, artículo 690-8

- La corriente debe ser la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos en paralelo, multiplicado por el 125%
- Dispositivos de sobrecorriente; Conducir no menos del 125% de la corriente máxima calculada, donde el resultante por los dos porcentajes es de 156%.

$$I_{max} = 33.3 A \times 1.56 = 51.9 A \quad (4)$$

Analizando la tabla 3.8 y en base a nuestro resultado anterior, podemos determinar que el cable a elegir es el calibre **4 AWG**. La distancia que el cableado recorrerá del inversor al tablero principal es de 35 m.

3.7.3 Protecciones en CA

Para la protección en corriente alterna utilizaremos el cálculo de la corriente según la NOM-001, donde la corriente máxima es de 51.9 A y, ya que la corriente máxima es la corregida con su porcentaje del 156%, entonces, utilizaremos el interruptor más cercano a los 51.9 A, el cual es de 50 A por 3 polos, recordando que tenemos una alimentación de CFE trifásica y una salida del inversor de la misma forma y se instalará inmediatamente en la salida del inversor en CA.

3.7.4 Protección para la interconexión

En el tablero principal, donde se hizo el cálculo de consumo del edificio, se colocará otra protección para mantenimiento e interconexión a la instalación eléctrica del edificio con una capacidad de dos polos y **50 A**.

3.7.5 Canalización

La canalización abarca para tuberías AC y DC, las cuales tienen que ser tubería Conduit Pared Gruesa, para exposición al medio ambiente como se marca en la NOM-001-SEDE-2012.

Número de conductores	Todos los tipos de conductores
1	53
2	31
Más de 2	40

Tabla 3.9: Porcentaje de la sección transversal en tubería para conductores [26]

3.7.6 Tubería en Corriente Directa

Recordando que vamos a tener 2 cadenas de paneles en serie (1 positivo y 1 negativo por cadena) más el conductor de puesta a tierra; es decir 5 conductores en corriente directa, desde los módulos hasta el inversor. Analizamos la tabla 3.9 y observamos que tenemos que dejar libre el 60% del área de la tubería que ocupemos. Después vamos a la tabla 3.10, la cual nos especifica dimensiones y porcentaje disponible para los conductores del área del tubo conduit.

Artículo 344 –Tubo conduit metálico pesado (RMC)							
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	3/8	—	—	—	—	—	—
16	1/2	16.10	204	122	108	63	81
21	3/4	21.20	353	212	187	109	141
27	1	27.00	573	344	303	177	229
35	1 1/4	35.40	984	591	522	305	394
41	1 1/2	41.20	1333	800	707	413	533
53	2	52.90	2198	1319	1165	681	879
63	2 1/2	63.20	3137	1882	1663	972	1255
78	3	78.50	4840	2904	2565	1500	1936
91	3 1/2	90.70	6461	3877	3424	2003	2584
103	4	102.90	8316	4990	4408	2578	3326
129	5	128.90	13050	7830	6916	4045	5220
155	6	154.80	18821	11292	9975	5834	7528

Tabla 3.10: Dimensiones y porcentajes disponible para conductores en conduit. [26]

Tenemos que tomar en cuenta el diámetro de nuestros alimentadores para no rebasar el 40%.

Número de conductores: 5

Calibre de conductores: 10 AWG

Área por cada conductor: 21.48 mm²

Área para todos los conductores: 107.4 mm²

La conclusión final es que necesitamos una tubería que tenga el 40% de área libre, teniendo en cuenta que los 107.4 mm² es el 40% de la tubería, tendríamos que utilizar una tubería de 3/4 ” **conduit en pared gruesa**, todo esto basándonos en el apartado de: Más de dos conductores fr (factor de relleno) = 40% de la tabla número 3.10.

3.7.7 Tubería en Corriente Alterna

Recordando que vamos a tener un inversor de cuatro hilos (tres fases y una tierra) del calibre 4 AWG hacemos el ejercicio anterior.

Número de conductores: 3 para fases y 1 para puesta a tierra

Calibre de conductores: 3 de 4 AWG y 1 de 8 AWG

Área por conductor: 62.77 mm² para el 4 AWG y 35.87 mm² para el 8 AWG

Área por todos los conductores: 224.18 mm²

Como conclusión necesitamos una tubería 1” **conduit en pared gruesa**.

3.7.8 Sistema de tierras

Cálculo de conductor de puesta a tierra de equipos en **NOM-001, Tabla 250-122** [26]

Tiene la función de que en caso de falla de fase a tierra, la corriente pueda circular por este conducto y pueda regresar a su fuente de origen, con la finalidad de que accione la protección del circuito correspondiente.

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	
	mm2	AWG o kcmil	mm2	AWG o kcmil
15	2.08	14	-	-
20	3.31	12	-	-
60	5.26	10	-	-
100	8.37	8	-	-
200	13.30	6	21.20	4
300	21.20	4	33.60	2
400	33.60	2	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
3000	203	400	304	600
4000	253	500	380	750
5000	355	700	608	1200
6000	405	800	608	1200

Tabla 3.11: Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra [26]

En conclusión y analizando la tabla 3.11 podemos elegir nuestros cables para puesta tierra en DC y AC. Nuestras protecciones en DC son de **25 A** por lo que el calibre de la puesta tierra en DC será de **10 AWG** ya que los 25 A superan los 20 A marcados para calibre 12 AWG.

Nuestras protecciones en AC son de **50 A** por lo que el calibre de la puesta tierra en AC será de **10 AWG**.

Tamaño del mayor conductor de entrada a la acometida o área equivalente para conductores en paralelo ^a				Tamaño del conductor al electrodo de puesta a tierra			
Cobre		Aluminio		Cobre		Aluminio ^b	
mm2	AWG o kcmil	mm2	AWG o kcmil	mm2	AWG o kcmil	mm2	AWG o kcmil
33.6 o menor	2 o menor	53.50 o menor	1/0 o menor	8.37	8	13.3	6
42.4 o 53.5	1 o 1/0	67.40 o 85.00	2/0 o 3/0	13.3	6	21.2	4
67.4 o 85.0	2/0 o 3/0	107 o 127	4/0 o 250	21.2	4	33.6	2
Más de 85.0 a 177	Más de 3/0 a 350	Más de 127 a 253	Más de 250 a 500	33.6	2	53.5	1/0
Más de 177 a 304.0	Más de 350 a 600	Más de 253 a 456	Más de 500 a 900	53.5	1/0	85.0	3/0
Más de 304 a 557.38	Más de 600 a 1100	Más de 456 a 887	Más de 900 a 1750	67.4	2/0	107	4/0
Más de 557.38	Más de 1100	Más de 887	Más de 1750	85.0	3/0	127	250

Tabla 3.12: Tamaño del electrodo conductor de puesta a tierra [26]

Gracias a que nuestro tamaño del conductor de puesta a tierra final es calibre 8 AWG, podemos identificar en la tabla 3.12, en el apartado de “Tamaño del conductor al electrodo de puesta a tierra”, que necesitamos una varilla de cobre de **8.37 mm**

3.8 Diseño en SketchUp

Se desarrolló un render en el software SketchUp para el diseño en 3D, esto para una mejor visualización de la acomodación de los equipos del sistema fotovoltaico. En la primera etapa se desarrolló el diseño del edificio FCE5 y posteriormente el diseño de la estructura y módulos.

En la figura 31 podemos observar el emplazamiento del diseño, dónde la tubería de color rojo corresponde a la corriente directa, la cual va conectada a un centro de carga para colocar sus debidas protecciones y después poder conectarse al inversor. La tubería azul corresponde a la corriente alterna, esta va del inversor, pasa por su centro de carga para colocar sus protecciones y llega al tablero principal.



Figura 3.10: Render de vista lateral aérea del diseño fotovoltaico [Elaboración propia]

Las mediciones de la azotea del edificio fueron tomadas desde Google Earth y los componentes del sistema fotovoltaico de sus respectivas fichas técnicas, esto para tener una mejor visión para su emplazamiento.

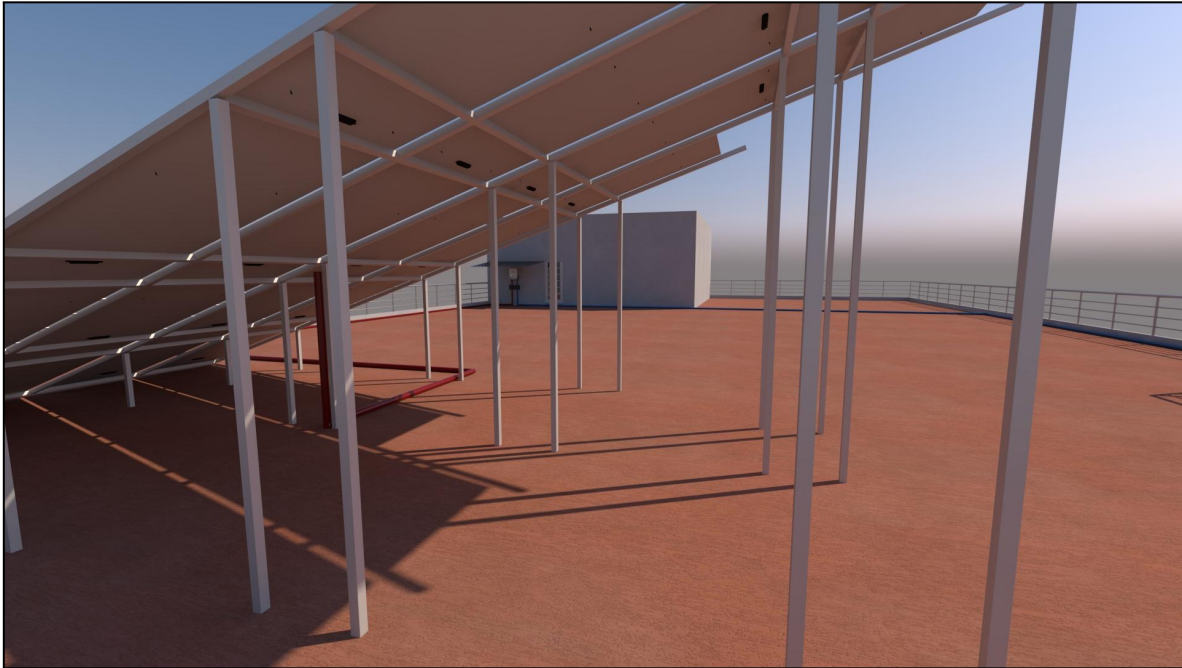


Figura 3.11: Render de vista trasera de los módulos solares [Elaboración propia]

En la figura 3.10 se puede observar el recorrido de la tubería de corriente alterna, la cual tiene como fin llegar al cuarto eléctrico del edificio FCE5 donde se encuentra el tablero principal para su interconexión.



Figura 3.12: Render de vista trasera del edificio FCE5 [Elaboración propia]

3.9 Diagrama unifilar

Es un documento que forma parte de un proyecto eléctrico, es una representación gráfica de la instalación eléctrica, la cual puede servir como guía de diseño, construcción o evaluación de fallos. Este diagrama es de un solo hilo, no es un esquema de conexiones, que muestra la interacción entre los diferentes elementos que forman la instalación eléctrica. En este caso, solamente mostrará el sistema fotovoltaico y su interconexión a la red.

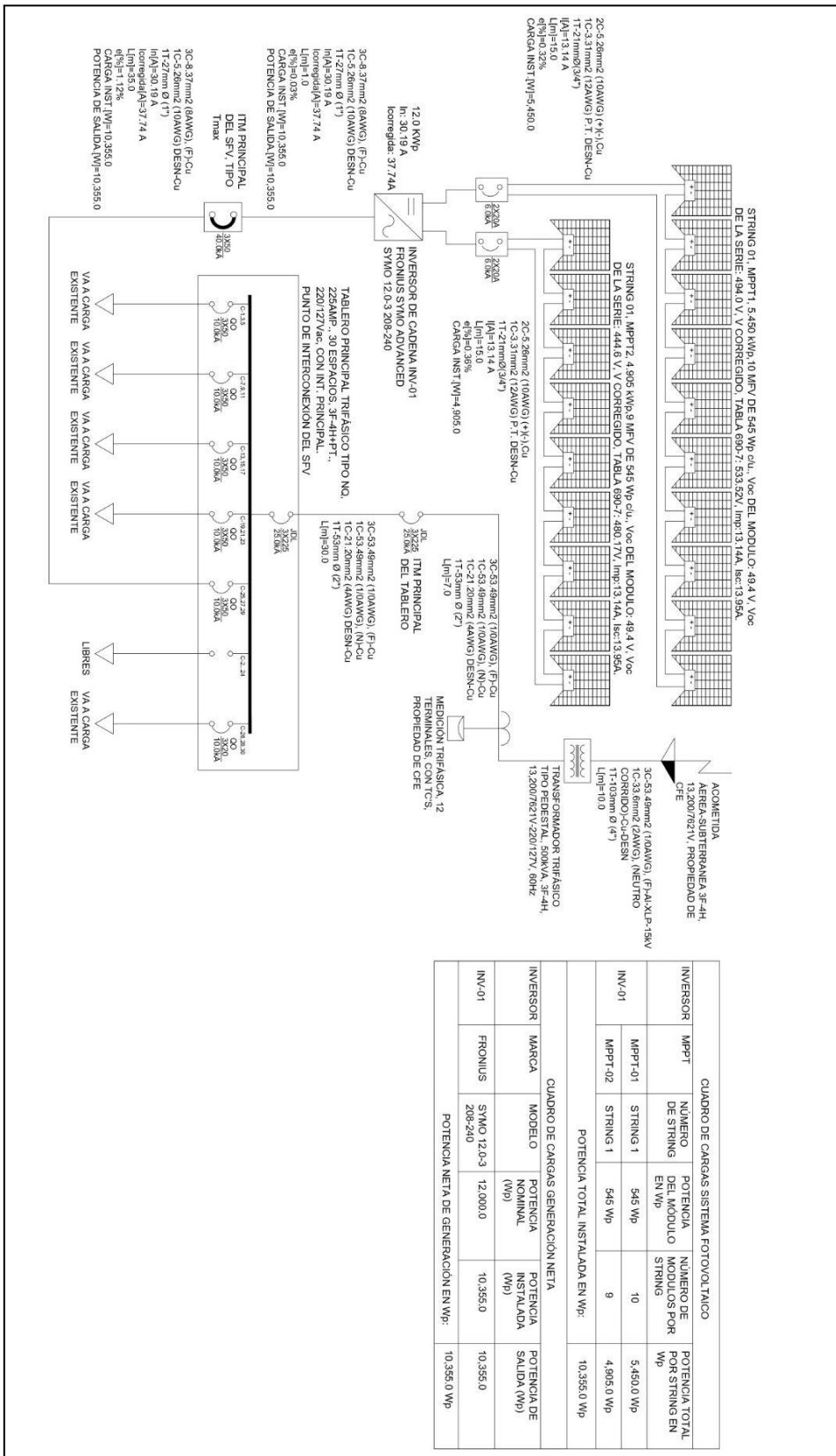


Figura 3.13: Diagrama unifilar del diseño fotovoltaico [Elaboración propia]

3.10 Tramitología con CFE

Es necesario realizar una verificación de instalaciones eléctricas mediante una UVIE (Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas) a un sistema fotovoltaico por seguridad, ya que una central fotovoltaica debe ser segura tanto para las personas y los inmuebles, debido a la generación de corriente continua, se verifica la protección contra choques eléctricos, efectos térmicos, sobrecorrientes, corrientes de falla y sobretensiones.

Es un requisito de la ley de la industria eléctrica, esta establece que la Comisión Federal de Electricidad suministrará energía eléctrica a toda aquella instalación que cuente con una certificación previamente por una UVIE certificada. Y, lo exige la Ley Federal sobre metrología y normalización; las instalaciones, servicios y productos, para utilización de energía eléctrica deben cumplir con la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012.

Esta verificación consiste en supervisar y verificar que los sistemas fotovoltaicos cumplan los estándares de seguridad y conexión de equipos como lo exige la Norma Oficial Mexicana, además de asesorar a los usuarios en la realización de proyectos desde planos eléctricos, material certificado, hasta la misma instalación.

La Comisión Federal de Electricidad cuenta con tres modelos de contrato de interconexión para la instalación de centrales eléctricas como el sistema fotovoltaico de paneles solares [20]:

1. Medición Neta de Energía (Net Metering): el cliente sigue conectado a la red de CFE al mismo tiempo que produce energía por medio de su instalación fotovoltaica. De este modo, se utiliza la electricidad de CFE cuando los paneles solares no generan energía. El intercambio de electricidad se compensa entre sí y se emite una sola factura.
2. Facturación Neta (Net Billing): No existe una compensación entre la energía consumida por el cliente de la red de CFE es independiente a la energía generada por sus paneles solares. Se debe asociar a un contrato con CFE con dos medidores de luz, uno para medir el consumo y otro para medir la generación de electricidad.
3. Venta total de energía: toda la energía generada por el sistema fotovoltaico se vende a CFE. No hay un contrato de suministro ya que el cliente no consume electricidad de la red de CFE.

Y en este diseño nos inclinaremos por el modelo número uno, generar energía eléctrica con paneles solares y estar interconectados a la red de CFE.

Cuando se haya concluido la construcción de la central eléctrica y se tenga el dictamen de verificación de instalaciones eléctricas el usuario deberá realizar lo siguiente:

1.- Acudir a CFE suministrador de servicios básicos, al departamento comercial con la siguiente documentación:

- Solicitud de interconexión, la cual la podemos consultar en el Anexo 4 de este documento.
- Ficha técnica de equipo de generación (paneles solares)
- Ficha técnica del inversor
- Fotografías de la central eléctrica
- Fotografías de la logotipación de la acometida con la leyenda "Precaución Sistema Fotovoltaico Interconectado a la red"
- Dictamen de UVIE (Unidad de verificación de Instalaciones eléctricas)
- Carta poder simple, donde el usuario o representante legal otorga el poder al solicitante
- IFE del representante legal, solicitante y dos testigos
- Acta constitutiva (en caso de ser necesaria)
- Croquis de la ubicación geográfica de la central eléctrica
- Diagrama Unifilar de la central eléctrica hasta el medidor

2.- Entregados estos documentos el suministrador manda al departamento de medición para que revise la instalación y verifique la información proporcionada.

3.- Una vez que el departamento de medición da el visto bueno de la central eléctrica avisa al departamento comercial para que elabore contratos nuevos de: Interconexión y Contraprestación.

4.- El usuario final tiene que firmar los contratos anteriormente mencionados, el solicitante los lleva a CFE y el departamento comercial manda la orden al departamento de medición para que instale el nuevo medidor (bidireccional), esta orden tarda de 3 a 5 días hábiles.

5.- Una vez que CFE cambia el medidor unidireccional por uno bidireccional, procedemos a arrancar el sistema fotovoltaico para empezar a generar energía eléctrica

Teniendo nuestra memoria de cálculo completa y la tramitología necesaria para la aplicación del diseño podemos concluir que los resultados fueron satisfactorios gracias al empleo de la NOM-001-SEDE-2012. Ahora tenemos que comparar los resultados teóricos obtenidos en este capítulo con los resultados que nos arrojará la simulación en el capítulo 4.

Capítulo 4: Simulación en PVSyst

En este capítulo se desarrolló una simulación en el Software PVSyst, la cual es necesaria para comparar los resultados obtenidos en el capítulo tres. En el software se encuentran los módulos e inversor que escogimos anteriormente, lo que acerca más a la realidad los resultados de este, ya que gracias a la introducción de una base de datos meteorológica, el software simula los días nublados, la temperatura que puede llegar a tener el sistema por efectos del tiempo en el punto exacto dónde se plantea instalar el diseño y así tener menor incertidumbre con la potencia que puede entregar nuestro diseño fotovoltaico.

4.1 Introducción de datos

PVSyst es una herramienta que sirve para desarrollar instalaciones fotovoltaicas que permite el estudio, simulación y análisis de datos de las mismas.

Este software permite dimensionar el tamaño de los sistemas teniendo en cuenta la radiación solar que recibirá en función a su ubicación gracias a su base de datos meteorológica, de igual manera, cuenta con una proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día.

En el caso particular de este diseño, en la base de datos para el estado de Puebla, no tenemos ninguna información dentro del software, por lo que se acudió a la página oficial de la NASA: NASA POWER | Prediction Of Worldwide Energy Resources, esto para proporcionar la información necesaria al software para la realización de la simulación.

Se comienza con los archivos de sitio, donde tendremos que introducir de manera manual los datos geográficos y meteorológicos de la ubicación del edificio FCE5, como se muestra en la figura 4.1:

Coordenadas geográficas | **Meteo mensual** | Mapa interactivo

Ubicación

Nombre del sitio:

País:

Región:

Coordenadas geográficas

Latitud: Decimal [°] Grad. Min. Seg. (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud: [°] (+ = Este, - = Oeste de Greenwich)

Altitud: M por encima del nivel del mar

Zona horaria: Hora Legal - Hora Solar = 0h 33m

Figura 4.1: Archivos del sitio en PVSyst [Captura propia]

En la figura 4.2 podemos observar que los datos requeridos son:

- Irradiación horizontal global en kWh/m²/día promedio mensual.
- Irradiación difusa horizontal en kWh/m²/día promedio mensual.
- Temperatura promedio mensual en °C del sitio.
- Velocidad del viento en m/s promedio mensual.

Todo esto necesario para poder crear una simulación más cercana a la realidad, teniendo en cuenta que el software monitorea en su simulación los días nublados y las sombras alledañas que podría tener nuestro sistema solar fotovoltaico.

Coordenadas geográficas Meteo mensual Mapa interactivo				
Sitio FCE5 (Mexico)				
Fuente de datos: NASA				
	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s
Enero	4.50	1.50	14.2	3.48
Febrero	5.70	1.60	16.4	3.34
Marzo	6.70	1.90	19.1	2.91
Abril	6.50	2.20	21.2	2.80
Mayo	6.50	2.30	20.4	2.48
Junio	6.30	2.60	19.5	2.73
Julio	6.10	2.60	18.4	2.52
Agosto	5.50	2.60	17.3	2.69
Septiembre	4.60	2.50	16.6	2.41
Octubre	6.00	1.60	15.4	3.25
Noviembre	4.70	1.20	14.7	4.11
Diciembre	4.89	1.40	14.5	2.69
Año	5.67	2.00	17.3	3.0

Figura 4.2: Archivos de sitio meteorológicos en PVSyst [Captura propia]

Los datos meteorológicos fueron obtenidos en la página oficial de la NASA y se extrajeron de los años 2020-2021 y se pueden consultar en el Anexo 2.

4.2 Análisis de resultados

Proyecto | Nuevo | Carga | Guardar | Configuración del proyecto | Eliminar | Cliente

Nombre del proyecto: Proyecto FCE5 | Nombre del cliente: No definido

Archivo del sitio: FCE5.SIT | NASA | Mexico

Archivo meteo: FCE5_SYN.MET | NASA | Sintético | 0 k

Simulación realizada (no guardado)

Variante | Nuevo | Guardar | Importar | Eliminar | Administrar

Variante n°: VCO : Nueva variante de simulación

Parámetros principales

- Orientación
- Sistema
- Pérdidas detalladas
- Autoconsumo *
- Almacenamiento

Opcional

- Horizonte *
- Sombreados cercanos
- Diseño de módulo
- Gestión de la energía
- Evaluación económica

Simulación

*

Resumen de resultados

Tipo de sistema: Sin escena 3D definida, sin sombras

Producción del sistema	17839 kWh/año
Producción específica	1637 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	0.750
Producción normalizada	4.48 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	1.33 kWh/kWp/día
Pérdidas del sistema	0.17 kWh/kWp/día

Figura 4.3: Pantalla principal de PVSyst [Captura propia]

En la página principal podemos observar diferentes menús, los cuales son para monitorear y adjuntar los parámetros necesarios para la simulación. En el recuadro de Resumen de resultados, el software nos arroja la información de forma resumida, donde el primer punto es la producción del sistema de forma anual, la simulación nos arroja un resultado de **17,839 kWh/año**. Y revisando nuestra calculadora solar, sabemos que el consumo estimado anual fue de **16918.15 kWh/año**, con lo que podemos concluir que la simulación y nuestros cálculos fueron adecuados para producir el 100% de la energía estimada para el edificio FCE5.



Figura 4.4: Producción normalizada FV [PV Syst]

Lo que podemos observar en esta gráfica son las producciones normalizadas por kWh instalado del conjunto de los dos subcampos, donde apreciamos el porcentaje de pérdidas del generador fotovoltaico (módulos) de color morado y las pérdidas del sistema (inversor, cableado, temperaturas, etc) de color verde. En general, las pérdidas son mayores en los meses de mayor producción energética, ya que son pérdidas porcentuales. El software nos muestra que tenemos una pérdida en concreto de **0.17 kWp/día**.

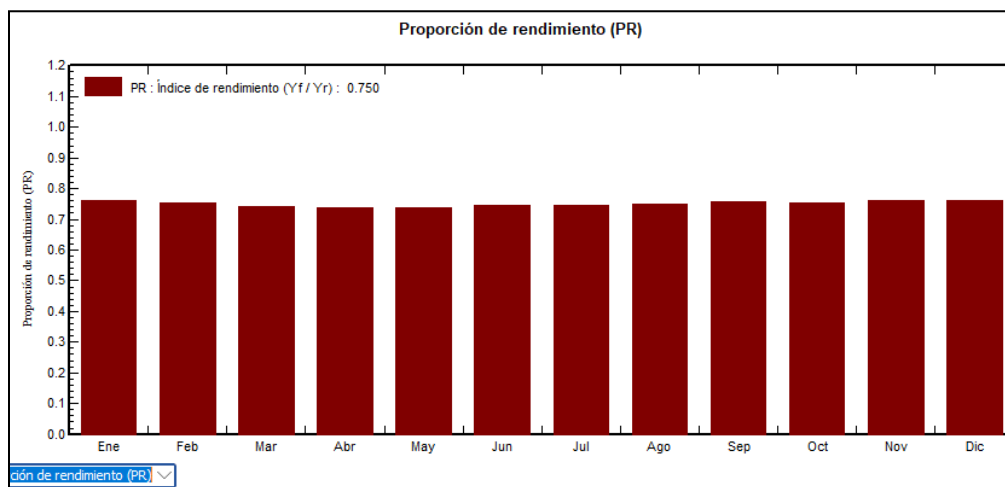


Figura 4.5: Factor de rendimiento [PV Syst]

En la figura 4.5 se muestra el factor de rendimiento, que se encuentra alrededor del 75%, disminuyendo en los meses de verano debido aunque aumenta la radiación solar sobre los paneles, la producción energética evoluciona proporcionalmente pero no en la misma magnitud. Esto se debe a las pérdidas vistas en la figura 4.4, por lo que podemos concluir que en los meses de mayor producción obtenemos menor rendimiento.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	139.5	46.50	14.16	172.9	169.7	1.490	1.438	0.763
February	159.6	44.80	16.39	184.7	181.6	1.566	1.513	0.752
March	207.7	58.90	19.08	222.4	217.8	1.858	1.794	0.740
April	195.0	66.00	21.20	193.3	189.1	1.610	1.552	0.737
May	201.5	71.30	20.44	187.3	182.6	1.567	1.510	0.739
June	189.0	78.00	19.51	170.5	165.4	1.437	1.384	0.744
July	189.1	80.60	18.43	173.9	168.8	1.471	1.416	0.747
August	170.5	80.60	17.25	164.5	160.1	1.399	1.347	0.751
September	138.0	75.00	16.64	140.8	137.3	1.210	1.165	0.759
October	186.0	49.60	15.41	209.5	205.3	1.784	1.724	0.755
November	141.0	36.00	14.66	172.1	169.0	1.479	1.427	0.761
December	151.6	43.40	14.51	189.7	186.6	1.627	1.571	0.760
Year	2068.5	730.69	17.31	2181.7	2133.2	18.497	17.839	0.750

Tabla 4.1: Balances y resultados principales [PVSystem]

En la tabla 4.1 podemos observar los datos mensuales de radiación global, radiación difusa, temperatura ambiente, incidencia global, eficiencia global para pérdidas y sombras, potencia entregada por el sistema y por último, factor de rendimiento del sistema fotovoltaico.

Con respecto a las pérdidas, PVSystem nos entrega un diagrama de pérdidas globales en la instalación. Este análisis permite optimizar el sistema para que las pérdidas sean mínimas.

Estas pérdidas vienen desglosadas en distintos apartados, que vienen clasificadas por pérdidas de radiación (por la inclinación y orientación de los módulos principalmente), pérdidas en el generador (por temperatura, impedancia en los cables, etc).

Principalmente, las pérdidas más grandes que podemos analizar en la figura 4.6, son las pérdidas del módulo conforme pasan los años, alcanzando un 9.8% a lo largo de sus 25 años de vida útil. Con lo que podríamos reafirmar que el productor nos entrega una garantía de 25 años en los módulos produciendo el 80% de generación y en caso de que el panel no lo esté produciendo, nos cambiarían el módulo en un periodo de tres a cuatro semanas.

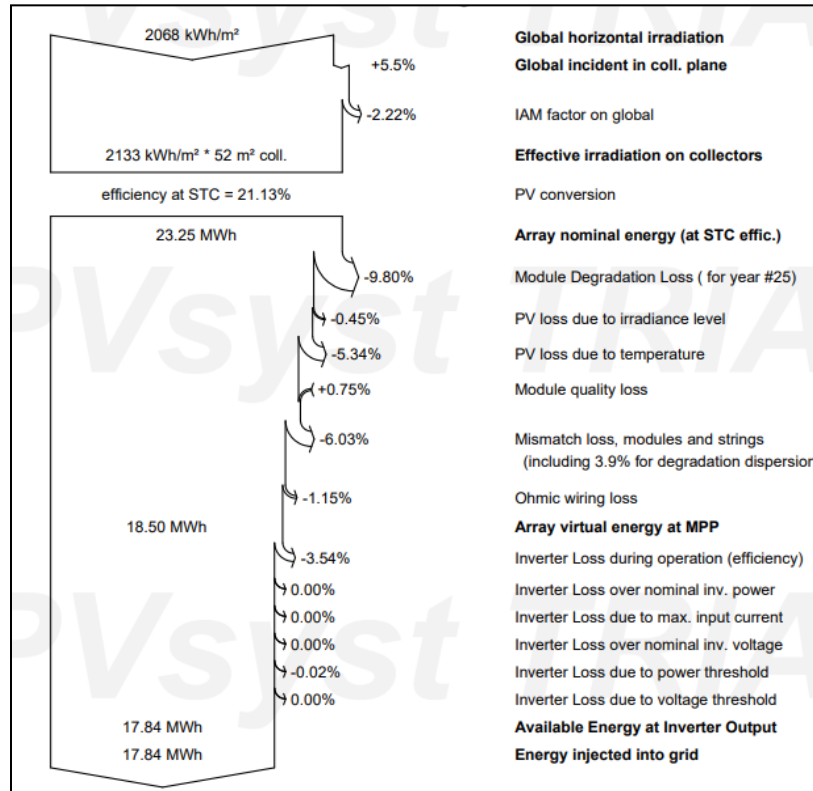


Figura 4.6: Diagrama de pérdidas [PVSyst]

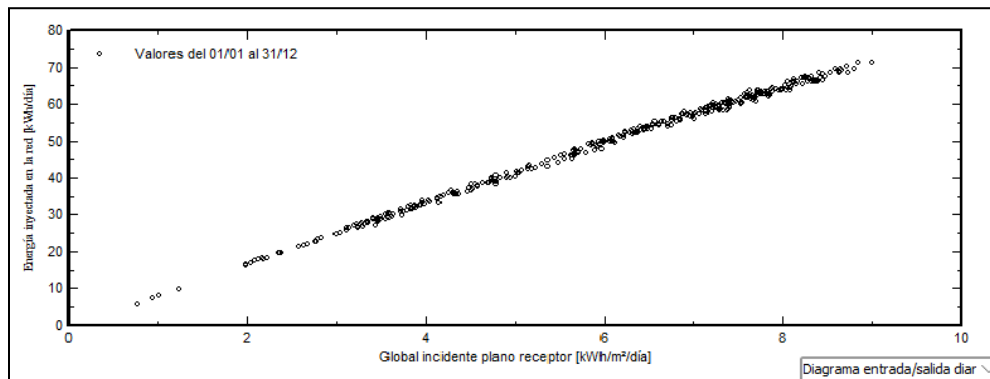


Figura 4.7: Gráfica entrada/salida diaria [PVSyst]

La figura 4.7 nos muestra la gráfica de la energía producida por el sistema fotovoltaico y la energía incidente del sol. Cada punto representa los datos de un día del año, y podemos observar que la mayor concentración está en promedio dentro de los 6 kWh/m² hasta los 8 kWh/m² y 50 kWh hasta los 70 kWh de producción.

PVSyst es ampliamente considerado uno de los mejores programas para el dimensionamiento de sistemas solares debido a varias razones claves debido a varias razones:

- Precisión y confiabilidad: PVSyst es conocido por ofrecer resultados precisos y confiables en el diseño y análisis de sistemas solares. El software se basa en modelos matemáticos avanzados respaldados por investigaciones y validaciones extensas. Esto garantiza que los cálculos realizados por el programa reflejen de manera precisa el comportamiento real de los paneles solares y los factores ambientales.
- Amplia base de datos: Cuenta con una amplia base de datos que incluyen perfiles climáticos, datos meteorológicos, características técnicas de módulos y otros componentes solares como inversores, baterías, etc. Esta base de datos actualizada y completa permite una simulación precisa y detallada del sistema solar en diferentes ubicaciones geográficas.
- Análisis detallado de sombreado: El sombreado es un factor crítico que puede afectar significativamente el rendimiento de un sistema solar. PVSyst ofrece una funcionalidad avanzada para el análisis de sombreado, lo que permite identificar y evaluar con precisión las áreas sombreadas en el sistema. Esto ayuda a optimizar la ubicación y el diseño de los paneles solares para maximizar la producción de energía.
- Herramientas de simulación avanzadas: PVSyst proporciona una amplia gama de herramientas de simulación y análisis, lo que permite a los usuarios evaluar el rendimiento de los sistemas solares en diferentes escenarios. Estas herramientas incluyen simulaciones de generación de energía, análisis de pérdidas, estimaciones de producción y evaluaciones económicas. Esto ayuda a los diseñadores a optimizar el tamaño y la configuración del sistema para obtener el máximo rendimiento y la mejor rentabilidad.
- Interfaz intuitiva y fácil de usar: Aunque PVSyst es una herramienta potente y completa, su interfaz está diseñada de manera intuitiva, lo que facilita su uso para los usuarios. El software ofrece una amplia gama de opciones y configuraciones, pero se presenta de manera organizada y accesible, lo que facilita la navegación y el manejo de los proyectos solares

Capítulo 5: Análisis económico

En este capítulo se abordó el enfrentamiento entre la inversión inicial y única al momento de instalar un sistema fotovoltaico contra el retorno de la inversión y saber si es económicamente viable este proyecto. Se consultaron los proveedores de sistemas solares y material eléctrico para dimensionar la inversión que se tendría que realizar para llevar a cabo este diseño fotovoltaico, en el anexo 5 se podrá encontrar las cotizaciones realizadas.

5.1 Cotizaciones

La tabla 5.1 nos muestra la cotización del material eléctrico necesario para la implementación de este diseño fotovoltaico, se contactó a ALCIONE Sonepar Company por sus precios y calidad de material y entrega y GS Equipos y Controles Eléctricos Industriales por la calidad de equipos que maneja y porque son equipos específicamente para instalaciones fotovoltaicas, cubriendo certificaciones y garantías.

Cantidad	Descripción	Precio Unitario (MXN)	Precio Total (MXN)
2	Portafusibles DC	\$197.81	\$395.62
4	Fusibles de 25 A	\$120.61	\$482.44
1	Supresor de picos de 600 V	\$1,701.07	\$1,701.07
1	Gabinete Mistral IP65 12 módulos	\$451.00	\$451.00
1	Soporte conectores Gab. 12 módulos	\$27.74	\$27.74
1	Conector neutro Gab. 12 módulos	\$49.45	\$49.45
1	Conec Tierra Gab. 12 módulos	\$50.05	\$50.05
30 m	Cable calibre 4 AWG negro	\$71.99	\$2,159.70
30 m	Cable calibre 4 AWG rojo	\$71.99	\$3,380.10
45 m	Cable calibre 10 AWG verde	\$15.11	\$679.95
2	ITM 3p 50 square D	\$1,415.85	\$2,831.70
1	Centro de carga 3p 50A intemperie square D	\$1,408.50	\$1,408.50
5	Tubo conduit pared gruesa 3/4 "	\$185.30	\$926.50
10	Coples conduit pared gruesa 3/4"	\$11.65	\$116.50
20	Contras cuerda NPS 3/4"	\$1.54	\$30.80
20	Monitores cuerda NPS 3/4"	\$5.65	\$113.00

5	Condulet LB 3/4	\$51.76	\$258.80
1	Condulet LL 3/4	\$31.32	\$31.32
1	Condulet LR 3/4	\$29.25	\$29.25
1	Unicanal perforado 4X2 cm	\$222.47	\$222.47
15	Abrazaderas unicanal de 3/4	\$12.01	\$180.15
10	Tubo conduit pared gruesa 1"	\$261.25	\$2,612.50
20	Coples pared gruesa 1"	\$18.86	\$377.20
30	Contras de 1"	\$4.16	\$124.80
30	Monitor de 1"	\$8.53	\$255.90
5	Condulet lb de 1"	\$51.13	\$255.65
5	Condulet ll de 1"	\$75.95	\$379.75
5	Condulet lr de 1"	\$74.46	\$372.30
30	Abrazaderas unicanal de 1"	\$15.84	\$475.20
150	Pijas de acero galvanizado 5/16	\$0.34	\$51.00
150	taquete plastico 5/16	\$0.17	\$25.50
20	taquete expansivo tipo z 1/4" x 2"	\$8.51	\$170.20
20	Rondanas de 1/4"	\$0.44	\$8.80
20	tornillos de 1/4" x 2 "	\$5.50	\$110.00
3	Cinturones plásticos para intemperie	\$87.27	\$261.81
15	pareja de Conectores MC4	\$15.10	\$226.50
6	cintas de aislar (2 Roja, 2 azul, 2 verde)	\$19.77	\$118.62
1	Varilla de cobre de puesta a tierra	\$162.14	\$162.14
1	Conector para varilla de cobre	\$71.70	\$71.70
1	Sellador de silicón plástico para concreto	\$280.00	\$280.00
100	Etiquetas de vinil autoadheribles para intemperie	\$2.50	\$250.00
		Sub total	\$21,513.98
		IVA	\$3,442.24
		Total	\$24,956.22

Tabla 5.1: Cotización del material eléctrico [Elaboración propia]

La tabla 5.2 nos muestra la cotización de los equipos solares, está se realizó con la empresa BayWa r.e. Gracias a la buena experiencia personal que se tiene, los precios, servicios de entrega y sobre todo porque cubre las garantías en tiempo y forma.

Cantidad	Descripción	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)	Precio Total (MXN)
19	Canadian Solar CS6W-MS-545	\$200.56	\$3,810.64	\$79,146.99
44	Climber Set	\$2.05	\$90.20	\$1,873.45
28	Mid Clamp	\$2.05	\$57.40	\$1,192.20
20	End Clamp	\$2.05	\$41.00	\$851.57
1	SGB Sol-STR (Conector Tierra)	\$2.10	\$2.10	\$43.62
9	Rail Connector	\$3.70	\$33.30	\$691.64
40	Tilt Connector	\$3.40	\$136.00	\$2,824.72
44	L-Foot	\$2.40	\$105.60	\$2,193.31
24	CrossRail 48 X 4.60m	\$27.46	\$659.04	\$13,688.26
1	Seguro de Mercancia	\$30.23	\$30.23	\$627.88
1	Servicio de logística	\$156.00	\$156.00	\$3,240.12
1	Fronius SYMO ADVANCED 12.0-3 208-240	\$2,372.50	\$2,372.50	\$49,276.83
50	Cable Solar Negro 2000V	\$0.95	\$47.50	\$986.58
50	Cable Solar Rojo 2000V	\$0.95	\$47.50	\$986.58
		Subtotal	\$7,589.01	\$157,623.74
		IVA	\$1,214.24	\$25,219.80
		Total	\$8,803.25	\$182,843.54

Tabla 5.2: Cotización de equipos solares [Elaboración propia]

Obteniendo el resultado de ambas cotizaciones, tenemos un precio final de **\$247,520.54**

Teniendo el resultado final, podemos seguir con los costes totales del proyecto, donde se incluirán precios por mano de obra y gastos extras necesarios para el desarrollo del mismo en la tabla 3.16. Es importante mencionar que las cotizaciones fueron elaboradas el día 29 de junio del año 2022, donde el dólar tenía un precio de \$20.77.

PRECIOS TOTALES					
EQUIPO	Cantidad	PRECIO UNI (DLS)	PRECIO TOTAL (DLS)	PRECIO UNI (MXN)	PRECIO TOTAL (MXN)
Panel Solar (545 W)	19	\$200.56	\$3,810.64	\$4,165.63	\$79,146.99
Estructura	19	\$60.19	\$1,143.61	\$1,250.15	\$23,752.78
Inversor (12 kWp)	1	\$2,372.50	\$2,372.50	\$49,276.83	\$49,276.83
Mano de obra	19	\$28.50	\$541.50	\$591.95	\$11,246.96
Material eléctrico	19	\$63.24	\$1,201.55	\$1,313.49	\$24,956.22
Gastos extras	1	\$1,203.66	\$1,203.66	\$25,000.00	\$25,000.00
			SUB TOTAL		\$213,379.77
Gastos extras = UVIE, Correcciones.			IVA		\$34,140.76
			TOTAL		\$247,520.54

Tabla 5.3: Costos totales del proyecto fotovoltaico [Elaboración propia]

5.2 Análisis con indicadores financieros

Teniendo en cuenta los costos totales del proyecto podemos continuar con nuestro análisis económico, para ello contamos con los indicadores financieros, el VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de Retorno), estos nos permiten analizar, de una forma segura, el posible proyecto de inversión. El VAN sirve para valorar y determinar la viabilidad y la rentabilidad de un proyecto, este se determina mediante la actualización de los flujos de gastos e ingresos futuros del proyecto.

Es importante mencionar que contactamos a la Dirección de Infraestructura Estudiantil (DIE) para pedir la información de la ubicación del medidor al cual se encuentra conectado el edificio FCE5 e investigar los consumos que éste tiene para hacer un promedio de cuanto cuesta el kWh consumido, esto para tener los datos necesarios para nuestro capítulo económico, así como para poder realizar nuestro diagrama unifilar. Esta información se puede encontrar en el anexo 6.

En este caso utilizaremos los ingresos del proyecto como el valor que tendría cada kWh producido por el sistema fotovoltaico multiplicando por el importe que tiene el kWh en pesos, utilizando la base de datos de la CFE y el número de medidor al que está conectado el edificio FCE5. El precio promedio por cada kWh consumido en el edificio es de \$2.744, datos que se obtuvieron en la visualización de la página oficial de CFE la cual se puede consultar en el anexo 7, y con esto

obtenemos el flujo de ingresos, el cuál se le aplicó un porcentaje de degradación del sistema de 0.6% anuales.

Para el flujo de egresos únicamente contemplamos dos servicios anuales que se tienen que realizar a todo el sistema fotovoltaico, con un valor de \$3,000.00 y vamos a suponer que cada año sube \$100.00 el costo del mantenimiento.

Flujo de Ingresos		Flujo de egresos	
Año	Valor	Año	Valor
1	46,951.38	1	3000
2	46,697.84	2	3100
3	46,445.67	3	3200
4	46,194.86	4	3300
5	45,945.41	5	3400
6	45,697.31	6	3500
7	45,450.54	7	3600
8	45,205.11	8	3700
9	44,961.00	9	3800
10	44,718.21	10	3900
11	44,476.73	11	4000
12	44,236.56	12	4100
13	43,997.68	13	4200
14	43,760.09	14	4300
15	43,523.79	15	4400
16	43,288.76	16	4500
17	43,055.00	17	4600
18	42,822.50	18	4700
19	42,591.26	19	4800
20	42,361.27	20	4900
21	42,132.52	21	5000
22	41,905.00	22	5100
23	41,678.72	23	5200
24	41,453.65	24	5300
25	41,229.80	25	5400

Tabla 5.4: Flujos de ingreso y egresos para calcular el VAN [Elaboración propia]

El resultado del VAN fue de **\$503,600.88**

Teniendo en cuenta que si el VAN > 0, se asume que el proyecto será rentable.

El TIR se utiliza para analizar la viabilidad de un proyecto y determinar la tasa de beneficio o rentabilidad que se puede obtener de dicha inversión. Este utiliza el flujo de caja neto proyectado y el monto de la inversión inicial. Donde tenemos la siguiente fórmula:

$$\sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^T} = 0 \quad (5)$$

donde:

F_n es el flujo de caja en el periodo n

n Es el número de periodos

i es el valor de la tasa de interés

I es el valor de la inversión inicial.

Formulación de datos	
Io	-247,520.54
F1	43,951.38
F2	43,597.84
F3	43,245.67
F4	42,894.86
F5	42,545.41
F6	42,197.31
F7	41,850.54
F8	41,505.11
F9	41,161.00
F10	40,818.21
F11	40,476.73
F12	40,136.56
F13	39,797.68
F14	39,460.09
F15	39,123.79
F16	38,788.76
F17	38,455.00
F18	38,122.50
F19	37,791.26
F20	37,461.27
F21	37,132.52
F22	36,805.00
F23	36,478.72
F24	36,153.65

F25	35,829.80
n	25
i	0.15

Tabla 5.5: Formulación de datos para el VAN y TIR. [Elaboración propia]

El resultado del TIR fue de **16.63%**. Y, sabiendo que si el TIR > i, podemos concluir que el proyecto será viable económicamente.

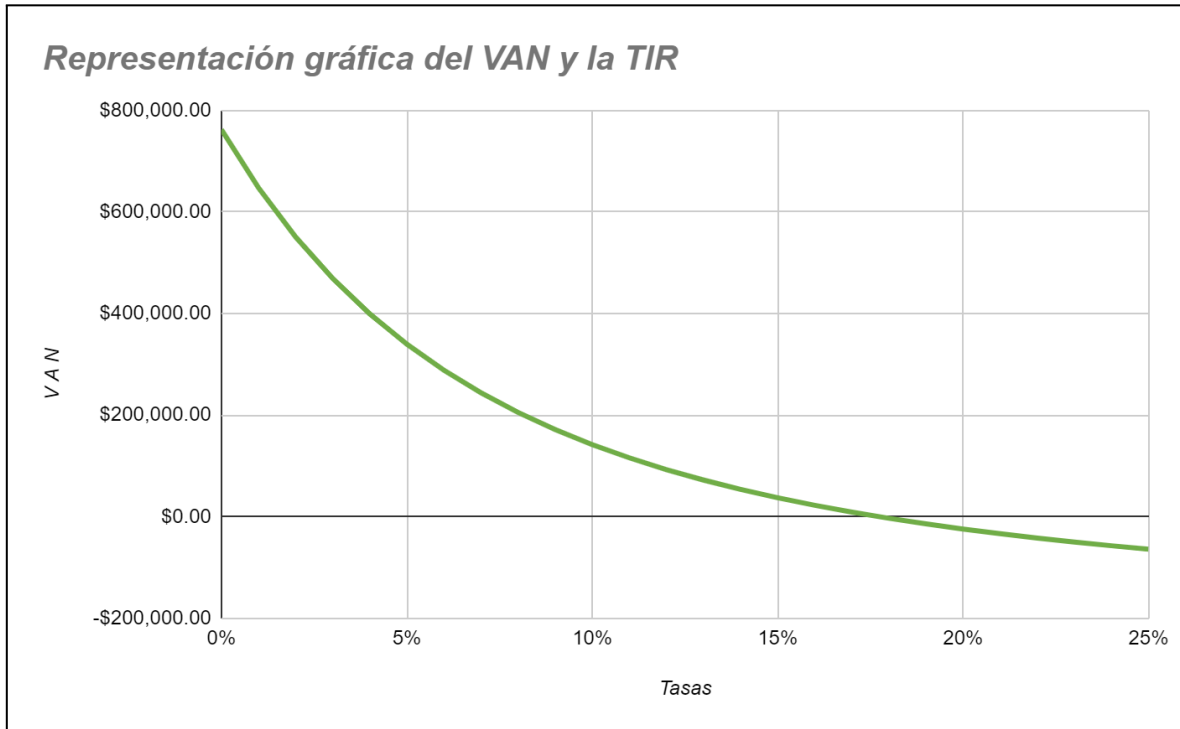


Figura 5.1: Representación gráfica del VAN y la TIR [Elaboración propia]

Cómo conclusión podemos visualizar en la figura 5.1 que el proyecto es completamente viable económicamente, ya que nuestra tasa de interés del 15% se encuentra en los valores positivos de nuestro VAN.

5.3 Retorno de inversión

El retorno de inversión es un valor que mide el rendimiento económico que se obtiene al realizar una inversión. Este, permite conocer cuánto dinero se ha generado cuando se realiza una acción empresarial, permitiendo valorar si la misma ha sido rentable o por el contrario ha resultado una pérdida de tiempo, esfuerzo y dinero.

La fórmula para determinar el retorno de inversión es:

$$\text{Retorno de Inv.} = \frac{\text{Beneficios} - \text{Inversión}}{\text{Inversión}}$$

En nuestro diseño, tenemos los datos necesarios para saber si nuestra posible inversión es viable. Los beneficios que nos entregó nuestro análisis económico fueron de \$1,100,780.68 y la inversión final de \$247,520.54.

Obteniendo un resultado del 3.44, lo que refleja un 344% de ganancias sobre la inversión final.

Para calcular el retorno en años de la inversión, utilizaremos la siguiente fórmula:

$$\text{Periodo de retorno de inversión} = \frac{a + (b-c)}{d}$$

Donde:

a = Año inmediato anterior en que se recupera la inversión

b = Inversión

c = Flujo de efectivo acumulado del año inmediato anterior en el que se recuperó la inversión, siendo nuestro valor del flujo de caja en la tabla 5.5.

d = flujo de efectivo del año en el que se recupera la inversión

Sustituyendo los datos obtenemos:

$$PRI = 1 + \frac{247,520.54 + (-43,951.38)}{45,218.64} = 5.5 \text{ años}$$

Pero, gracias a que el artículo 34 fracción XIII del Servicio de Administración Tributaria (SAT), menciona que la maquinaria y equipo destinado para la generación de energía proveniente de fuentes renovables o sistemas de cogeneración de electricidad eficiente es deducible del 100% del Impuesto Sobre la Renta (ISR). Esto quiere decir que podemos deducir el 33% del total del del proyecto, antes del IVA. [34]

La inversión final antes de aplicarle el IVA es de \$213,379.77 y cuando aplicamos el 33% deducible ante el impuesto del ISR tenemos una inversión antes de iva de \$164,302.424. Aplicando el IVA tenemos un resultado de \$190,590.81.

Aplicando nuestra fórmula de periodo de retorno de inversión obtenemos un resultado de **4.2 años**, lo que hace más atractiva esta propuesta fotovoltaica.

5.4 Análisis de resultados

Económicamente, el edificio 1FCE5, estaría consumiendo mensualmente un promedio de 1,409.85 kWh con una facturación anual de \$46,418.64

En la tabla 5.6 podemos observar la comparación de la facturación actual vs la facturación con nuestro diseño fotovoltaico.

Facturación Actual			Facturación con diseño fotovoltaico		
Año/Mes	Consumo (kWh)	Importe Total (\$)	Año/Mes	Consumo (kWh)	Importe Total (\$)
21/03	1,409.85	3,868.22	21/03	-16.03	500.00
21/04	1,409.85	3,868.22	21/04	-16.03	500.00
21/05	1,409.85	3,868.22	21/05	-16.03	500.00
21/06	1,409.85	3,868.22	21/06	-16.03	500.00
21/07	1,409.85	3,868.22	21/07	-16.03	500.00
21/08	1,409.85	3,868.22	21/08	-16.03	500.00
21/09	1,409.85	3,868.22	21/09	-16.03	500.00
21/10	1,409.85	3,868.22	21/10	-16.03	500.00
21/11	1,409.85	3,868.22	21/11	-16.03	500.00
21/12	1,409.85	3,868.22	21/12	-16.03	500.00
22/01	1,409.85	3,868.22	22/01	-16.03	500.00
22/02	1,409.85	3,868.22	22/02	-16.03	500.00
Total	16,918.20	46,418.64	Total	-192.36	6,000.00

Tabla 5.6: Comparación de facturaciones

Teniendo un resultado favorable en un periodo de un año, tendremos ahorros de \$40,418.64. Esto multiplicado por los 25 años de vida útil del sistema, teniendo en cuenta la degradación del sistema fotovoltaico del 6% anual, tenemos un resultado de \$1,100,780.68. Y considerando el retorno de la inversión en 4.2 años, podemos rectificar que el proyecto es económicamente viable.

En el aspecto ambiental, la SENER (Secretaría de Energía), anualmente lanza un comunicado oficial donde nos indica el factor de emisiones de CO₂ producidos por las centrales convencionales productoras de energía eléctrica [35], el cual fue de 0.494 tCO₂ / MWh y con este proyecto estamos contribuyendo positivamente con un ahorro de **220.363** Toneladas de CO₂ en los 25 años de vida útil del proyecto.

Conclusiones

La aplicación de la energía solar tiene un gran futuro como una energía alternativa a las convencionales. Además, con el avance de la tecnología el costo por panel cada vez va disminuyendo, de igual manera su instalación y de los equipos necesarios para la central, dando una mayor disponibilidad a que las empresas, hogares y locales de todos los sectores puedan tener acceso a ella.

El objetivo principal de este trabajo fue realizar un diseño de un sistema fotovoltaico basándonos en el consumo del edificio FCE5, para el cual se tuvo que realizar una medición con ayuda de un analizador de redes, para el cual tuvimos la oportunidad de medir el consumo por 10 horas. En el cual fue necesario entrar al cuarto eléctrico del edificio para poder conectar el equipo analizador y obtener los parámetros necesarios para empezar con nuestro dimensionamiento solar.

En el segundo objetivo se logró desarrollar el diseño solar fotovoltaico, donde abordamos los cálculos necesarios para tener la contabilidad de los equipos solares así como de las protecciones en corriente directa y corriente alterna, canalización y calibres de cable necesarios base a la norma oficial mexicana. Todos estos necesarios para elaborar un proyecto de una central eléctrica solar interconectada a la red.

El tercer objetivo resultó satisfactorio gracias a que la simulación realizada en PVSyst es muy similar a los resultados obtenidos en nuestra calculadora solar personal. En la simulación utilizamos una base de datos meteorológicos obtenidos de la página oficial de la NASA, ocupando los equipos solares (paneles solares, inversor y protecciones) seleccionados en el capítulo 3, lo que nos permite tener una menor incertidumbre en los resultados de esta misma.

El software es una gran herramienta de aprendizaje y también laboral, ya que este programa te ayuda a visualizar errores que puede tener una instalación, porque el programa cuenta con una gran base de datos de todos los fabricantes de módulos e inversores, los cuales están presentes en el mercado mexicano. Se comprobó la importancia de utilizar un software para la implementación de sistemas solares gracias a todos los resultados que este nos puede brindar, tanto por pérdidas en el sistema como producción total en los 25 años de vida útil de nuestra central. Las principales ventajas de utilizar PVSyst son las siguientes: Precisión y confiabilidad, amplia base de datos, cuenta con un análisis detallado de sombreado, es una herramienta de simulación avanzada gracias a sus modelos matemáticos y su interfaz es intuitiva y fácil de usar.

En el cuarto objetivo, el análisis económico, se elaboraron cotizaciones en el mercado mexicano que nos permitieron tener la cantidad exacta del costo del diseño fotovoltaico. Utilizamos indicadores financieros (VAN y TIR) para determinar la viabilidad y rentabilidad del proyecto.

Teniendo un resultado favorable tanto en ahorros mensuales como en el retorno de la inversión inicial.

Ambientalmente obtuvimos un resultado satisfactorio al realizar el cálculo de ahorro de CO₂ con el factor de emisiones entregado por el comunicado oficial de la Secretaría de Energía. Comparando la producción de energía eléctrica con nuestro diseño fotovoltaico y la energía eléctrica generada por fuentes de energías convencionales.

Bibliografía

- [1] G. Prinsloo y R. Dobson, SOLAR TRACKING: High precision solar position algorithms, programs, software and source-code for computing the solar vector, solar coordinates y sun angles in Microprocessor, PLC, Arduino, Pic and PC-based sun tracking devices or dynamic sun following hardware. Stellenbosch: Stellenbosch University, 2015.
- [2] D. Gielen, D. Saygin, N. Wagner, L. Gutiérrez y E. Narváez, "RENEWABLE ENERGY PROSPECTS: MEXICO", REmap 2030 A Renewable Energy Roadmap, p. 106, 2015. [En línea]. Disponible: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_REmap_Mexico_report_2015.pdf?la=en&hash=8A259915297B04B0D50A422EDF48AD87007B56B1
- [3] "Mapas de recursos solares de México". Solar Irradiance data | Solargis. <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/mexico> (accedido el 8 de marzo de 2022).
- [4] "Asolmex – Asociación Mexicana de Energía Solar". Asolmex – Asociación Mexicana de Energía Solar. <https://asolmex.org/> (accedido el 11 de abril de 2022).
- [5] "México". iea. <https://www.iea.org/countries/mexico> (accedido el 14 de abril de 2022).
- [6] P. Landín. "Semiconductores intrínsecos y extrínsecos". Pelandintecno-Tecnología ESO. <http://pelandintecno.blogspot.com/2014/04/semiconductores-intrinsecos-y.html> (accedido el 23 de abril de 2022).
- [7] "Qué es la energía solar fotovoltaica -". Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-fotovoltaica> (accedido el 23 de abril de 2022).
- [8] F. CABO, "PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5MWp CON EVACUACIÓN A RED DE 20 KV, SITUADA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL EL REBOLLAR (VALENCIA)", Tesis para obtener grado Máster, Universidad Politécnica de Valencia, Valencia, 2021. [En línea]. Disponible: <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/173018>
- [9] P. G. O. Miranda. "Movimientos de la Tierra - Escolar - ABC Color". Noticias de Paraguay y el mundo de último momento hoy en ABC Color. <https://www.abc.com.py/edicion-impres/suplementos/escolar/movimientos-de-la-tierra-1251529.html> (accedido el 3 de mayo de 2022).
- [10] "Coordenadas y carta solar - HelioEsfera". HelioEsfera. <https://www.helioesfera.com/coordenadas-y-carta-solar/> (accedido el 4 de mayo de 2022).
- [11] J. Megane. "RADIACIÓN DIRECTA, DIFUSA Y REFLEJADA". ARQUITECTURA EFICIENTE. <https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/> (accedido el 8 de mayo de 2022)

- [12] "Mapa de irradiación solar mexico - Dexen". Dexen. <https://www.dexen.mx/energia-solar/que-es-la-energia-solar/attachment/mapa-de-irradiacion-solar-mexico/> (accedido el 12 de mayo de 2022).
- [13] M. Casa y M. Barrio, Instalaciones Solares Fotovoltaicas. Barcelona: MARCOMBO, 2012.
- [14] J. Veléz. "TIPOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS - Tritec Intervento". Tritec Intervento. <https://tritec-intervento.cl/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/> (accedido el 18 de mayo de 2022).
- [15] "Celdas solares orgánicas: beneficios y desventajas". Twenergy. <https://twenergy.com/energia/energia-solar/que-son-las-celdas-solares-organicas-2861/> (accedido el 17 de mayo de 2022).
- [16] D. V. "Estructura Inclinada Soporte Placas Solares hasta 72 Células 09V | TeknoSolar.com". TeknoSolar.com. <https://www.teknosolar.com/estructura-inclinada-soporte-placas-solares-hasta-72-celulas/> (accedido el 3 de junio de 2022).
- [17] "Tipos de estructuras para paneles fotovoltaicos: fijas a suelo, lastradas, móviles y flotantes". Grupo Eleton Energy. <https://eletton.com/renovables/tipos-de-estructuras-para-paneles-fotovoltaicos-fijas-asuelo-lastradas-moviles-y-flotantes/> (accedido el 7 de abril de 2022).
- [18] "Tipos de inversores para Sistemas FV | KeeUI Solar". KeeUI Solar. <https://keeui.com/2021/03/24/tipos-de-inversores-para-sistemas-fv/> (accedido el 13 de abril de 2022).
- [19] "Conoce las diferencias entre inversor y microinversor | GreenDates". Blog de Ecología y Medio Ambiente - Green Dates. <http://greendates.com.mx/diferencia-entre-inversor-y-microinversor/> (accedido el 21 de abril de 2022).
- [20] R. Vidal, "INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON CAPACIDAD HASTA 30 kW", Ciudad de México, ESPECIFICACIÓN CFE G0100-04, agosto de 2008. Accedido el 20 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/f/G0100-04.pdf>
- [21] "¿Cuáles son las normas para instalaciones fotovoltaicas en México? - CCEEA". ccea.mx. <https://ccea.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/cuales-son-las-normas-para-instalaciones-fotovoltaicas-en-mexico> (accedido el 16 de abril de 2022).
- [22] Fernández, J. 2009. Tecnologías de las energías renovables. Ediciones Mundi-Prensa y A. Madrid Vicente Ediciones. España.
- [23] Guillén, O. 2004. Energías renovables. Una perspectiva ingenieril. Editorial Trillas. México, D.F., México.

- [24] "POWER QUALITY ANALYZER PQ3100 - Hioki USA". Hioki USA. <https://hiokiusa.com/es/producto/power-quality-analyzer-pq3100/> (accedido el 10 de mayo de 2022).
- [25] "NASA POWER | Data Access Viewer". NASA POWER | Prediction Of Worldwide Energy Resources. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (accedido el 20 de junio de 2022).
- [26] NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEDE-2012, INSTALACIONES ELECTRICAS (UTILIZACION), NOM-001-SEDE-2012, SENER, Ciudad de México, 2012. Accedido el 2 de junio de 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/512096/NOM-001-SEDE-2012.pdf>
- [27] "Bevor Sie zur Google Suche weitergehen". Google. <https://www.google.com/search?q=temperatura+promedio+en+puebla> (accedido el 10 de junio de 2022).
- [28] "Google Earth". Google Earth. <https://earth.google.com/web/@19.0026031,-98.20231887,2134.55885316a,88.01352067d,35y,24.44761649h,2.99995504t,-0r> (accedido el 9 de junio de 2022).
- [29] "Sistema CrossRail Tilt Up - K2 Systems". Mounting systems for solar technology - K2 Systems. <https://legacy.k2-systems.com/es-MX/productos/sistema-crossrail-tilt-up> (accedido el 8 de junio de 2022).
- [30] "Módulos Aprobados - K2 Systems". Mounting systems for solar technology - K2 Systems. <https://legacy.k2-systems.com/es-MX/informacion-tecnica/modulos-aprobados> (accedido el 8 de junio de 2022).
- [31] C. Martin y Y. Goswami, Solar Energy Pocket Reference. Alemania: ISES, 2005.
- [32] "Cálculo de la posición del sol en el cielo para cada lugar en cualquier momento". Home SunEarthTools.com solar tools for consumers and designers. https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=es#top (accedido el 6 de junio de 2022).
- [33] R. DeGunther, Solar Power Your Home for Dummies. Wiley & Sons, Incorporated, John, 2010.
- [34] Artículo 34 Porcentajes de deducción de activos fijos., SAT, Ciudad de México, 2020. Accedido el 28 de julio de 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.sat.gob.mx/articulo/61054/articulo-34>
- [35] "FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2020", Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, Ciudad de México, Informe, mayo de 2021. Accedido el 8 de junio de 2022. [En línea]. Disponible: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/630693/Aviso_FEE_2020.pdf
- [36] "BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA 2020", Ciudad de México, Informe, 2021. Accedido el 8 de junio de 2022. [En línea]. Disponible: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/707654/BALANCE_NACIONAL_ENERGIA_0403.pdf

Anexos

Anexo I Ficha técnica de Panel Solar Canadian Solar CS6 545








HiKu6 monocristalino PERC



525 W ~ 550 W

CS6W-525 | 530 | 535 | 540 | 545 | 550MS

MÁS POTENCIA

-  Potencia del módulo hasta 550 W
Eficiencia del módulo de hasta un 21,5 %
-  Costo nivelado de energía hasta un 4,5% inferior
Costo del sistema hasta un 5,6 % inferior
-  Tecnología de mitigación integral de degradación por luz y temperatura elevada; reducción de hasta un 50%
-  Compatible con los mayores fabricantes de seguidores, producto rentable para centrales de servicio público
-  Mayor tolerancia a la sombra

MÁS CONFIABLE

-  Minimiza el impacto de las microfisuras
-  Carga de nieve intensa hasta 5400 Pa, carga de viento mejorada hasta 2400 Pa*

 **12 años** Garantía aumentada de materiales y mano de obra*

 **25 años** Garantía de potencia lineal*

Degradación de potencia el 1º año no superior al 2%
Degradación de potencia anual posterior no superior al 0,55%

*Según la declaración de garantía limitada aplicable de Canadian Solar.

CERTIFICADOS DEL SISTEMA DE GESTIÓN*

ISO 9001: 2015 / Sistema de gestión de calidad
ISO 14001: 2015 / Normas del sistema de gestión ambiental
ISO 45001: 2018 / Normas internacionales de salud y seguridad ocupacional

CERTIFICADOS DEL PRODUCTO*

IEC 61215 / IEC 61730 / INMETRO
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716
UNI 9177 Reacción al fuego: clase 1 / Take-e-way



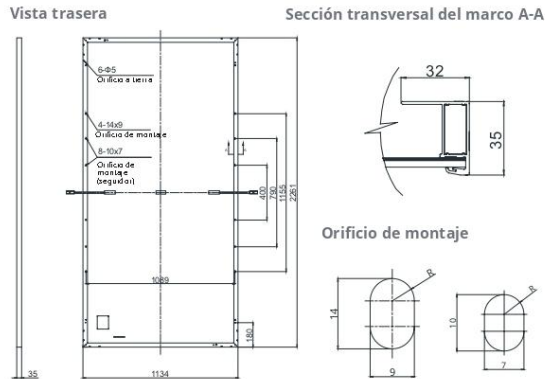
* Los certificados específicos aplicables a diferentes tipos de módulos y mercados variarán; por lo tanto, no todas las certificaciones aquí señaladas se aplicarán simultáneamente a los productos que ordene o use. Comuníquese con el representante de ventas local de Canadian Solar para confirmar los certificados específicos disponibles para su producto y aplicables en las regiones de uso.

CSI Solar Co., Ltd. se compromete a suministrar productos solares, soluciones en sistemas solares y servicios de alta calidad a los clientes de todo el mundo. Canadian Solar fue reconocido como proveedor de módulos N° 1 en términos de calidad y relación precio/rendimiento según la encuesta IHS Module Customer Insight Survey, además de ser líder en desarrollo de proyectos fotovoltaicos y fabricación de módulos solares, con más de 50 GW instalados en el mundo entero desde 2001.

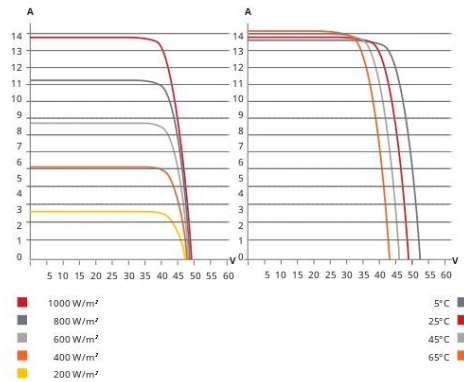
* Consulte el manual de instalación para obtener información detallada.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, service.latam@csisolar.com

DIAGRAMA TÉCNICO (mm)



CS6W-530MS / CURVAS I-V



DATOS ELÉCTRICOS | STC*

CS6W	525MS	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Potencia nominal máx. (P _{max})	525 W	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W
Voltaje de operación ópt. (V _{mp})	40,7 V	40,9 V	41,1 V	41,3 V	41,5 V	41,7 V
Corriente de operación ópt. (I _{mp})	12,90 A	12,96 A	13,02 A	13,08 A	13,14 A	13,20 A
Voltaje de circuito abierto (V _{oc})	48,6 V	48,8 V	49,0 V	49,2 V	49,4 V	49,6 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	13,75 A	13,80 A	13,85 A	13,90 A	13,95 A	14,00 A
Eficiencia del módulo	20,5%	20,7%	20,9%	21,1%	21,3%	21,5%
Temperatura de operación	-40°C ~ +85°C					
Voltaje máx. del sistema	1500 V (IEC/UL) o 1000 V (IEC/UL)					
Características ignífugas del módulo	TIPO 1 (UL 61730 1500 V), TIPO 2 (UL 61730 1000 V) o CLASE C (IEC 61730)					
Clasificación máx. de fusible en serie	25 A					
Clasificación de aplicación	Clase A					
Tolerancia de potencia	0 ~ + 10 W					

* Bajo condiciones de prueba estándar (STC) de irradiación de 1000 W/m², espectro AM 1.5 y temperatura de celda de 25°C.

DATOS MECÁNICOS

Especificación	Datos
Tipo de celda	Monocrystalina
Disposición de las celdas	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensiones	2261 X 1134 X 35 mm (89,0 X 44,6 X 1,38 pulg.)
Peso	27,8 kg (61,3 lbs)
Cubierta delantera	Vidrio templado de 3,2 mm
Marco	Aleación de aluminio anodizada
Caja de conexiones	IP68, 3 diodos de derivación
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Longitud del cable (con conector)	410 mm (16,1 pulg.) (+) / 290 mm (11,4 pulg.) (-) o longitud personalizada*
Conector	Serie T4, H4 UTX o MC4-EVO2
Por bandeja	30 piezas
Por contenedor (40' HQ)	600 piezas

* Para obtener información detallada, comuníquese con los representantes técnicos y de ventas locales de Canadian Solar.

DATOS ELÉCTRICOS | NMOT*

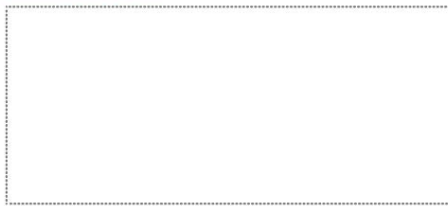
CS6W	525MS	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Potencia nominal máx. (P _{max})	392 W	396 W	400 W	403 W	407 W	411 W
Voltaje de operación ópt. (V _{mp})	38,0 V	38,2 V	38,4 V	38,6 V	38,8 V	39,0 V
Corriente de operación ópt. (I _{mp})	10,33 A	10,37 A	10,42 A	10,45 A	10,49 A	10,54 A
Voltaje de circuito abierto (V _{oc})	45,8 V	46,0 V	46,2 V	46,4 V	46,6 V	46,8 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	11,09 A	11,13 A	11,17 A	11,21 A	11,25 A	11,30 A

* Bajo temperatura de operación nominal del módulo (NMOT), irradiación de 800 W/m², espectro AM 1.5, temperatura ambiente 20°C, velocidad del viento 1 m/s.

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificación	Datos
Coefficiente de temperatura (P _{max})	-0,34 %/°C
Coefficiente de temperatura (V _{oc})	-0,26 %/°C
Coefficiente de temperatura (I _{sc})	0,05%/°C
Temperatura de operación nominal del módulo	42 ± 3 °C

SECCIÓN DE SOCIOS



* Las especificaciones y características principales en esta ficha técnica pueden ser ligeramente distintas a nuestros productos reales debido a la constante innovación y mejora de los productos. CSI Solar Co., Ltd. se reserva el derecho a ajustar la información aquí descrita en cualquier momento si es necesario, sin previo aviso. Tenga en consideración que los módulos fotovoltaicos deben ser manipulados e instalados por personas calificadas y con capacitación profesional; recuerde también leer detenidamente las instrucciones de seguridad e instalación antes de usar nuestros módulos.

CSI Solar Co., Ltd.
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, service.latam@csisolar.com

Anexo II Hoja de datos obtenidos de la página oficial de la NASA.

BEGIN HEADER-

NASA/POWER CERES/MERRA2 Native Resolution Monthly and Annual

Dates (month/day/year): 01/01/2020 through 12/31/2021

Location: Latitude 19.0029 Longitude -98.203

Elevation from MERRA-2: Average for 0.5 x 0.625 degree lat/lon region = 2146.67 meters

The value for missing source data that cannot be computed or is outside of the sources availability range:
-999

Parameter(s):

T2M MERRA-2 Temperature at 2 Meters (C)

RH2M MERRA-2 Relative Humidity at 2 Meters (%)

WS10M MERRA-2 Wind Speed at 10 Meters (m/s)

ALLSKY_SFC_SW_DWN CERES SYN1deg All Sky Surface Shortwave Downward Irradiance
(kW-hr/m²/day)

ALLSKY_SFC_SW_DIFF CERES SYN1deg All Sky Surface Shortwave Diffuse Irradiance
(kW-hr/m²/day)

-END HEADER-

PARAMETER	YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
T2M	2020	14.16	16.39	19.08	21.20	20.44	19.51	18.43	17.25	16.64	15.41	14.66	14.52	17.30
T2M	2021	14.41	15.50	18.39	19.97	19.37	17.59	17.07	17.10	16.54	16.43	13.79	14.70	16.74
RH2M	2020	59.69	54.44	45.25	50.19	53.94	63.62	69.44	77.56	81.19	68.56	61.12	62.06	62.31
RH2M	2021	62.25	50.31	46.56	46.06	62.25	75.50	74.56	76.19	83.31	77.12	66.69	55.88	64.81
WS10M	2020	3.48	3.34	2.91	2.80	2.48	2.73	2.52	2.69	2.41	3.25	4.02	2.69	2.94
WS10M	2021	2.92	3.27	2.78	3.12	2.62	2.59	2.76	2.95	2.47	2.77	3.13	2.40	2.81
ALLSKY_SFC_SW_DWN	2020	4.88	5.82	6.67	6.52	6.49	6.31	5.90	5.54	4.61	6.08	5.36	4.78	5.75
ALLSKY_SFC_SW_DWN	2021	4.79	6.27	6.84	6.59	6.32	4.83	5.70	5.41	4.96	5.19	5.25	5.18	5.61
ALLSKY_SFC_SW_DIFF	2020	1.52	1.61	1.92	2.20	2.27	2.58	2.64	2.64	2.53	1.55	1.16	1.42	2.00
ALLSKY_SFC_SW_DIFF	2021	1.67	1.37	1.76	2.16	2.60	2.67	2.67	2.59	2.56	2.11	1.47	1.11	2.0

Anexo III Ficha técnica inversor fronius

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

FRONIUS

FRONIUS SYMO ADVANCED

Energizando proyectos trifásicos - ahora con PLC SunSpec integrado



/ Proceso de
reemplazo de tarjetas



/ Tecnología de
montaje
SnapInverter



/ Comunicación
de datos
Integrados



/ Diseño
Superflex



/ Preparado para
redes inteligentes
Smart Grid



/ Certificado
SunSpec y Fronius
Rapid Shutdown



Con seis modelos de potencia desde 10kW a 24kW, Fronius Symo Advanced es el inversor ideal para aplicaciones comerciales. Fronius Symo Advanced combina los beneficios de Fronius Symo con un valor adicional para instalaciones con requisitos de Module Level Rapid Shutdown. Fronius Symo Advanced está integrado con un transmisor PLC que cumple el estándar de comunicación SunSpec Rapid Shutdown que a su vez cumple con la norma NEC pre-2014, 2014 y 2017, además de beneficios como montaje de inclinación cero, peso ligero y accesibilidad de servicio en el campo.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (VERSIONES 208-240V)

DATOS GENERALES		SYMO 10.0-3 208-240	SYMO 12.0-3 208-240
Potencia FV recomendada (kWp)		8.0 - 13.0	9.5 - 15.5
Máxima corriente de entrada nominal (MPPT1/MPPT 2)			25.0 A / 16.5 A
Máxima corriente (MPPT 1 + MPPT 2)			41.5 A
Máxima corriente de entrada de corto circuito admisible (MPPT1/MPPT2)			37.5 A / 24.8 A
Tensión nominal de entrada	208 V		350 V
	240 V		370 V
Rango de tensión de operación			200-600 V
Tensión de arranque en CD			200 V
Rango de tensión MPP			300-500 V
Tensión máxima en CD			600 V
Máximo conductor admisible en CD		6 AWG cobre, 6 AWG aluminio, 2 AWG cobre o aluminio con peinetas de distribución	
Portafusibles integrados en CD		NA	
Corriente máxima de entrada de corto circuito por terminal			33 A
Número de MPPT			2

DATOS DE SALIDA		SYMO 10.0-3 208-240	SYMO 12.0-3 208-240
Potencia máxima de salida	208 V	9995 VA	11995 VA
	240 V	9995 VA	11995 VA
Configuración de salida			208/240 V
Rango de frecuencia (ajustable)			45-65 Hz
Frecuencia nominal de operación			50 y 60 Hz
Tamaño de conductor de CA admisible			AWG 14- AWG 6
Distorsión armónica total		<1.5 %	<1.75 %
Factor de potencia (cos phi)			Ajustable (0 - 1 ind./ cap.)
Máxima corriente de salida	208 V	27.7 A	33.3 A
	240 V	24.0 A	28.9 A
OCPD / Interruptor CA recomendado	208 V	35 A	45 A
	240 V	30 A	40 A
Máxima Eficiencia		97.0 %	97.0 %
Eficiencia CEC		96.5 %	96.5 %

DATOS TÉCNICOS DE FRONIUS SYMO (VERSIONES DE 208-240V)

DATOS GENERALES	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	51.1 x 72.4 x 22.6 cm
Grado de protección	NEMA 4X
Consumo nocturno	< 1 W
Tecnología del inversor	Sin transformador
Enfriamiento	Ventilador de velocidad variable
Instalación	Interior y exterior, inclinación desde 0° a 90°
Temperatura ambiente admisible	-40 a +60 °C
Humedad relativa admisible	0 - 100 % (sin condensación)
Máxima altura sobre nivel del mar	600 VCD a 3400 m
Terminales de conexión CD	6x DC+ y 6x DC- terminales de tornillo para cobre
Terminales de conexión CA	Terminales de tornillo 1+6 AWG
Certificaciones y cumplimiento de estándares	UL 1741-2010 Segunda Edición (incl. UL1741 Supplement SA 2016-09 for California Rule 21 and Hawaiian Electric Code Rule 14H), UL1998 (para funciones: AFCI, RCMU y monitorización de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547a-2014, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC 2017 Artículo 690, C22. 2 No. 1071-16, UL1699B Issue 2-2013, CSA T1L M-07 Issue 1 -2013

DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3 208-240	SYMO 12.0-3 208-240
PESO		+1 KG

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	DISPONIBLE CON TODOS LOS MODELOS FRONIUS SYMO
Polaridad inversa CD	Sí
Anti isla	Interna, de acuerdo con UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 y NEC
Sobretensión	Reducción de potencia de salida / enfriamiento activo
AFCI	Sí
Cumplimiento de Rapid Shutdown	Sí
Interrupción de falla a tierra por monitorización de aislamiento	Sí
Desconexión de CD	Sí

INTERFACES	DISPONIBLE CON TODOS LOS MODELOS FRONIUS SYMO
USB (Socket tipo A)	Registro de datos y actualización de firmware via USB
2x RS422 (RJ45 socket)	Fronius Solar Net
DISPONIBLE CON LA TARJETA FRONIUS DATAMANAGER 2.0 (SOLO SE NECESITA UNA TARJETA PARA HASTA 100 INVERSORES)	
Wi-Fi / Ethernet / Datalogger and servidor web	Estándar inalámbrico 802.11 b/g/n / Fronius Solarweb, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
6 entradas digitales configurables + 4 entradas digitales	Gestión de cargas eléctricas; encendido de señales, I/O multipropósito
Comunicación mediante línea de potencia (PLC)	Sí – Comunicación estándar SunSpec Rapid Shutdown
Compatibilidad con electrónica de nivel modular	Tigo TS+ F basado en SunSpec PLC (prueba pendiente)

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (VERSIONES 480V)

DATOS DE ENTRADA CD	SYMO 15.0-3 480	SYMO 20.0-3 480	SYMO 22.7-3 480	SYMO 24.0-3 480
Potencia FV Recomendada (kWp)	12.0 – 19.5	16.0 - 26.0	18.0 - 29.5	19.0 - 31.0
Máxima corriente de entrada nominal (MPPT1/MPPT2)			33.0 A / 25.0 A	
Máxima corriente (MPPT 1 + MPPT 2)			51 A	
Máxima corriente de entrada de corto circuito admisible (MPPT 1/MPPT 2)			49.5 A / 37.5 A	
Tensión nominal de entrada	480 V	685 V	710 V	720 V
Rango de tensión de operación			200-1000 V	
Tensión de puesta en marcha			200 V	
Rango de tensión MPP	350-800 V		450-800 V	500-800 V
Tensión máxima de entrada			1000 V	
Máximo conductor admisible en CD	6 AWG cobre, 6 AWG aluminio, 2 AWG cobre o aluminio con peineta de distribución			
Portafusibles integrados en CD	6- y 6+			
Corriente máxima de entrada de corto circuito por terminal	33A		15A	
Número de MPPT	2			

* Se requiere Fronius Shade Cover para montaje en ángulo menor a 15° en exterior.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (VERSIONES 480)

DATOS DE SALIDA CA		SYMO 15.0-3 480	SYMO 20.0-3 480	SYMO 22.7-3 480	SYMO 24.0-3 480
Potencia Máxima de salida	480 V	14995 VA	19995 VA	22727 VA	23995 VA
Configuración de salida				480 V WYE	
Rango de frecuencia (ajustable)				45-65 Hz	
Frecuencia nominal de operación				50 y 60 Hz	
Tamaño de conductor de CA admisible				AWG 14-AWG 6	
Distorsión armónica total		<1.5 %	<1.0 %	<1.25 %	<1.0 %
Factor de potencia (cos phi)				Ajustable (0 - 1 ind./cap.)	
Máxima corriente de salida	480 V	18.0 A	24.0 A	27.3 A	28.9 A
OCPD / Interruptor CA recomendado	480 V	25 A	30 A	35 A	40 A
Máxima eficiencia				98.0 %	
Eficiencia CEC	480 V	97.0 %	97.5 %	97.5 %	97.5 %

DATOS GENERALES	DISPONIBLE EN TODOS LOS MODELOS SYMO				
Dimensiones (ancho x alto x largo)	51.1 x 72.4 x 22.6 cm				
Envoltorio	NEMA 4X				
Consumo nocturno	< 1 W				
Tecnología del inversor	Sin Transformador				
Enfriamiento	Ventilador de velocidad variable				
Instalación	Interior y exterior; inclinación desde 0 a 90 grados *				
Temperatura ambiente admisible	-40 - +60 °C				
Humedad relativa admisible	0 - 100 % (sin condensación)				
Elevación	Hasta 2000 m sin restricciones *para mayor información consultar el manual de usuario*				
Terminales de conexión CD	6x CD+ y 6x CD- terminales de tornillo para cobre				
Terminales de conexión CA	Terminales de tornillo 14-6 AWG				
Certificaciones y cumplimiento de estándares	UL 1741-2010 Segunda Edición (incl. UL1741 Supplement SA 2016-09 for California Rule 21 and Hawaiian Electric Code Rule 14H), UL1998 (para funciones: AFCI, RCMU y monitorización de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547a-2014, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC 2017 Artículo 690, C22. 2 No. 107.1-16, UL1699B Issue 2-2013, CSA TIL M-07 Issue 1-2013				

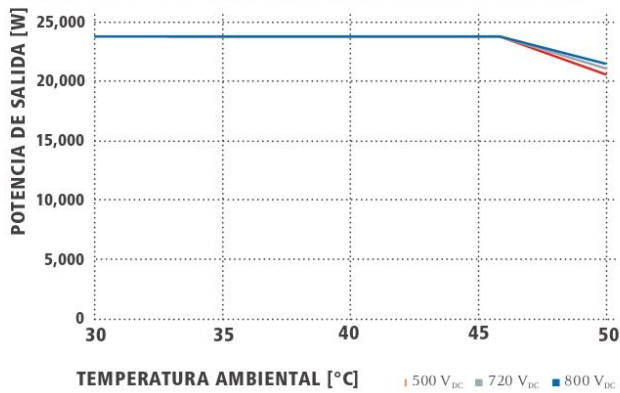
DATOS GENERALES	SYMO 15.0-3 480	SYMO 20.0-3 480	SYMO 22.7-3 480	SYMO 24.0-3 480
Peso			43.4 kg	

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	DISPONIBLE EN TODOS LOS MODELOS SYMO				
Polaridad inversa CD	Sí				
Anti isla	Interna, de acuerdo con UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 y NEC				
Sobretensión	Reducción de potencia de salida / enfriamiento activo				
AFCI	Sí				
Cumplimiento de Rapid Shutdown	Sí				
Interrupción de falla a tierra por monitorización de aislamiento	Sí				
Desconexión de CD	Sí				

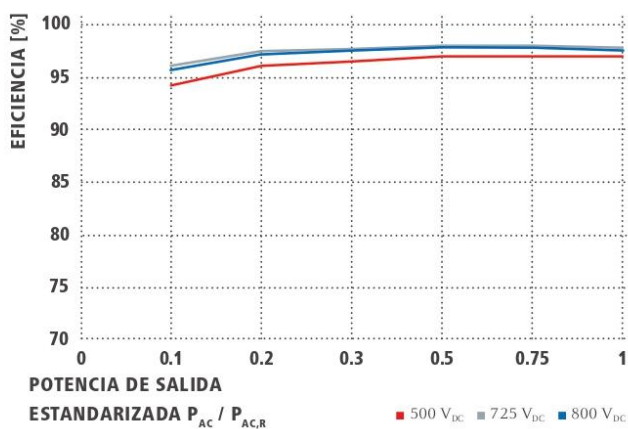
INTERFACES	DISPONIBLE EN TODOS LOS MODELOS SYMO				
USB (Socket TIPO A)	Registro de datos y actualización de firmware via USB				
2x RS422 (RJ45 socket)	Fronius Solar.Net				
DISPONIBLE CON LA TARJETA DATAMANAGER 2.0 (SOLO SE NECESITA UNA TARJETA PARA HASTA 100 INVERSORES)					
Wi-Fi* / Ethernet / Datalogger y servidor web	Estandar inalámbrico 802.11 b/g/n Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU				
6 entradas digitales configurables + 4 entradas digitales	Gestión de cargas eléctricas; encendido de señales, E/S multipropósito				
Comunicación mediante línea de potencia (PLC)	Sí – Comunicación estándar SunSpec Rapid Shutdown				
Compatibilidad con electrónica de nivel modular	Tigo TS+F basado en SunSpec PLC (prueba pendiente)				

* Se requiere Fronius Shade Cover para montaje en ángulo menor a 15° en exterior.

FRONIUS SYMO 24.0-3 480 CURVA DE REDUCCIÓN DE TEMPERATURA



FRONIUS SYMO 24.0-3 480 CURVA DE EFICIENCIA CEC



Texto e imágenes según el estado técnico en el momento de la impresión. Sujeto a modificaciones. No podemos garantizar la exactitud de todos los datos a pesar de su cuidadosa edición, declinamos por ello cualquier responsabilidad. Copyright © 2019 Fronius™. Todos los derechos reservados.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES UNIDADES DE NEGOCIO CON UN MISMO OBJETIVO: ESTABLECER LOS ESTÁNDARES MEDIANTE EL AVANCE TECNOLÓGICO.

/ Lo que comenzó en 1945 como una operación unipersonal ahora establece estándares tecnológicos en los campos de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica y carga de baterías. Hoy la compañía tiene alrededor de 3.800 empleados en todo el mundo y 1.242 patentes para el desarrollo de productos muestran el espíritu innovador dentro de la empresa. El desarrollo sostenible significa para nosotros implementar aspectos ambientales relevantes y sociales por igual con los factores económicos. Nuestro objetivo se ha mantenido constante durante todo el tiempo para ser el líder de innovación.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo, visite www.fronius.mx



Redes Sociales

- Froniusmexico
- 24horasdesol.mx
- Fronius Solar Energy MX
- Fronius México Solar Energy
- Fronius México



Fronius México S.A. de C.V.
Fronius Monterrey
 Carretera Monterrey Saltillo 3279
 Privadas de Santa Catarina
 66367 Santa Catarina, N.L.
 México
 Teléfono +52 81 8882 8200
 pv-sales-mexico@fronius.com
 www.fronius.mx

Anexo IV solicitud de interconexión

Fecha _____ Número de Solicitud _____

I. Datos del Solicitante			
Nombre, Denominación o Razon Social			
Domicilio			
Calle	Número exterior	Número Interior	Código Postal
Colonia/Poblacion	Delegación/Municipio		Estado
Teléfono	Correo Electrónico	Fax	
II. Datos de Contacto			
Nombre		Puesto	
Domicilio			
Calle	Número exterior	Número Interior	Código Postal
Colonia/Poblacion	Delegación/Municipio		Estado
Teléfono	Correo Electrónico	Fax	
III. Datos de la Solicitud			
Modalidad de la Solicitud	Baja Tensión	<input type="checkbox"/>	Media Tensión <input type="checkbox"/>
IV. Utilización de la Energía Eléctrica Producida			
Consumo de Centros de Carga	<input type="checkbox"/>	Consumo de Centros de Carga y Venta de Excedentes	<input type="checkbox"/>
		Venta Total	<input type="checkbox"/>
V. Datos del Servicio Suministro Actual			
Registro Público de Usuario (RPU)	Nivel de Tensión de Suministro		
VI. Central Eléctrica			
Fecha estimada de Operación Normal (DD/MM/AAAA)	Capacidad Bruta Instalada (Kw)	Capacidad a Incrementar (kw) (Opcional)	Generación Promedio Mensual Estimada (kwh/Mes)
VII. Manifestación de Cumplimiento de las Especificaciones Técnicas Generales			
Manifiesto bajo protesta de decir la verdad que la Central Eléctrica cumple con las Especificaciones técnicas requeridas de acuerdo las disposiciones aplicables.			<input type="checkbox"/>
Tecnología para generación de energía eléctrica			
Solar	<input type="checkbox"/>	Biomasa	<input type="checkbox"/>
Eólico	<input type="checkbox"/>	Cogeneración	<input type="checkbox"/>
		Otro	<input type="checkbox"/>
		Especificar	_____
No de unidades de generación	Combustible principal	Combustible secundario	
Coordenadas UTM	X	Y	
1			
2			
3			
4			
5			
6			

(Representante Legal o El Solicitante) (El Solicitante) certifica que la Información proporcionada en la presente solicitud es apropiada, precisa y verídica. El solicitante acepta que los datos proporcionados sean utilizados para llevar a cabo los Estudios de Interconexión para garantizar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional con la Interconexión de la Central Eléctrica del solicitante al amparo de la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento, en caso de ser requeridos. El solicitante entiende que los datos proporcionados, se añadan a las bases de datos del suministrador cuando se firme un contrato de interconexión respectivo. El solicitante deberá anexa a la presente solicitud, la información técnica requerida en el documento "Información Técnica Requerida para Centrales Eléctricas"

Firma de Conformidad	
Solicitante	sello y firma Centro de Atención
Nombre _____	
Cargo _____	
Fecha _____	

Anexo V cotizaciones



BAYWA R.E. SOLAR SYSTEMS S.
DE R.L DE C.V.

CAMINO AL CUCBA, # 1204 INT 28-29,
SAN JUAN DE OCOTAN, C.P. 45019,
ZAPOPAN, JALISCO, MÉXICO
R.F.C. BR51803281A1
TELÉFONO: (33) 3619 0655
REGIMEN FISCAL
601

Cotización	CVMX-3006015
Fecha de entrega:	11/07/2022
Moneda:	USD

Cliente		Dirección fiscal	Dirección de entrega
Nombre:	VENTAS A PUBLICO EN GENERAL	CARRETERA AL CUCBA No. 1204 , Int 29	
Código:	C00918	SAN JUAN DE OCOTÁN	
Teléfono:		ZAPOPAN , C.P. 45019	
RFC:	XAXX010101000	ZAPOPAN , JAL	
		MX	

Vendedor
Gustavo Arias

Cantidad	Clave	Descripción	Unidad	Precio	Importe
19	P00107	CANADIAN SOLAR CS6W-MS-545	H87	\$200.56	\$3,810.64
44	M00013	CLIMBER SET CR48, HOLE	H87	\$2.05	\$90.20
28	M00030	MID-CLAMP SET UL 2703, SS (30-47MM)	H87	\$2.05	\$57.40
20	M00037	END-CLAMP SET UL 2703, SS (30-50MM)	H87	\$2.05	\$41.00
1	M00112	SGB-4, 4-14 SOL-STR	H87	\$2.10	\$2.10
9	M00118	RAIL CONNECTOR UL 2703 SET CR48-S, MILL, 1/2"	H87	\$3.70	\$33.30
40	M00119	CROSSRAIL 48-S TILT CONNECTOR SET 1/2"	H87	\$3.40	\$136.00
44	M00120	L-FOOT BRACKET W/T-BOLT & NUT, CR48 MIL, 1/2"	H87	\$2.40	\$105.60
24	M00153	CROSSRAIL 48-X, 4.60m Rail, Mill	H87	\$27.46	\$659.04
1	S00089	SEGURO DE MERCANCIA	H87	\$30.23	\$30.23
1	S00001	SERVICIO DE LOGISTICA	H87	\$156.00	\$156.00
1	I00188	FRONIUS SYMO ADVANCE 12.0-3 208/240	H87	\$2,372.50	\$2,372.50
50	H00003	10-19 CU PV WIRE SINGLE LAYER BLACK 2000V	H87	\$0.95	\$47.50
50	H00004	10-19 CU PV WIRE XLP RED 2000V	H87	\$0.95	\$47.50

Cantidad con letra	SubTotal	\$7,589.01
OCHO MIL OCHOCIENTOS TRES DÓLARES 25/100 USD	IVA	\$1,214.24
Observaciones	Total	\$8,803.25



GS EQUIPOS Y CONTROLES ELECTRICOS INDUSTRIALES, S.A. DE C.V.

Domicilio fiscal R.F.C. : GEC030809B87
Calle: BLVD. SAN FELIPE No. 87, Col. VILLA POSADAS, CP. 72060, PUEBLA, PUEBLA, MEXICO

COTIZACIÓN No. : 220711-13
Fecha 11/07/2022

Lugar de expedición
Calle: BLVD. SAN FELIPE No. 87, Col. VILLA POSADAS, CP. 72060, PUEBLA

Deposito Moneda Nacional
BANCO BANAMEX
Sucursal: 4778 Cuenta: 12850
CLABE 002650477800128503

Cliente: (MOSTR) ALEJANDRO SOLIS
, RFC: XAXX010101000

Vendedor : 8
Enviar a:

Cuenta en DOLARES
BANCO BANAMEX
Sucursal: 4778 Cuenta: 9000200
Codigo SWIFT: BNMXXMM

Cantidad	Clave	Descripción	% Desc	P/U	Importe
2	2CSM204703R1801	Secc. Portafusible 2P 32A PV 1000VDC ENTREGA INMEDIATA	0.00	197.810000	395.6200
4	2CSM213576R1801	Fusible cilindrico 25A PV 10*38mm 1000V ENTREGA INMEDIATA	0.00	120.610000	482.4400
1	2CTB804153R2800	Supresor OVR PV T2 40 Ka 600VDC ENTREGA INMEDIATA	0.00	1,701.070000	1,701.0700
1	1SL1202A00	Gab. Mistral IP65. 12 Módulos. 1 Fila ENTREGA INMEDIATA	0.00	451.100000	451.1000
1	1SPE007715F0752	Soporte-Conectores N+T Gab. 12 Módulos ENTREGA INMEDIATA	0.00	27.740000	27.7400
1	1SPE007715F0732	Conec Neu Gab.12.24.36.48M 5x16mm2+6*6mm ENTREGA INMEDIATA	0.00	49.450000	49.4500
1	1SPE007715F0742	Conec Tie Gab.12.24.36.48M 5x16mm2+6*6mm ENTREGA INMEDIATA	0.00	50.050000	50.0500

La Cotizacion no incluye:

- 1.- Maniobras de montaje en sitio de instalacion final
- 2.- Supervicion de Instalacion
- 3.- Envío del mismo, todo lo que se envíe es por cobrar
- 4.- Comisionamiento de ningun equipo
- 5.- Cualquier otro equipo no especificado en esta Oferta
- 6.- Programacion y/o puesta en marcha

Subtotal	3,157.47
Descuento	0.00
IVA	505.20
Total	3,662.67

Alfredo Santos Villegas email: ventas2@gsequiposycontroles.com.mx Cel 2221-863887

La cotización será vigente hasta el día 26/07/2022

TRES MIL SEISCIENTOS SESENTA Y DOS PESOS 67/100 M.N.

- Condiciones de Envío:**
- 1.- En monto de compra para entrega en domicilio debera ser mayo a \$5,000.00 MN y/o 250 USD
 - 2.- Envíos foraneos por flete o mensajería que se nos indique. Esta sera por cobrar a DOMICILIO
 - 3.- Envío en el mismo día aplica solo facturado antes de las 12:00 pm de Lun-Vie Sabado antes de las 10:00 am

Cliente VENTAS MOSTRADOR ALM-97 (PUEBLA)
Calle AV. 4 PONIENTE NO. 2111
SAN MATIAS
Población: PUEBLA MEX
C.P.: 72090

Cotización 32904400
Fecha 12/07/2022 08:46:03 am
Impreso 12/07/2022 08:51 a.m.

Teléfono
RFC XAXX010101000
Atención
Proyecto
Usuario 1347 BRAULIO VAZQUEZ AGUILAR

Página 1 de 1

Línea	Artículo	Nombre de artículo	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
1	CAVIN4NT	CABLE XXI THHW 4 AWG 90° 1 TRAMO NEGRO MFK VINANEL	30.00	M	71.99	2,159.70
2	CAVIN4RT	CABLE XXI THHW 4 AWG 90° 1 TRAMO ROJO MFK VINANEL	30.00	M	71.99	2,159.70
3	CALAC10METROV	CABLE THW 10 AWG M VERFDE MFK CONDULAC	45.00	M	15.11	679.95
4	QO350	ITM 240VCA 10 KACI-240VCA QO 3P 50A E AR	2.00	PZA	1,415.85	2,831.70
5	QO3100BNS	GABINETE NEMA 1 1 2 3 POLOS ITM QO SOB AR P-P9	1.00	PZA	1,408.50	1,408.50
6	TPG19R	TUBO CONDUIT RYMCO P/G 19 MM C/COPL	5.00	PZA	185.30	926.50
7	CPLEG19R	COPL CONDUIT RYMCO P/G 19 MM	10.00	PZA	11.65	116.50
8	CT34 AR	CONTRATUERCA CUERDA NPS 3/4" ARGOS	20.00	PZA	1.54	30.80
9	MT34 CH	MONITOR CUERDA NPS 3/4"	20.00	PZA	5.65	113.00
10	LB23	CONDULET LB SERIE 3 CON TAPA DE 19.0mm	5.00	PZA	51.76	258.80
11	LL23 TR	CONDULET LL SERIE 3 CON TAPA DE 19.0mm TRAMONTINA PRECIOS HASTA AGOTAR EXISTENCIAS.	1.00	PZA	31.32	31.32
12	USR4X2 16P	UNICANAL C-16 PERFORADO 3 MT 4X2 CM	1.00	PZA	222.47	222.47
13	AU34E CH	ABRAZADERA UNICANAL RGD 19mm	15.00	PZA	11.38	170.70
14	TPG25	TUBO CONDUIT JUPITER P/G 25 MM C/COPL	10.00	PZA	261.25	2,612.50
15	CPLEG25	COPL CONDUIT JUPITER P/G 25 MM	20.00	PZA	18.86	377.20
16	CT100 CH	CONTRATUERCA CUERDA NPS 1"	30.00	PZA	4.16	124.80
17	MT100 CH	MONITOR CUERDA NPS 1"	30.00	PZA	8.53	255.90
18	LB33 TR	CONDULET LB SERIE 3 CON TAPA DE 25mm S/EMP TRAMONTINA	5.00	PZA	51.13	255.65
19	LL33	CONDULET LL SERIE 3 CON TAPA DE 25.4mm	5.00	PZA	75.95	379.75

Subtotal \$ 15,115.44 MXN
Impuestos \$ 2,418.47 MXN
Total \$ 17,533.91 MXN

(DIECISIETE MIL QUINIENTOS TREINTA Y TRES PESOS 91/100 MXN)

Condiciones generales:

Condiciones de pago:

Lugar de entrega:

Tiempo de entrega:

Vigencia de precios:

PRECIOS SUJETOS A CAMBIO SIN PREVIO AVISO POR PARTE DEL FABRICANTE

Atentamente.

BRAULIO VAZQUEZ AGUILAR
bva@alcione.mx
(01 222) 551 04 00 Ext. 7517
GRUPO ALCIONE SA de CV

Life is On | Schneider Electric | alcione.mx

5% de descuento en julio

además regalos & promociones

ALCIONE A Sonepar Company

Cliente VENTAS MOSTRADOR ALM-97 (PUEBLA)
Calle AV. 4 PONIENTE NO. 2111
SAN MATIAS
Población: PUEBLA MEX
C.P.: 72090

Cotización 32904457
Fecha 12/07/2022 08:51:50 am
Impreso 12/07/2022 08:55 a.m.

Teléfono
RFC XAXX010101000
Atención
Proyecto
Usuario 1347 BRAULIO VAZQUEZ AGUILAR

Página 1 de 1

Línea	Artículo	Nombre de artículo	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
1	LR33 TR	CONDULET LR SERIE 3 CON TAPA DE 25.4mm TRAMONTINA	4.00	PZA	51.13	204.52
2	LR33	CONDULET LR SERIE 3 CON TAPA DE 25.4mm	1.00	PZA	75.95	75.95
3	AU100E CH	ABRAZADERA UNICANAL RGD 25mm	30.00	PZA	12.01	360.30
4	TAQCAFE100	TAQUETE PIJA 10x1-1/4" BROCA 5/16"100pz	2.00	CJA	23.23	46.46
5	PIJA1238 ST	PIJA DE ACERO GALVANIZADO DE 3/8	150.00	PZA	0.34	51.00
6	Z14 CH	TAQUETES DE EXPANSION DE 1/4"	20.00	PZA	9.52	190.40
7	RPL14 CH	ROLDANA PLANA GALVANIZADA 1/4"	20.00	PZA	0.44	8.80
8	TH300 CINCHO N	CINCHO DE NYLON DE 30CMx8mm NGO BOLSA C/100PZ	3.00	PZA	87.27	261.81
9	SOLCONNECT H TYCO	CONECTOR SOLAR HEMBRA COMPATIBLE CON MC4 TYCO	15.00	PZA	15.10	226.50
10	SOLCONNECT M TYCO	CONECTOR SOLAR MACHO COMPATIBLE CON MC4 TYCO	15.00	PZA	15.10	226.50
11	C1600RO	CINTA DE P.V.C. 3M TEMFLEX 1600 ROJA	2.00	PZA	19.77	39.54
12	C1600AZ	CINTA DE P.V.C. 3M TEMFLEX 1600 AZUL	2.00	PZA	19.77	39.54
13	C1600VE	CINTA DE P.V.C. 3M TEMFLEX 1600 VERDE	2.00	PZA	20.17	40.34
14	HVA1.5	VARILLA P/TIERRA COMERCIAL 5/8" x 1.5mt	1.00	PZA	162.14	162.14
15	GKP635MG2	CONECTOR CABLE-VARILLA 5/8" 10S-2 LIGERO	1.00	PZA	71.70	71.70

Subtotal \$ 2,005.50 MXN
Impuestos \$ 320.88 MXN
Total \$ 2,326.38 MXN

(DOS MIL TRESCIENTOS VEINTISEIS PESOS 38/100 MXN)

Condiciones generales:

Condiciones de pago:

Lugar de entrega:

Tiempo de entrega:

Vigencia de precios:

PRECIOS SUJETOS A CAMBIO SIN PREVIO AVISO POR PARTE DEL FABRICANTE

Atentamente.

BRAULIO VAZQUEZ AGUILAR

bva@alcione.mx
(01 222) 551 04 00 Ext. 7517

GRUPO ALCIONE SA de CV

Life is On | Schneider Electric | alcione.mx

5% de descuento en líneas participantes

además regalos & promociones

ALCIONE A Sonepar Company

Anexo VII Información de pagos en CFE

SICOM		COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD				Módulo De Atención En Ventanilla		13:41:18	
21/06/22									
R.P.U. 220960500555		NúmeroMed : MY121A		NúmeroCta : 82DV08B017000010					
Nombre BUAP ESC DE BIOLOGIA		Direcc AV. SAN CLAUDIO C.U.							
AP: AM: N1: N2:									
RMU 72570960503UAP370423 005CFE		TV: NV: #		in					
FeAlta	*-- Deposito	Tar	TAX	TAG	H Giro	TFSB	%Dap	*-CargaInst	*-DemContr
960503	73,181.39	78		3	L110	GDMTH	0.00	762.000	762.000
Historial De Facturacion Cargada (Estado)									
AaMm	Ttd	Anm	DR	ConsumoKwh	ImporteTotalF	SituacionF	FecOpe	ClaveDeOperacn	fP
2112	013			114,565	313,433.00	TraspasoCo	211231	Por Sistema	
2201	016			114,602	306,614.00	TraspasoCo	220131	Por Sistema	
2202	012			118,263	375,590.00	TraspasoCo	220228	Por Sistema	
2203	019			153,537	452,917.00	TraspasoCo	220331	Por Sistema	
2204	015			145,838	437,840.00	TraspasoCo	220430	Por Sistema	
2205	011			151,833	443,034.00	TraspasoCo	220531	Por Sistema	

SICOM		COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD				Módulo De Atención En Ventanilla		13:41:18	
21/06/22									
R.P.U. 220960500555		NúmeroMed : MY121A		NúmeroCta : 82DV08B017000010					
Nombre BUAP ESC DE BIOLOGIA		Direcc AV. SAN CLAUDIO C.U.							
AP: AM: N1: N2:									
RMU 72570960503UAP370423 005CFE		TV: NV: #		in					
FeAlta	*-- Deposito	Tar	TAX	TAG	H Giro	TFSB	%Dap	*-CargaInst	*-DemContr
960503	73,181.39	78		3	L110	GDMTH	0.00	762.000	762.000
Historial De Facturacion Cargada (Estado)									
AaMm	Ttd	Anm	DR	ConsumoKwh	ImporteTotalF	SituacionF	FecOpe	ClaveDeOperacn	fP
2103	014			104,571	263,358.00	TraspasoCo	210331	Por Sistema	
2104	011			107,448	283,228.00	TraspasoCo	210430	Por Sistema	
2105	017			112,504	289,023.00	TraspasoCo	210531	Por Sistema	
2106	013			112,804	304,507.00	TraspasoCo	210630	Por Sistema	
2107	010			112,125	300,653.00	TraspasoCo	210731	Por Sistema	
2108	016			111,487	293,936.00	TraspasoCo	210831	Por Sistema	
2109	012			106,453	277,542.00	TraspasoCo	210930	Por Sistema	
2110	011			113,290	297,170.00	TraspasoCo	211031	Por Sistema	
2111	017			115,325	314,536.00	TraspasoCo	211130	Por Sistema	