

**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL
DE LAS AMÉRICAS**

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

**ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA A BASE DE PANELES
SOLARES EN EL EDIFICIO DE GAMBOA Y MATAMOROS
ASOCIADOS**

**AUTOR: LUIS DAVID SOLANO SALAS
TUTOR: MÁSTER BILLY RETANA PEÑA**

SEDE ARANJUEZ

Nomenclatura:.....	6
Dedicatoria y agradecimiento	7
Resumen.....	8
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	9
Planteamiento del problema.....	10
Objetivo general	11
Objetivos específicos.....	11
Antecedentes:	12
Proyecciones	16
Justificación	17
Capítulo II: MARCO TEÓRICO	18
Energías renovables	19
Energía solar	20
Radiación	21
Características de la radiación solar:.....	21
Fenómenos de la radiación solar en la atmósfera	22
Radiación solar global.....	22
Irradiación sobre una superficie arbitraria.....	23
Energía solar fotovoltaica.....	24
Componentes de un sistema fotovoltaico	25
Fenómeno fotovoltaico	26
Sistemas aislados.....	27
Sistemas de conexión a red.....	27
Célula fotovoltaica.....	27
Tipos de células	28
Paneles fotovoltaicos	29
Regulador de carga.....	31
Batería	32
Inversores solares.....	32
Funcionamiento básico de un inversor solar	32
Tipos de inversores fotovoltaicos.....	33

Inversores fotovoltaicos para conexión a red	34
Rendimiento de un inversor fotovoltaico	34
Micro inversor	¡Error! Marcador no definido.
Calculo para sistemas fotovoltaicos aislados	37
Energía generada por un panel solar	37
Tipos de estructura.....	38
Distancia mínima entre paneles.....	40
Numero de paneles solares.....	42
Cálculo del inversor	43
Puesta a tierra de paneles solares.....	43
Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas.....	43
Reglamentos para la distribución, el consumo y la generación de energías renovables.....	47
Tarifa media tensión TMT:	47
Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables. Modelo de contratación medición neta sencilla, MINAE N° 39220	48
Libre acceso a la red de distribución nacional.....	48
Análisis financiero:	49
¿Qué es el VAN?	49
¿Qué es la TIR y cómo se usa?.....	51
Regulaciones.....	53
Limitaciones.....	53
CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO	54
Enfoque de la investigación.....	55
.....	55
Método de investigación.....	55
Fuentes de información	56
Variables de Análisis.....	56
Instrumentos:	56
Procesos para la recolección y el análisis de datos.....	57
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS	58
Diseño fotovoltaico	59
Demanda y tarifas energéticas de la empresa	59

Estudio de radiación	63
Área de instalación del sistema fotovoltaico	66
Escenarios para el diseño fotovoltaico.....	69
Primer escenario: satisfacer 100% de la demanda energética	69
Consumo diario crítico	71
Selección del panel.....	72
Número de paneles a 320 W.....	72
Potencia generada mensualmente	73
Arreglo a 100% de la demanda con panel de 320W para el primer escenario.....	75
Grado de inclinación y orientación del panel.....	78
Distancia mínima entre las filas de paneles	78
Cálculo del inversor arreglo a 100 %, escenario 1.....	80
Cálculo del microinversor, arreglo a 100%, escenario 1	81
Área comprendida por lo paneles del arreglo a 100%, escenario 1.....	82
Cableado de la instalación arreglo a 100%, escenario 1	84
Puesta a tierra del arreglo a 100%, escenario 1.....	86
Cantidad de soportes, arreglo a 100%, escenario 1.....	87
Segundo escenario, 100% del área disponible.....	88
Selección del panel.....	88
Área disponible.....	88
Distancia mínima contra obstrucciones	89
Número de paneles, escenario 2.....	92
Potencia generada por paneles, escenario 2	93
Cálculo de inversor, escenario 2.....	95
Cálculo del microinversor, escenario 2:	96
Cableado de la instalación, escenario 2	97
Puesta a tierra, escenario 2.....	98
Cantidad de soportes, escenario 2.....	99
Tercer escenario, 100 % de la demanda bajo la norma MINAE N° 39220 “Reglamentación de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, modelo de contratación medición neta sencilla”	99
Análisis financiero	100

Escenario 1, 100 % de la demanda.....	101
Escenario 2, 100 % del área disponible	109
Capítulo V Conclusiones y recomendaciones.....	116
Capítulo VI Propuesta.....	120
Referencias.....	129
Apéndices	132

Nomenclatura:

- **Voc:** Voltaje de circuito abierto.
- **I:** Corriente.
- **VAN:** Valor actual neto.
- **TIR:** Tasa interna de retorno.
- **Pmp:** Punto de máxima potencia.

Dedicatoria y agradecimiento

En primer lugar a mi familia, que se ha encargado siempre de brindarme su apoyo incondicional y siempre creyeron en mí para completar con éxito esta etapa de mi vida.

A los profesores de la Universidad, que se encargaron de guiarme y enseñarme todos sus conocimientos, compartieron conmigo sus experiencias y me facilitaron recursos valiosos y necesarios para que yo pueda desempeñar mi profesión en el futuro de la mejor manera.

Agradezco a mis padres, que siempre me apoyaron y me brindaron con mucho esfuerzo todo lo que necesité para completar mi carrera.

A mi familia, que de una u otra forma creyeron en mí para que saliera adelante en este reto a pesar de todas las circunstancias adversas que se presentaron en el camino.

A mis compañeros de la Universidad, que me ayudaron y estuvieron año con año compartiendo conmigo sus experiencias y lecciones de vida.

Resumen

La presente investigación tiene como propósito estudiar la posibilidad de instalar paneles solares en la empresa constructora electromecánica Gamboa y Matamoros Asociados, S.A, de acuerdo con sus condiciones y demandas actuales en cuanto a consumo eléctrico con tarifas reguladas, durante el periodo del año 2018.

El proyecto se compone de seis propuestas de diseño de instalación de paneles solares, en las mismas condiciones iniciales pero con diferentes limitaciones, aplicando diferentes análisis y equipos para su posterior evaluación. Mediante el uso de equipos como los inversores y los microinversores se determinará cuál de las propuestas es la mejor para la empresa.

A su vez, el proyecto contiene un análisis de cuál es el mejor diseño de puesta a tierra para la implementación de los paneles, con el cual se evaluarán los equipos y materiales que se requieran para un óptimo funcionamiento del sistema.

El presente documento contiene la información necesaria para la realización de todos los cálculos de ambos diseños, como el número de paneles, el cálculo de horas solares pico, los cálculos de irradiación de la zona, los datos para la escogencia de equipos y materiales para el óptimo aterrizamiento de los paneles. Además, contiene un análisis financiero de cada propuesta en el que se determinan aspectos importantes para elegir la mejor opción, como lo son la rentabilidad, el tiempo de recuperación, entre otros.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

Usar energías renovables como medio alternativo para la generación de electricidad es algo que se presenta cada vez con más frecuencia en el mundo. Además de desempeñarse un papel sumamente importante en temas ecológicos y amigables con el ambiente con esto se cumple con la función de satisfacer una demanda de potencia que aumenta día a día.

Dentro de las energías renovables una de las que mayor potencial presentan es la energía solar. La cantidad de energía solar que recibe la superficie de la tierra se ha calculado equivalente a 178000 TW/año, de la cual 30% es reflejada a la atmósfera, 50% absorbida por la superficie terrestre y el 20% restante permite la formación de vientos, genera los ciclos hidrológicos y produce la fotosíntesis en los vegetales [3]. El consumo total de energía en el mundo en el 2005 fue de 15 TW [4], miles de veces menor al recibido del sol. Entonces no es descabellado pensar en utilizar en gran escala este tipo de energía para satisfacer los requerimientos de la sociedad actual.

Costa Rica tiene capacidad de irradiación solar muy elevada, lo que la convierte en un lugar ideal para la instalación de paneles solares fotovoltaicos. Con este tipo de tecnología se disminuye considerablemente la huella de carbono, lo que contribuye positivamente con el ambiente. Tal es el auge en este tipo de tecnologías que, según la IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables) la energía solar se ha convertido en la que más repunte ha presentado durante los últimos quince años.

Planteamiento del problema

¿Cuál es el mejor diseño asistido por paneles solares adecuado para satisfacer la demanda de potencia del edificio de Gamboa y Matamoros Asociados?

Objetivo general

- Realizar un estudio eléctrico que permita determinar la factibilidad y viabilidad de la implementación de paneles solares para satisfacer la demanda de potencia eléctrica en el edificio de Gamboa y Matamoros Asociados.

Objetivos específicos

- Identificar las condiciones de radiación de la zona propuesta para el proyecto.
- Obtener el consumo energético del recinto en kilowatts/hora para estimar la carga demandada.
- Escoger los accesorios y materiales con los cuales se debe construir un sistema de puesta a tierra para la instalación de paneles fotovoltaicos.
- Determinar el escenario ideal que satisfaga la compensación de la demanda con paneles solares.
- Realizar el análisis gerencial financiero para determinar el escenario más accesible.

Antecedentes

Del primer antecedente, que lleva por título: “Diseño de paneles fotovoltaicos que soporten toda la carga eléctrica”, y que además contempla el diseño eléctrico para dos autoclaves y para la reutilización de aguas residuales para una clínica de cuidado paliativo, cuyo autor es el Ing. Felipe Segura Bonilla de la Universidad Internacional de las Américas (2015), se obtuvo lo siguiente:

En esta tesis se estudian las energías renovables, que son aquellas que se obtienen de fuentes naturales inagotables en escala humana, bien porque el recurso dispone de una cantidad de energía inmensa, o porque el recurso tiene la capacidad de regenerarse de manera natural.

La utilización de energías renovables es muy antigua. Los molinos y la navegación de vela son dos ejemplos claros de este uso. En la actualidad las energías renovables constituyen fuentes de abastecimiento energético autóctonas y respetuosas con el ambiente.

Las fuentes renovables de energía pueden dividirse en dos categorías: no contaminantes o limpias y contaminantes.

Las contaminantes se obtienen a partir de la materia orgánica o biomasa, y se pueden utilizar directamente como combustible (madera u otra materia vegetal sólida), o convertidas en bioetanol o biogás, mediante procesos de fermentación orgánica, o en biodiesel mediante reacciones de transesterificación y de los residuos urbanos.

Las energías de fuentes renovables contaminantes tienen el mismo problema que la energía producida por combustibles fósiles: en la combustión emiten dióxido de carbono, gas de efecto invernadero, y a menudo son aun más contaminantes, puesto que la combustión no es tan limpia, pues emite hollines y otras partículas sólidas. Se encuadran dentro de las energías renovables porque mientras puedan cultivarse los vegetales que las producen no se agotarán. También se consideran más limpias que sus equivalentes fósiles, porque teóricamente el dióxido de carbono emitido en la combustión ha sido previamente absorbido al transformarse en materia orgánica mediante fotosíntesis.

La energía solar se encuentra entre las menos agresivas debido a la posibilidad de su generación distribuida, salvo la termoeléctrica producida en grandes plantas de conexión a red que utilizan, generalmente, una gran extensión de terreno.

Este documento puede ser de gran utilidad ya que, además de poder utilizarse como referencia

teórica, se puede tomar en cuenta una gran variedad de conceptos ambientales para darle un punto de vista ecológico al sistema híbrido por desarrollar; como, por ejemplo, una contaminación visual por las turbinas eólicas, posiblemente necesarias en el proyecto por realizar. Entonces, estos conceptos se pueden utilizar para disminuir ese tipo de contaminación en el diseño mixto.

Del segundo antecedente referido al título: “Diseño eléctrico y propuesta de sistema fotovoltaico tipo residencial” del autor Ing. Frank Vilanova Campos, de la Universidad Internacional de las Américas, realizado en el año 2016, se estudia lo siguiente:

La tesina realizada por este autor se basa en el diseño eléctrico y la propuesta de un sistema fotovoltaico de tipo residencial. Se consideran distintos puntos de vista para realizar cálculos de retorno de la inversión y ahorro anual.

Estos datos pueden ser de ayuda a la hora de calcular la inversión que se realice en el sistema fotovoltaico por diseñar.

El autor hace referencia a la norma AR-NT-POASEN-2014 emitida por la Aresep sobre la generación de electricidad para autoconsumo, en la cual se utilizan aspectos técnicos y comerciales por considerar en el sistema mixto de generación por desarrollar, así como los requisitos para optar por un sistema de este tipo, con la finalidad de llevar a cabo el proyecto de la forma más adecuada.

En este documento se mencionan algunas normativas que se han de tener en cuenta en el momento de diseñar un sistema hibridado de generación mediante energías renovables. Estas hacen referencia al uso racional de la energía, limitaciones de acceso, costos de acceso a la red, entre otros, por lo que el documento será de gran utilidad para obtener un diseño óptimo.

Se obtiene información importante y actualizada sobre la radiación solar en Costa Rica y la estimación de radiación diaria. Se cuenta también con un mapa de radiación solar de Costa Rica emitido por el Ministerio de Ambiente y Energía (Minaet, por sus siglas en español) y el Instituto Meteorológico Nacional (IMN, por sus siglas en español). También se utiliza una ecuación para el cálculo de la radiación diaria, cuyos datos serán de ayuda al llevar a cabo el proyecto.

Otros de los datos utilizados por el autor en el documento es un número de casos sobre viviendas con cierto consumo de kilovatios hora (kWh), en las que el sistema fotovoltaico supe cierto porcentaje de ese consumo total de las viviendas; además de que se presentan los

retornos de la inversión en cada caso. Estos datos podrían ser usados como elementos comparativos o guía dentro de la propuesta que se va a hacer en el proyecto para la implementación del sistema.

Al realizarse este proyecto en Santa Ana, San José, por ser una zona que no presenta las mejores condiciones de radiación solar y temperatura del país, el autor aclara que las ofertas se pueden mejorar respecto a tiempos de recuperación de la inversión y mayores ahorros; esto si el proyecto se lleva a cabo en zonas en donde las condiciones sean más adecuadas para instalar un sistema fotovoltaico y para aprovechar más el sistema, y así obtener mejores resultados económicos. También el autor aconseja conocer bien las temperaturas a las cuales va a trabajar el sistema fotovoltaico, para obtener resultados más favorables y exactos, como otro punto digno de tomar en cuenta en este antecedente.

El tercer antecedente corresponde a un proyecto realizado para la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica (UCR), en el año 2015, financiado por la Fundación Costa Rica-Estados Unidos de América para la Cooperación (CRUSA), titulado “Análisis técnico-financiero de la generación distribuida en la CNFL”.

Este proyecto fue realizado por el ingeniero Gustavo Valverde (PhD), como coordinador, con los investigadores asociados José D. Lara (M.Sc.), Adolfo Lobo (MBA), José D. Rojas (PhD) y los investigadores asistentes Andrés Argüello y Catherine Montiel. En este trabajo se habla de la generación distribuida y su contexto en Costa Rica, de horarios de producción de energía y potencia de sistemas fotovoltaicos.

También se incluye allí todo un análisis de rentabilidad desde el punto de vista del cliente, con una extensa metodología para la evaluación de la rentabilidad de sistemas fotovoltaicos, un análisis económico de la generación distribuida fotovoltaica para el autoconsumo y un estimado de demanda máxima para los sistemas de generación distribuida por tipo de cliente.

Este trabajo ayuda a ejemplificar y proyectar el tipo de análisis de rentabilidad que se les debe dar a los paneles fotovoltaicos, parámetros como barreras técnicas, comerciales y regulatorias; además de ciertos factores que conllevan las variaciones de consumos mensuales, tarifas y costo de sistemas que se dan para paneles fotovoltaicos.

En el cuarto antecedente se hace referencia al trabajo realizado por Jefferson Calderón Vega para la Universidad de Costa Rica en el año 2013 y que lleva por título “Aplicación de paneles solares en estacionamiento de vehículos bajo el concepto de generación distribuida”.

La idea del proyecto fue realizar un análisis de las tecnologías de paneles solares para la implementación de una aplicación de generación distribuida en estacionamientos de vehículos. También se realizó una investigación sobre las tecnologías existentes en el mercado, sobre paneles solares y sobre las condiciones climatológicas y geográficas del país para la implementación de energía solar.

La conexión de energía solar a eléctrica se realiza mediante celdas o células solares, componente sobre el cual inciden los rayos solares y con ello genera una diferencia de potencial adecuada para la creación de un flujo de electrones, tal que se genera una corriente directa entre sus materiales semiconductores. Estos componentes son ensamblados en paneles solares o módulos y dispuestos sobre los techos de las edificaciones. Aunado a esto, se emplea un sistema de inversores y reguladores de voltaje (también puede haber baterías). Un sistema con estos componentes puede inyectar electricidad a la red de distribución eléctrica, o bien, emplearse en un sistema aislado o autoconsumo, o en ambos.

Se conecta una resistencia de carga entre la superficie inferior y la superior de la celda solar, la cual puede variarse desde condiciones de cortocircuito (resistencia cero) hasta valores muy altos de ella. El amperímetro y el voltímetro mostrados ilustran la forma de monitorear la corriente y el voltaje en la carga.

Según el documento la implementación de sistemas fotovoltaicos sobre techos de edificaciones cada día es más viable, debido a que el costo de los sistemas es menor y más eficiente. Aunque actualmente se encuentran en desarrollo nuevas tecnologías en las celdas solares, la opción más confiable sigue siendo el silicio “mono” o “poli” cristalino. Costa Rica se encuentra en una zona en donde la energía solar fotovoltaica es perfectamente aprovechable y debe ser fomentada por el sector ingenieril.

Proyecciones

Se busca, gracias a esta investigación, otorgar a la empresa Gamboa y Matamoros Asociados, S.A tres propuestas para la inserción de sistemas fotovoltaicos; esto con la posibilidad de utilizar dos tecnologías: una con inversores y otra con microinversores.

Dicha información se copiará en un disco compacto con todos los parámetros calculados, planos y costos, entre otros, con la idea de emplear paneles fotovoltaicos que ayuden a disminuir el consumo eléctrico de la empresa.

Justificación

Este proyecto tiene como principal propósito realizar un estudio de factibilidad referente a la alimentación eléctrica del edificio de la empresa constructora electromecánica Gamboa y Matamoros Asociados. Concretamente, el proyecto se acoge con la finalidad de que llegue a ser una herramienta que ayude a determinar si es viable o no la instalación de una determinada cantidad de paneles solares que cubra la demanda de potencia eléctrica del edificio y sus necesidades, así como para recuperar la inversión inicial de un proyecto de largo y mediano plazo, limpio y amigable con el ambiente.

Esta propuesta se prestará para múltiples respuestas y variados planteamientos, y abarca aspectos financieros y de viabilidad económica, propuestas amigables con el ambiente, cálculos y diseños eléctricos que respalden la instalación de los paneles, así como razonamientos lógicos, los cuales se analizarán en aras de ofrecer no solo un proyecto de investigación sino también un servicio de asesoramiento y de diseño.

La opción de paneles solares es buena para el proyecto, ya que su vida útil es de unos veinte años, aproximadamente, lo que significa que se podría recuperar la inversión inicial en los primeros años y tener un ahorro en los próximos años del periodo del proyecto.

Con la elaboración de este proyecto se quiere recalcar la importancia de la implementación de energías renovables en la industria, como es la energía solar, para sustituir el uso de energías derivadas de combustibles fósiles, que son más costosas y que a la vez contribuyen a una mayor contaminación del ambiente.

Capítulo II: MARCO TEÓRICO

Energías renovables

De acuerdo con Méndez y García (s.f), la importancia de implementar energías renovables que ayuden a satisfacer la demanda de potencia para los diferentes procesos se sustenta en:

La sostenibilidad energética en un futuro vendrá dada por el uso de las energías renovables. Las fuentes de energía renovable han sido aprovechadas por el hombre desde hace mucho tiempo, son aquellas que se producen de manera continua y son inagotables en escala humana. Además, tienen la ventaja adicional de poder complementarse entre sí y favorecer la integración entre ellas. El sol es la fuente de energía de la tierra. Se recibe en forma de radiación que retiene la atmósfera y permite que la tierra se mantenga en una temperatura más o menos constante y posibilite que haya vida. La radiación solar, además de proporcionar luz, también se transforma en biomasa por medio del efecto de la fotosíntesis, en viento por los gradientes térmicos que se producen en la atmósfera o en energía hidráulica por la evaporación de los mares.

Dentro del marco de las energías renovables se pueden destacar las que tienen un mayor desarrollo tecnológico y por tanto mayores posibilidades de competir en el mercado. El sol está presente en todas ellas. Con las energías renovables se pueden obtener las dos formas de energía más utilizadas: calor y electricidad. El impacto medioambiental en la generación de electricidad de las energías convencionales es 31 veces superior al de las energías renovables.

Como indica el primer principio de la termodinámica, la energía no se crea ni se destruye; por ello la utilización de la energía del sol para producir electricidad o calor no produce cambios sustanciales en el equilibrio de la tierra.

La idea de conseguir un desarrollo sostenible, analizada desde una visión energética, pasa por el uso de las energías renovables, es decir, por aprovechar el sol que llega al planeta, lo cual no potenciará el efecto invernadero ni acelerará el cambio climático. No se emitirán sustancias contaminantes a la atmósfera y no existirá recalentamiento del planeta. Para conseguir el tránsito energético se debe ir disminuyendo progresivamente el uso de los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas).

Energía solar

La radiación solar es una corriente de energía que el sol irradia uniformemente en todas las direcciones del espacio en forma de ondas electromagnéticas. Sobre la atmosfera externa de la tierra los rayos solares tienen una incidencia permanente de aproximadamente $1.36 \text{ KW} / \text{m}^2$, que antes fue denominada constante solar y que se puede definir de una forma más precisa: “Constante solar: irradiancia solar sobre una superficie plana al vector de posición del sol ubicada en el límite superior de la atmosfera terrestre.”

No todas las superficies reciben la misma cantidad de energía. Así, mientras los polos son los que menor radiación reciben, los trópicos son los que están expuestos a una mayor radiación de los rayos solares. Esto tiene su explicación en el grado de inclinación de nuestro planeta con respecto al sol (23,5)

La intensidad de la radiación no será la misma cuando los rayos solares incidan perpendicularmente en la superficie irradiada que cuando el ángulo de incidencia sea más oblicuo, tal y como ocurre en los polos (figura 1)

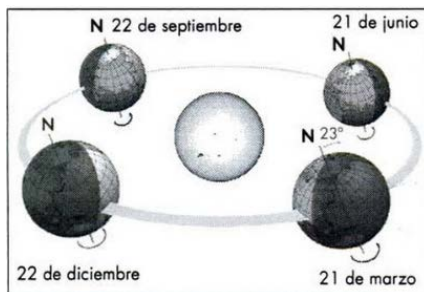


Figura 1 Grados de inclinación de la Tierra.

Fuente: Marcelo Romero Tous, *Energía Solar Térmica*, 2009

Radiación

De acuerdo con Tous (2009) la radiación corresponde a:

Es la cantidad de energía que procede del sol y que se recibe en una superficie y en un tiempo determinado. Su intensidad depende de la altura solar: latitud, fecha y hora del día), ubicación del panel, condiciones atmosféricas y una altura sobre el nivel del mar. Puede ser de tres tipos:

- Radiación solar difusa: radiación solar esparcida y reflejada en la atmosfera que proviene de la bóveda celeste.
- Radiación solar directa: Radiación solar que proviene directamente del sol.
- Radiación solar global: suma de las radiaciones solares directa y difusa.

Características de la radiación Solar

La radiación solar no se concentra en una sola frecuencia, sino que se distribuye en un amplio espectro de amplitud no uniforme, con la forma típica del espectro de un cuerpo negro con el que se modela la fuente solar. El máximo de radiación se centra en la banda de radiación o luz visible con un pico de 500 nm fuera de la atmósfera terrestre, que corresponde al color de verde cian.

Al cruzar la atmósfera la radiación solar se somete a fenómenos de reflexión, refracción, absorción y difusión por los diversos gases atmosféricos en un grado variable en función de la frecuencia, de modo que el suelo del espectro solar es irregular en comparación con la detectada en los umbrales externas de la atmósfera con presencia de bandas típicas de absorción o reflexión.

Fenómenos de la radiación solar en la atmósfera

Tous (2009) también explica los diversos procesos que le ocurren a la radiación a la hora de hacer contacto con la atmósfera:

A su paso por la atmósfera la radiación solar sufre diversos procesos de atenuación y esparcimiento, como resultado de su interacción con los distintos componentes atmosféricos: nubes y vapor de agua, moléculas de ozono, anhídrido carbónico, oxígeno, etc., y en las últimas décadas con partículas sueltas de diversa índole, pero con factor común opaco al paso del flujo luminoso, procedentes de la contaminación de los países occidentales.

Los efectos más apreciables de dicha interacción son:

- Modificación de las características espectrales de la radiación.
- Modificación de la distribución espacial de la radiación.
- Disminución de la energía radiante total disponible en el suelo respecto de la disponible en el límite superior de la atmósfera.

Las causas de estos efectos son:

- La absorción de la radiación solar.
- EL *scattering* o esparcimiento.
- El oscurecimiento solar global.

Radiación solar global

Como propone Tous (2009), la radiación global al penetrar la atmósfera de la tierra se debilita mediante la reflexión, la dispersión y la absorción de partículas de polvo y moléculas de gas. La parte de la radiación que penetra la atmósfera sin obstáculos incide directamente en la superficie terrestre. A esta radiación se la denomina radiación directa.

La radiación que en total incide en la superficie de la Tierra es la denominada radiación global (E_g), es decir, la suma de la radiación directa más la radiación difusa.

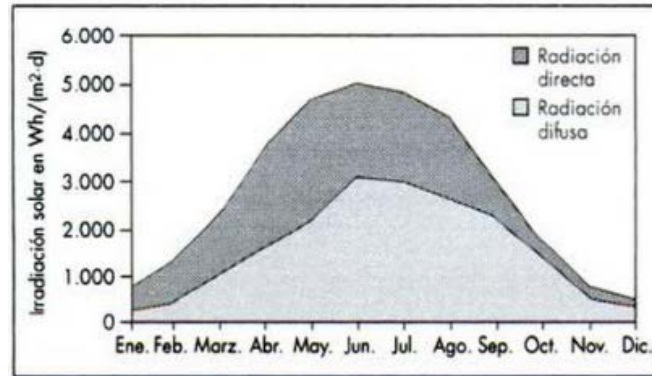


Figura 2 Radiación directa y radiación difusa.

Fuente: Marcelo Romero Tous. *Energía Solar Térmica*, 2009

Irradiación sobre una superficie arbitraria

Los componentes que influyen en la irradiación solar sobre una superficie arbitraria e inclinada según (Tous, 2009) son los siguientes:

- Componente debido a la radiación solar directa.
- Componente debida a la radiación solar difusa procedente de la atmósfera.
- Componente debida a la radiación solar difusa procedente del suelo y elementos constructivos circuitos.

La irradiancia solar global está relacionada con las dos magnitudes anteriores por medio de la ecuación:

$$I_G = I_B \cos \theta + I_D$$

Tal y como lo indica (Tous, 2009) la irradiancia solar total sobre una superficie plana viene dada por la fórmula:

$$I_T = I_B \cos \theta + 1/2(1 + \cos \beta)I_D + \rho 1/2(1 - \cos \beta)I_G$$

Donde ρ es la reflectividad hemisférica total del suelo circundante y β es el ángulo de inclinación de la superficie respecto del plano horizontal. Este último término será de gran importancia en el diseño de las instalaciones captadoras, pues tendrá que ser optimizado para lograr la mayor incidencia de las superficies captadoras.

Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica, tal y como lo indican Méndez *et al* (sf): es una fuente de energía renovable y, por tanto, inagotable, limpia y se puede aprovechar en el mismo lugar en el que se produce, es decir, autogestionada. Se destaca la sostenibilidad energética que en un futuro vendrá dada por el uso de este tipo de energías renovables.

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica. Méndez *et al* (s.f) indican que:

Estos sistemas, independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden clasificar según el esquema siguiente:

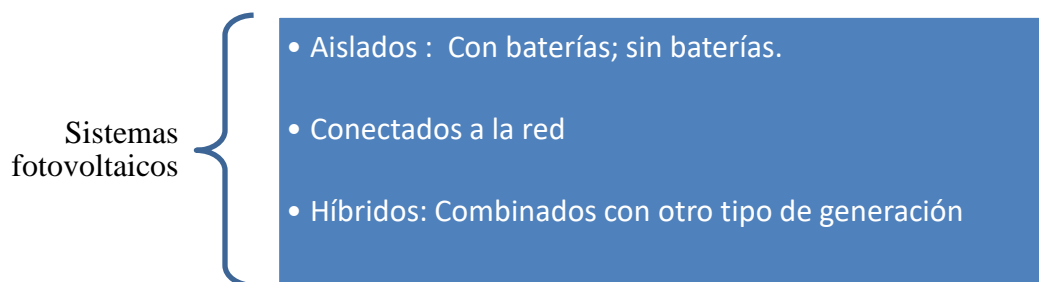


Figura 3. *Tipos de sistemas fotovoltaicos*

Fuente propia

Componentes de un sistema fotovoltaicos

Hay diferentes opciones para construir un sistema fotovoltaico. En esencia, Méndez *et al* (sf) proponen las siguientes:

- Generador fotovoltaico: encargado de captar y convertir la radiación solar en corriente eléctrica mediante módulos fotovoltaicos.
- Baterías o acumuladores: almacenan la energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico para poder utilizarla en periodos en los que la demanda exceda la capacidad de producción del generador fotovoltaico.
- Regulador de carga: encargado de proteger y garantizar el correcto mantenimiento de la carga de la batería y evitar sobretensiones que puedan destruirla.
- Inversor o acondicionador de la energía eléctrica: encargado de transformar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, necesaria para alimentar algunas cargas o para introducir la energía producida en la red de distribución eléctrica.
- Elementos de protección del circuito: como interruptores de desconexión, diodos de bloqueo, etc., dispuestos entre diferentes elementos del sistema para proteger la descarga y derivación de elementos en caso de falla o situaciones de sobrecarga.

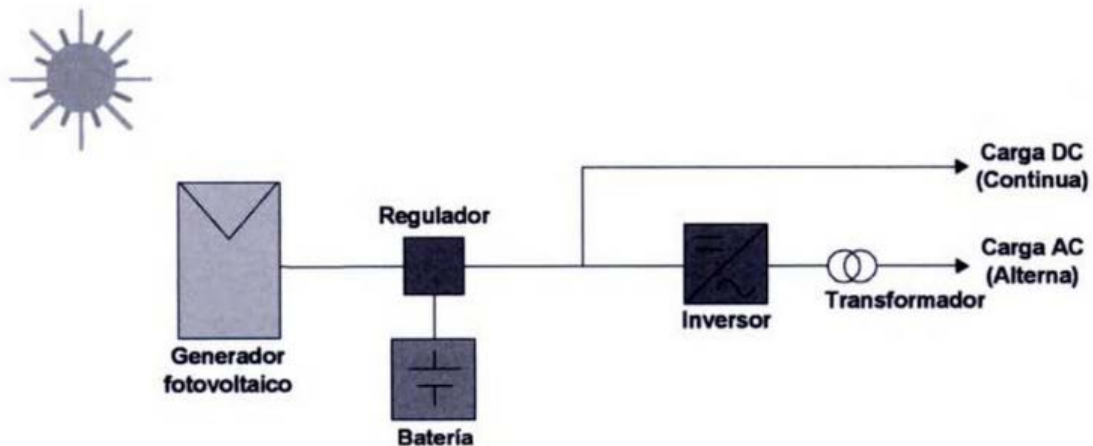


Figura 4. Esquema conceptual de los sistemas fotovoltaicos.

Fuente: Javier María Méndez Muñiz & Rafael Cuervo García (sf)

Fenómeno fotovoltaico

Cuando la luz incide sobre un semiconductor el bombardeo de los fotones libera electrones de los átomos de silicio y crea dos cargas libres, una positiva y otra negativa. El equilibrio eléctrico de la unión p-n se ve alterado por la presencia de estas nuevas cargas libres. Si en el semiconductor se conectan dos cables (uno por cada zona) se verifica la existencia de un voltaje entre ellos.

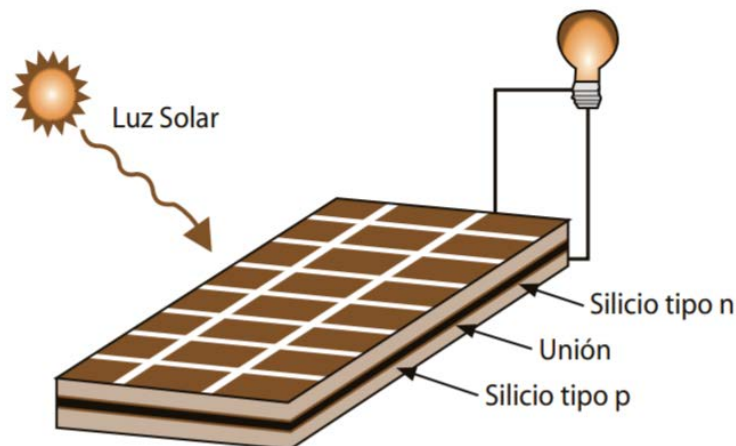


Figura 5. Celda fotovoltaica con carga eléctrica

Fuente: Víctor Hugo Benítez Baltazar. Sistema Fotovoltaico de iluminación Solar, (2013)

El voltaje de salida de un panel fotovoltaico, como lo indica Baltazar (2013), es de corriente continua. Hay un lado positivo y uno negativo. En un instante determinado la potencia eléctrica proporcionada por la celda fotovoltaica está dada por el producto de los valores instantáneos del voltaje y la corriente de salida.

Sistemas aislados

Méndez *et al* (sf) afirman que “estos sistemas tienen como objetivo satisfacer total o parcialmente la demanda de energía eléctrica de aquellos lugares donde no existe red eléctrica de distribución o esta es de difícil de acceso”.

Los sistemas aislados normalmente están equipados con sistemas de acumulación de energía, ya que solo pueden proporcionar energía durante el día y la demanda se produce a lo largo del día y de la noche. Esto implica que el campo fotovoltaico ha de estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y la recarga de las baterías de acumulación.

Sistemas de conexión a red

Los sistemas conectados a red no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica.

Estas instalaciones cuentan con sistemas de seguimiento del estado de la tensión de la red de distribución, de manera que se garantice el correcto funcionamiento de ellas en lo referente a la forma de entregar la energía, tanto en modo como en tiempo, para evitar situaciones peligrosas.

Célula fotovoltaica

Tiene como principal función captar la energía solar para así dar inicio al proceso de conversión en energía eléctrica, tal como lo define (Barrera):

Una célula fotovoltaica está formada por materiales semiconductores que forman una unión P-N, capaz de producir una barrera de potencial que hace posible el efecto fotovoltaico.

EL tamaño de cada célula depende fundamentalmente del proceso de fabricación. Varía normalmente desde unos pocos centímetros cuadrados hasta más de 100 cm, y su forma puede ser circular, cuadrada o de otras formas geométricas que se asimilen a las primeras.

Las células se interconectan en serie unas con otras para lograr una diferencia de potencial para el circuito exterior que sea adecuada a efectos prácticos (normalmente entre 6v y 24v), y para que los electrones expulsados de una sean recolectados por la siguiente y les comunique energía adicional.

Tipos de células

Los paneles solares fotovoltaicos son definidos según el diseño que se requiera satisfacer, por ende, es importante conocer los tipos de células de los cuales se componen los paneles, tal como lo define el Departamento Técnico Sun Fields Europe (sf):

Placas monocristalinas

El modo de reconocer las placas solares monocristalinas es relativamente sencillo. Visualmente hay que fijarse en las siguientes particularidades:

La forma de la célula solar y el color de la célula. Los modelos monocristalinos tienen una célula de color negro, y los bordes están recortados como con una especie de chaflán o borde.

Aspectos destacados de un panel solar monocristalino:

- Más eficientes. Las placas solares monocristalinas son más eficientes que ellos. Entre otros tipos de paneles que existen en el mercado actual se encuentran modelos que rondan 17% de eficiencia.
- Mejores aprovechamientos del espacio disponible. Esto debido a que como son más eficientes pueden generar más energía en menos espacio.

Por el contrario, y por poner un punto negativo, son siempre algo más caros que los otros modelos disponibles en el mercado.

A diferencia de los monocristalinos, este tipo de panel presenta el silicio en un tono más azulado por su diferencia a la hora de fundirlo; además, no presenta *chanfles* ni recortes en las orillas, de acuerdo con *Tipos de paneles Fotovoltaicos*. Recuperado de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/panel-fotovoltaico/tipos>

Placas policristalinas de silicio

En este tipo de panel solar el silicio en bruto se funde y se vierte en un molde cuadrado. A continuación se enfría y se corta en láminas perfectamente cuadradas.

Los paneles solares a base de células policristalinas cuentan con una larga trayectoria en la industria, puesto que su fabricación arrancó en la década de los ochenta. Su mayor ventaja respecto a las celdas monocristalinas parte de un proceso de producción de costo menor, que tira a la baja el precio final de estos sistemas.

Por otra parte, cuentan con algunas desventajas. La menor tolerancia al calor de estas celdas hace que cuenten con una eficiencia inferior a la alternativa monocristalina. En concreto, se estima que en los paneles que incluyen estas celdas. La ratio de eficiencia es de un máximo de 16%, fundamentalmente por la menor cantidad de silicio que incorporan. El efecto negativo que las altas temperaturas provocan sobre estas células hace que sean menos atractivas que las monocristalinas.

Paneles fotovoltaicos

Los paneles solares, como bien se sabe, convierten la energía solar en energía eléctrica y para comprender cómo se produce esa conversión es fundamental conocer en qué consiste el efecto fotoeléctrico.

El efecto fotoeléctrico, grosso modo, se produce cuando una superficie se expone a la radiación electromagnética sobre cierta frecuencia del umbral (luz visible para los metales alcalinos, cerca del ultravioleta para otros metales, y al ultravioleta en el vacío para los no metales), y en esas condiciones la superficie en cuestión absorbe la luz incidente y emite electrones (e^-). En el caso de la fotovoltaica la superficie expuesta es la célula solar compuesta fundamentalmente por silicio.

Como ya se debería saber, la corriente eléctrica se establece siempre en un circuito cerrado, y por tanto la energía eléctrica generada será entregada a dispositivos de carga o de consumo (teléfonos,

electrodomésticos, baterías...). Tal como se puede ver en la figura siguiente, el elemento de consumo sería una resistencia eléctrica con un valor R (en Ohmios), por lo que la potencia disipada en esa resistencia sería el producto de la corriente que circula por ella (I) por la diferencia de potencial, o tensión, entre sus polos. Ambos, tensión y corriente, originados por la célula. Sería, pues:

$$P = I \times V.$$

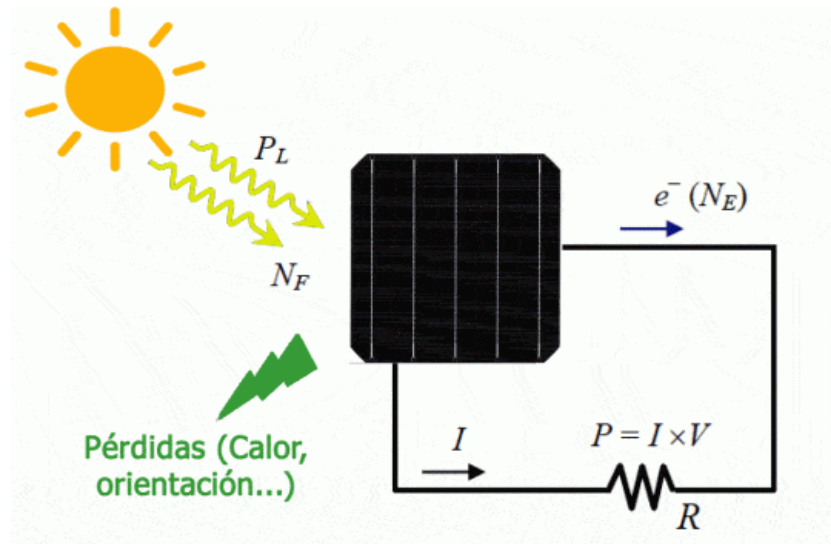


Figura 6. Diagrama de conexión básico de un panel solar

Fuente: Sun Fields, (sf)

Por lo tanto:

Una célula solar, o si ya se habla de producto final, las placas fotovoltaicas son capaces de generar una corriente eléctrica en un circuito cerrado, utilizando como fuente primaria de energía la radiación solar recibida y absorbida por las células solares que componen la placa solar. Este sería, en resumen, el fundamento de cómo funciona la energía solar fotovoltaica. Departamento Técnico Sun Fields Europe. (2018). *Energía Solar Fotovoltaica*. Recuperado de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-funcionamiento/>

Tal como lo propone Sun Field Europe (2016), un buen rendimiento de los paneles fotovoltaicos pasa por la correcta implementación de sus componentes:

Regulador de carga

La función del regulador de carga es proteger la batería para que no entre en situaciones de comportamiento extremo que puedan llegar a dañarla. Su funcionamiento consiste en tomar información del estado de carga del sistema, por ejemplo usando el voltaje de la batería, y compararla con los valores mínimos y máximos admisibles para que la batería solar no entre en procesos de sobrecarga o de descarga extrema que puedan dañarla.

Los primeros reguladores de carga que aparecieron en el mercado realizaban el control de carga de la batería según un sistema “todo-nada”, mediante la conmutación de elementos electromecánicos (relés), y se les podría denominar reguladores de una etapa. El regulador permitía el paso de toda la corriente disponible en el generador FV hasta que la tensión en la batería alcanzaba un valor predeterminado (~ 14,5 V), momento en el cual se interrumpía el paso de corriente a ella. Con el transcurso del tiempo y el consumo de la instalación, la tensión de la batería disminuyó progresivamente y, cuando se alcanzaba otro valor prefijado (~ 12,5 V), se volvía a permitir el paso de toda la corriente disponible, y se repetía el ciclo. Con estos reguladores la batería mantenía un estado de carga promedio de entre 55 y 60%.

El siguiente avance fue reducir la diferencia entre los dos valores de desconexión y reconexión antes mencionados, llamada histéresis del regulador. Con esto se consiguió elevar el estado de carga promedio de la batería hasta 70 %.

El estado de carga promedio de la batería entre cada ciclo es un aspecto fundamental en el tiempo de vida de esta, hasta el punto de que se ha comprobado que una batería con un estado de carga promedio de 90% puede proporcionar dos o tres veces más ciclos de carga-descarga que otra en la que se permita alcanzar un estado de carga de 50 % antes de iniciar la recarga.

Batería

Los acumuladores o baterías son los encargados de las siguientes funciones en los sistemas fotovoltaicos:

- Dotar al sistema fotovoltaico de una fuente eléctrica independiente y de respaldo, en mayor o menor medida, de las condiciones de radiación solar existente.
- Dotar al sistema de una autonomía de servicio eléctrico durante períodos más o menos prolongados de inactividad de los módulos fotovoltaicos, haciendo uso de la energía que fue almacenada durante los momentos de generación eléctrica de ellos.
- Fijar una tensión de referencia que establezca en las placas fotovoltaicas un punto de trabajo óptimo, manteniendo, además, unas condiciones de estabilidad en la tensión del sistema aceptables para los elementos de consumo.
- Dotar al sistema de cierta capacidad de puntas de intensidad superiores a la nominal para soslayar así la limitación que en este sentido tienen los módulos fotovoltaicos, cuya intensidad máxima (de cortocircuito) es solo ligeramente superior a la de trabajo.

Inversores solares

Básicamente, los inversores estáticos son circuitos que producen tensión o intensidad alterna a partir de una fuente de corriente continua. Es decir, los inversores de onda senoidal que se usan para autoconsumo y conexión a red se encargan de transformar la corriente continua en corriente alterna.

Funcionamiento básico de un inversor solar

En primer lugar, la función de un inversor solar es la de transformar la corriente continua que procede de un panel solar en corriente alterna. Los inversores estáticos utilizan, para efectuar la conmutación, dispositivos semiconductores de potencia, los cuales funcionan únicamente de dos modos: modo corte (off) y modo saturación (on). Por ello, la señal alterna de salida que se obtiene es cuadrada.

Una señal cuadrada puede convertirse en sinusoidal mediante filtros de potencia. El proceso de filtrado de los armónicos más cercano al fundamental requiere voluminosos condensadores y

bobinas que reducirán el rendimiento del sistema, así como dispositivos de conexión / desconexión de estos.

Por esto, un objetivo por tener en cuenta cuando se diseñan inversores fotovoltaicos es obtener señales de salida, en las cuales los armónicos que aparezcan sean de pequeño valor y estén lo más lejos posible del fundamental. Esto se conseguirá aumentando la frecuencia de conmutación de los semiconductores y filtrando adecuadamente la señal obtenida.

Una de las funciones con que debe cumplir cualquier inversor solar es la de regular el valor de la tensión de salida. Esto se consigue básicamente de tres distintas formas:

- regulando la tensión antes del inversor (convertidores DC/DC)
- regulando la tensión en el propio inversor mediante un sistema de control (variando el ángulo de fase mediante modulación de ancho de pulso (PWM))
- regulando a la salida del inversor (mediante un auto-transformador)

Tipos de inversores fotovoltaicos

Los inversores de uso fotovoltaico se clasifican generalmente atendiendo a dos criterios: su aplicación y su forma de onda. Y, más ampliamente, se puede hablar de dos grupos: el inversor fotovoltaico de conexión a red y el inversor fotovoltaico para sistemas de 12V, 24V, con baterías.

Inversores para instalaciones de placas solares con baterías

Son los utilizados en los sistemas fotovoltaicos autónomos o aislados de la red eléctrica externa. Entre las variantes de este tipo de inversores de 12V 220V para sistemas fotovoltaicos aislados existentes en el mercado destacan:

- Entrada de batería. - Es el más común, en el que la entrada del inversor se conecta única y directamente a la batería solar. Este tipo de inversores suelen disponer de la función de protección contra la sobredescarga de la batería, ya que esta conexión directa constituye una línea de consumo no controlada por el regulador.
- Entradas de batería y campo fotovoltaico. - Este tipo incluye un regulador de carga interno que posibilita la conexión directa del campo FV y hace innecesario el uso de un regulador externo.
- Entradas de batería y generador auxiliar. - Permite la conexión directa de un grupo electrógeno auxiliar, y posibilita la carga de las baterías mediante una fuente distinta de la solar (función de cargador), y la alimentación directa del consumo mediante dicho grupo (función generadora).

- Salida alterna y continua. - Hay inversores que disponen de doble salida, alterna y continua, diseñados especialmente para su utilización en sistemas que precisan estos dos tipos de alimentación.

Inversores fotovoltaicos para conexión a red

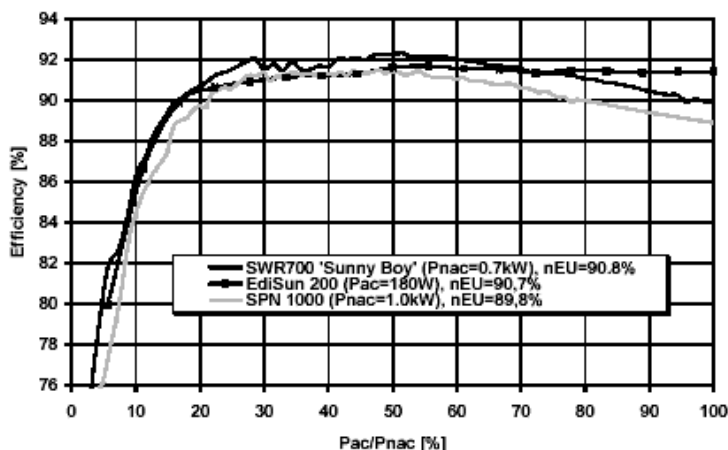
Son los utilizados en instalaciones de paneles solares conectados a la red eléctrica externa. Este tipo de inversor, llamado habitualmente inversor solar para conexión a red, debe disponer de unas características y cumplir con unos requisitos reglamentarios específicos.

Clasificación según su forma de onda

- De onda cuadrada. - Característica de algunos inversores económicos de baja potencia, aptos para la alimentación exclusiva de aparatos puramente resistivos, como elementos de iluminación y otros.
- De onda cuadrada modulada. - También característica de inversores de baja potencia, pero con un espectro de posibles elementos de consumo más amplio que el tipo anterior, que incluye alumbrado, pequeños motores y equipos electrónicos no muy sensibles a la señal de alimentación.
- De onda senoidal pura. – Este tipo de inversores proporciona una forma de onda a su salida que, a efectos prácticos, se puede considerar idéntica a la de la red eléctrica general, que permitiendo así la alimentación de cualquier aparato de consumo o, en su caso, la conexión a red.
- De onda senoidal modificada (o trapezoidal). - Intermedio entre los dos anteriores, permite ampliar el espectro de elementos de consumo y de potencia, limitado en el de onda cuadrada modulada.

Rendimiento de un inversor fotovoltaico

La eficiencia de todos los inversores se ve afectada no solo por las pérdidas producidas por la conmutación sino también por las pérdidas debidas a elementos pasivos, como son los transformadores, filtros, condensadores, etc. Así la eficiencia de la conversión del sistema completo, el cual incluye filtros de entrada, dispositivos de conmutación, filtros de salida y transformador, es más apropiada que únicamente la eficiencia del inversor.



Los inversores fuente de tensión generalmente tienen una eficiencia a plena carga de entre el 90 y 94% para sistemas de baja tensión de entrada (400 V). La siguiente imagen muestra, por ejemplo, la eficiencia de uno de los modelos de inversores SMA:

Figura 7. Curva de eficiencia de un inversor

Fuente: Sun Fields, (sf)

En general, la eficiencia de un inversor es mayor en los inversores con bajas pérdidas en vacío, y la eficiencia crece si la tensión continua de entrada de las placas solares crece. Departamento Técnico Sun Fields Europe. *Inversores fotovoltaicos para autoconsumo y aislada*. (sf). Recuperado de <https://www.sfe-solar.com/inversores-solares-fotovoltaicos/>

Micro inversor

Un micro inversor solar o microinversor es un inversor fotovoltaico que convierte la corriente eléctrica (corriente continua) de uno o dos paneles solares, dependiendo del fabricante, en corriente alterna (AC).

Se suele combinar la salida de varios microinversores para alimentar la red eléctrica. Los microinversores contrastan con los inversores de cadena convencional o dispositivos de inversión central, que están conectados a múltiples paneles solares, por lo que se debe cambiar el inversor cuando se añaden uno más paneles solares nuevos a la instalación inicial.

Los microinversores tienen varias ventajas sobre los inversores centrales convencionales. La principal ventaja es que cuando se presenta una pequeña cantidad de sombra, escombros o líneas

de nieve sobre un mismo panel solar o si, incluso, ocurre un fallo completo de un panel, no se reduce de manera desproporcionada la producción de todo el conjunto. Cada microinversor recoge la cantidad de energía óptima mediante la realización del seguimiento del punto de máxima potencia para su panel conectado. También son fáciles de diseñar y almacenar, ya que normalmente hay un único modelo de convertidor que se puede utilizar con cualquier tamaño de matriz o conjunto y con una amplia variedad de paneles.

Los micro inversores que aceptan la entrada de CC a partir de dos paneles solares, en lugar de uno, son un desarrollo reciente. Llevan a cabo el seguimiento del punto de máxima potencia de forma independiente en cada panel conectado. Esto reduce el costo del equipo y convierte los sistemas fotovoltaicos basados en micro-inversores comparables en costo con el uso de los inversores de cadenas. Recuperado de https://es.wikipedia.org/wiki/Microinversor_solar.

Ventajas de los micro inversores:

- Como ventaja sobre los inversores centrales, los microinversores simplifican el diseño de los sistemas fotovoltaicos y son silenciosos.
- La instalación de este sistema es más sencilla. En lugares con sombra son más convenientes pues la producción de energía del sistema no se ve comprometida.
- Debido a su voltaje tienen una mayor duración que los inversores centrales y en caso de sombreado no se dañan los paneles tan fácilmente por los puntos con temperaturas altas.
- Además, la energía producida por cada panel puede ser monitoreada de manera individual.
- Si un microinversor falla solo se ve afectada la producción de energía de un solo panel solar y no la de todo el sistema, a diferencia de los sistemas centrales.
- La garantía que ofrecen los microinversores es de hasta 20 años, en comparación con los cinco años que ofrecen los inversores centrales.

Desventajas de los micro inversores:

- Entre las desventajas de los microinversores se encuentra su costo respecto a los inversores centrales.

- En comparación con los inversores centrales no hay mucha variedad en el mercado, entendiendo el supuesto de que a menor demanda hay mayor oferta o precio.
- Por otro lado, debido a que se instalan debajo del panel solar se pueden presentar problemas a temperaturas muy altas.

Ventajas de los inversores centrales:

- Tienen una alta eficiencia y un largo historial en el mercado, por lo que son una tecnología confiable. Su costo es menor al de un microinversor. Además, su mantenimiento es más sencillo porque se trata de una sola unidad.

Desventajas de los inversores centrales:

- La instalación de los inversores centrales puede ser más complicada que la del microinversor.
- Con los inversores centrales no es posible monitorear la energía producida por cada panel individualmente, pero sí todo el sistema como un conjunto.
- Debido a que trabajan con un voltaje más alto requieren medidas de precaución más precisas.
- Hacen poco ruido, sin embargo, por su tamaño requieren un espacio especial para su instalación.
- Usualmente, la garantía de los inversores centrales es de cinco años, a diferencia de los 20 que ofrecen los microinversores. George Valentini. (2018). *Diferencias entre un inversor central y un micro inversor*.

Cálculo para sistemas fotovoltaicos aislados

Energía generada por un panel solar

Si se conocen de antemano las horas solares pico de la zona, tal y como lo indica SFE Solar Logistic SL (2015), se puede proceder a calcular la energía generada por los paneles. Así, pues, para calcular la energía generada por un panel solar durante un día (E_{panel}) se debe usar la siguiente ecuación:

$$E_{panel} = I_{panel} \cdot V_{panel} \cdot HSP \cdot 0,9 \text{ [Whd]}$$

Siendo, I_{panel} y V_{panel} la corriente máxima y tensión máximas del panel, las HSP son las horas sol pico, y 0,9 sería el coeficiente del rendimiento del panel (típicamente 85-90% al descontar ya las pérdidas). La energía resultante estaría expresada en Whd.

Esa sería la energía generada por un solo módulo solar, pero si lo que se quiere es saber cuánta energía va a generar una instalación solar con varias placas solares, simplemente habría que aplicar la fórmula siguiente:

$$E_{generador-fotovoltaico} = I_{generador-fotovoltaico} \cdot V_{generador-fotovoltaico} \cdot HSP \cdot 0,9$$

La corriente, en este caso, sería la máxima resultante de la asociación de los módulos fotovoltaicos conectados en paralelo de cada rama (string), y la tensión sería la resultante de la suma de tensiones de cada rama (*string*) conectados en serie.

Tipos de estructura

De acuerdo con el Gobierno de Canarias (s.f) *Guía Técnica de la aplicación para instalaciones de energías renovables*, el tipo de estructura ideal para la instalación de los paneles fotovoltaicos se pueden observar en la siguiente figura:

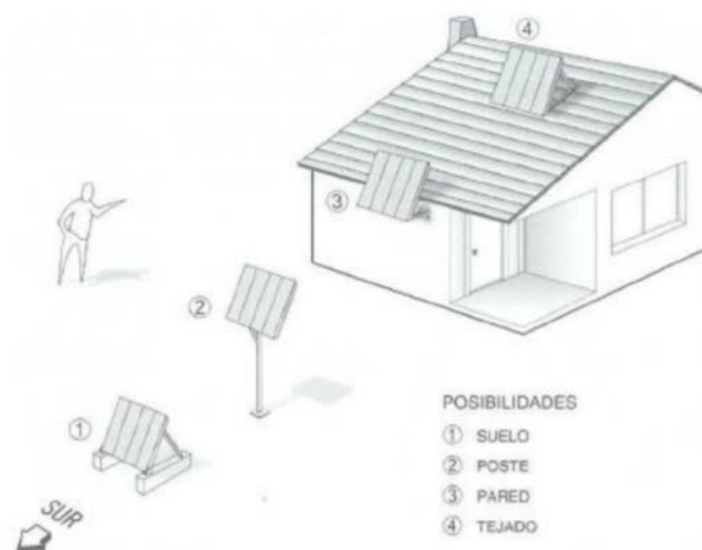


Figura 8. Formas de colocación de paneles fotovoltaicos

Fuente: Guía técnica de la aplicación para instalaciones de energías renovables. Recuperado de:

http://www.agenergia.org/wp-content/uploads/2018/05/1234263307_GuiaFotovoltaicaGobCan.pdf

a) Es la forma clásica. Muy robusta. En esta disposición la acción del viento es menor, pues a mayor altura mayor es la fuerza del viento. Gran facilidad para su instalación, tanto de la propia estructura soporte como de los paneles fotovoltaicos. Como inconvenientes están su excesiva accesibilidad y la mayor probabilidad de que puedan producirse sombras parciales. A la mayoría de estas instalaciones se las suele proteger por medio de un cerramiento metálico. El montaje de este tipo de sustentación del conjunto solar no es demasiado apropiado para aplicaciones en montaña, en donde pueda producirse la presencia de nieve, que podría llegar a dejar inmersos en ella los paneles.

b) Usado principalmente en instalaciones en las que ya se disponga de un mástil. Las instalaciones recomendadas no deben ser muy grandes, y contar con poco más de un metro cuadrado de superficie de módulos, ya que si esta es mayor eso obligaría a sobredimensionar e incluso arristrar el mástil. Sería posible, entonces, que otro sistema pudiera ser más económico y de más fácil montaje. Es muy utilizado en las instalaciones de repetidores, en donde ya se dispone de una antena que puede hacer las veces de mástil.

c) Consiste en acoplar la estructura a una de las paredes del recinto para seguridad debido a la altura y a estructura liviana. Puede este sistema adaptarse mediante tacos de expansión o realizando una pequeña obra en la que se inserte la estructura. La acción del viento queda drásticamente disminuida. El inconveniente es que una de las fachadas dé al sur. Cualquier variación presentará problemas accesorios.

d) La instalación en la cubierta de un edificio es uno de los métodos más usados a la hora de realizar el montaje de un equipo solar, ya que normalmente siempre se puede disponer del lugar adecuado para garantizar la perfecta orientación, además de suficiente espacio. Lo comentado para el caso de la instalación sobre el suelo, respecto a los problemas con la nieve, debe ser tenido también en cuenta en este caso.

Distancia mínima entre paneles

Como lo explica Tecno Sol (2016), hay distintas posibles situaciones respecto a la distancia entre filas de paneles solares, de las cuales se mencionan las siguientes:

a) Cuando hay un gran número de paneles solares por instalar y no se dispone de mucho espacio. Por tanto, la disposición es en filas.

b) Si se tiene algún elemento de sombreado cercano. Por ejemplo, una chimenea, un murete u otro.

Por todo ello hay que dejar una distancia mínima al elemento que pueda producir un sombreado en los paneles solares. La posibilidad de darse sombra en verano es mucho menor, ya que el recorrido del sol es mucho más alto y, por tanto, la sombra arrojada del obstáculo que haya delante es más pequeña.

La distancia “d”, medida sobre la horizontal que hay que dejar, viene marcada por la latitud del lugar de instalación, dado que en función de este parámetro varía el ángulo de incidencia solar. Esta distancia deberá garantizar un mínimo de cuatro horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

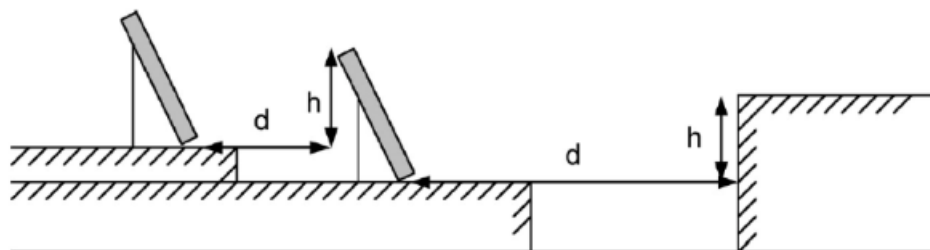


Figura 9. Filas de placas solares: cálculo de la distancia D

Fuente: Tecno Solar. Recuperado de: <https://tecnosolab.com/noticias/distancia-entre-filas-de-paneles-solares/>

Se calcula mediante la siguiente ecuación la distancia d , tal y como lo menciona Tecno Solar (2016),

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \phi)} = k * h$$

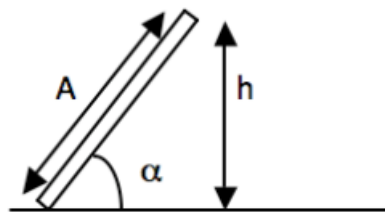
Donde:

D = Distancia mínima entre filas de paneles

H = altura máxima del obstáculo

$K = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$; en función de la latitud del lugar

Si la altura del obstáculo de delante se corresponde con la altura de la fila de paneles, Tecno Solar (2016) procede a indicar cómo calcular este dato con base en la longitud del panel y su inclinación.



$$h = A * \text{seno } \alpha$$

Figura 10. Cálculo de h

Fuente: Tecno Solar

Número de paneles solares

Para el cálculo de la cantidad de paneles solares esta se especifica con la siguiente fórmula:

$$NP = \frac{E}{(0.9 * Wp * HSP)}$$

Donde se tiene que:

1. Np: es el número de paneles solares necesarios
2. E: es el consumo energético real
3. Wp: es la potencia pico del panel
4. HPS: son las horas pico solar
5. Pr (0.9): es el rendimiento energético de la instalación definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, en el que se tienen en cuenta las siguientes pérdidas originadas:
 - Pérdida por dispersión de potencia de los módulos.
 - Pérdida por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas.
 - Pérdida por acumulación de suciedad.
 - Pérdida por sombra.
 - Pérdida por degradación de los módulos.
 - Pérdida eléctrica.
 - Pérdida por reluctancia.

Otra ecuación para el cálculo de cantidad de paneles:

$$NP = \frac{AR}{PP}$$

1. NP= cantidad de paneles
2. PP= potencia del panel fotovoltaico
3. Ar=potencia total del arreglo de paneles.

Para la potencia total del arreglo de los paneles se utiliza otra fórmula:

$$AR = \frac{1200 * ED}{Id}$$

1. 1200= factor compensación de pérdidas
2. Ed= potencia por cubrir (KWh/día)
3. Id= irradiación de la zona diaria (KWh/m2)

Cálculo del inversor

Para dimensionar el inversor adecuado se hace necesario calcular la tensión y la corriente generada en el punto de máxima potencia de funcionamiento de los paneles solares, y usarlo como dato mínimo para la selección.

Puesta a tierra de paneles solares:

Según el NEC, en el artículo 690.45 - Calibre del conductor puesta a tierra “los conductores de puesta a tierra de equipos para los circuitos de una fuente fotovoltaica y los circuitos fotovoltaicos de salida se deben dimensionar de acuerdo con las secciones 690.45 (A) o (B).”

Además, en el artículo 690.45 (A) – Generalidades el NEC indica que “los conductores de puesta a tierra de equipos fotovoltaicos de una fuente y de salida deben estar dimensionados de acuerdo con la tabla 250.122. Los conductores de puesta a tierra de equipos deben tener un calibre no inferior al 14 AWG”.

Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas

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

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

Toma de tierra de sistemas fotovoltaicos

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

Los módulos solares fotovoltaicos disponen, en el marco de un orificio (con taladro) específico para su puesta a tierra (generalmente señalado mediante el símbolo de tierra), cómo se puede ver en la imagen.



Figura 11. Diagrama de puesta a tierra de panel fotovoltaico

Fuente: Sun Fields.

Como se dice, la toma de puesta a tierra se hace por medio de esos orificios en el marco, porque generalmente los marcos son de aluminio anodizado, que es para un tratamiento superficial que se aplica al marco de aluminio y que hace que se comporte como un aislante relativamente bueno. Por eso la conexión del conductor de protección a tierra en otro orificio no sería lo recomendable. Debe hacerse, pues, en el que está indicado con el símbolo eléctrico de tierra.

Además de eso, para asegurar un buen contacto eléctrico se recomienda utilizar una terminal de conexión de acero inoxidable. De todos modos, a efectos eléctricos, a pesar de lo dicho acerca del tratamiento superficial de aluminio, el marco de un panel solar debe ser considerado como una parte metálica expuesta.

Es recomendable que el conductor de protección a tierra no se atornille directamente al marco de los paneles, sino que debe hacerse por medio de una terminal auxiliar, de modo que se pueda quitar un módulo (por avería, mantenimiento, etc.) sin interrumpir la conexión a tierra del resto de la instalación.

La simple conexión de los marcos de los módulos a una estructura anclada en el suelo no se considera una puesta a tierra eficaz, error que es muy habitual.

El conductor de protección a tierra de los módulos solares es recomendable que también se conecte a un punto de la estructura.

Los conductores de protección deben conectarse al punto de puesta a tierra de la instalación, que a su vez se conectará al electrodo principal de tierra (generalmente de tipo pica o jabalina) por medio del conductor de enlace.

Las secciones de los conductores de protección y de enlace, y las características de los electrodos de tierra (dimensiones, conexiones, etc.), cumplirán con lo prescrito en los correspondientes reglamentos electrotécnicos de baja tensión RBT.

El conductor de puesta a tierra del sistema fotovoltaico debe ser desnudo o ir protegido por tubo.

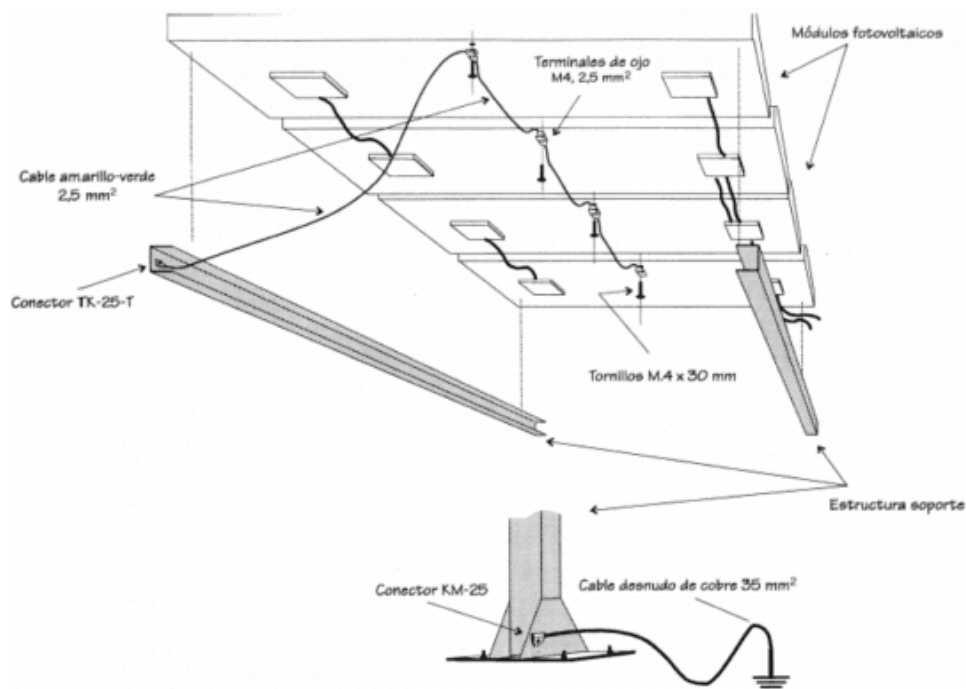


Figura 12 Diagrama de conexión completo de puesta a tierra de paneles fotovoltaicos, estructura

Fuente: Sun Fields (2017)

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

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

Reglamentos para la distribución, el consumo y la generación de energías renovables

Tarifa media tensión, TMT

Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales. Los clientes deben comprometerse a consumir, como mínimo, 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no lo ha cumplido el cliente, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.

Características del servicio

Tensión del servicio:
Media tensión, monofásico o trifásico, valores nominales y amplitudes de la tensión del servicio, en condiciones normales de explotación, conforme con las condiciones establecidas en los numerales 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6 de la norma técnica AR-NTCVS - "Calidad del voltaje de suministro", publicadas en La Gaceta N.º 5 del 8 de enero de 2002.

Medición

Es un único sistema a media tensión, con medidor monofásico o trifásico, con registro de máxima demanda, factor de potencia y condiciones de calidad (variaciones de tensión, total distorsión armónica de tensión y corriente); ajustado para verificar las condiciones de suministro de voltaje establecidas en los numerales 2.2, 2.3, 2.4, 2.6, 3.4, 3.6 y 3.7 de la norma AR-NTCVS - "Calidad del voltaje de suministro".

En la facturación mensual la empresa reportará, para el período facturado, la siguiente información relacionada con la calidad con la que se suministra el servicio:

- El tiempo total de interrupción del servicio.
- El porcentaje total del voltaje fuera y dentro del rango permitido según la norma.
- iii. El porcentaje total dentro y fuera de la norma de la distorsión armónica total de tensión y corriente.
- iv. El factor de potencia.
- v. La cantidad, duración, magnitud de los huecos y picos de tensión. Curva SEMI F47-0706 o equivalente actualizada.

*Los precios anteriores no incluyen cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni importe de bomberos.

**Reglamento de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables
modelo de contratación medición neta sencilla MINAE N° 39220**

Objetivo: Regular la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, de forma que su implementación contribuya con el modelo eléctrico del país y se asegure la prestación óptima del servicio de suministro eléctrico a todos los abonados.

Artículo 34.-Autorización para almacenamiento y retiro de energía. El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada para utilizarla en el mes o meses siguientes, en un periodo anual.

La energía total producida y la energía no consumida serán contabilizadas de forma mensual por un período de un año dentro del proceso de facturación. Su fecha anual de corte se fijará por acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión.

Se exceptúan de estas limitaciones, previa evaluación y autorización de la empresa distribuidora, los sistemas de generación distribuida que utilicen residuos agroindustriales o fuerza hidráulica para la generación de electricidad.

Libre acceso a la red de distribución nacional

El artículo 123 de la norma técnica POASEN actualmente propone:

“El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o minigeneradores para autoconsumo, a partir de fuentes de energía renovable, es libre para cualquier abonado o usuario, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas y comerciales y los requisitos establecidos en esta norma que, con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además, deberá contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.”

Se solicita aclarar en el texto del artículo que la concesión de servicio público se necesita

únicamente para la medición neta compleja, pues actualmente el texto es omiso y se podría interpretar que para la medición neta sencilla también se requiere concesión. Ello no es necesario de conformidad con la legislación vigente, pues con la medición neta sencilla no hay venta ni reconocimiento económico de energía, por cuanto no se configura el servicio de generación de energía regulada en el artículo 5 de la Ley N.º 7543.

Análisis financiero

Valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR) son dos términos muy usados en el mundo de las finanzas y en la economía por su gran funcionalidad a la hora de necesitarse resultados económicos de las empresas para saber si es viable invertir en un determinado proyecto.

El VAN y la TIR, como lo indica Mateos (2017), son dos tipos de herramienta financiera del mundo de las finanzas muy potentes que dan la posibilidad de evaluar la rentabilidad que pueden dar los diferentes proyectos de inversión. En muchos casos la inversión en un proyecto no se da como inversión sino como la posibilidad de poner en marcha otro negocio debido a su rentabilidad.

¿Qué es el VAN?

Como herramienta financiera, el valor actual neto es la diferencia entre el dinero que entra a la empresa y la cantidad que se invierte en un mismo producto para ver si realmente es un producto (o proyecto) que puede dar beneficios a la empresa.

El VAN cuenta con una tasa de interés que se llama tasa de corte y es la que se usa para actualizarse constantemente. Dicha tasa de corte la da la persona que va a evaluar el proyecto y lo hace en conjunto con las personas que van a invertir en ese proyecto.

La tasa de corte del VAN puede ser el interés que se tenga en el mercado. Lo que se hace es tomar una tasa de interés de largo plazo que se puede calcular fácilmente de la del mercado actual.

La tasa en la rentabilidad de una empresa. El tipo de interés que se marque en ese momento dependerá de cómo se vaya a financiar la inversión. Cuando se hace con capital que otra persona

ha invertido entonces la tasa de corte reflejará el costo de capital ajeno. Cuando se hace con capital propio este tendrá un costo directo para la empresa pero le dará rentabilidad al accionista.

Cuando la tasa es elegida por el inversor

Normalmente la tasa se elige con la rentabilidad mínima que el inversor pretende tener y siempre estará por debajo de la cantidad con que se vaya a efectuar la inversión.

Si el inversionista quiere una tasa que refleje el costo de oportunidad, la persona deja de percibir dinero para invertir en un proyecto determinado.

Por medio del VAN se puede saber si un proyecto es viable o no antes de comenzar desarrollarlo. Además, dentro de las opciones de un mismo proyecto permite saber cuál es la más rentable de todas o cual es la opción que más conviene. También ayuda mucho en los procesos de compra, ya que en caso de que se quiera vender esta opción ayuda mucho a saber cuál es la cantidad de dinero real en la que se tiene que vender la empresa, o si se gana más quedándose con el negocio. (Mateos, 2017)

¿Cómo se puede aplicar el VAN?

Para saber cómo se usa el VAN se cuenta con una fórmula, que es:

$$\text{VAN} = \text{BNA} - \text{Inversión}$$

El VAN ya se sabe lo que es, y el BNA es el beneficio neto actualizado o, dicho con otras palabras, es el flujo de caja que tiene la empresa.

Este método se debe utilizar siempre con el beneficio neto actualizado y no con el beneficio neto proyectado de una empresa para que las cuentas no fallen. Para saber cuál es el BNA se debe hacer un descuento de TD o tasa de descuento. Esta es la tasa de rentabilidad mínima y su cálculo se hace de la siguiente manera.

Si la tasa resulta mayor que el BNA esto quiere decir que la tasa no se ha satisfecho y se tiene un VAN negativo. Si el BNA es igual a la inversión, esto quiere decir que se ha cumplido con la tasa, y el VAN es igual a 0.

Cuando el BNA es mayor eso significa que se ha cumplido con la tasa y que, además, se ha conseguido sacar una ganancia.

Entonces, para que se entienda rápidamente cuándo se da el último caso, quiere decir que el proyecto es rentable y se puede seguir adelante con él. Cuando se da el caso en el que “queda tablas” el proyecto es rentable porque se incorpora la ganancia TD; pero hay que tener cuidado. Cuando se da el primer caso el proyecto no es rentable y hay que buscar otras opciones. (Mateos, 2017)

Ventajas del VAN

Una de las principales ventajas y la razón por la cual es uno de los métodos que más se usa es que se homogeneizan los flujos de caja netos en el momento actual. El VAN o valor actual neto es capaz de reducir a una sola unidad las cantidades de dinero generadas o que se van aportando. Además, se pueden introducir signos positivos y negativos en los cálculos de flujo que corresponden a las entradas y salidas de efectivo sin que el resultado final sea alterado. Esto no se puede hacer con la TIR en la cual el resultado sí es muy diferente.

Sin embargo, el VAN tiene un punto débil y es que la tasa que se usa para descontar el dinero puede no ser del todo entendible o incluso discutible para muchas personas. (Mateos, 2017)

¿Qué es la TIR y cómo se usa?

La TIR o tasa interna de retorno es la tasa de descuento que se tiene en un proyecto y que permite que el BNA sea, como mínimo, igual a la inversión. Cuando se habla de la TIR se habla de la máxima TD que cualquier proyecto puede tener para que se pueda ver como apto.

Para poder hallar la TIR de la forma correcta los datos que se van a necesitar son el monto de la inversión y el flujo de caja neto proyectado. Siempre que se vaya a hallar la TIR se debe usar la fórmula del VAN que se dio; pero reemplazando el nivel de VAN por 0 para que pueda dar la tasa de descuento. A diferencia del VAN, cuando la tasa es muy alta eso significa que el proyecto no es rentable. Si la tasa da menor eso quiere decir que el proyecto es rentable. Cuanto más baja sea la tasa mucho más rentable es el proyecto.

En resumen, la TIR o tasa interna de retorno es un indicador muy fiable en lo que se refiere a la rentabilidad de un proyecto en concreto. Cuando se comparan las tasas de rentabilidad interna de dos tipos de proyectos diferentes no se tiene en cuenta la posible diferencia que puede haber en las dimensiones de estos. (Mateos, 2017)

Regulaciones

- Ley N.º 7447 de Regulación del Uso Racional de la Energía.
- Ley N.º 7200 que autoriza la generación de electricidad autónoma o paralela.
- Reglamentación de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, modelo de contratación medición neta sencilla MINAE N.º 39220

Limitaciones

El espacio superior que presenta el edificio en el que se instalarán los paneles es una limitante por la ocupación previa que presenta.

CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO

Enfoque de la investigación

Esta investigación presenta un enfoque cuantitativo. Este tipo de enfoque tiene varias características, refleja la necesidad de medir y estimar magnitudes y parte del planteamiento de un problema del que, una vez delimitado, se derivan objetivos y preguntas de investigación. Todo se evalúa para lograr un análisis de las variables cuantitativas.

Método de investigación

Esta investigación se clasifica dentro de una metodología cuantitativa conformada por diseños de investigación y estimación aplicada cuantitativa y deductiva. Se comenzará por explicar los conceptos teóricos que soportarán la investigación, además de la recolección de datos que ayuden a sustentarla.

Para clasificar la investigación se toman como referencia los conceptos propuestos por Roberto Hernández Sampieri y sus colaboradores (Metodología de la Investigación).

Tal y como lo propone Roberto Hernández Sampieri, existen dos tipos de metodologías para una investigación cualitativa y cuantitativa. Además, según Hernández y otros (Sampieri, 2014), el método científico se explica así: “A lo largo de la historia y de la ciencia han surgido diversas corrientes de pensamiento y diversos marcos interpretativos, como el realismo y el constructivismo, que han abierto diferentes rutas en la búsqueda del conocimiento. Sin embargo, y debido a las diferentes premisas que la sustentan, desde el siglo pasado tales corrientes se “polarizaron² en dos aproximaciones principales de la investigación: el enfoque cuantitativo y el enfoque cualitativo”.

En ambos enfoques se emplean procesos cuidadosos, metódicos y empíricos en su esfuerzo de generar conocimiento, por lo que la definición previa de investigación se aplica a los dos por igual. En términos generales, estos métodos utilizan cinco estrategias similares relacionadas entre sí.

El enfoque cuantitativo es secuencial probatorio. Cada etapa precede de la siguiente y no es posible “brincar” o eludir pasos. Utiliza la recolección de datos para probar hipótesis con base en la medición numérica y el análisis estadístico, con el fin de establecer pautas de comportamiento y probar teorías.

El enfoque cualitativo también se guía por áreas o temas significativos de investigación. Sin embargo, en lugar de que la claridad sobre las preguntas de investigación e hipótesis preceda a la recolección y el análisis de datos, los estudios cualitativos pueden formular preguntas e hipótesis antes, durante o después de la recolección y análisis de los datos. Además, utiliza la recolección y el análisis de los datos para afinar las preguntas de investigación o revelar nuevas interrogantes en el proceso de interpretación.

Fuentes de información

El análisis tiene como principal fuente de información las visitas a sitios que permitan recolectar los datos necesarios para la investigación, tales como área aprovechable para la posible instalación de los paneles y facturas de consumo eléctrico de la empresa.

Esta investigación, además, presenta como fuente secundaria de información citas bibliográficas. Para el análisis se utilizará el Código Eléctrico Nacional (NEC), la norma POASEN, las fichas técnicas y los catálogos de los equipos que se emplearán como medio de análisis, lo mismo que datos de fuentes referentes a la producción y venta de energía, como el Instituto Costarricense de Energía (ICE) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL).

VARIABLES DE ANÁLISIS

La principal variable para analizar con la que cuenta en la investigación es la cantidad de radiación solar que se pueda captar en el lugar de ubicación de la empresa Gamboa y Matamoros Asociados, S.A. Además, como variable secundaria de análisis se encuentra la mejor configuración para protección de tierras del sistema de paneles fotovoltaicos.

Instrumentos

Para la investigación y el análisis seleccionados se requieren instrumentos específicos para la recopilación de datos técnicos y analíticos, tales como: entrevistas con los accionistas de la empresa que con base en la investigación propuesta son los que deciden desde el área utilizar el costo que se paga, hasta la posterior decisión fundamentada en la investigación para la implementación del proyecto.

Procesos para la recolección y análisis de datos

La información inicial y preliminar que marca el arranque del estudio será recolectada mediante conversaciones con el socio propietario Alex Antonio Villegas Pérez, de la empresa Gamboa y Matamoros Asociados, S.A, cédula jurídica 3-101-252043, localizada del Blue Valley School, 50 metros al noroeste, edificio Lambda, Guachipelín de Escazú, San José.

En lo que respecta a la recolección de información técnica, como horas pico solares de la ubicación, se utilizó un programa de servicio en línea resultado del proyecto POWER (*prediction of worldwide energy resources*, por sus siglas en inglés).

La Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio de Estados Unidos (NASA, por sus siglas en inglés) inicia el proyecto en el 2003 con el objetivo de desarrollar parámetros relacionados con la industria de la energía solar, radiación solar global o insolación por medio de satélites; además de proporcionar información que permita tomar decisiones con base en la información obtenida para el desarrollo de un proyecto.

Para el análisis de los datos y cálculos obtenidos se emplea el Código Eléctrico Nacional (NFPA 70), con el fin de establecer los parámetros, normas y pasos en general por seguir para el desarrollo del diseño eléctrico fotovoltaico.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS

Diseño fotovoltaico

La siguiente información es la tomada como base para el análisis fotovoltaico y la creación de los escenarios por desarrollar. Contiene el estudio de la demanda energética expresado en KWh y traducido a dinero. Con esto se pretende cubrir las exigencias de energía que se deben estudiar por medio de los escenarios para ofrecer la mejor opción a la hora de proponer la implementación de los paneles fotovoltaicos. Entre los aspectos generales que se deben estudiar previamente para crear los escenarios están:

Demanda y tarifas energéticas de la empresa

En la siguiente tabla se representa el consumo eléctrico de la empresa durante el año 2018. Con ello se pretende iniciar la evaluación para el análisis fotovoltaico. Esta información representa lo que la empresa requiere y consumió de energía eléctrica durante el periodo de enero hasta diciembre del 2018, mostrada en Kilowatts/hora. Además, se evaluarán los resultados por medio del TMT, el cual presenta tres tipos de consumo:

- Consumo Punta
- Consumo Valle
- Consumo Nocturno

Cabe resaltar que para este estudio no se tomará en cuenta el consumo nocturno porque en la noche no se tiene generación:

Tabla de consumo de energía Gamboa y Matamoros Asociados S.A						
Mes	Energía Kw/h		Costo Kw/h por mes		Total	
	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle
Jan-18	3523	7052	¢60.79	¢30.41	¢214,163.17	¢214,451.32
Feb-18	3252	6618	¢60.79	¢30.41	¢197,689.08	¢201,253.38
Mar-18	3417	6867	¢60.79	¢30.41	¢207,719.43	¢208,825.47
Apr-18	3477	7016	¢60.79	¢30.41	¢211,366.83	¢213,356.56
May-18	3757	7664	¢62.32	¢31.17	¢234,136.24	¢238,886.88
Jun-18	3467	7048	¢62.32	¢31.17	¢216,063.44	¢219,686.16
Jul-18	3607	7415	¢62.32	¢31.17	¢224,788.24	¢231,125.55
Aug-18	3496	7117	¢62.32	¢31.17	¢217,870.72	¢221,836.89
Sep-18	3290	6656	¢62.32	¢31.17	¢205,032.80	¢207,467.52
Oct-18	3552	7130.000	¢61.96	¢30.99	¢220,081.92	¢220,958.70
Nov-18	3444	6966	¢61.96	¢30.99	¢213,390.24	¢215,876.34
Dec-18	3291	6473	¢61.96	¢30.99	¢203,910.36	¢200,598.27
Total	41573	84022	¢61.72	¢30.87	¢2,566,212.47	¢2,594,323.04
				Total	¢5,160,535.51	

Tabla 1. Consumo energético de la empresa. Periodo ene.18 - dic.18

Fuente: Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A (CNFL)

Al realizar una suma de las tarifas energéticas establecidas por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL, por sus siglas en español) se obtiene la siguiente tabla mensual:

Tarifa por consumo eléctrico total al mes del 2018	
Mes	Total por Mes
Jan-18	₡428,614.49
Feb-18	₡398,942.46
Mar-18	₡416,544.90
Apr-18	₡424,723.39
May-18	₡472,836.16
Jun-18	₡435,749.60
Jul-18	₡455,913.79
Aug-18	₡439,707.61
Sep-18	₡412,500.32
Oct-18	₡441,040.62
Nov-18	₡429,266.58
Dec-18	₡404,508.63

Tabla 2. Sumatoria de tarifas de punta más tarifa de valle mensual

Fuente: Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)

Si se suman los consumos energéticos de los parámetros (Valle y Punta) se obtiene la siguiente tabla en KW/h por mes:

Consumo energético total al mes del 2018	
Mes	Total por Mes en KW/h
Jan-18	10575
Feb-18	9870
Mar-18	10284
Apr-18	10493
May-18	11421
Jun-18	10515
Jul-18	11022
Aug-18	10613
Sep-18	9946
Oct-18	10682
Nov-18	10410
Dec-18	9764

Tabla 3. Consumo energético mensual total

Fuente: Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)

Los precios varían según la tarifa con la que se mida (Punta, Valle). Esto se refleja en el siguiente gráfico. Como se puede observar, la demanda más alta de la empresa se refleja en los parámetros que comprenden la tarifa Valle. Esto por la relación con la hora debido a que en este punto es donde se encuentra la mayor parte del personal ya instalado y trabajando en la empresa. Además, es importante resaltar que la relación es muy similar porque los precios por KWh al mes de la tarifa Valle es menor aunque se consuma más. El promedio para el año 2018 fue de ¢30.87, a diferencia de con la tarifa Punta. Se consume menos pero el precio fue mayor, de un promedio para el año 2018 de ¢61,72, casi del doble.

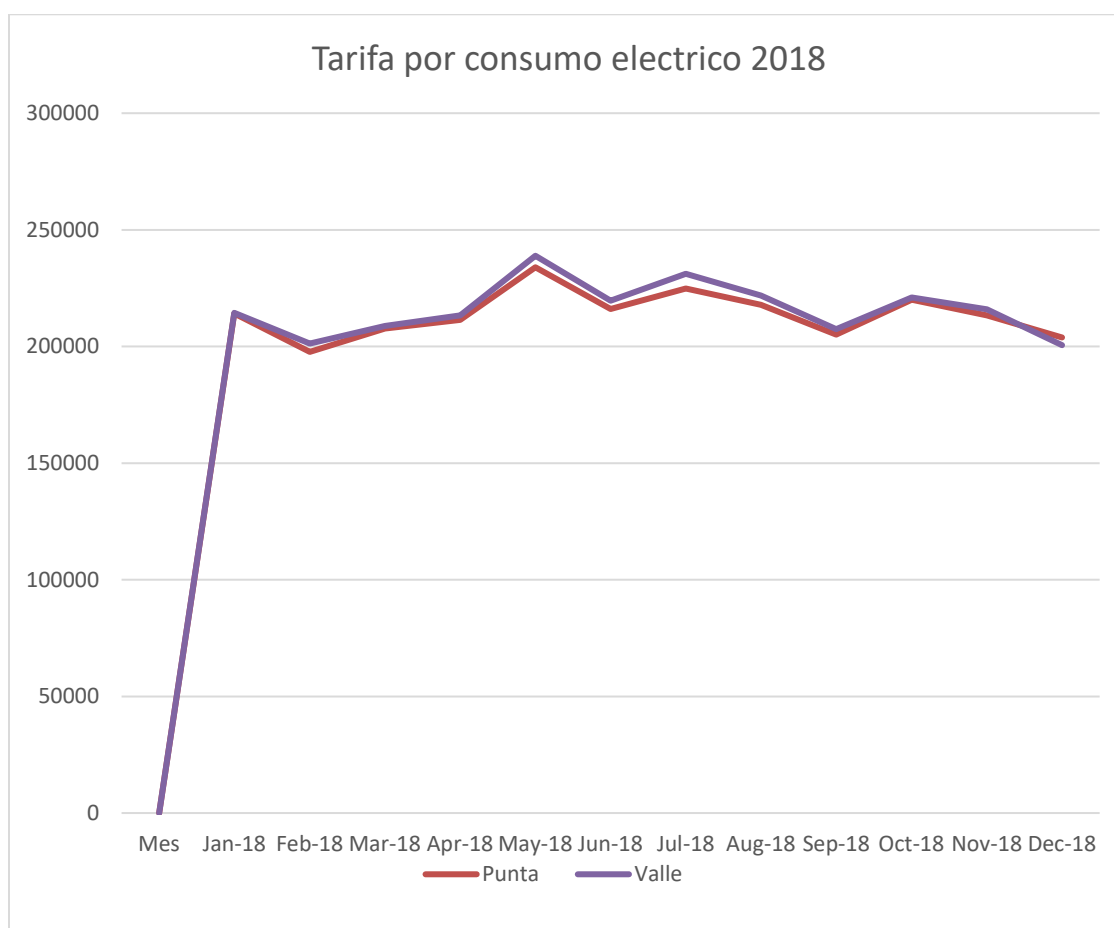


Gráfico 1. Tarifa por consumo eléctrico (Valle, Punta) 2018.

Fuente propia

En el siguiente gráfico se ejemplifica de forma más general el historial del consumo energético de Gamboa y Matamoros Asociados, S.A. Esto corresponde al lapso en estudio, analizados los dos

tipos de tarifas (Punta y Valle). En el gráfico se observa que los meses con mayor y menor consumo energético, respectivamente, corresponden a mayo del 2018 y febrero del 2018. Se reflejan únicamente los valores de demanda energética en KW/h por mes.

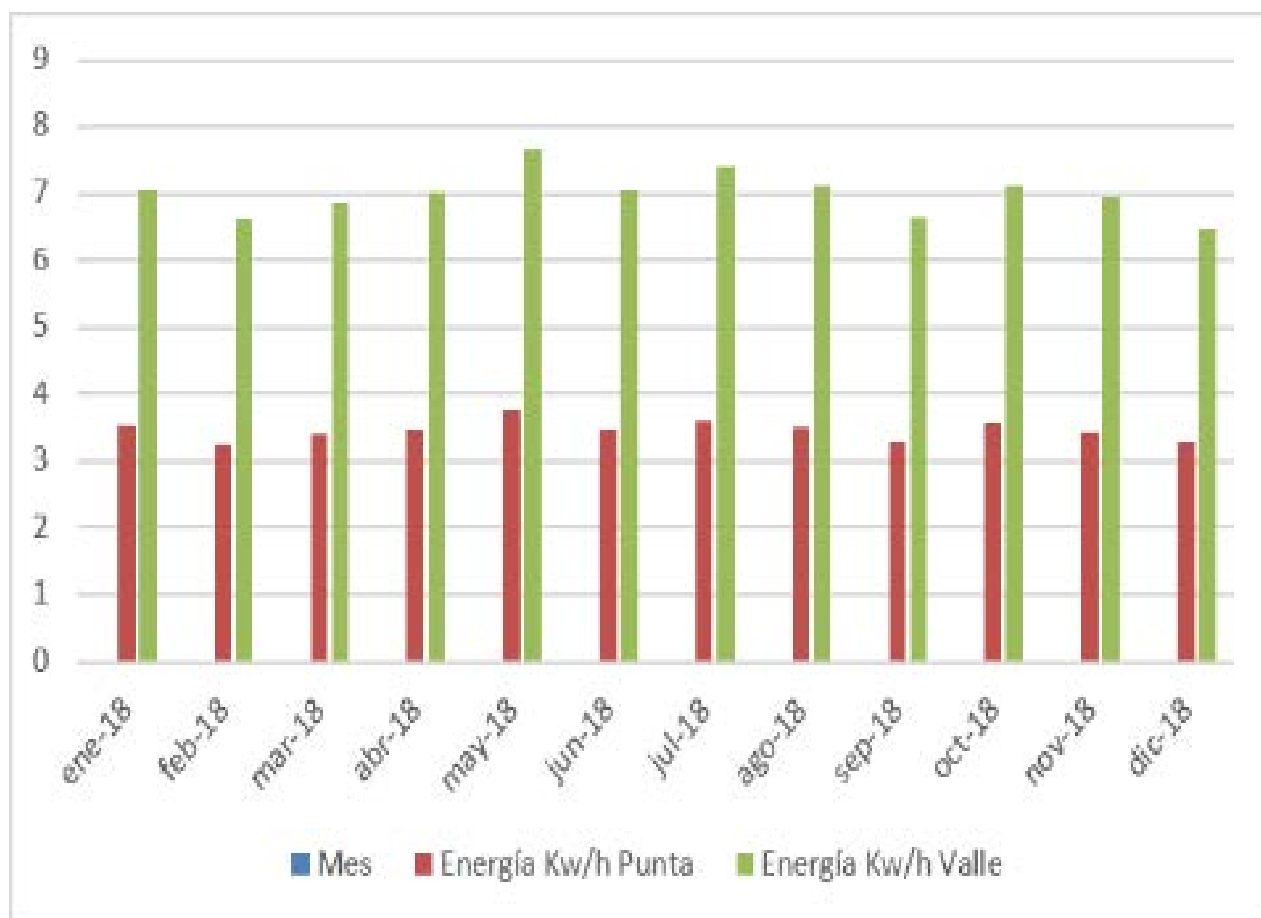


Gráfico 2. Consumo energético en KW/h de Gamboa y Matamoros Asociados

Fuente propia

Estudio de radiación

Para el estudio de radiación se deben conocer varios aspectos importantes los cuales se enuncian a continuación:

- Ubicación de Gamboa y Matamoros Asociados

La ubicación de la empresa determina parámetros indispensables para el estudio de la radiación. La irradiancia que tiene el lugar, así como su ubicación respecto a los puntos cardinales, será parte de los parámetros que se deben considerar en este análisis. Cabe resaltar que la ubicación es: Latitud: 9.93001 y Longitud: -84.1361, y también que estos son datos decimales.

La siguiente imagen muestra la ubicación de la empresa, así como su referencia de los puntos cardinales los cuales entre otros aspectos determinarán la posición de los paneles, así como su grado de inclinación óptimo:



Figura 13. Ubicación geográfica de Gamboa y Matamoros Asociados

Fuente: Google Earth, <https://earth.google.com/web/@9.95141968,-84.16034265,988.79266697a,174.57374791d,35y,-0h,0t,0r>

En la figura 13 se muestra la ubicación de la empresa y la posible zona en donde se podrían instalar los paneles solares. Es una estructura de cinco pisos de alto, por lo cual los únicos obstáculos que

podrían afectar la instalación fotovoltaica serían las sombras que genere la propia estructura o diseño de la azotea, por lo cual se debe considerar a la hora de diseñar los escenarios.

Horas solares pico en la ubicación del proyecto

En la siguiente tabla se indican las horas solares pico (HSP) en el lugar de la empresa, que ubicada en San Rafael de Escazú. Las siguientes son las coordenadas geográficas: Latitud: 9.93001 y Longitud: -84.1361. Cabe resaltar que estos son datos decimales:

Horas solares pico en el año 2017	
Mes	HSP
ene-18	5.52
feb-18	6.42
mar-18	6.66
abr-18	6.13
may-18	4.64
jun-18	4.33
jul-18	4.60
ago-18	4.60
sep-18	4.42
oct-18	3.79
nov-18	4.02
dic-18	4.86
Promedio anual	5.00

Tabla 4. *Horas solares pico en el año 2017*

Fuente: POWER de NASA, <https://power.larc.nasa>

Para la instalación de un sistema fotovoltaico es importante tener claras las condiciones de radiación sobre el área de interés. Como se observa en la tabla 4, en el año 2018 el mes que presentó mayor irradiación solar fue marzo, con un valor de 6.66 hsp, y el de menor fue octubre con 3.79 hsp. También se tiene un promedio de 5 hsp para el año de 2018.

De igual forma, se puede hacer uso del mapa Solargis, herramienta que ofrece el Instituto Meteorológico Nacional (IMN, por sus siglas en español) para hacer referencia a la radiación incidente en Costa Rica:

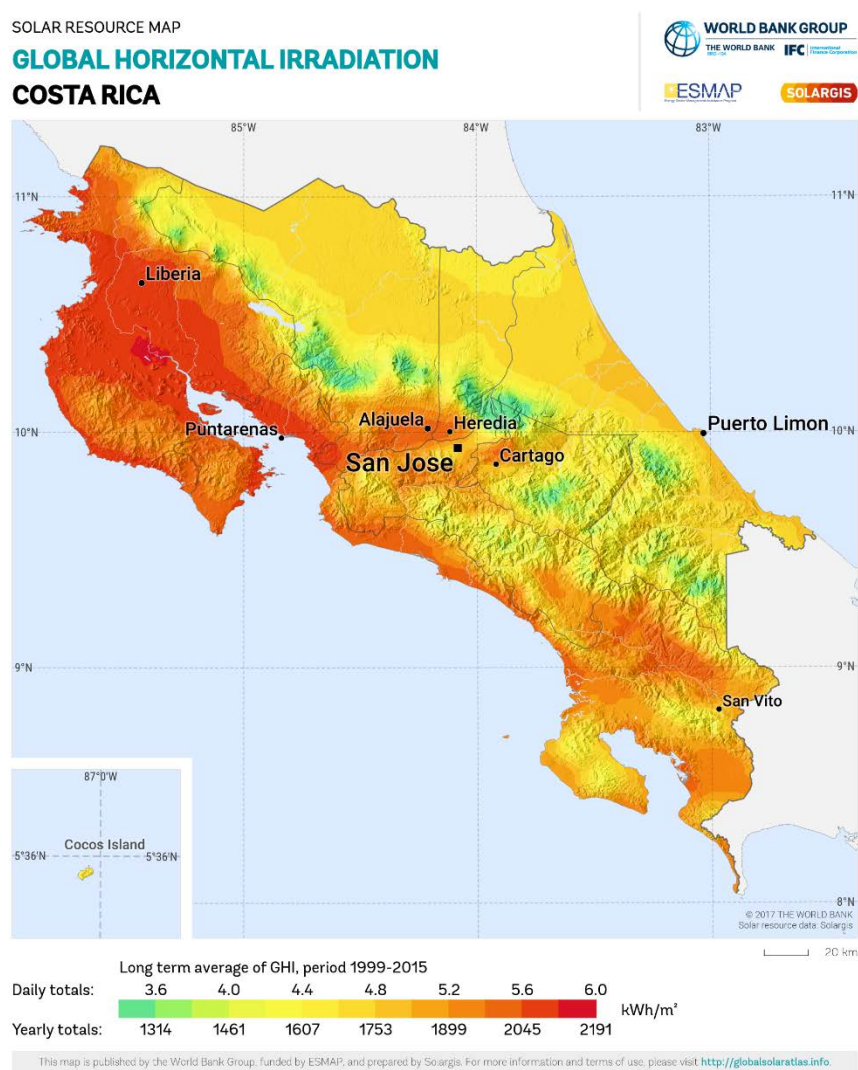


Figura 14. Mapa de irradiación de Costa Rica.

Fuente: Solargis, <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/costa-rica/>

Como se puede observar, la ciudad de San José presenta una transición de color amarillo a naranja, lo cual denota que la ciudad presenta una irradiación aproximada según la escala de color en la parte inferior de la figura 14 de 1900 KWh /m² al año. Si se toman como referencia las HSP promedio y se multiplican por 365 días que tiene el año se obtiene:

$$Irradiacion\ Anual = \frac{5\ KWh}{m^2\ dia} * \frac{365\ dias}{año} = \frac{1825\ KWh}{año} \approx \frac{1900\ KWh}{año}$$

Área de instalación del sistema fotovoltaico

De acuerdo con el estudio que se realizó y con la información recopilada mediante planos arquitectónicos y eléctricos de la empresa se determina que se cuenta con un área disponible en la zona de la azotea de 316 m², con un perímetro de 73 m, como se puede observar en la siguiente figura:

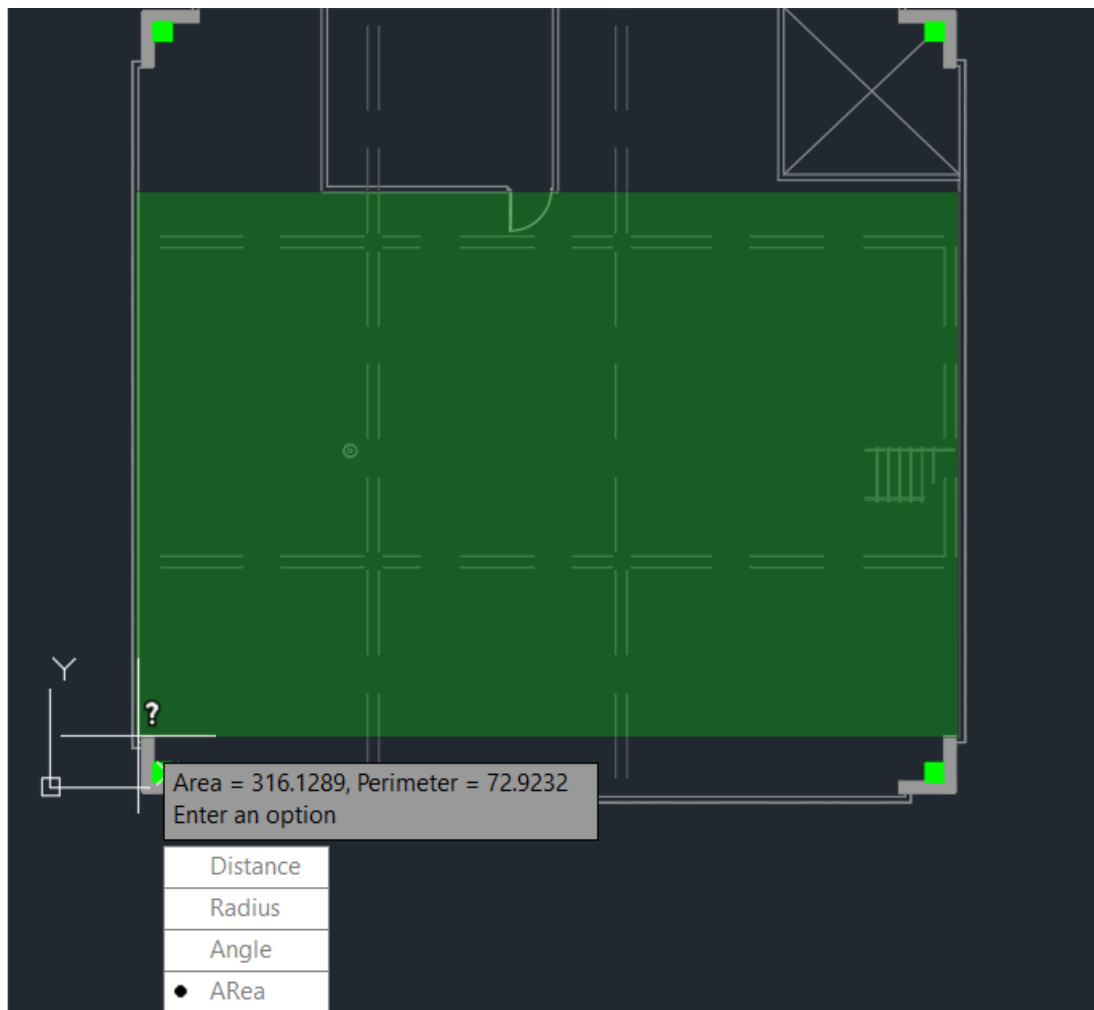


Figura 15. 100 % del área disponible para la instalación de los paneles

Fuente: AutoCAD / Planos arquitectónicos

Es importante resaltar que los espacios que no se encuentran subrayados en verde no se toman en cuenta, porque la empresa cuenta con equipos de distribución de aire acondicionado los cuales obstruyen esa área específicamente, por lo que no es área efectiva para la instalación como se referencia en las siguientes figuras:



Figura 16. *Vista 1 de azotea*

Fuente propia



Figura 17. *Vista frontal de la azotea*

Fuente propia

Escenarios para el diseño fotovoltaico

En este apartado se observará la metodología de cálculo de los paneles. Para el año 2018 se evaluarán tres posibles escenarios que permitan:

- Satisfacer 100% de la demanda energética
- Calcular la energía generada aprovechando 100% del área disponible para la instalación de los módulos.
- Efectuar cálculos con base en las normativas vigentes del país en torno a la autogeneración y el consumo de energía renovable.

Además, se hará cada una de las propuestas con el uso de microinversores e inversores para ofrecer opciones reales que puedan sustentar las necesidades de Gamboa y Matamoros Asociados, S.A.

Con la información recopilada se procede a crear los escenarios posibles para la implementación del sistema fotovoltaico.

Primer escenario: Para satisfacer 100% de la demanda energética

La tabla 3 muestra que el mayor consumo energético para el año 2018 se da en el mes de mayo con 11421 KW/h. Además, en la tabla 4 se observa que para el año 2018 el mes que presenta menor irradiación solar es octubre con 3.79 HPS; por lo tanto, se procederá a realizar los cálculos con estas dos variables para así asegurar el consumo energético con el valor de HSP más bajo y el consumo más alto.

La siguiente tabla muestra la información del consumo energético mensual del periodo en estudio más la facturación de cada mes; esto para visualizar mejor los parámetros con los cuales se diseña el primer escenario.

Consumo Energético 2018		
Mes	Demanda energética	Costo en colones
Jan-18	10575	¢428,614.49
Feb-18	9870	¢398,942.46
Mar-18	10284	¢416,544.90
Apr-18	10493	¢424,723.39
May-18	11421	¢472,836.16
Jun-18	10515	¢435,749.60
Jul-18	11022	¢455,913.79
Aug-18	10613	¢439,707.61
Sep-18	9946	¢412,500.32
Oct-18	10682	¢441,040.62
Nov-18	10410	¢429,266.58
Dec-18	9764	¢404,508.63
Total	125595	¢5,160,348.55

Tabla 5. *Consumo energético 2018 Gamboa y Matamoros Asociados, S.A*

Fuente: Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)

Los consumos energéticos totales de la empresa tienen un promedio de 10466.25 KWh por mes, además de que para el 2018 se demandaron 125595 KWh, como se muestra en el siguiente gráfico.

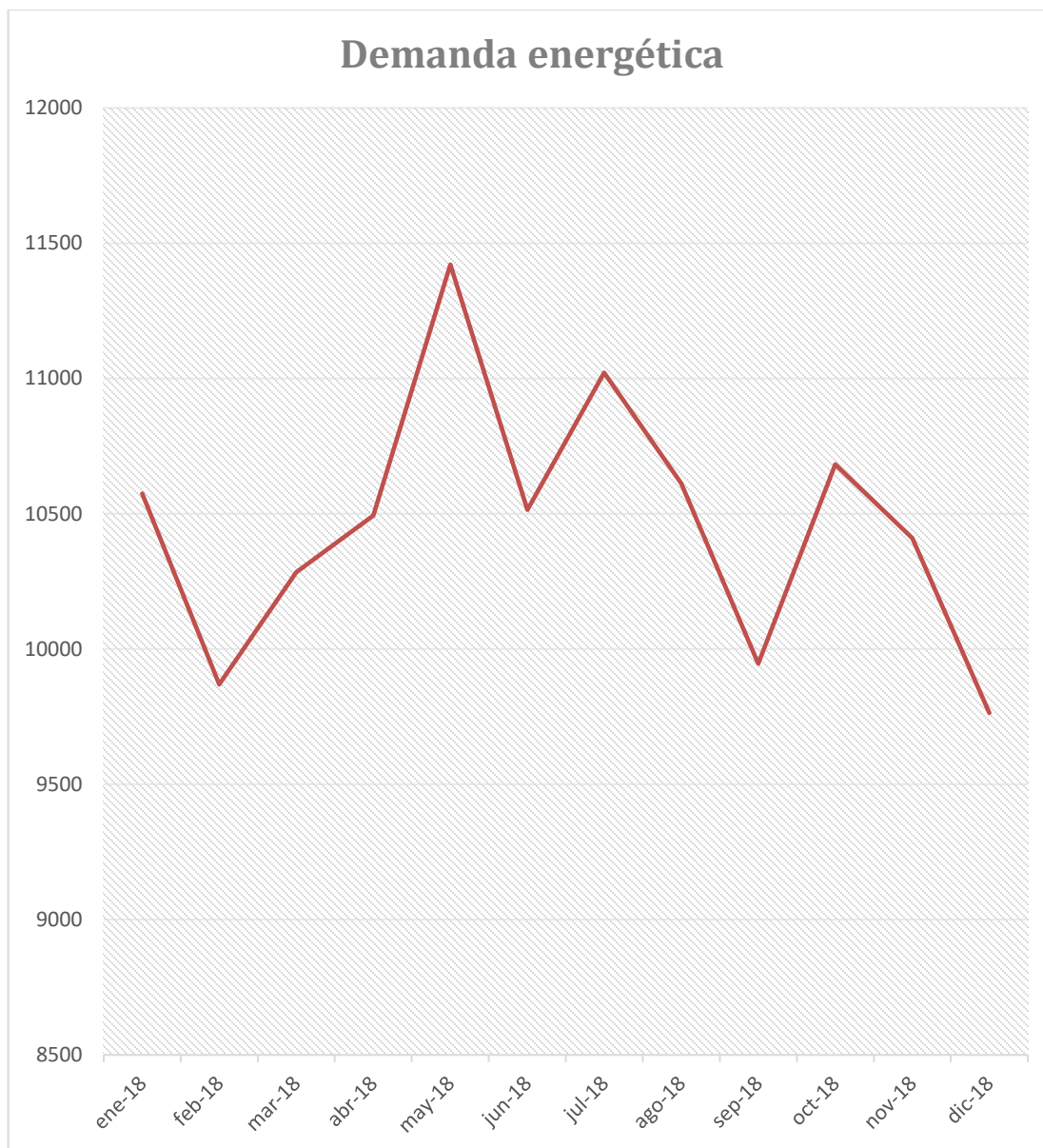


Gráfico 3. Demanda energética por mes Gamboa y Matamoros Asociados

Fuente: Elaboración propia / CNFL

Consumo diario crítico

Para obtener la demanda por día para este escenario se dividen los 11421 KWh entre los 31 días de mayo, según lo cual se obtiene que la demanda por día es de:

$$Demanda \text{ por día} = \frac{11421 \text{ KWh/mes}}{31 \text{ días}} = 368.41 \text{ KWh al día}$$

Selección del panel

Para el primer escenario se escoge un panel de 320W modelo GLC-P6/60H de la compañía japonesa Golden Concord Holdings Limited (GLC, por sus siglas en inglés). Esto por ser uno de los modelos de la compañía con mayor índice de eficiencia del módulo de 19,6%, y un rendimiento optimizado para instalaciones de mediana y larga escala; además de que cuenta con diferentes pruebas que garantizan su durabilidad, entre ellas, pruebas de soplado de arena, de amoníaco y niebla salina y con el objetivo de que soporten ambientes hostiles.

Número de paneles a 320 W

Para el dimensionamiento del número de paneles fotovoltaicos se escoge un panel de 320 W. Se usa la fórmula para calcular la cantidad de paneles mostrada en la sección del marco referencial, que es:

$$NP = \frac{E}{(0.9 * Wp * HSP)}$$

Donde:

1. Np: Es el número de paneles solares necesarios
2. E: Es el consumo energético real
3. Wp: Es la potencia pico del panel
4. HPS: Son las horas pico solar

5. Pr (0.9): Es el rendimiento energético de la instalación definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, en el que se tienen en cuenta las siguientes pérdidas originadas:

- Pérdida por dispersión de potencia de los módulos.
- Pérdida por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas.
- Pérdida por acumulación de suciedad.
- Pérdida por sombra.
- Pérdida por degradación de los módulos.
- Pérdida eléctrica.
- Pérdida por reluctancia.

$$N_p = \frac{368.41 \frac{KWh}{día}}{0.320 KWp \cdot 3.79Hps \cdot 0.9} \approx 338$$

Potencia generada mensualmente

Para la obtener la generación mensual del sistema se deben multiplicar los 338 paneles por la potencia pico nominal. Además, esta potencia es obtenida de la cantidad de días y de la cantidad de horas solares pico de cada mes.

$$Potencia\ generada = 338\ paneles \times 320\ W = 108160\ W$$

$$Generación\ al\ mes = 108160W \times 31\ días \times 3.79\ HSP = 12707.7\ KWh$$

Si se realiza este cálculo para todos los meses se obtiene una tabla con la cual se puede hacer una estimación del consumo anual:

338 paneles * 320 W = 108160 W			
Mes	Días	Irradiación (HSP)	Potencia Generada (KWh/mes)
Enero	31	5.52	18499
Febrero	28	6.42	19433
Marzo	31	6.66	22320
Abril	30	6.13	19881
Mayo	31	4.64	15550
Junio	30	4.33	14043
Julio	31	4.6	15416
Agosto	31	4.6	15416
Septiembre	30	4.42	14335
Octubre	31	3.79	12701
Noviembre	30	4.02	13038
Diciembre	31	4.86	16287
Total			196918

Tabla 6. *Energía generada por los 338 paneles fotovoltaicos en el 2018*

Fuente propia

Al realizar el cálculo de la potencia generada por los 338 módulos bajo el modelo de 320W se obtiene una generación anual de 196918 KWh. Si se compara con el consumo energético que tuvo la empresa en ese año, que fue de 125595 KWh, se obtiene que se está generando 56,78% de energía por encima del consumo medio de la empresa por año. Por ello se realiza un recalcu para disminuir el número de paneles solares y así reducir los KWh que produzcan anualmente. Este cálculo se basa en la potencia necesaria que debe producir cada panel anualmente para poder abastecer la demanda, por lo que ya no se calcula con el mes crítico si no con la demanda anual.

Arreglo de 100% de la demanda con panel 320W para el primer escenario

Para obtener la potencia generada por los paneles que logrará abastecer 100% de la demanda simplemente se debe dividir la demanda energética anual de la empresa entre la sumatoria del producto de los días de cada mes por las horas solares pico que obtengo en cada mes, por lo cual si la demanda energética de la empresa es de 125595 KWh / año, se plantea la siguiente ecuación:

$$\frac{125595 \text{ KWh}}{31 * 5.52 + 28 * 6.42 + 31 * 6.66 + 30 * 6.13 + 31 * 4.64 + 30 * 4.33 + 31 * 4.6 + 31 * 4.6 + 30 * 4.42 + 31 * 3.79 + 30 * 4.02 + 31 * 4.86} = 68.95 \text{ KWh}$$

Recalculando con la nueva potencia generada por los paneles fotovoltaicos al 100% de la demanda energética con un panel de 320W, la cantidad de paneles sería:

$$\frac{68.95 \text{ KWh}}{320 \text{ W}} = 216 \text{ nuevos paneles}$$

Con el nuevo arreglo se toman los 68.95 KWh para determinar la potencia generada por el nuevo número de paneles. Además, se hace una comparación de dicha energía con la que se demanda en la empresa para determinar el sobrante o faltante de energía en cada mes, como se observa en la siguiente tabla:

216 paneles * 320 W = 68.95 KWh					
Mes	Días	Irradiación (HSP)	Potencia Generada (KWh/mes)	Consumo energético de la empresa (KWh/mes)	Potencia sobrante o faltante (KWh/mes)
Enero	31	5.52	11799	10575	1224
Febrero	28	6.42	12394	9870	2524
Marzo	31	6.66	14235	10284	3951
Abril	30	6.13	12680	10493	2187
Mayo	31	4.64	9918	11421	-1503
Junio	30	4.33	8957	10515	-1558
Julio	31	4.6	9832	11022	-1190
Agosto	31	4.6	9832	10613	-781
Septiembre	30	4.42	9143	9946	-803
Octubre	31	3.79	8101	10682	-2581
Noviembre	30	4.02	8315	10410	-2095
Diciembre	31	4.86	10388	9764	624
Total			125594	125595	-1

Tabla 7. Tabla comparativa de energía generada por 216 paneles vs energía demanda en el 2018

Fuente propia

En el siguiente gráfico se observan las opciones de generación con 338 paneles y 216 paneles con respecto al consumo energético de la empresa en el año 2018.

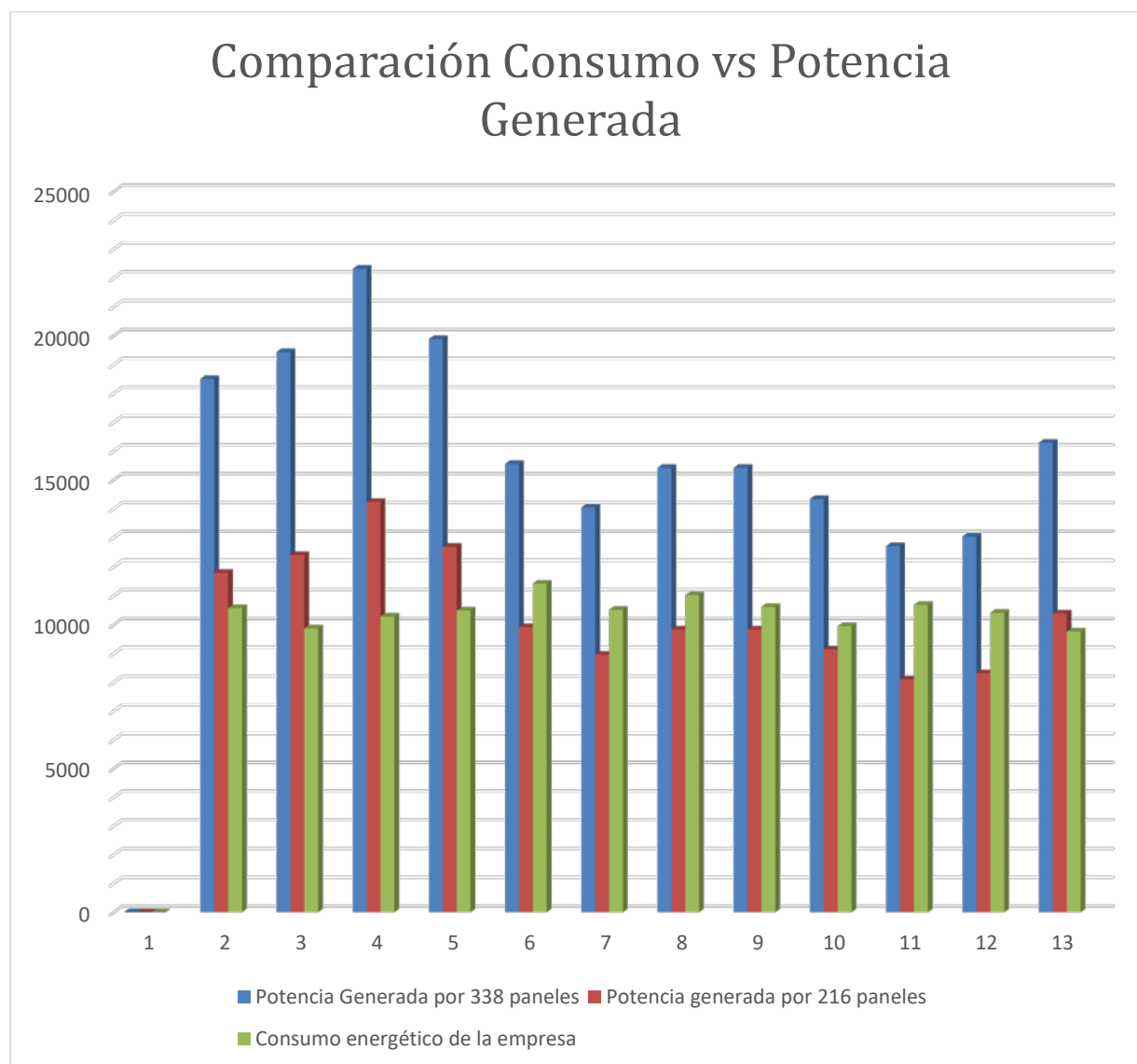


Gráfico 4. *Consumo energético vs generación con paneles.*

Fuente propia

Grado de inclinación y orientación del panel

En este apartado es importante resaltar que, tal y como se muestra en el marco teórico, se debe analizar la posición del proyecto, así como su ubicación respecto a los puntos cardinales. Se debe buscar siempre que el panel se ubique perpendicularmente hacia la zona en donde se obtenga el mayor índice de irradiación. En este caso la elección de la orientación del panel, así como su grado de inclinación, se extraen del manual de instalación del panel, tal y como lo indica su fabricante (ver el apéndice B). Según eso se obtiene:

1. Al estar el lugar ubicado en el hemisferio norte la orientación del panel deberá ser de cara al sur.
2. Para obtener el grado de inclinación del panel se utiliza la siguiente tabla, la cual se puede encontrar en el manual de instalación del fabricante, en la sección del apéndice. (ver el apéndice B)

Local latitude	Mounting Tilt Angles
0°~15°	15°
15°~25°	Local latitude
25°~30°	Local latitude + 5°
30°~35°	Local latitude + 10°
35°~40°	Local latitude + 15°
>40°	Local latitude + 20°

Tabla 8. Ángulo de montaje del panel fotovoltaico

Fuente: Manual de instalación (ver el apéndice B)

Si la ubicación de la empresa es de 9,95° (grados decimales) de latitud, según el manual los paneles deberán instalarse con un ángulo de 15° sobre la superficie horizontal.

Distancia mínima entre las filas de paneles

La distancia mínima que deberán tener las filas de paneles fotovoltaicos por instalar entre ellos estará dada por la siguiente ecuación; esto con el fin de garantizar que no se presente un efecto de sombra entre paneles o alguna obstrucción que vaya a incidir en la generación de la energía como tal:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \phi)}$$

En que:

h = altura del módulo respecto a la horizontal

ϕ = latitud del lugar

d = distancia

Si se sabe que los paneles se instalarán a 15° respecto a la horizontal y que tienen 1.650m de largo, lo cual se puede verificar en la sección de apéndice, en la ficha técnica, por medio de leyes trigonométricas se puede determinar su h respecto a la horizontal, como se muestra en la figura:

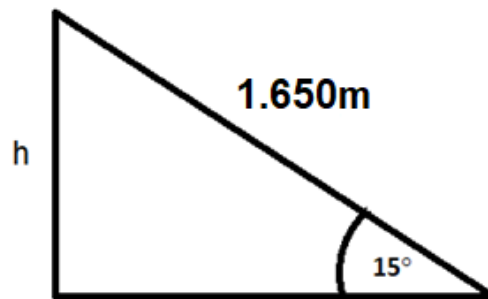


Figura 17. Cálculo de distancia mínima entre paneles

Fuente propia

En lo cual:

$$h = 1.650m * \sin 15 \approx 0.43m$$

Por tanto se obtiene que:

$$d = \frac{0.43m}{\tan(61^\circ - 9.95^\circ)} = 0.35m$$

Como resultado de la ecuación se debe considerar una distancia mínima entre paneles de 0,35m, lo cual debe ser tomando en cuenta a la hora de la ubicación de los paneles en el área disponible.

Cálculo del inversor. Arreglo a 100 %. Escenario 1

Para el dimensionamiento del inversor primeramente es importante resaltar que el diseño contempla una conexión en serie; por lo tanto, se debe calcular la potencia máxima que deberá soportar. Para ello se deberá encontrar el voltaje total producido por los paneles, considerando una conexión en serie, tal y como se explica en el marco referencial. Los datos de voltaje máximo de cada panel se encuentran en la sección de apéndice, aplicando la siguiente ecuación:

$$\text{Voltaje Total de Paneles} = \# \text{ paneles} * \text{Voltaje máximo de cada panel}$$

$$\text{Voltaje Total de Paneles} = 216 * 33.41 V = 7216.56 V$$

Luego, para calcular la potencia máxima del sistema se requiere multiplicar el voltaje máximo de los paneles por la corriente de cada uno, la cual, para este modelo, es de 9.58 A, dato que se puede corroborar en la ficha técnica, en la sección de apéndice. Por lo tanto, la potencia sería:

$$\text{Potencia Total de Paneles} = 7216.56 V * 9.58 A = 69.13 KW$$

Para este estudio se utilizará un inversor Sunny tripoder 25000 TL, ideal para plantas de gran tamaño en los sectores comercial e industrial. Gracias a su rendimiento de 98,4%, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas sino que por su concepto de *multistring*, combinado con un amplio rango de tensión de entrada, también ofrece una alta flexibilidad de diseño y

compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles. La ficha técnica se puede encontrar en la sección de apéndice.

Para conocer el número de inversores basta con dividir la potencia total de los paneles entre la potencia asignada de cada inversor:

$$\# \text{ de inversores} = \frac{69.12 \text{ KW}}{25 \text{ KW}} = 2.7 \approx 3$$

Por ello cada inversor deberá controlar un total de 72 paneles para un total de 216 paneles fotovoltaicos.

Cálculo del microinversor. Arreglo al 100%. Escenario 1

Tal y como se indica en las propuestas, se debe realizar el diseño fotovoltaico con microinversores, por lo cual se deben considerar varios aspectos a la hora de la selección del dispositivo, para posteriormente calcular el número necesario. Estos aspectos son: la corriente en cortocircuito, la tensión máxima de potencia, el coeficiente de temperatura, la tensión en cortocircuito, el número de celdas compatible con el dispositivo, y también la potencia nominal del panel. Dicho esto y considerando que el panel del diseño es de 320W, se elige un microinversor IQ6 - 60 de Enphase, el cual presenta alta potencia, liviano y sencillo de instalar, cuenta con apagado rápido integrado y soporta módulos de 72 celdas. Todos los datos se pueden encontrar en la sección de apéndice. Se procede ahora a calcular el número de paneles que se podrían conectar a un microinversor :

$$\# \frac{\text{Paneles}}{\text{Micro inversor}} = \frac{\text{Potencia nominal del inversor}}{\text{Potencia nominal del panel}}$$

$$\# \frac{\text{Paneles}}{\text{Micro inversor}} = \frac{330W}{320W} = 1.03 \frac{\text{Paneles}}{\text{Micro inversor}}$$

Según este cálculo se necesita un microinversor para cada panel, para suplir 100 % de la demanda de la empresa. Como lo indica esta propuesta, se necesitan 216 paneles, por lo que se necesitarán 216 microinversores.

Área comprendida por los paneles del arreglo a 100%. Escenario 1

Para verificar si los paneles se pueden ubicar en la azotea se necesita calcular el área que necesitarán los paneles para la instalación y para compararla con el área disponible en la azotea.

Para calcular el área de instalación de los paneles primero debe encontrarse el área de cada panel de 320 W y multiplicarla por los 216, que es de 0,992 m de ancho por 1.650 m de alto, tal y como se muestra en la siguiente figura (todos los datos se pueden encontrar en la sección de apéndice):

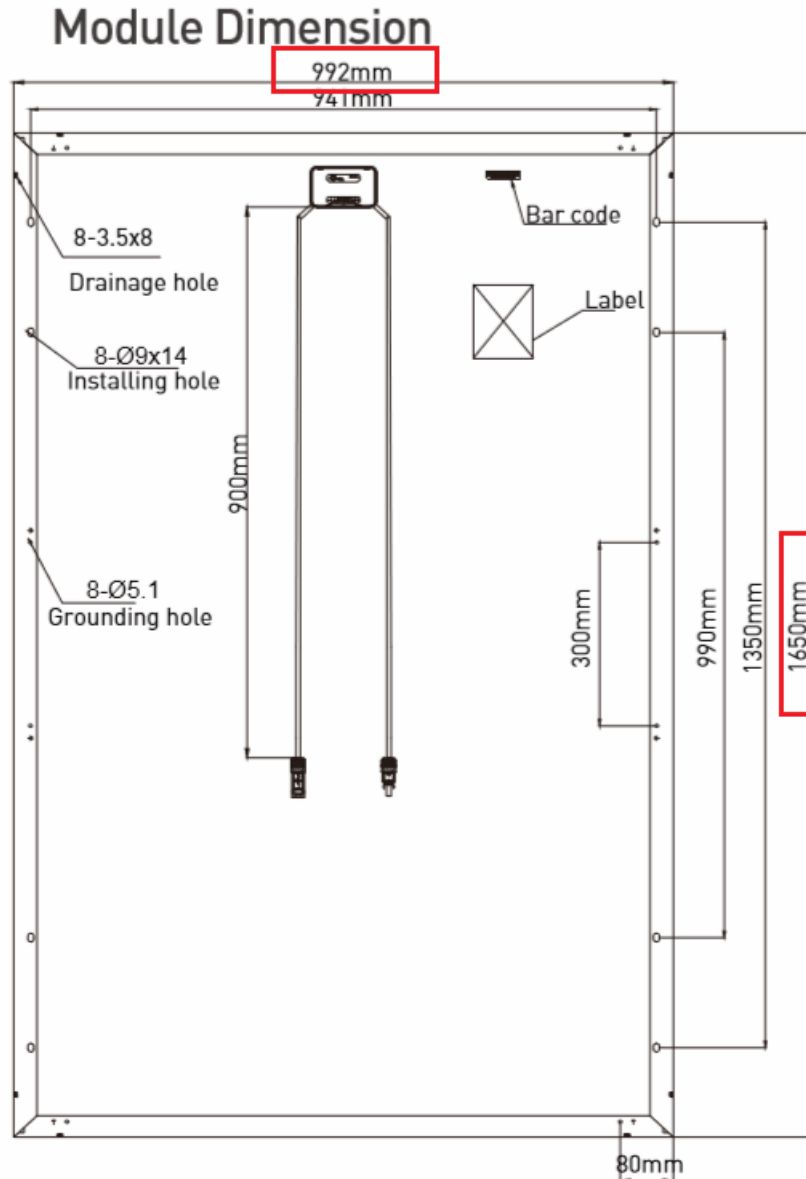


Figura 18. *Dimensión de panel de 320W*

Fuente: Ficha técnica (ver el apéndice A)

Por lo tanto, se obtiene que el área del panel de 320 W sería:

$$\text{Área del panel} = 0.992 \text{ m} * 1.665 \text{ m} \approx 1.65 \text{ m}^2$$

Si se multiplica por el número total de paneles necesarios para abastecer el arreglo a 100% de la demanda se obtiene:

$$1.65 \text{ m}^2 * 216 = 356.4 \text{ m}^2$$

Como se puede observar en a la figura 6, se cuenta con 316 m² como área efectiva de instalación. Si se compara con el área cubierta por los 216 paneles se necesitan 50m² más disponibles para la instalación.

Cableado de la instalación. Arreglo a 100%. Escenario 1

Para este apartado se dividirá el cálculo en dos secciones, el dimensionamiento de los conductores en DC (cableado de los paneles fotovoltaicos) y el AC (cableado de inversores).

Conductores en corriente directa DC:

Es importante resaltar que la instalación de los paneles se maneja en serie, por lo cual la corriente de un panel va a ser igual a la de todo el circuito.

Para el módulo de 320 W la corriente máxima es de 9.58 A. Este y el resto de los valores se pueden encontrar en la sección de apéndice, propiamente en las fichas técnicas.

Para dimensionar los conductores se referencia el Código Eléctrico Nacional (NEC, por sus siglas en inglés) el cual dice: "... los conductores del circuito y los dispositivos de protección contra sobrecorriente deben dimensionarse de modo que conduzcan como mínimo 125 por ciento de la corriente máxima calculada según la sección 690.8A. Se permitirá que la corriente nominal o el ajuste de disparo de los dispositivos de protección contra sobrecorriente cumplan lo establecido en las secciones 240.4 B y C." Todo esto se ubica en el artículo 690.8 B1:

$$I_{DC} = I_{max \text{ panel}} * 1.25$$

Conductor DC. Módulo de 320W

$$I_{DC} = 9.58 \text{ A} * 1.25 = 11.9 \text{ A}$$

Según el NEC 2008, en la tabla 310.16, el calibre por utilizar es número 12 AWG THHN COBRE, que puede soportar una ampacidad de 25 A.

Protección de sobretensión en corriente directa (DC)

En el entendido de que los conductores en DC de los módulos se conectarán al inversor, según las especificaciones técnicas del inversor, este cuenta con un punto de desconexión en el lado de la entrada; además de un descargador de sobretensión DC adecuado para las fases de trabajo, por lo que no es necesario el cálculo de protección.

Conductor en corriente alterna CA

El NEC 2008, en el artículo 690.10 B, llamado dimensionamiento y protección, indica que “los conductores entre el circuito de la salida del inversor y el medio de desconexión del edificio o estructura deben estar dimensionados con base en el valor nominal de salida del inversor. Estos conductores deben protegerse contra sobrecorrientes de acuerdo con el artículo 240. Dicha protección debe ubicarse en la salida del inversor”; sin embargo, no hay que olvidar el artículo 690.8 B1.

Para efectos de este análisis se utiliza un inversor Sunny tripoder 25000 TL. Los valores de corriente máxima se encuentran en la ficha técnica. Para este inversor el valor es de 36.2 A.

Conductores para el inversor de 25000W

$$I_{AC} = I_{\max \text{ inversor}} * 1.25$$

$$I_{AC} = 36.2 \text{ A} * 1.25 = 45.25 \text{ A}$$

Según el NEC 2008, en la tabla 310.16, el calibre por utilizar es número 6 AWG THHN COBRE, que puede soportar una ampacidad de 55A.

Protección de sobretensión en corriente alterna (AC)

Para calcular la protección de sobretensión en corriente alterna se debe consultar el artículo 240.6, inciso (A) del Código Eléctrico Nacional (NEC, por sus siglas en ingles), sobre fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo, los cuales establecen una protección de sobretensión en AC de 50 A.

Puesta a tierra del arreglo a 100%. Escenario 1

Tal y como se menciona en el marco teórico, en la sección de puesta a tierra, en un sistema fotovoltaico se deben poner a tierra los circuitos, los conductores de corriente continua y los equipos fotovoltaicos, así como los conductores de corriente alterna; por lo tanto, se procede a calcular cada una de estas puestas a tierra

Según el NEC, en el artículo 690.45 (A) – Generalidades, “los conductores de puesta a tierra de equipos fotovoltaicos de una fuente y de salida deben estar dimensionados de acuerdo con la tabla 250.122. Los conductores de puesta a tierra de equipos deben tener un calibre no inferior al 14 AWG”.

Para el apartado DC sí se debe calcular la protección contra sobrecorriente aunque el inversor tenga el dispositivo de autodesconexión integrado y no se haya tomado en cuenta anteriormente. Esto para poder dimensionar el conductor de puesta a tierra que debe tener esta sección; por lo tanto, si previamente se calculó que la corriente máxima de los conductores en DC es de 11.9 A , según el artículo 240.6, inciso (A), de fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo, se establece una protección contra sobrecorriente de 20 A. Con este valor se entra en la tabla 250.122 del NEC para determinar el calibre del conductor de puesta a tierra de la sección en DC, la cual indica que para un dispositivo de 20 A se debe instalar un conductor de puesta a tierra calibre 12 AWG CU.

Para el apartado AC se realiza el mismo procedimiento con una protección previamente calculada de 50 A. Para este valor la tabla 250.122 dice que el conductor de puesta a tierra debe ser de 10 AWG CU.

Además, cabe resaltar, tal y como se muestra en el marco teórico, que para este caso, como los conductores son menores de 6 AWG, se debe proteger con una canalización o una armadura tal y como lo indica el artículo 250.120 (C) del NEC

Cantidad de soportes arreglados a 100%. Escenario 1

Se elige un soporte de la marca IronRidge, modelo XR-1000-132A Anodized Rail por su bajo costo y su diseño, que soporta cualquier tipo de clima, con una capacidad de carga alta y con 20 años de garantía certificada.

Para determinar el número de soportes, tomando en cuenta la configuración en filas que se le da a la instalación, se debe multiplicar la cantidad de paneles por su ancho, dividirlo entre el largo de soporte y multiplicarlo por 2, debido a que la instalación requiere soporte para las partes superior e inferior de las filas.

$$\# \text{ soportes} = \frac{\text{Número de Paneles} * \text{ancho del panel}}{\text{Largo del soporte}} * 2$$

Por lo tanto, se obtiene

$$\# \text{ soportes} = \frac{216 * 0.992m}{3.36m} * 2 = 128$$

Segundo escenario. 100% del área disponible

Selección del panel

Para este cálculo se usa un panel de 375W modelo CS3U-375 de la compañía Canadian Solar, por su baja pérdida de potencia en la conexión de las celdas, así como por su mejor tolerancia a las sombras, además de 25 años de garantía de producto y certificaciones adecuadas para la instalación.

Se pretende encontrar la cantidad de módulos que se puedan instalar en 100% del área disponible; esto para averiguar, de acuerdo con ese número, cuánta demanda energética se podría sustentar.

Área disponible

El área disponible es de 316 m². Se debe recalcular este número con base en la distancia mínima entre filas de paneles. Para la distancia mínima al perímetro de muretes, que comprende la fachada norte, oeste y sur de la azotea; así como para la distancia mínima a la obstrucción, que representa la entrada a la azotea ubicada al este, todos los cálculos buscan paneles realistas y rigurosos los cuales no presentarán sombra y podrán aprovechar al máximo su eficiencia y la irradiancia de la zona. Para todas las medidas se utilizará la siguiente fórmula

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \phi)}$$

Con el afán de hacer mejor referencia a las obstrucciones se muestra la siguiente figura:



Figura 19. Referencia a obstrucciones Gamboa y Matamoros Asociados

Fuente: Google Earth, <https://earth.google.com/web/@9.95141968,-84.16034265,988.79266697a,174.57374791d,35y,-0h,0t,0r>

Distancia mínima contra obstrucciones

Distancia mínima entre paneles

Asumiendo el mismo grado de inclinación para la instalación de los paneles y aplicando el método previamente utilizado con un panel de 2 m de largo se obtiene que su h respecto a la horizontal será de:

$$h = 2 * \sin 15 \approx 0.52m$$

Por ello la distancia mínima entre paneles será:

$$d = \frac{0.52m}{\tan(61^\circ - 9.95^\circ)} = 0.42m$$

Distancia mínima entre paneles y perímetro de muretes

Además, se necesita tomar en cuenta la distancia mínima del panel contra el murete que rodea la azotea, el cual posee, según las mediciones realizadas en campo, 1.5 m de alto. Cuenta con un techito de tipo desagüe de 1 m de ancho. La idea es calcular la distancia mínima requerida por el panel con esa obstrucción a lo alto y comparar con el espacio de 1 m ancho que ya posee el murete y encontrar, por ende, si se cumple el mínimo o no. A continuación se puede observar la figura:



Figura 20. Murete y desagüe de la azotea

Fuente propia

Con base en las medidas se aplicó la fórmula de distancia mínima de panel con la siguiente ecuación:

$$d = \frac{1.5m}{\tan(61^\circ - 9.95^\circ)} = 1.21 m$$

La distancia mínima a la que se debe colocar la primera fila de paneles del murete deber ser de 1.2 m. Si el techo de desagüe mide 1 m se necesita tomar en cuenta 20 cm más para la instalación.

Distancia mínima de la entrada a la azotea

Según las medidas tomadas en campo la entrada mide 3m de alto, por lo que aplicando la fórmula se obtendría:

$$d = \frac{3m}{\tan(61^\circ - 9.95^\circ)} = 2.42m$$

A continuación se traza una nueva área restando la respectiva distancia mínima a todas las obstrucciones. Queda entonces con las siguientes medidas:

Ancho: $21.5m - 2.4m$ (distancia mínima entre fachadas sur y norte) = $19.1m$

Largo: $14.7m - 3.62m$ (distancia mínima entre fachadas oeste y este) = $11.08m$

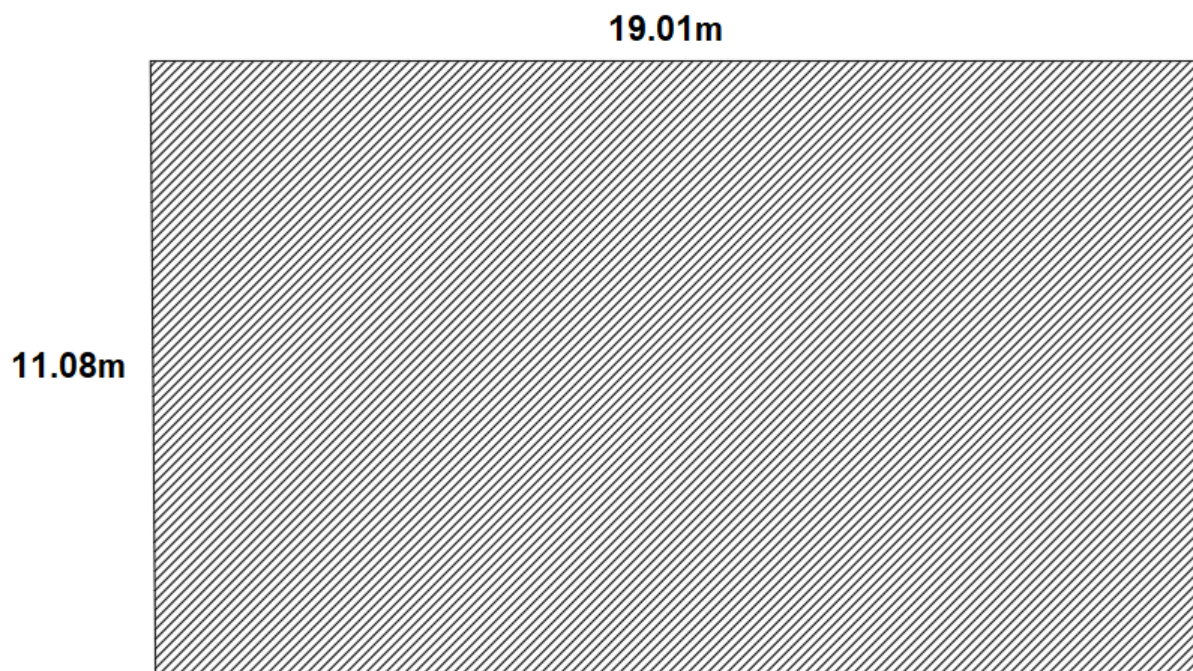


Figura 21. Nueva área disponible

Fuente propia

Se procede a calcular, por medio de razones trigonométricas, la distancia del panel a la horizontal, como se muestra en la siguiente figura:

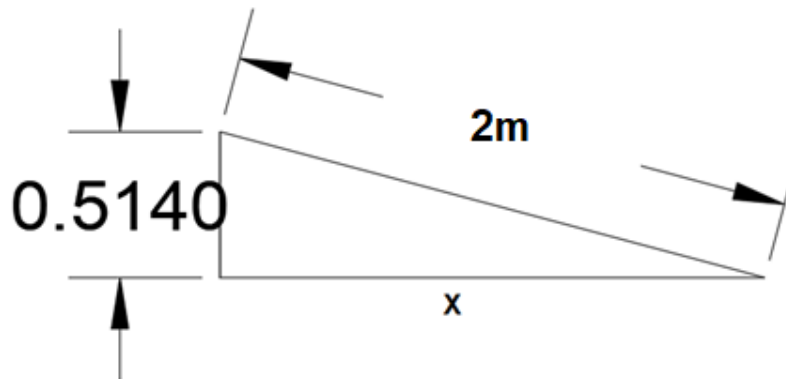


Figura 22. Distancia a horizontal del panel

Fuente propia

$$x = \frac{0.5140}{\tan 15} = 1.918m$$

Número de paneles. Escenario 2

Ahora bien, si el largo del área se divide entre la suma de la distancia mínima entre paneles más la proyección de los paneles contra la horizontal se obtiene cuántas filas de paneles de 375W se lograrían instalar:

$$\# \text{ filas} = \frac{19.01m}{0.42m + 1.918 m} = 8$$

Además, considerando que los paneles deberán ir orientados al sur, si se divide el ancho del área entre el ancho del panel se obtendría el número de paneles que se pueden instalar por fila a lo ancho. Estos y otros datos se pueden encontrar en la última sección del apéndice:

$$\# \text{ paneles por fila} = \frac{11.08m}{0.992m} = 11 \text{ paneles}$$

Multiplicando por el número de filas se obtiene la cantidad de paneles necesaria para la nueva área, considerando todas las distancias mínimas:

$$\# \text{ paneles} = 11 * 8 = 88 \text{ paneles}$$

Los 88 paneles instalados en la nueva área se observan en la siguiente figura. Además, se puede evidenciar que sobran 78 cm, aproximadamente, contra la cara norte de la fachada, los cuales se aprovecharían como paso para mantenimiento, ya que no se puede instalar otra fila de paneles porque se estaría irrespetando la distancia mínima a ese murete; lo que podría generar algún tipo de sombra sobre los paneles. Además, el diseño implica comenzar con la instalación desde la fachada sur hacia la norte, por lo que se nota que está al límite de la distancia mínima sobre esa fachada.

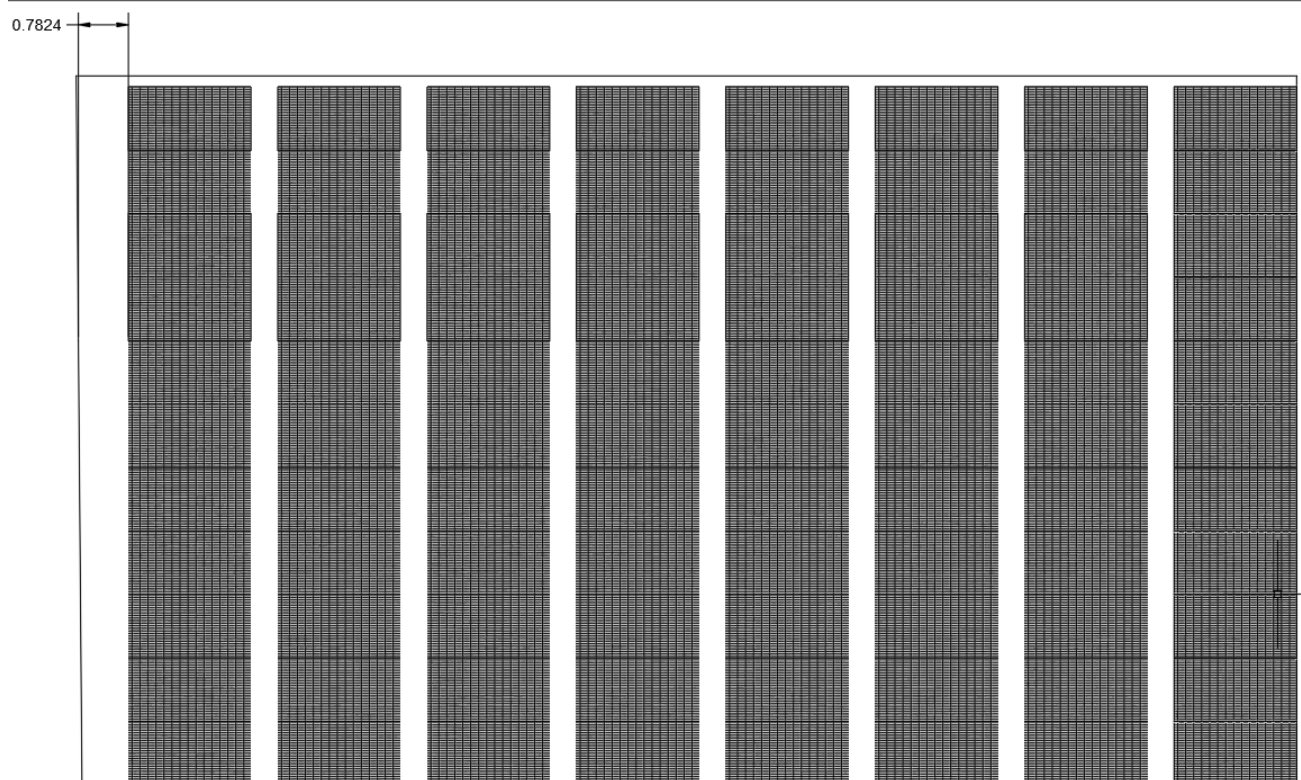


Figura 23. 88 paneles instalados en la nueva área disponible

Fuente: AutoCAD / Propia

Potencia generada por paneles. Escenario 2

Para obtener la potencia generada por los paneles se multiplican el número de paneles por la potencia de cada uno. En este caso se tienen 88 paneles, cada uno con una potencia de 375 W:

$$\text{Potencia generada} = 88 \text{ paneles} \times 375 \text{ W} = 33000 \text{ W}$$

Si se evalúa el mes de octubre del 2018, que presenta el valor de irradiancia más bajo del año y se multiplica el número de días del mes por sus HSP se obtiene la generación al mes de los 88 paneles de 375W:

$$\text{Generación al mes} = 33 \text{ KW} \times 31 \text{ días} \times 3.79 \text{ HSP} = 3877.17 \text{ KWh}$$

Si se hace el cálculo para todos los meses del año 2018 se obtiene la siguiente tabla:

88 paneles * 375 W = 33 KWh			
Mes	Días	Irradiación (HSP)	Potencia Generada (KWh/mes)
Enero	31	5.52	5647
Febrero	28	6.42	5932
Marzo	31	6.66	6813
Abril	30	6.13	6069
Mayo	31	4.64	4747
Junio	30	4.33	4287
Julio	31	4.6	4706
Agosto	31	4.6	4706
Septiembre	30	4.42	4376
Octubre	31	3.79	3877
Noviembre	30	4.02	3980
Diciembre	31	4.86	4972
	Total		60110

Tabla 9. Energía generada por los 88 paneles de 375W en el 2018

Fuente propia

Para determinar el faltante o sobrante de energía generada se tabula la generación con respecto a la demanda de la empresa del periodo en estudio y se obtienen los siguientes resultados:

88 paneles * 375 W = 33 KWh					
Mes	Días	Irradiación (HSP)	Potencia Generada (KWh/mes)	Consumo energético de la empresa (KWh/mes)	Potencia sobrante o faltante (KWh/mes)
Enero	31	5.52	5647	10575	-4928
Febrero	28	6.42	5932	9870	-3938
Marzo	31	6.66	6813	10284	-3471
Abril	30	6.13	6069	10493	-4424
Mayo	31	4.64	4747	11421	-6674
Junio	30	4.33	4287	10515	-6228
Julio	31	4.6	4706	11022	-6316
Agosto	31	4.6	4706	10613	-5907
Septiembre	30	4.42	4376	9946	-5570
Octubre	31	3.79	3877	10682	-6805
Noviembre	30	4.02	3980	10410	-6430
Diciembre	31	4.86	4972	9764	-4792
Total			60110	125595	-65485

Tabla 10. Tabla comparativa de energía generada por 88 paneles vs energía demanda en el 2018

Fuente propia

Cálculo del inversor. Escenario 2

Al igual que en la anterior propuesta se procede a calcular el voltaje total entregado por los paneles con la siguiente fórmula:

$$\text{Voltaje total de paneles} = \# \text{ paneles} * \text{Voltaje máximo de cada panel}$$

Si el voltaje máximo de cada panel es de 39.8 V se obtiene:

$$\text{Voltaje total de paneles} = \# 88 * 39.8 V = 3502.4 V$$

Aplicando la fórmula utilizada en la propuesta anterior y conociendo que los paneles presentan una corriente máxima de 9.43 A se obtiene la potencia total generada:

$$\text{Potencia total de oaneles} = 3502.4 V * 9.43 A = 33 KW$$

Para esta propuesta se utiliza un inversor Sunny Tripower de 20000 TL, con una potencia de 20 KW que al dividirla entre la potencia generada por los paneles muestra la cantidad de inversores necesarios,

$$\# \text{ de Inversores} = \frac{33KW}{20 KW} = 1.65 \approx 2$$

Por ello cada inversor deberá controlar un total de 44 módulos para un total de 88 paneles fotovoltaicos.

Cálculo del micro inversor. Escenario 2:

Para esta propuesta se elige un microinversor IQ 6 PLUS -72 de Enphase; esto porque cumple con las especificaciones necesarias para los parámetros de trabajo, así como para el panel de 375 W de este apartado. El microinversor tiene una potencia de 400W que se puede

constatar en la parte del apéndice, en la ficha técnica. Por ende, si se divide esa potencia entre la potencia del panel se obtiene el número de paneles que se pueden conectar al microinversor,

$$\# \frac{\text{Paneles}}{\text{Micro inversor}} = \frac{400W}{375W} = 1.06 \frac{\text{Paneles}}{\text{Micro inversor}}$$

Según el cálculo anterior se necesitan 88 paneles para la propuesta y 88 microinversores conectados para suplir la potencia generada por los paneles.

Cableado de la instalación. Escenario 2

Conductor de corriente directa DC

Tal y como se realizó en los análisis previos y tomando en cuenta el artículo 690.8 del NEC (Código Eléctrico Nacional, por sus siglas en inglés), se utiliza la siguiente ecuación:

$$I_{DC} = I_{max \text{ panel}} * 1.25$$

Conductor DC panel 375W:

Donde I_{max} del panel de 375 W = 9.43 A, por lo tanto se obtiene:

$$I_{DC} = 9.43 \text{ A} * 1.25 = 11.78 \text{ A}$$

Con base en la tabla 310.16 del NEC el cableado debe ser 12 AWG THHN CU el cual soporta hasta 25 A.

Protección de sobretensión en corriente directa (DC)

Al igual que en el caso anterior el inversor propuesto en este apartado cuenta con la protección en la entrada DC contra sobre corriente integrado por lo que no se es necesario calcular la protección.

Conductor en corriente alterna AC:

El cálculo es similar al del apartado anterior con referencia siempre al artículo 690.10 del NEC. Aplicando la siguiente ecuación se encuentra el valor de corriente máxima:

$$I_{AC} = I_{\max \text{ inversor}} * 1.25$$

Conductor AC del inversor 20000 TL

Donde la I_{\max} del inversor es = 29 A

$$I_{AC} = 29 \text{ A} * 1.25 = 36.25 \text{ A}$$

De la tabla 310.16 del NEC se obtiene que el conductor debe ser número 8 AWG THHN CU, capaz de soportar hasta 40 A.

Protección de sobretensión en corriente alterna (AC)

En el artículo 240.6 A del NEC “Fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo” se obtiene el siguiente valor referente a la protección de sobretensión en corriente alterna (CA), cuyo valor es de 40 A.

Puesta a tierra. Escenario 2

Para este apartado se toma como referencia el NEC, en el artículo 690.45 (A) - Generalidades “Los conductores de puesta a tierra de equipos fotovoltaicos de una fuente y de salida deben estar dimensionados de acuerdo con la tabla 250.122. Los conductores de puesta a tierra de equipos deben tener un calibre no inferior al 14 AWG”, por lo tanto:

Para el apartado DC calculamos la protección que debe tener una corriente de 11.55 A trasegada por el cable número 12 AWG THHN CU previamente calculado, la cual es según

el artículo 240.6 A del NEC de 20 A por lo que la tabla 250.122 arroja como resultado un conductor de puesta a tierra # 12 AWG THHN CU.

Para el apartado AC, si el dispositivo contra sobretensión es de 40 A el conductor de puesta a tierra debe ser según la tabla 250.122 de #10 AWG THHN CU.

Cantidad de soportes. Escenario 2

$$\# \text{ soportes} = \frac{\text{Número de Paneles} * \text{ancho del panel}}{\text{Largo del soporte}} * 2$$

Por lo tanto, para este caso se obtiene:

$$\# \text{ soportes} = \frac{88 * 0.992m}{3.36m} * 2 = 52$$

Tercer escenario, 100 % de la demanda bajo la norma MINAE N.º 39220 “Reglamentación de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, modelo de contratación medición neta sencilla”

Para esta propuesta el análisis se basa en 100% del área disponible para la instalación de paneles solares de la empresa, pero considerando la normativa del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE, por sus siglas en español), número 39220, la cual, como se indica en el marco teórico, menciona: “El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual”; por lo cual se procederá a realizar el cálculo de cuánta energía faltante o sobrante resultará ajustando la sobre generación inyectada a la red a 49%.

Como se puede observar en la tabla 9, la comparación entre la energía generada por los 88 paneles y la energía demandada por mes de la empresa siempre tendrá un déficit al mes, por lo cual se deberá comprar energía todos los meses a la empresa electrificadora; por lo tanto, no hay energía sobrante para aplicar el 49% que indica la norma establecida.

Es importante resaltar que se elige analizar esta propuesta en función del 100% del área disponible de la empresa, porque es el número real de paneles que se pueden instalar siendo la producción real de energía que se obtiene de los paneles.

Análisis financiero

Primeramente, se debe analizar el consumo energético para este escenario lo cual lleva a conocer el ahorro anual que se genera por medio de la instalación de los paneles. Para ello se necesita conocer aspectos importantes como la potencia consumida por la empresa, las tarifas de energía de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL, por sus siglas en español), las tarifas de acceso para la energía propia bajada de la red (Norma MINAET N.º 39220), así como la facturación total sin incluir el sistema fotovoltaico.

En segundo lugar, se deben obtener el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), para lo cual se deben establecer los siguientes parámetros:

- Tipo de cambio de dólar:
- Cargos fijos:

$$Cf = \sum Alubrado \text{ Público} + \sum Tributo \text{ a Bomberos}$$

- Valor de interconexión por medidor
- Tasa de interés de aumento aproximado de la facturación: valor estimado de aumento en la tarifa de la Compañía si el ahorro anual está basado en esas tarifas.
- Montos de mantenimiento: mantenimiento aproximado de los paneles
- Tasa de financiamiento: tasa de oportunidad que tiene el usuario para el financiamiento. La suposición es que los clientes industriales y comerciales tienen un incentivo similar al de los generadores privados. Por defecto se usa una tasa de 12%, todo esto según Bac Solar. (2019) *Consideraciones para el cálculo financiero*. Recuperado de <https://bacsolar.cr/pdf/Informaci%C3%B3n%20t%C3%A9cnica%20BAC%20SOLAR.pdf>.
- Inversión inicial: la inversión inicial será la suma de las cotizaciones de los equipos más el costo por la instalación de los medidores, según corresponda en cada escenario.

Escenario 1. 100 % de la demanda

Análisis del consumo energético

El primer paso es tomar la energía consumida por la empresa y la potencia generada por los paneles. Si se ofrece una potencia sobrante se puede subir a la red para almacenarla y que sea descargada con una tarifa especial según la norma MINAET N.º 39220.

Si se debe tomar más energía aparte de la generada para satisfacer la demanda se debe pagar a la tarifa normal de la compañía electrificadora, en este caso la CNFL.

Es importante resaltar que para el análisis del consumo energético la energía que se deba bajar directamente de la red se pagará con la tarifa de media tensión que emplea la empresa, es decir, si la empresa paga en promedio ¢61.72 por la energía consumida en la tarifa Valle y ¢30.87 por la energía consumida por la tarifa Punta, se procede a estimar cuál es el porcentaje de cada tarifa reflejado en el total del consumo, para así estimar cuánto es el porcentaje de la energía que se baje directa de la red que se debe pagar a ¢61.72, y cuánto a ¢30,78; todo esto por medio del siguiente gráfico:



Gráfica 5. *Potencia consumida empresa en porcentaje*

Fuente: Facturación CNFL

Como se observa, de la energía que se descargue directamente de la red 67 % se pagará a €61.72 y 33% a €30.78.

De la anterior información se obtiene la tabla en la que se analiza el comportamiento del consumo energético de la empresa durante el 2018, por lo que se obtiene la siguiente tabla:

Análisis de consumo energético en el periodo de 1 año						
Datos	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Potencia Consumida (valle + punta) (kWh)	10575	9870	10284	10493	11421	10515
Potencia Generada (kWh)	11798	12394	14235	12679	9917	8956
Potencia almacenada el mes previo (KWh)	0	1223	3747	7698	9884	5041
Potencia sobrante subida a la Red (KWh)	1223	2524	3951	2186	0	0
Energía propia bajada de la red (49%)	0	0	0	0	4843	2470
Energía faltante para el consumo (KWh)	0	0	0	0	1504	1559
Energía directa de la red (KWh)	0	0	0	0	0	0
Facturación mensual sin Paneles	€ 428,614.49	€ 398,942.46	€ 416,544.90	€ 424,723.39	€ 472,836.16	€ 435,749.60
Facturación con Paneles	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€104,370.10	€53,228.75
	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Potencia Consumida (valle + punta) (kWh)	11022	10613	9946	10682	10410	9764
Potencia Generada (kWh)	9832	9832	9142	8100	9315	10388
Potencia almacenada el mes previo (KWh)	2571	1311	669	341	174	89
Potencia sobrante subida a la Red (KWh)	0	0	0	0	0	624
Energía propia bajada de la red (49%)	1260	642	328	167	85	0
Energía faltante para el consumo (KWh)	0	0	804	2582	1095	0
Energía directa de la red (KWh)	0	0	476	2415	1010	0
Facturación mensual sin Paneles	€ 455,913.79	€ 439,707.61	€ 412,500.32	€ 441,040.62	€ 429,266.58	€ 404,508.63
Facturación con Paneles	€27,146.66	€13,844.80	€31,611.71	€128,063.71	€53,880.00	€0.00

Total de Facturación sin Paneles	CRC 5,160,348.55
Total de Facturación con Paneles	CRC 358,916.98
Ahorro Anual sin cargos Fijos	CRC 4,801,431.57
Energía almacenada sobrante	713

Tabla 11. *Análisis energético de la empresa en el periodo de 1 año*

Fuente propia

Como se observa en la tabla anterior, el ahorro anual, sin contar los cargos fijos, llámese costo por alumbrado público o tributo a los bomberos, es de $\text{C}\$4801431.57$.

Cálculo del VAN y la TIR. Escenario 1 con inversores

Se procede a dimensionar los valores necesarios mencionados para el cálculo del VAN y la TIR:

- Tipo de cambio del dólar = $\text{C}\$612.50$ (tomado de la página del BNCR para el día 9/3/19).
- Cargos fijos. Según la facturación del 2018 el monto es de $\text{C}\$1044330$.
- Valor de interconexión. El valor de la interconexión de la CNFL, incluido el medidor trifásico para media tensión, es de $\text{C}\$1434113.627$, (ver el apéndice O)
- Tasa de aumento de la tarifa ligada al aumento del ahorro. Para este escenario se toma una tasa de 14,1% de incremento en la energía anual, dato recuperado de la página de la CNFL.
- Tasa de financiamiento. En este caso se elige una tasa de 12% que estima la herramienta Bac Solar. (2019) *Consideraciones para el cálculo financiero*. Recuperado de <https://bacsolar.cr/pdf/Informaci%C3%B3n%20t%C3%A9cnica%20BAC%20SOLAR.pdf>.
- Valor del mantenimiento. Se estima en $\text{C}\$60\,000$ y no se incluye mantenimiento extra para los inversores o microinversores, ya que el fabricante certifica una garantía de producto de 25 años, la misma por la que se realizará el estudio de factibilidad. Esto porque los paneles presentan una garantía de 25 años también (ver los apéndices A, D y E)
- Inversión inicial. En este escenario se contempla la cotización de los equipos (ver los apéndices Q y R), más el costo por la interconexión de los tres medidores (ver el apéndice O)

Con la información anterior se obtiene la siguiente tabla:

Tabla Resumen de datos	
Cambio Dólar 9/3/19	\$612.50
Cargos Fijos	CRC 1,044,330.00
Interconexión Total	CRC 1,434,113.63
Tasa Bac Solar	12.00%
Tasa Aumento Anual Aprox.	14.10%
Costo de Mantenimiento Aprox.	CRC 60,000.00
Inversión Inicial	CRC 31,270,354.63
Ahorro Anual sin cargos Fijos	CRC 4,801,431.57
Ahorro Anual	CRC 3,757,101.57

Tabla 12. *Resumen de datos necesarios para el análisis del VAN y la TIR*

Fuente propia

Como se puede observar, el ahorro anual, restando los cargos fijos, es de $\text{C}\$3757101.57$, valor que con el tiempo cambiará, además se toma en cuenta un 1% de pérdida en el ahorro anual debido a la pérdida de generación de los paneles por año que se estima en 1% valores que se reflejan en la tabulación a la hora de obtener el VAN y el TIR. Utilizando los valores de la tabla 11 se procede a calcular el VAN y la TIR para este caso, utilizando la herramienta Excel.

Como se menciona anteriormente, el ahorro anual cambiará con el tiempo. Para ello se utiliza la tasa de aumento anual en la tarifa eléctrica de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL, por sus siglas en español) de 14,1%. Además, para el análisis es importante resaltar que se trabajará con un periodo de 25 años, periodo que es otorgado por Bac Solar, que indica que se estiman los periodos de inversión en 25 años, en el cual la mayoría de los equipos se encuentran bajo garantía de producto Bac Solar. (2019) *Consideraciones para el cálculo financiero*. Recuperado de <https://bacsolar.cr/pdf/Informaci%C3%B3n%20t%C3%A9cnica%20BAC%20SOLAR.pdf>. Es importante mencionar que para este escenario se cumple dicho proceso (ver apéndice A, D)

En el análisis se utilizan los ahorros anuales a partir del año 2, tomando el valor del año previo y multiplicándolo por la tasa de interés mencionada anteriormente, lo cual dará un incremento progresivo en el ahorro anual.

Para el mantenimiento es importante resaltar que se contempla un costo de €60 000 al año basado en los estudios anteriores, el cual será fijo durante los años de análisis debido a que los fabricantes de los equipos dan una garantía certificada de 25 años para cada uno, se contempla el cambio en de los inversores en el año 20 porque su garantía es de 20 años.

Con la información anterior se procede a calcular el VAN y la TIR del caso 1, de lo que se obtiene la siguiente tabla:

Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno del sistema de Paneles Fotovoltaicos Caso 1					
	Ahorro anual	Mantenimiento	Flujos Netos	Sumatoria	Recuperacion
Año 1	CRC 3,729,835.30	CRC 60,000.00	CRC 3,669,835.30	CRC 3,276,638.66	CRC -27,993,715.97
Año 2	CRC 4,213,184.66	CRC 60,000.00	CRC 4,153,184.66	CRC 3,708,200.59	CRC -25,388,629.59
Año 3	CRC 4,758,685.68	CRC 60,000.00	CRC 4,698,685.68	CRC 4,195,255.07	CRC -22,402,529.90
Año 4	CRC 5,374,255.66	CRC 60,000.00	CRC 5,314,255.66	CRC 4,744,871.12	CRC -19,387,078.52
Año 5	CRC 6,068,808.95	CRC 60,000.00	CRC 6,008,808.95	CRC 5,365,007.99	CRC -16,342,828.91
Año 6	CRC 6,852,380.69	CRC 60,000.00	CRC 6,792,380.69	CRC 6,064,625.61	CRC -13,270,300.84
Año 7	CRC 7,736,265.66	CRC 60,000.00	CRC 7,676,265.66	CRC 6,853,808.63	CRC -10,169,985.88
Año 8	CRC 8,733,174.02	CRC 60,000.00	CRC 8,673,174.02	CRC 7,743,905.38	CRC -7,042,352.38
Año 9	CRC 9,857,405.85	CRC 60,000.00	CRC 9,797,405.85	CRC 8,747,683.79	CRC -3,887,849.91
Año 10	CRC 11,125,046.81	CRC 60,000.00	CRC 11,065,046.81	CRC 9,879,506.08	CRC -706,913.36
Año 11	CRC 12,554,187.44	CRC 60,000.00	CRC 12,494,187.44	CRC 11,155,524.50	CRC 2,500,033.36
Año 12	CRC 14,165,168.67	CRC 60,000.00	CRC 14,105,168.67	CRC 12,593,900.60	CRC 5,732,573.97
Año 13	CRC 15,980,856.80	CRC 60,000.00	CRC 15,920,856.80	CRC 14,215,050.72	CRC 8,990,296.70
Año 14	CRC 18,026,951.28	CRC 60,000.00	CRC 17,966,951.28	CRC 16,041,920.78	CRC 12,272,791.53
Año 15	CRC 20,332,328.98	CRC 60,000.00	CRC 20,272,328.98	CRC 18,100,293.73	CRC 15,579,647.52
Año 16	CRC 22,929,429.37	CRC 60,000.00	CRC 22,869,429.37	CRC 20,419,133.37	CRC 18,910,450.49
Año 17	CRC 25,854,685.04	CRC 60,000.00	CRC 25,794,685.04	CRC 23,030,968.79	CRC 22,264,780.76
Año 18	CRC 29,149,002.83	CRC 60,000.00	CRC 29,089,002.83	CRC 25,972,323.95	CRC 25,642,211.12
Año 19	CRC 32,858,301.24	CRC 60,000.00	CRC 32,798,301.24	CRC 29,284,197.53	CRC 29,042,304.91
Año 20	CRC 37,034,110.47	CRC 5,286,000.00	CRC 31,748,110.47	CRC 28,346,527.21	CRC 31,980,897.69
Año 21	CRC 41,734,242.02	CRC 60,000.00	CRC 41,674,242.02	CRC 37,209,144.66	CRC 35,424,961.67
Año 22	CRC 47,023,535.52	CRC 60,000.00	CRC 46,963,535.52	CRC 41,931,728.14	CRC 38,890,304.95
Año 23	CRC 52,974,691.32	CRC 60,000.00	CRC 52,914,691.32	CRC 47,245,260.11	CRC 42,376,436.11
Año 24	CRC 59,669,198.15	CRC 60,000.00	CRC 59,609,198.15	CRC 53,222,498.34	CRC 45,882,846.25
Año 25	CRC 67,198,366.06	CRC 60,000.00	CRC 67,138,366.06	CRC 59,944,969.69	CRC 49,409,007.58
∑			90,360,885.67	TIR	23%

Tabla 13. VAN y TIR del caso 1 con inversor

Fuente propia

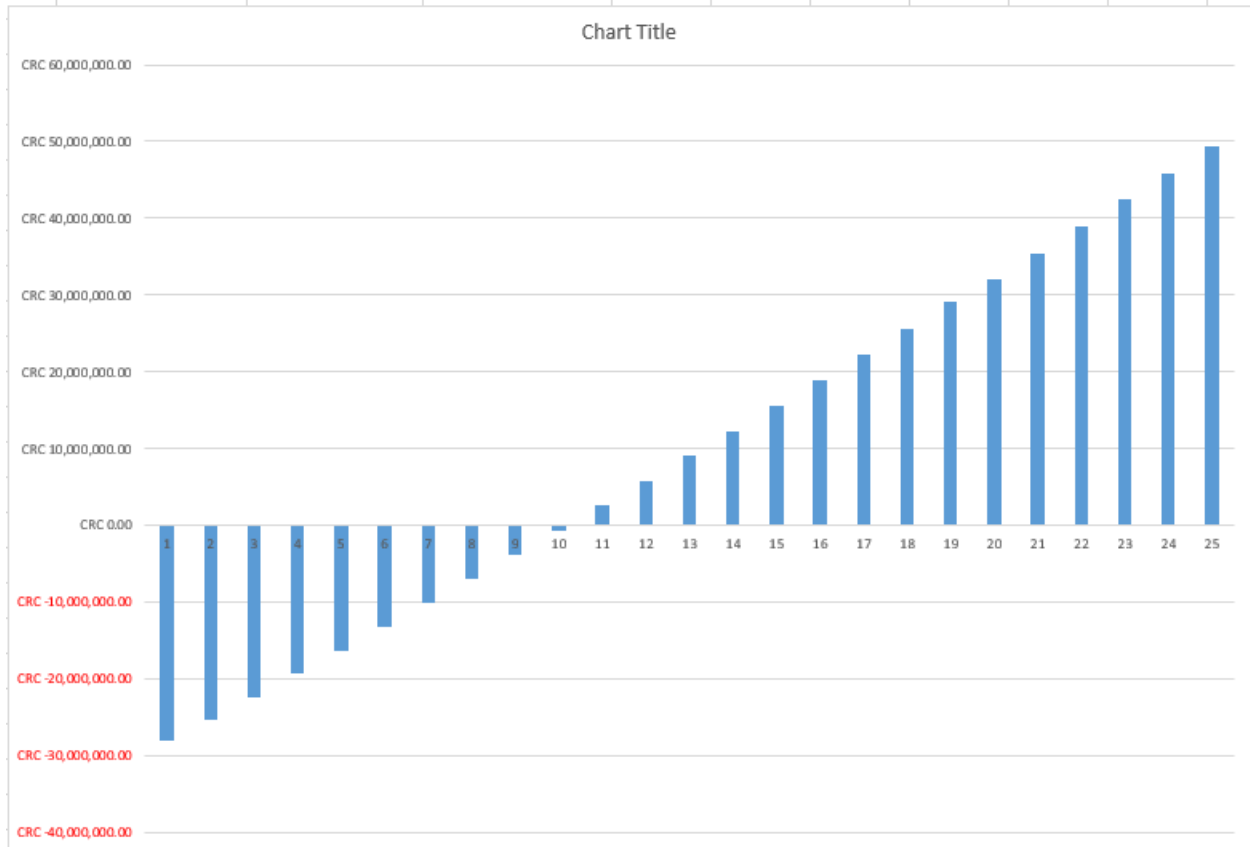


Gráfico 6. VAN y TIR del caso 1 con inversor

Fuente propia

Como se observa en la tabla 12 y en el gráfico 6 el valor actual neto del diseño fotovoltaico del caso 1 es de $\text{C}\$90360885.67$, con una TIR de 23%, el VAN se obtiene de los ahorros netos que presenta el arreglo y el TIR se obtiene de los ahorros netos restando la inversión inicial, el año de recuperación se obtiene de sumarle a la inversión inicial la sumatoria de los VAN hasta encontrar el año en que la inversión se recupera, que para este arreglo es en el año 11.

Cálculo del VAN y la TIR. Escenario 1 con micro inversores

Para este caso se valora la misma generación. Lo único que se varía es la aplicación de los micro inversores, en este caso no se toma en cuenta cambio de equipos porque la garantía es de 25 años para el micro inversor y da como resultado el siguiente cuadro:

Tabla Resumen de datos	
Cambio Dólar 9/3/19	\$612.50
Cargos Fijos	CRC 1,044,330.00
Interconexión Total	CRC 1,434,113.63
Tasa Bac Solar	12.00%
Tasa Aumento Anual Aprox.	14.10%
Costo de Mantenimiento Aprox.	CRC 60,000.00
Inversión Inicial	CRC 40,300,472.63
Ahorro Anual sin cargos Fijos	CRC 4,801,431.57
Ahorro Anual	CRC 3,757,101.57

Tabla 14. Parámetros de medición para micro inversores

Fuente propia

Con la información anterior se procede a calcular el VAN y la TIR para el caso 1 con micro inversores, de lo que se obtiene la siguiente tabla:

Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno del sistema de Paneles Fotovoltaicos Caso 1					
	Ahorro anual	Mantenimiento	Flujos Netos	Sumatoria	Recuperacion
Año 1	CRC 3,729,835.30	CRC 60,000.00	CRC 3,669,835.30	CRC 3,276,638.66	CRC -37,023,833.97
Año 2	CRC 4,213,184.66	CRC 60,000.00	CRC 4,153,184.66	CRC 3,708,200.59	CRC -34,418,747.59
Año 3	CRC 4,758,685.68	CRC 60,000.00	CRC 4,698,685.68	CRC 4,195,255.07	CRC -31,432,647.90
Año 4	CRC 5,374,255.66	CRC 60,000.00	CRC 5,314,255.66	CRC 4,744,871.12	CRC -28,417,196.52
Año 5	CRC 6,068,808.95	CRC 60,000.00	CRC 6,008,808.95	CRC 5,365,007.99	CRC -25,372,946.91
Año 6	CRC 6,852,380.69	CRC 60,000.00	CRC 6,792,380.69	CRC 6,064,625.61	CRC -22,300,418.84
Año 7	CRC 7,736,265.66	CRC 60,000.00	CRC 7,676,265.66	CRC 6,853,808.63	CRC -19,200,103.88
Año 8	CRC 8,733,174.02	CRC 60,000.00	CRC 8,673,174.02	CRC 7,743,905.38	CRC -16,072,470.38
Año 9	CRC 9,857,405.85	CRC 60,000.00	CRC 9,797,405.85	CRC 8,747,683.79	CRC -12,917,967.91
Año 10	CRC 11,125,046.81	CRC 60,000.00	CRC 11,065,046.81	CRC 9,879,506.08	CRC -9,737,031.36
Año 11	CRC 12,554,187.44	CRC 60,000.00	CRC 12,494,187.44	CRC 11,155,524.50	CRC -6,530,084.64
Año 12	CRC 14,165,168.67	CRC 60,000.00	CRC 14,105,168.67	CRC 12,593,900.60	CRC -3,297,544.03
Año 13	CRC 15,980,856.80	CRC 60,000.00	CRC 15,920,856.80	CRC 14,215,050.72	CRC -39,821.30
Año 14	CRC 18,026,951.28	CRC 60,000.00	CRC 17,966,951.28	CRC 16,041,920.78	CRC 3,242,673.53
Año 15	CRC 20,332,328.98	CRC 60,000.00	CRC 20,272,328.98	CRC 18,100,293.73	CRC 6,549,529.52
Año 16	CRC 22,929,429.37	CRC 60,000.00	CRC 22,869,429.37	CRC 20,419,133.37	CRC 9,880,332.49
Año 17	CRC 25,854,685.04	CRC 60,000.00	CRC 25,794,685.04	CRC 23,030,968.79	CRC 13,234,662.76
Año 18	CRC 29,149,002.83	CRC 60,000.00	CRC 29,089,002.83	CRC 25,972,323.95	CRC 16,612,093.12
Año 19	CRC 32,858,301.24	CRC 60,000.00	CRC 32,798,301.24	CRC 29,284,197.53	CRC 20,012,186.91
Año 20	CRC 37,034,110.47	CRC 60,000.00	CRC 36,974,110.47	CRC 33,012,598.64	CRC 23,434,496.22
Año 21	CRC 41,734,242.02	CRC 60,000.00	CRC 41,674,242.02	CRC 37,209,144.66	CRC 26,878,560.20
Año 22	CRC 47,023,535.52	CRC 60,000.00	CRC 46,963,535.52	CRC 41,931,728.14	CRC 30,343,903.48
Año 23	CRC 52,974,691.32	CRC 60,000.00	CRC 52,914,691.32	CRC 47,245,260.11	CRC 33,830,034.64
Año 24	CRC 59,669,198.15	CRC 60,000.00	CRC 59,609,198.15	CRC 53,222,498.34	CRC 37,336,444.78
Año 25	CRC 67,198,366.06	CRC 60,000.00	CRC 67,138,366.06	CRC 59,944,969.69	CRC 40,862,606.11
∑			90,902,648.18	TIR	20%

Tabla 15. VAN y TIR del caso 1 con micro inversor

Como lo muestra la tabla y aplicando el mismo concepto anterior, el VAN y la TIR son $\text{C}\$90902648.18$ y 20%, además de que la inversión inicial se recupera en el año 14, un año más tarde que en el caso con inversores.

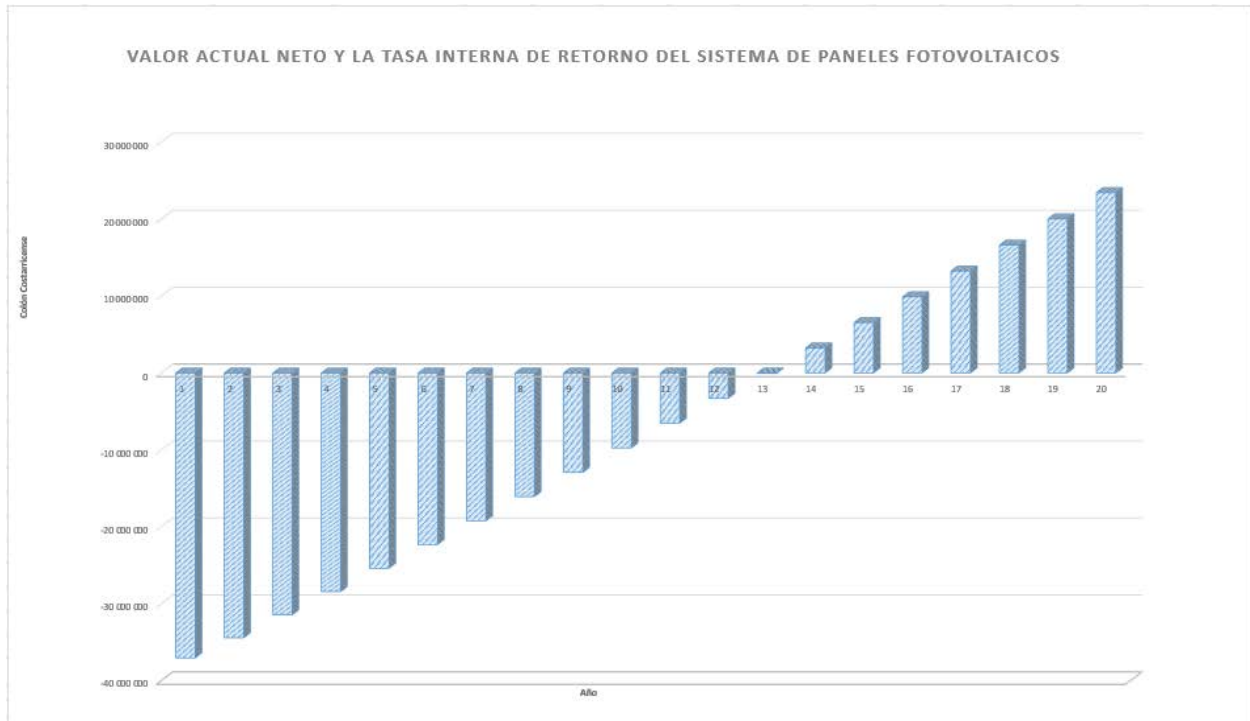


Gráfico 7. VAN y TIR. Escenario 1 con micro inversor

Fuente propia

Escenario 2. 100 % del área disponible

Análisis energético

Para este caso se necesita realizar un nuevo estudio de generación de energía ya que la cantidad de paneles por instalar con 100% del área es de 88, con una potencia de 375W cada uno. Haciendo el respectivo cálculo y aplicando el mismo método de pago para la energía consumida directa de la red realizado en el primer escenario se obtiene la siguiente tabla de generación:

Análisis de consumo energético en el periodo de 1 año						
Datos	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Potencia Consumida (valle + punta) (kWh)	10575	9870	10284	10493	11421	10515
Potencia Generada (kWh)	5646.96	5932	6813	6069	4747	4287
Potencia almacenada el mes previo (KWh)	0	0	0	0	0	0
Potencia sobrante subida a la Red (KWh)	0	0	0	0	0	0
Energía propia bajada de la red (49%)	0	0	0	0	0	0
Energía faltante para el consumo (KWh)	4928	3938	3471	4424	6674	6228
Energía directa de la red (KWh)	4928	3938	3471	4424	6674	6228
Facturación mensual sin Paneles	₺ 428,614.49	₺ 398,942.46	₺ 416,544.90	₺ 424,723.39	₺ 472,836.16	₺ 435,749.60
Facturación con Paneles	₺260,073.86	₺207,820.97	₺183,170.10	₺233,489.34	₺352,230.46	₺328,694.17
	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Potencia Consumida (valle + punta) (kWh)	11022	10613	9946	10682	10410	9764
Potencia Generada (kWh)	4706	4706	4376	3877	3980	4972
Potencia almacenada el mes previo (KWh)	0	0	0	0	0	0
Potencia sobrante subida a la Red (KWh)	0	0	0	0	0	0
Energía propia bajada de la red (49%)	0	0	0	0	0	0
Energía faltante para el consumo (KWh)	6316	5907	5570	6805	6430	4792
Energía directa de la red (KWh)	6316	5907	5570	6805	6430	4792
Facturación mensual sin Paneles	₺ 455,913.79	₺ 439,707.61	₺ 412,500.32	₺ 441,040.62	₺ 429,266.58	₺ 404,508.63
Facturación con Paneles	₺325,533.79	₺304,454.13	₺287,085.32	₺350,717.54	₺331,409.29	₺246,988.62

Total de Facturación sin Paneles	CRC 5,160,348.55
Total de Facturación con Paneles	CRC 2,198,419.15
Ahorro Anual sin cargos Fijos	CRC 2,961,929.40
Energía almacenada sobrante	0

Tabla 16. Análisis de consumo energético caso 2

Fuente propia

Como se observa en la tabla anterior, el ahorro anual sin contar los cargos fijos, llámese costo por alumbrado público o tributo a los bomberos, es de ₺2961929.40.

Se procede a dimensionar los valores necesarios para el cálculo del VAN y la TIR:

- Tipo de cambio del dólar = ¢612.50 (tomado de la página del BNCR para el día 9/3/19).
- Cargos fijos. Según la facturación del 2018 el monto es de ¢1044330.
- Valor de interconexión. El valor de la interconexión de la CNFL, incluido el medidor trifásico para media tensión es de ¢1434113.63, (ver el apéndice O)
- Tasa de aumento de la tarifa ligada al aumento del ahorro. Para este escenario se toma una tasa de 14,1% de incremento en la energía anual, dato recuperado de la página de la CNFL.
- Tasa de financiamiento. En este caso se elige una tasa de 12% que estima la herramienta Bac Solar (2019). Consideraciones para el cálculo financiero. Recuperado de <https://bacsolar.cr/pdf/Informaci%C3%B3n%20t%C3%A9cnica%20BAC%20SOLAR.pdf>.
- Valor del mantenimiento. Se estima en ¢60 000. Se incluye mantenimiento extra para los inversores, ya que el fabricante certifica una garantía de producto de 20 años. (ver los apéndices D)
- Inversión inicial. Para este escenario se contempla la cotización de los equipos (ver los apéndices S y T), más el costo por la interconexión del medidor (ver el apéndice O)

Cálculo del VAN y la TIR. Escenario 2 con inversores

Tabla Resumen de datos	
Cambio Dólar 9/3/19	\$612.50
Cargos Fijos	CRC 1,044,330.00
Interconexión Total	CRC 1,434,113.63
Tasa Bac Solar	12.00%
Tasa Aumento Anual Aprox.	14.10%
Costo de Mantenimiento Aprox.	CRC 60,000.00
Inversión Inicial	CRC 19,832,645.63
Ahorro Anual sin cargos Fijos	CRC 2,961,929.40
Ahorro Anual	CRC 1,917,599.40

Tabla 17. Resumen de datos. Caso 2 con inversores

Fuente propia

Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno del sistema de Paneles Fotovoltaicos Caso 2					
	Ahorro anual	Mantenimiento	Flujos Netos	Sumatoria	Recuperacion
Año 1	CRC 1,917,599.40	CRC 60,000.00	CRC 1,857,599.40	CRC 1,658,570.89	CRC -18,174,074.74
Año 2	CRC 2,168,804.92	CRC 60,000.00	CRC 2,108,804.92	CRC 1,882,861.54	CRC -16,850,773.07
Año 3	CRC 2,452,918.37	CRC 60,000.00	CRC 2,392,918.37	CRC 2,136,534.26	CRC -15,330,030.19
Año 4	CRC 2,774,250.67	CRC 60,000.00	CRC 2,714,250.67	CRC 2,423,438.10	CRC -13,789,891.47
Año 5	CRC 3,137,677.51	CRC 60,000.00	CRC 3,077,677.51	CRC 2,747,926.35	CRC -12,230,644.26
Año 6	CRC 3,548,713.26	CRC 60,000.00	CRC 3,488,713.26	CRC 3,114,922.56	CRC -10,652,527.55
Año 7	CRC 4,013,594.70	CRC 60,000.00	CRC 3,953,594.70	CRC 3,529,995.27	CRC -9,055,736.96
Año 8	CRC 4,539,375.61	CRC 60,000.00	CRC 4,479,375.61	CRC 3,999,442.51	CRC -7,440,429.21
Año 9	CRC 5,134,033.81	CRC 60,000.00	CRC 5,074,033.81	CRC 4,530,387.33	CRC -5,806,726.12
Año 10	CRC 5,806,592.24	CRC 60,000.00	CRC 5,746,592.24	CRC 5,130,885.93	CRC -4,154,718.17
Año 11	CRC 6,567,255.82	CRC 60,000.00	CRC 6,507,255.82	CRC 5,810,049.84	CRC -2,484,467.68
Año 12	CRC 7,427,566.34	CRC 60,000.00	CRC 7,367,566.34	CRC 6,578,184.23	CRC -796,011.63
Año 13	CRC 8,400,577.53	CRC 60,000.00	CRC 8,340,577.53	CRC 7,446,944.22	CRC 910,635.78
Año 14	CRC 9,501,053.18	CRC 60,000.00	CRC 9,441,053.18	CRC 8,429,511.77	CRC 2,635,480.90
Año 15	CRC 10,745,691.15	CRC 60,000.00	CRC 10,685,691.15	CRC 9,540,795.67	CRC 4,378,548.60
Año 16	CRC 12,153,376.69	CRC 60,000.00	CRC 12,093,376.69	CRC 10,797,657.76	CRC 6,139,880.48
Año 17	CRC 13,745,469.04	CRC 60,000.00	CRC 13,685,469.04	CRC 12,219,168.79	CRC 7,919,533.26
Año 18	CRC 15,546,125.48	CRC 60,000.00	CRC 15,486,125.48	CRC 13,826,897.75	CRC 9,717,577.38
Año 19	CRC 17,582,667.92	CRC 60,000.00	CRC 17,522,667.92	CRC 15,645,239.22	CRC 11,534,095.68
Año 20	CRC 19,885,997.42	CRC 3,544,000.00	CRC 16,341,997.42	CRC 14,591,069.12	CRC 13,046,704.61
Año 21	CRC 22,491,063.08	CRC 60,000.00	CRC 22,431,063.08	CRC 20,027,734.89	CRC 14,900,463.98
Año 22	CRC 25,437,392.35	CRC 60,000.00	CRC 25,377,392.35	CRC 22,658,386.02	CRC 16,773,009.88
Año 23	CRC 28,769,690.74	CRC 60,000.00	CRC 28,709,690.74	CRC 25,633,652.45	CRC 18,664,464.69
Año 24	CRC 32,538,520.23	CRC 60,000.00	CRC 32,478,520.23	CRC 28,998,678.78	CRC 20,574,958.64
Año 25	CRC 36,801,066.38	CRC 60,000.00	CRC 36,741,066.38	CRC 32,804,523.55	CRC 22,504,629.19
∑			47,417,747.80	TIR	21%

Tabla 18. VAN y TIR. Escenario 2 con inversores

Fuente propia

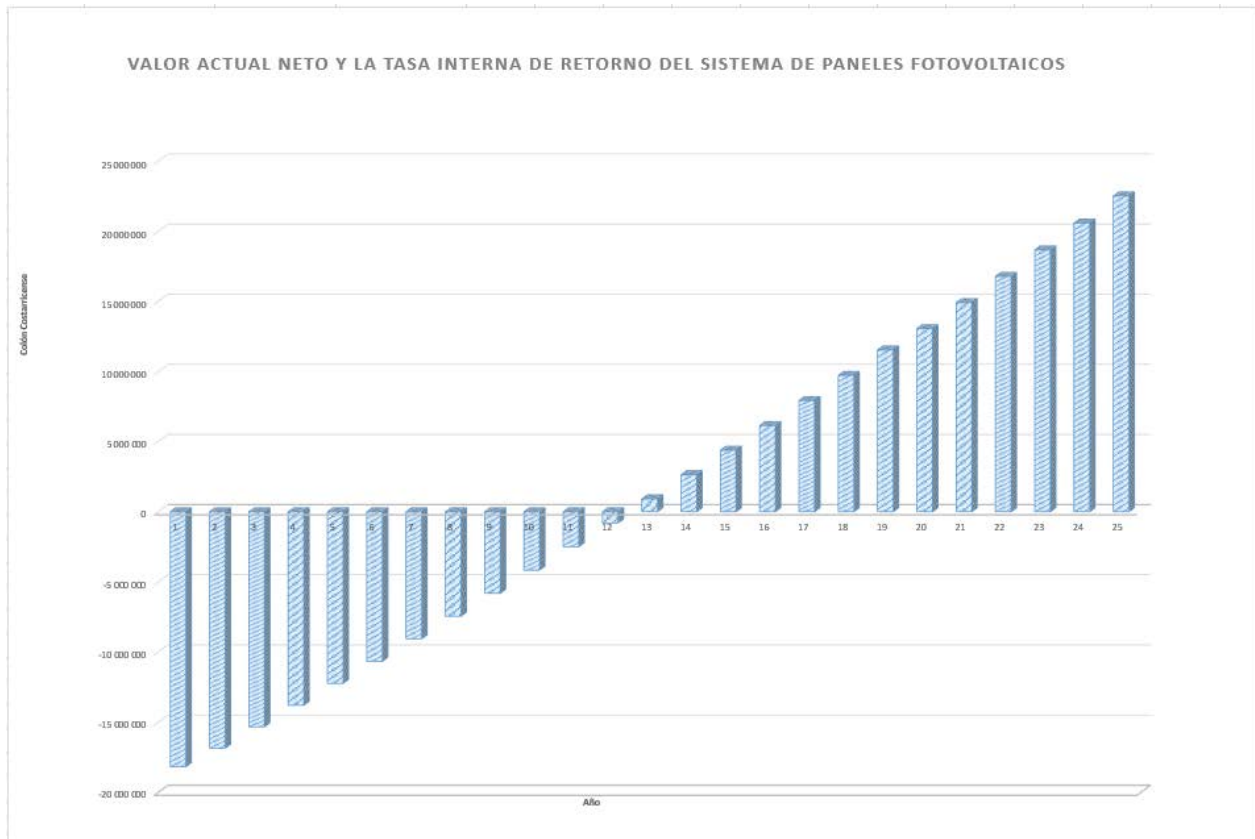


Gráfico 8. VAN y TIR del escenario 2 con inversores

Fuente propia

Como se puede observar en la información anterior y bajo los mismos conceptos del escenario anterior, el VAN para este caso es de $\text{C}\$47417747.80$, con una tasa interna de retorno del proyecto de 21%. También es importante resaltar que la inversión inicial se recuperará en el año 13.

Cálculo del VAN y la TIR. Escenario 2 con micro inversores

Se procede a calcular el VAN y la TIR para el caso 2 pero con micro inversores, por lo que solo se cambiará la inversión inicial (ver apéndice T) y no se contempla cambio de micro inversores por que la garantía de producto es de 25 años, es importante resaltar que también se contempla al igual que en los casos anteriores un 1% de pérdida de generación de los paneles lo que se ve reflejado en el ahorro. Eso da como resultado la siguiente tabla:

Tabla Resumen de datos	
Cambio Dólar 9/3/19	\$612.50
Cargos Fijos	CRC 1,044,330.00
Interconexión Total	CRC 1,434,113.63
Tasa Bac Solar	12.00%
Tasa Aumento Anual Aprox.	14.10%
Costo de Mantenimiento Aprox.	CRC 60,000.00
Inversión Inicial	CRC 22,179,268.63
Ahorro Anual sin cargos Fijos	CRC 2,961,929.40
Ahorro Anual	CRC 1,917,599.40

Tabla 19. Resumen de datos. Caso 2 con micro inversores

Fuente propia

Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno del sistema de Paneles Fotovoltaicos Caso 2 micro					
	Ahorro anual	Mantenimiento	Flujos Netos	Sumatoria	Recuperacion
Año 1	CRC 1,917,599.40	CRC 60,000.00	CRC 1,857,599.40	CRC 1,658,570.89	CRC -20,520,697.74
Año 2	CRC 2,168,804.92	CRC 60,000.00	CRC 2,108,804.92	CRC 1,882,861.54	CRC -19,197,396.07
Año 3	CRC 2,452,918.37	CRC 60,000.00	CRC 2,392,918.37	CRC 2,136,534.26	CRC -17,676,653.19
Año 4	CRC 2,774,250.67	CRC 60,000.00	CRC 2,714,250.67	CRC 2,423,438.10	CRC -16,136,514.47
Año 5	CRC 3,137,677.51	CRC 60,000.00	CRC 3,077,677.51	CRC 2,747,926.35	CRC -14,577,267.26
Año 6	CRC 3,548,713.26	CRC 60,000.00	CRC 3,488,713.26	CRC 3,114,922.56	CRC -12,999,150.55
Año 7	CRC 4,013,594.70	CRC 60,000.00	CRC 3,953,594.70	CRC 3,529,995.27	CRC -11,402,359.96
Año 8	CRC 4,539,375.61	CRC 60,000.00	CRC 4,479,375.61	CRC 3,999,442.51	CRC -9,787,052.21
Año 9	CRC 5,134,033.81	CRC 60,000.00	CRC 5,074,033.81	CRC 4,530,387.33	CRC -8,153,349.12
Año 10	CRC 5,806,592.24	CRC 60,000.00	CRC 5,746,592.24	CRC 5,130,885.93	CRC -6,501,341.17
Año 11	CRC 6,567,255.82	CRC 60,000.00	CRC 6,507,255.82	CRC 5,810,049.84	CRC -4,831,090.68
Año 12	CRC 7,427,566.34	CRC 60,000.00	CRC 7,367,566.34	CRC 6,578,184.23	CRC -3,142,634.63
Año 13	CRC 8,400,577.53	CRC 60,000.00	CRC 8,340,577.53	CRC 7,446,944.22	CRC -1,435,987.22
Año 14	CRC 9,501,053.18	CRC 60,000.00	CRC 9,441,053.18	CRC 8,429,511.77	CRC 288,857.90
Año 15	CRC 10,745,691.15	CRC 60,000.00	CRC 10,685,691.15	CRC 9,540,795.67	CRC 2,031,925.60
Año 16	CRC 12,153,376.69	CRC 60,000.00	CRC 12,093,376.69	CRC 10,797,657.76	CRC 3,793,257.48
Año 17	CRC 13,745,469.04	CRC 60,000.00	CRC 13,685,469.04	CRC 12,219,168.79	CRC 5,572,910.26
Año 18	CRC 15,546,125.48	CRC 60,000.00	CRC 15,486,125.48	CRC 13,826,897.75	CRC 7,370,954.38
Año 19	CRC 17,582,667.92	CRC 60,000.00	CRC 17,522,667.92	CRC 15,645,239.22	CRC 9,187,472.68
Año 20	CRC 19,885,997.42	CRC 60,000.00	CRC 19,825,997.42	CRC 17,701,783.41	CRC 11,022,559.30
Año 21	CRC 22,491,063.08	CRC 60,000.00	CRC 22,431,063.08	CRC 20,027,734.89	CRC 12,876,318.66
Año 22	CRC 25,437,392.35	CRC 60,000.00	CRC 25,377,392.35	CRC 22,658,386.02	CRC 14,748,864.57
Año 23	CRC 28,769,690.74	CRC 60,000.00	CRC 28,709,690.74	CRC 25,633,652.45	CRC 16,640,319.38
Año 24	CRC 32,538,520.23	CRC 60,000.00	CRC 32,478,520.23	CRC 28,998,678.78	CRC 18,550,813.33
Año 25	CRC 36,801,066.38	CRC 60,000.00	CRC 36,741,066.38	CRC 32,804,523.55	CRC 20,480,483.88
∑			47,778,922.81	TIR	19%

Tabla 20. VAN y TIR para el escenario 2 con micro inversores

Fuente propia

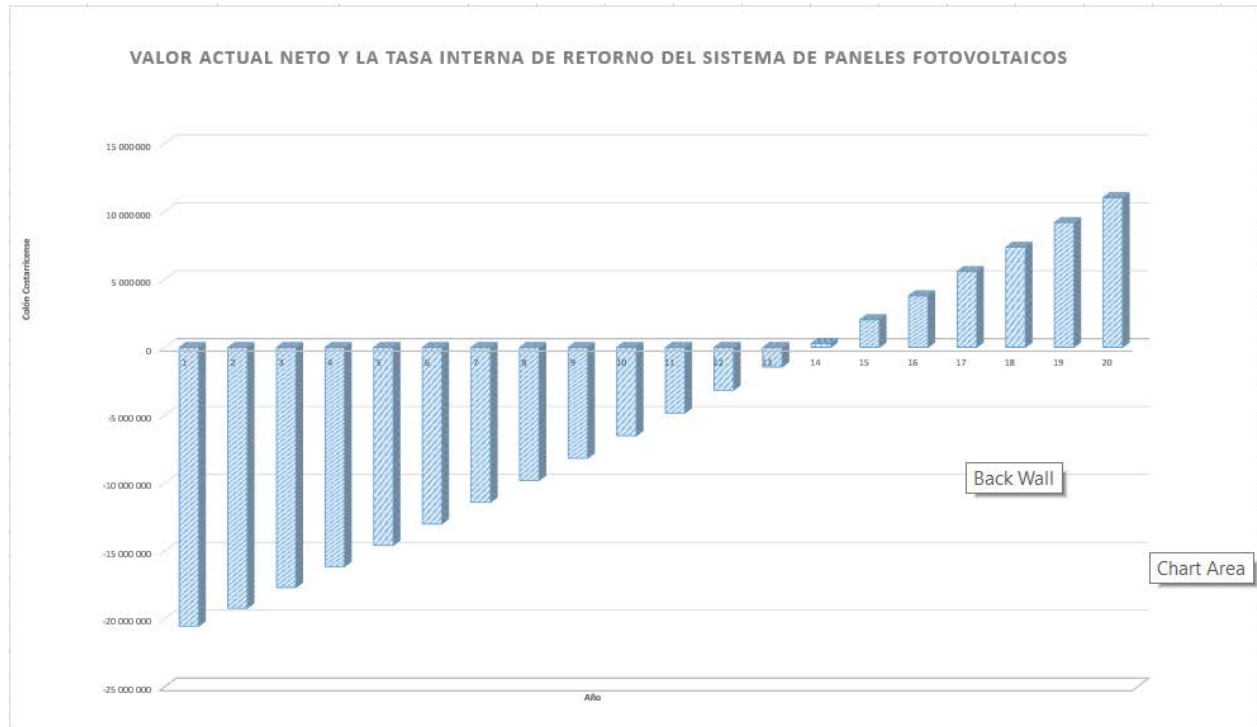


Gráfico 8. VAN y TIR. Escenario 2 con micro inversores.

Fuente propia

Como se puede observar, el VAN en este caso es de $\text{C}\$47778922.81$ determinado a través del ahorro neto, con una tasa interna de retorno de 19% que se obtiene a partir del ahorro neto y la inversión inicial negativa. La inversión se recupera en el año 14.

Capítulo V Conclusiones y recomendaciones

Como se puede observar en la sección de análisis de resultados, en el apartado “Tarifas y consumos energéticos de la empresa”, tabla 1, se logró, a partir de facturas electrónicas, tabular la demanda energética de la empresa con respecto al costo mensual de dicha demanda, y se obtuvo como resultado el costo de facturación energética en el periodo del 2018 para la empresa.

También se determinó, a partir de Código Eléctrico Nacional (NEC, por sus siglas en inglés) y por recomendaciones para la investigación de los proveedores de los equipos fotovoltaicos que el diseño correcto del sistema de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas se hace a partir del capítulo 690, el cual, entre otras cosas, hace referencia al diseño de los calibres del conductor de puesta a tierra y consideraciones específicas a la hora del diseño, Además, a partir de las sugerencias de los fabricantes y sus recomendaciones, se determinaron las formas ideales de aterrizar los equipos, lo cual debe hacerse con terminales de entallar o accesorios semejantes. Estas y todas las recomendaciones se pueden corroborar en la sección de marco referencial: “Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas” y “Puesta a tierra de paneles solares”, pág. 44.

Igualmente se determinó, como se puede observar en la sección de análisis de resultados en el apartado “Estudio de Radiación”, la influencia de la radiación en la ubicación del proyecto, lo cual es posible a partir de la latitud y la longitud de la empresa, además del uso de herramientas como el mapa solar Gis (figura 14) y el programa POWER de la NASA que originó la tabla 4.

Para el primer cálculo del número de paneles se evidenció una sobreproducción de 56%, dato recolectado a partir de las sumatorias de las potencias generadas en ese primer cálculo y evidenciado en la tabla 6.

Se procedió a realizar un arreglo de 100% de la demanda debido a que en el primer cálculo la fórmula general toma por defecto que todos los meses aplicables son meses críticos, es decir, que todos los meses se tiene el mayor consumo energético y la menor irradiancia.

Si bien todos los meses la empresa puede llegar a ese punto de demanda máxima, las condiciones climáticas afectan directamente la irradiancia, por lo que no siempre se obtiene el mismo valor.

En la sección de análisis de resultados, apartado “Arreglo a 100% de la demanda”, se obtuvo un número nuevo de paneles, los cuales, debido a su cantidad y al área disponible de la empresa, no se pueden instalar, información que se usó a la hora de la propuesta final para el proyecto.

También se puede evidenciar, en la sección de análisis de resultados “100 % del área disponible”, figura 19, que la azotea presenta obstrucciones por su diseño en tres de las cuatro fachadas, por lo que se procedió a calcular las distancias mínimas para que el arreglo no presentara deficiencias en cuanto a sombras para así, según el área de cada panel, determinar el número de paneles máximos posibles de instalar en el área efectiva.

Por lo anterior se decide el máximo número de paneles por instalar en la azotea, y se determina también la máxima generación de energía posible para dicha cantidad de paneles, lo cual está representado en la tabla 9 y corresponde, aproximadamente, a 50% de la demanda energética total de la empresa.

Tomando en cuenta esos detalles se procedió a verificar el análisis financiero del diseño fotovoltaico con la intención de determinar la viabilidad del único escenario que se podría implementar en la empresa; todo esto en la sección de análisis financiero, apartado “Escenario 2, 100% del área disponible con inversores”, debido a que dicho análisis con micro inversores presenta una mayor inversión inicial, un VAN menor y una tasa interna de recuperación también menor. Siendo así, de la tabla 18 se puede afirmar que la empresa, con una tasa aproximada de financiamiento de 12%, obtendría una recuperación de la inversión a partir del año 13 y que el valor actual neto del proyecto se estimaría en $\text{C}\$47417747.80$.

Una recomendación, si se quiere obtener un mayor beneficio y satisfacer 100% de la demanda energética, es ampliar el área disponible de la azotea o, en su defecto, instalar el diseño que se observa en la sección de análisis de resultados, apartado “Arreglo a 100% de la demanda” en alguna estructura en el futuro, que contemple el área necesaria para el diseño. Esto siempre y cuando se realice dentro de los parámetros evaluados en el diseño, tales como: ubicación del lugar, equipos diseñados y demanda energética promedio.

Otra recomendación es la posible implementación de paneles con mayor capacidad de generación de entre 400 y 420 W, lo cual supondría un aumento en la producción. Eso sí, deberán ser paneles que no sobrepasen en mucho las dimensiones de los utilizados en el apartado Análisis de resultados, “escenario 2, 100% del área disponible”, para que pueda ser factible el diseño. Esto teniendo en cuenta que en este momento, según la investigación, ese tipo de paneles no se ofrecen en el mercado

nacional, por lo que se requeriría la comercialización de dichos paneles por medio de algún acuerdo entre la empresa y los distribuidores nacionales.

Se recomienda un estudio de iluminación detallado de la empresa con el fin de identificar la mejor opción de luminaria para cada espacio y verificar que no se estén sobredimensionando los recintos laborales y que a la postre genere una demanda energética innecesaria. Además, se recomienda evaluar en el estudio la implementación de la tecnología LED para el sistema de iluminación, esto por el bajo consumo que presenta este tipo de tecnología, que suponga un ahorro sostenible y mejore el rendimiento del diseño fotovoltaico.

Capítulo VI Propuesta

El objetivo principal del análisis es el de presentar la mejor opción que incluya de generación fotovoltaica como medida de compensación a la demanda de la empresa. Esto incluye evaluar no solo aspectos financieros sino también apearse a los estándares de calidad más altos presentes en el mercado. Es por esto que se estudiaron tres casos para determinar la factibilidad del proyecto. A continuación, se mencionan los detalles de los equipos:

Se emplearon dos tipos distintos de paneles. Cada una de las especificaciones se encuentran en la sección de apéndice:

- GCL P6 / 60H
- Canadian Solar CS3U 375W

También se evaluaron los siguientes inversores de la marca SMA:

- Sunny Tripower 25000TL
- Sunny Tripower 20000TL

Se analizó también para los cálculos un microinversor, específicamente el:

- Enphase IQ6

Los arreglos se realizaron con el siguiente orden:

- Caso 1 “100% de la demanda” con inversor
- Caso 1 “100% de la demanda” con microinversor
- Caso 2 “100% del área disponible” con inversor
- Caso 2 “100% del área disponible” con microinversor
- Caso 3 “Aplicando normativas de regulación en la generación distribuida”.

Es importante mencionar que se decide desestimar el caso 3 ya que si se analizan los casos anteriores se puede observar que para el caso 1 se aplica la norma 39220 del MINAET , en otras palabras, ya se está tomando en cuenta esta norma a la hora de generar la tabla de análisis de consumo energético (ver la tabla 11) y para el caso 2 esta norma no se aplica porque la generación de los 88 paneles nunca es suficiente como para almacenar energía en la red a la cual se le pueda aplicar el 49% que menciona la ley.

Por tanto, se elige como propuesta para el diseño fotovoltaico de la empresa el caso 2 con inversores. Este pretende buscar un equilibrio entre menor inversión inicial y un índice de recuperación óptimo. A continuación, se mencionan los detalles de este.

Para lograr la implementación de la propuesta se requiere la instalación de 88 paneles fotovoltaicos con una potencia individual de 375 W. Para justificar la instalación de los paneles en el área disponible se presentan los siguientes cálculos.

Si al área disponible se le restan las distancias mínimas de instalación debido a todos los obstáculos que pueden generar sombra se obtiene una nueva área de instalación libre de obstrucciones y sombras, tal como se muestra a continuación (ver la página 85, sección “Distancia mínima de la entrada a la azotea”)

Ancho: $21.5\text{m} - 2.4\text{m}$ (distancia mínima entre fachada sur y norte) = 19.1m

Largo: $14.7\text{m} - 3.62\text{m}$ (distancia mínima entre fachada oeste y este) = 11.08m

Con esta nueva área y las dimensiones del panel se procede a calcular el número de filas y de paneles por fila que caben (ver la página 86 “Número de paneles”). Son 8 filas y 11 paneles por fila, para un total de 88 paneles.

La generación de dichos paneles frente a la demanda energética se puede observar en la tabla 11.

Orientación y colocación de paneles en la azotea

Tomando en cuenta que la azotea es plana, se calculó un ángulo basado en opinión del fabricante que permitiese sacar el mayor rendimiento del sistema, el cual fue de 15 grados, además de tener una orientación de cara al sur, factor que se toma de recomendaciones de parte de los fabricantes. Los paneles deberán ser instalados sobre una estructura conformada por 52 rieles *iron ridge*, de tal forma que se cumpla con el ángulo óptimo de instalación. La cantidad de rieles se puede corroborar en la siguiente fórmula:

$$\# \text{ soportes} = \frac{88 * 0.992\text{m}}{3.36\text{m}} * 2 = 52$$

Se divide el número de paneles por el largo de cada panel entre la longitud del soporte y se multiplica por dos para obtener ambos soportes, superior e inferior.

Selección del inversor:

Se tiene el diseño de este sistema conformado por 88 paneles solares. Al multiplicarse el voltaje total dado por los paneles por la corriente máxima de cada panel se obtiene la potencia máxima del arreglo, la cual es de 33KW, por lo que se eligen dos inversores Sunny Tripower 2000TL, debido a que al elegir micro inversores el precio de estos, al ser uno por panel, 88 en total, elevan el costo y la inversión inicial del proyecto (ver la tabla 17).

- **Análisis financiero del arreglo**

La tabla 17 corresponde a la información necesaria para evaluar la situación financiera de la propuesta. Entre otros detalles muestra el costo de la inversión inicial, el tipo de cambio del dólar, el incremento en el ahorro anual del proyecto, el costo por la interconexión del medidor, entre otros, es importante resaltar que para el análisis del caso se evalúa una pérdida de generación de los paneles del 1% anual, lo que repercute en el ahorro, esto porque los paneles luego del primer año presenta una pequeña disminución en la producción, estos entre otros aspectos importantes son necesarios para evaluar la viabilidad financiera del proyecto.

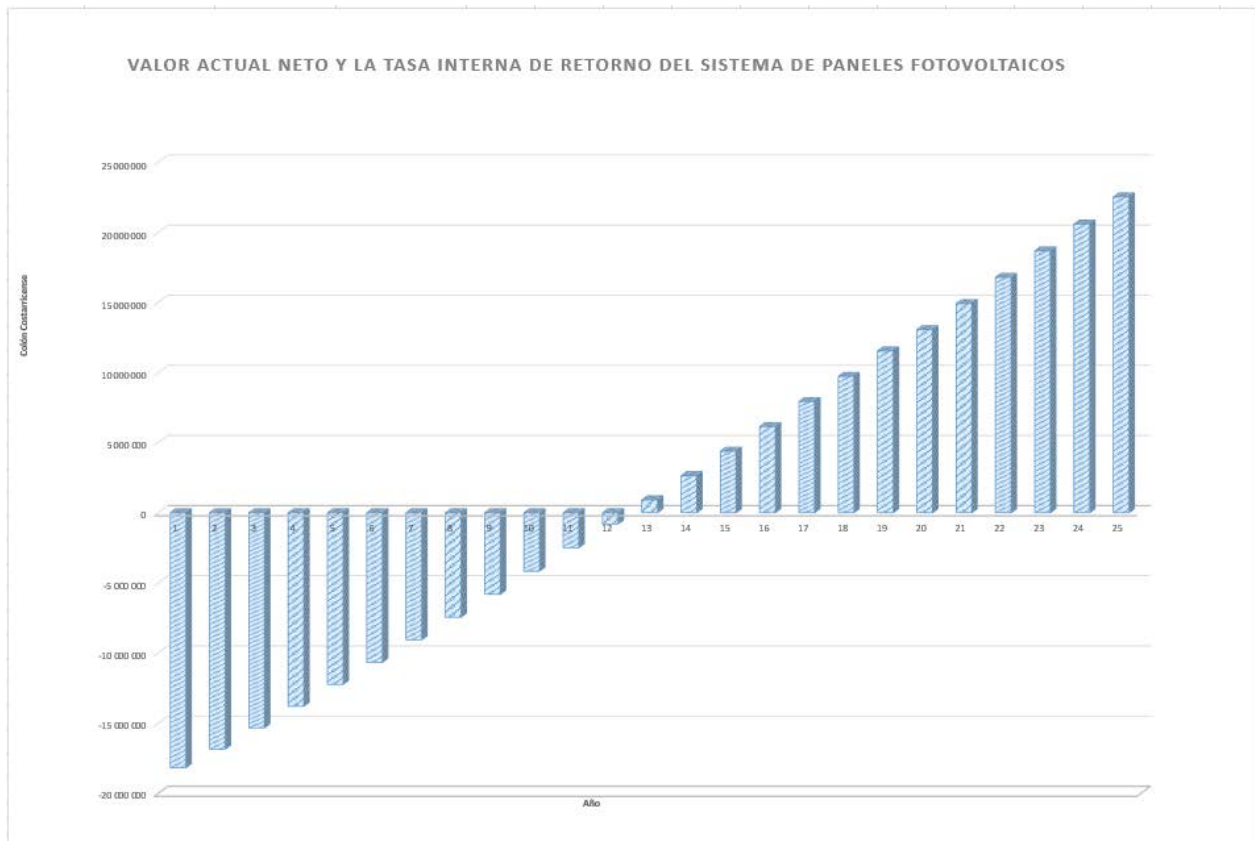
Tabla Resumen de datos	
Cambio Dólar 9/3/19	\$612.50
Cargos Fijos	CRC 1,044,330.00
Interconexión Total	CRC 1,434,113.63
Tasa Bac Solar	12.00%
Tasa Aumento Anual Aprox.	14.10%
Costo de Mantenimiento Aprox.	CRC 60,000.00
Inversión Inicial	CRC 19,832,645.63
Ahorro Anual sin cargos Fijos	CRC 2,961,929.40
Ahorro Anual	CRC 1,917,599.40

Tabla 17. Resumen de datos. Caso 2 con inversores**Fuente propia**

Por lo tanto, el ahorro anual corresponde a 1917599.40 pero se incrementa con el tiempo, por lo que se calcula el valor de este incremento con base en la tasa de interés eléctrica de la CNFL de 14,1%, que representa la cantidad porcentual que se estima aumentará la tarifa eléctrica. El proyecto tendrá una duración de 25 años, plazo obtenido de la herramienta Bac Solar. (2019) Consideraciones para el cálculo financiero. Recuperado de <https://bacsolar.cr/pdf/Informaci%C3%B3n%20t%C3%A9cnica%20BAC%20SOLAR.pdf>.

EL mantenimiento, se estima en 60 000 (valor estimado obtenido de otros proyectos de análisis fotovoltaicos), y para este caso se contempla el cambio de los dos inversores en el año 20, esto debido a que su garantía de producto es de 20 años según fabricante. Con esta información se generan la tabla 18 y el gráfico 8 calculados anteriormente:

Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno del sistema de Paneles Fotovoltaicos Caso 2					
	Ahorro anual	Mantenimiento	Flujos Netos	Sumatoria	Recuperacion
Año 1	CRC 1,917,599.40	CRC 60,000.00	CRC 1,857,599.40	CRC 1,658,570.89	CRC -18,174,074.74
Año 2	CRC 2,168,804.92	CRC 60,000.00	CRC 2,108,804.92	CRC 1,882,861.54	CRC -16,850,773.07
Año 3	CRC 2,452,918.37	CRC 60,000.00	CRC 2,392,918.37	CRC 2,136,534.26	CRC -15,330,030.19
Año 4	CRC 2,774,250.67	CRC 60,000.00	CRC 2,714,250.67	CRC 2,423,438.10	CRC -13,789,891.47
Año 5	CRC 3,137,677.51	CRC 60,000.00	CRC 3,077,677.51	CRC 2,747,926.35	CRC -12,230,644.26
Año 6	CRC 3,548,713.26	CRC 60,000.00	CRC 3,488,713.26	CRC 3,114,922.56	CRC -10,652,527.55
Año 7	CRC 4,013,594.70	CRC 60,000.00	CRC 3,953,594.70	CRC 3,529,995.27	CRC -9,055,736.96
Año 8	CRC 4,539,375.61	CRC 60,000.00	CRC 4,479,375.61	CRC 3,999,442.51	CRC -7,440,429.21
Año 9	CRC 5,134,033.81	CRC 60,000.00	CRC 5,074,033.81	CRC 4,530,387.33	CRC -5,806,726.12
Año 10	CRC 5,806,592.24	CRC 60,000.00	CRC 5,746,592.24	CRC 5,130,885.93	CRC -4,154,718.17
Año 11	CRC 6,567,255.82	CRC 60,000.00	CRC 6,507,255.82	CRC 5,810,049.84	CRC -2,484,467.68
Año 12	CRC 7,427,566.34	CRC 60,000.00	CRC 7,367,566.34	CRC 6,578,184.23	CRC -796,011.63
Año 13	CRC 8,400,577.53	CRC 60,000.00	CRC 8,340,577.53	CRC 7,446,944.22	CRC 910,635.78
Año 14	CRC 9,501,053.18	CRC 60,000.00	CRC 9,441,053.18	CRC 8,429,511.77	CRC 2,635,480.90
Año 15	CRC 10,745,691.15	CRC 60,000.00	CRC 10,685,691.15	CRC 9,540,795.67	CRC 4,378,548.60
Año 16	CRC 12,153,376.69	CRC 60,000.00	CRC 12,093,376.69	CRC 10,797,657.76	CRC 6,139,880.48
Año 17	CRC 13,745,469.04	CRC 60,000.00	CRC 13,685,469.04	CRC 12,219,168.79	CRC 7,919,533.26
Año 18	CRC 15,546,125.48	CRC 60,000.00	CRC 15,486,125.48	CRC 13,826,897.75	CRC 9,717,577.38
Año 19	CRC 17,582,667.92	CRC 60,000.00	CRC 17,522,667.92	CRC 15,645,239.22	CRC 11,534,095.68
Año 20	CRC 19,885,997.42	CRC 3,544,000.00	CRC 16,341,997.42	CRC 14,591,069.12	CRC 13,046,704.61
Año 21	CRC 22,491,063.08	CRC 60,000.00	CRC 22,431,063.08	CRC 20,027,734.89	CRC 14,900,463.98
Año 22	CRC 25,437,392.35	CRC 60,000.00	CRC 25,377,392.35	CRC 22,658,386.02	CRC 16,773,009.88
Año 23	CRC 28,769,690.74	CRC 60,000.00	CRC 28,709,690.74	CRC 25,633,652.45	CRC 18,664,464.69
Año 24	CRC 32,538,520.23	CRC 60,000.00	CRC 32,478,520.23	CRC 28,998,678.78	CRC 20,574,958.64
Año 25	CRC 36,801,066.38	CRC 60,000.00	CRC 36,741,066.38	CRC 32,804,523.55	CRC 22,504,629.19
∑			47,417,747.80	TIR	21%



Gracias a la tabla y al gráfico se puede evidenciar que el proyecto presenta la recuperación de la inversión inicial a partir del año 13, con un monto de VAN de $\text{C}\$47417747.80$ dato obtenido del ahorro neto del proyecto y una tasa interna de retorno de 21% que se obtiene con el ahorro neto con la inversión inicial negativa.

Diagrama Unifilar

Para realizar el diagrama unifilar de la propuesta en primer lugar se debe establecer la conexión de los paneles, la cual se elige en serie porque la corriente será la misma en todo el circuito. Debido a que el voltaje máximo por sistema equivalente del panel es de 1500 (ver apéndice C) y el máximo voltaje de los 88 paneles es de 3502.4 V es conveniente conectar los paneles en dos circuitos, uno para cada inversor central. Por eso se procede a dimensionar los conductores en DC, AC, las protecciones contra sobre corriente para obtener posteriormente el diagrama unifilar. A continuación, se muestran los cálculos:

Conductor de corriente directa DC

Tal y como se hizo en los análisis previos y tomando en cuenta el artículo 690.8 del NEC (Código Eléctrico Nacional, por sus siglas en inglés), se utiliza la siguiente ecuación:

$$I_{DC} = I_{max\ panel} * 1.25$$

Conductor DC panel 375W:

Donde I_{max} del panel de 375 W = 9.43 A, por lo tanto se obtiene

$$I_{DC} = 9.43\ A * 1.25 = 11.78\ A$$

Con base en la tabla 310.16 del NEC el cableado debe ser 12 AWG THHN CU, el cual soporta hasta 25 A.

Protección de sobretensión en corriente directa (DC)

Al igual que en el caso anterior, el inversor propuesto en este apartado cuenta con protector en la entrada DC contra sobre corriente integrado, por lo que no se es necesario calcular la protección.

Conductor en corriente alterna AC

El cálculo es similar al del apartado anterior, siempre en referencia al artículo 690.10 del NEC. Aplicando la siguiente ecuación se encuentra el valor de corriente máxima:

$$I_{AC} = I_{max\ inversor} * 1.25$$

Conductor AC del inversor 20000 TL

Donde la I_{max} del inversor es = 29 A

$$I_{AC} = 29\ A * 1.25 = 36.25\ A$$

De la tabla 310.16 del NEC se obtiene que el conductor debe ser número 8 AWG THHN CU, capaz de soportar hasta 40 A.

Protección de sobretensión en corriente alterna (AC)

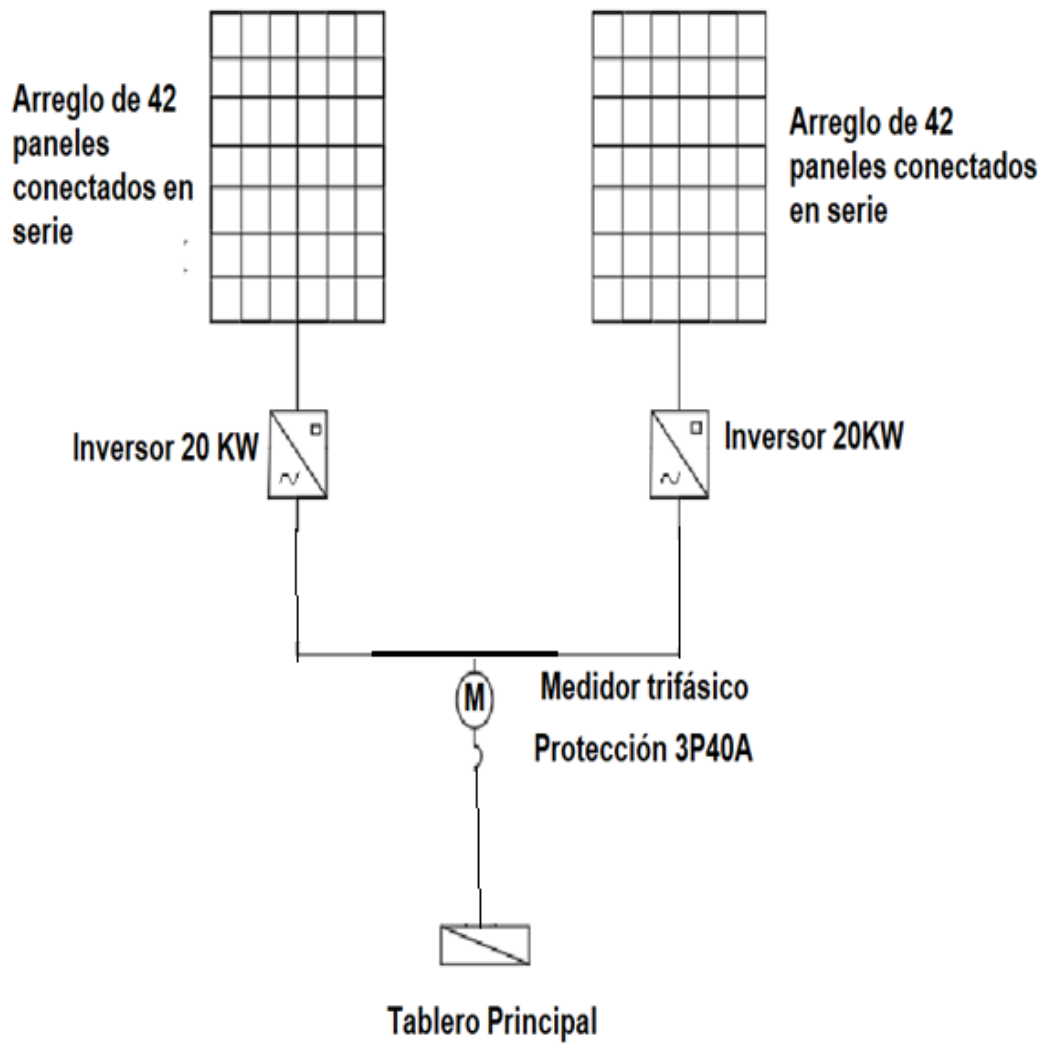
Con el artículo 240.6 A del NEC, “Fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo” se obtiene el siguiente valor referente a la protección de sobretensión en corriente alterna (CA), cuyo valor es de 40 A

Puesta a tierra

Para este apartado se toma como referencia el NEC en el artículo 690.45 (A) Generalidades “Los conductores de puesta a tierra de equipos fotovoltaicos de una fuente y de salida deben estar dimensionados de acuerdo a la tabla 250.122. Los conductores de puesta a tierra de equipos deben tener un calibre no inferior al 14 AWG”, por lo tanto:

- Para el apartado DC se calcula la protección que debe tener una corriente de 11.55 A trasegada por el cable número 12 AWG THHN CU previamente calculado, la cual es, según el artículo 240.6 A del NEC de 20 A, por lo que la tabla 250.122 arroja como resultado un conductor de puesta a tierra número 12 AWG THHN CU.
- Para el apartado AC, si el dispositivo contra sobretensión es de 40 A el conductor de puesta a tierra debe ser según la tabla 250.122 de #10 AWG THHN CU.

Con dicha información se genera el siguiente diagrama unifilar:



Referencias

Baltazar, B. V. (2013). *Sistema fotovoltaico de iluminación solar*.

Barrera, F. M. (s.f.). *Energía Solar: Electricidad Fotovoltaica*.

Dirección Nacional de Promoción, C. (2008). *Energías Renovables*. Obtenido de www.energia.gov.ar.

Méndez Muñiz, J. & Cuervo García, R. (s.f.). *Energía Solar Fotovoltaica*.

Metodología de la Investigación. (s.f.).

Placa Solares Monocristalinas. (2015). Obtenido de Sun fields: www.sfe-solar.com

Placas Solares. (2015). Obtenido de Sun fields: www.sfe.com

Sampieri, R. H. (2014). *Metodología de la Investigación*.

Tous, M. R. (2009). *Energía solar térmica*.

Perpiñán Lamigueiro, O. (2013). *Energía solar fotovoltaica*.

Lorenzo, Eduardo (2006). *Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos*.

ARESEP. (2017). *ARESEP Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos*. Obtenido de

ARESEP Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos: <https://aresep.go.cr>

Garciglia, R. S. (s.f.). *Paneles Solares generadores de energía eléctrica*. Saber Más. Recuperado el 12 de junio de 2018, de <https://sabermais.umich.mx>

Mateos, S. M. (16 de Mayo de 2017). *Economía Finanzas*. Recuperado el 23 de Junio de 2018, de Economía Finanzas: <https://www.economiafinanzas.com/>

NFPA 70 Código Eléctrico Nacional Edición 2008. (s.f.).

Viloria, J. R. (2013). *Montaje mecánico en instalaciones solares fotovoltaicas*. Paraninfo.

Recuperado el 14 de junio de 2018, de <https://books.google.co.cr>

Weiss, J. (2007). *Photovoltaics Design and Installation Manual*. Obtenido de Photovoltaics

Design and Installation Manual:

http://www.labri.fr/perso/billaud/Helios2/resources/es09/Chapter_9_ES.pdf

Apéndices

1. Apéndice A. Ficha técnica panel GLC -P6/60H



GCL-P6/60H

Cast Mono Module
305-320W

Cell Type



5BB



MBB



CAST MONO Wafer Inside

320W

Maximum Power Output

19.6%

Maximum Module Efficiency

0~+5W

Power Output Guarantee



High conversion efficiency due to top quality wafers and advanced cell technology



Selected encapsulating material and stringent production process control ensure the product is highly PID resistant and snail trails free



Sand blowing test, salt mist test and ammonia test passed to endure harsh environments



Optimized system performance due to module level current sorting



Special cell process ensures great performance under low irradiance conditions...



Highly transparent self-cleaning glass brings additional yield and easy maintenance

Company Introduction

GCL System Integration Technology Co., Ltd (002504 Shenzhen Stock) (GCL System) is part of GOLDEN CONCORD Group (GCL) which is an international energy company specializing in clean and sustainable power production. The group, founded in 1990 now employs 30,000 people.

GCL Delivers Reliable Performance Over Time

- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Fully automatic facility and world-class technology
- Rigorous quality control to meet the highest standard: ISO9001:2015, ISO14001: 2015 and OHSAS: 18001 2007
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing test: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2- 68)
- Long term reliability tests
- 2*100% EL inspection ensuring defect-free modules

Linear Performance Warranty



10 Years Product Warranty 25 Years Linear Power Warranty

* Please refer to GCL standard warranty for details

Additional Insurance Backed by Swiss RE










* Please refer to GCL for details

Bringing Green Power To Life
en.gclsi.com

GCL-P6/60H

Cast Mono Module

305-320W

Electrical Specification (STC*)

	305	310	315	320	
Maximum Power	$P_{max}(W)$	305	310	315	320
Maximum Power Voltage	$V_{mp}(V)$	32.80	32.98	33.20	33.41
Maximum Power Current	$I_{mp}(A)$	9.30	9.40	9.49	9.58
Open Circuit Voltage	$V_{oc}(V)$	40.60	40.90	41.20	41.50
Short Circuit Current	$I_{sc}(A)$	9.84	9.89	9.94	9.99
Module Efficiency	(%)	18.6	18.9	19.2	19.6
Power Output Tolerance	(W)	0~±5			

* Irradiance 1000W/m², Module Temperature 25°C, Air Mass 1.5

Electrical Specification (NOCT*)

	305	310	315	320	
Maximum Power	$P_{max}(W)$	226.75	230.82	234.62	238.46
Maximum Power Voltage	$V_{mp}(V)$	30.60	30.90	31.20	31.50
Maximum Power Current	$I_{mp}(A)$	7.41	7.47	7.52	7.57
Open Circuit Voltage	$V_{oc}(V)$	37.70	38.00	38.30	38.50
Short Circuit Current	$I_{sc}(A)$	7.95	7.99	8.03	8.07

* Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

Mechanical Data

Solar Cell Type	Poly 157.75x157.75mm
Number of Cells	60 Cells (6x10)
Dimensions of Module L*W*H (mm)	1650x992x35mm (64.96 x 39.05 x 1.38 inches)
Weight (kg)	18.2kg
Glass	High transparency solar glass 3.2mm (0.13 inches)
Backsheet	White
Frame	Silver, anodized aluminium alloy
J-Box	IP68 Rated
Cable	4.0mm ² (0.006 inches ²), 900mm (35.4 inches)
Number of diodes	3
Wind/Snow Load	2400N/5400Pa*
Connector	MCA Compatible

* For more details please check the installation manual of GCLSI

Temperature Ratings

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.39%/°C

Packaging Configuration

Module per box	30 pieces
Module per 40' container	840 pieces

Maximum Ratings

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (B-B)
Max Series Fuse Rating	15A

Optional

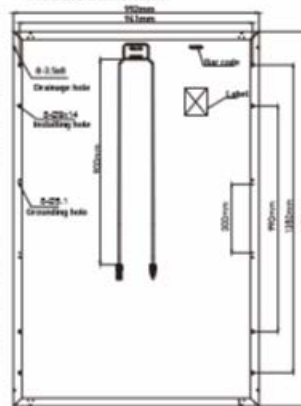
Connector: Original MCA



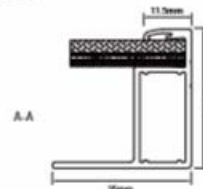
Contact Us for More Information

website: en.gclsi.com email: gclsales@gclsi.com

Module Dimension

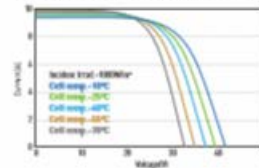


Back View

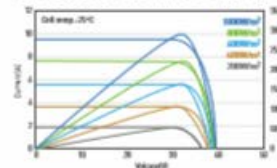


A-A

U-I Curve at Different Temperature (305W)

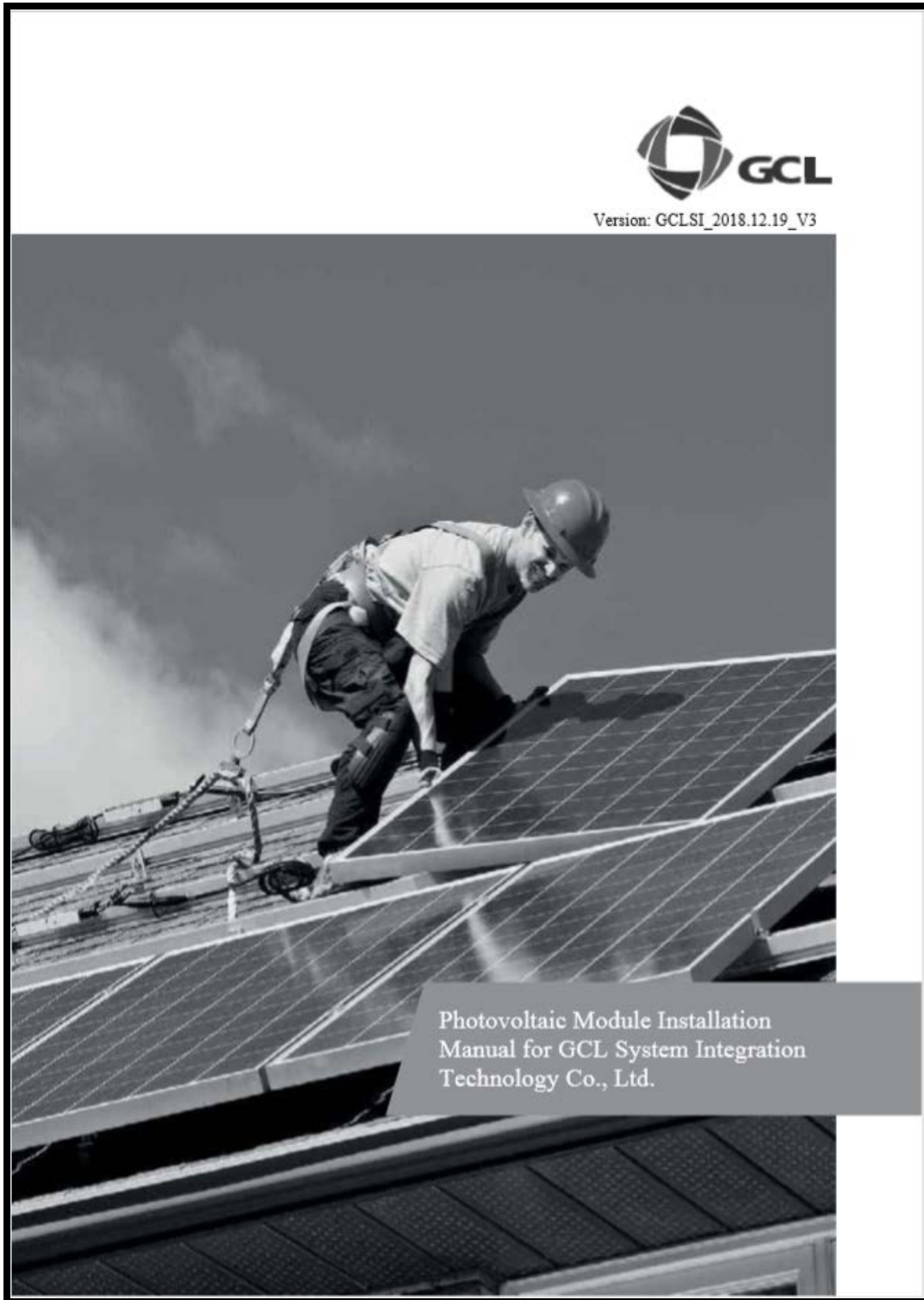


U-I/P-U Curve at Different Irradiation (305W)



CAUTION: READ INSTALLATION MANUAL BEFORE USING THE PRODUCT

2. Apéndice B. Manual de instalación de Panel GLC -P6/60H



CONTENTS

PURPOSE OF THIS MANUAL	2
DISCLAIMER.....	2
SAFETY & TRANSPORT.....	3
MECHANICAL INSTALLATION	5
ELECTRICAL INSTALLATION.....	11
GROUNDING	17
BYPASS DIODES AND BLOCK DIODES	18
MAINTENANCE.....	19

PURPOSE OF THIS MANUAL

- This manual applies exclusively to the solar photovoltaic module (hereinafter referred to as Module) of GCL System Integration Technology Co., Ltd. (hereinafter referred to as GCLSI). The contents of this manual involve the installation methods, operation safety and maintenance information of GCLSI's Modules.
- Modules must be installed by professionals. Please read this manual carefully before installation. The installers must follow all the rules in this manual strictly as well as local requirements and regulations by law or authorized organizations.
- Before installing, the installer must be familiar with their mechanical and electrical requirements. Please keep this manual in a safe place for future reference (care and maintenance) and in case of sale or disposal of the Modules.

DISCLAIMER

- GCLSI shall not be responsible for any loss arising from the installation, operation, use or maintenance of the Modules which is not complying with the guidance of this manual, including breakdown or damage of the Modules or any other expenses incurred.
- Any customer shall not get any patent or authorization of the patent when using the Modules, expressed or implied. Any infringement of patents or other rights of the third party, which may result from the use of the Module, is not within the responsibility scope of GCLSI. The information in this manual is based on GCLSI's knowledge and experience and is believed to be reliable, but such information including product specification (without limitation) and relevant suggestions do not constitute a warranty, expressed or implied.
- GCLSI reserves the rights to change the manual, the Modules, the specifications or any other information of the Modules without prior notice.

SAFETY & TRANSPORT

General Detailed Rules

- Keep all the Modules and electrical connectors clean and dry before installation.
- Use dry and ventilated room when storing uninstalled Modules.
- Use both hands to carry Modules. Do not overlap Modules.
- Be cautious when carrying Modules. Slip-proof gloves are necessary.
- Use supportive disassembling tools when unpacking.



Do not stamp on Modules or put weight on Modules.



Do not disassemble or drop Modules. Do not remove any nameplate or component of the module.



Do not use mirrors or magnifiers to concentrate sunlight onto Modules.



Do not lift the module by grasping the junction box or cable wire.



Do not use any sharp object with Modules.



Do not directly apply pressure on the glass surface or backsheet of Modules. Must use both hands to carry Modules.

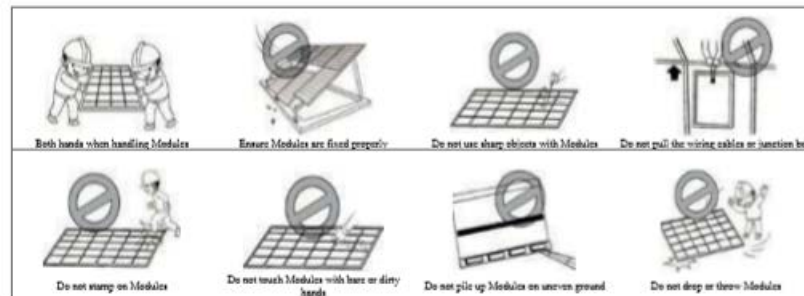


Do not touch the surface of the coated glass with bare hands.



Ensure all contacts and the operating environment are clean and dry.

Module Carry and Installation Instruction



MECHANICAL INSTALLATION

Location Selection

- Select suitable places to install Modules. The module in the north latitude region shall face south, and shall face north in the south latitude region.
- Install Modules at the places with sufficient sunlight and without shade at any time. If a module is shaded or even partially shaded, it will result in lower power output. A permanent or regular shade will cause damage, which will result in the invalidity of product's limited warranty.
- Do not store, install or use Modules at the places where combustible gas is easily generated or gathering.
- The straight-line distance between the installation site and coastline shall not be shorter than 1 km unless there is a written approval from GCLSI or an engagement specified in the contract.
- GCLSI recommends that the module should be installed at a working ambient temperature of $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ~ $46\text{ }^{\circ}\text{C}$. The module's limit working ambient temperature range is from $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $85\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- The maximum altitude of the PV module should be less than 2000m.

Tilt Angle

- Modules in the same string should be installed at the same angle. Modules installed in different angles will receive different irradiation, which will cause current different. As a result, it will decrease the operation efficiency of the system.
- Please refer to Table 1 for the recommended mounting tilt angles of the Modules.

Local latitude	Mounting Tilt Angles
0°~15°	15°
15°~25°	Local latitude
25°~30°	Local latitude + 5°
30°~35°	Local latitude + 10°
35°~40°	Local latitude + 15°
>40°	Local latitude + 20°

Table 1 Mounting Tilt Angle of Modules

MECHANICAL INSTALLATION

Module Installation

➤ General Installation

- Ensure the module installation means and support system sufficiently robust, so that the Modules can undertake the preset loading conditions, the support installer or supplier shall provide necessary guarantee and other related certifications. The installation support system shall pass the inspection and test by the third-party test institution with the static mechanic analysis capability, and use the local national or international standards, such as DIN1055 or equivalent.
- The support structure shall be made of the durable, corrosion resistant and ultraviolet resistant materials.
- The module shall be firmly mounted on the support.
- Choose proper installation height of the photovoltaic support system, and ensure the lowest part of the module is high enough, to avoid being shaded by plant or being damaged by the flying sand. or being covered by snow for a long time in winter .
- When the module is installed on the roof or the building, it is necessary to ensure that the roof structure is fixed firmly and will not be damaged by heavy wind or heavy snow, and the back of the module shall be well-ventilated to facilitate the cooling of the module (the minimum gap between the module and installation surface is 10cm).
- Considering the influence of linear thermal expansion of the module frame, the minimum distance between two Modules should not be less than 20mm..
- Ensure that the module backside will not contact the support or architectural structure even if there is the module surface is under the external pressure.
- It is required to observe the instruction guide and safety rules attached on the support. It is not allowed to drill the hole in the glass surface or frame of the module. otherwise ,the guarantee will be invalidated
- When to install the Modules on the roof, it is necessary to guarantee the roof structure is suitable for the module installation. and the installed modules should not be beyond the roof zone. Additionally, the roof area where it is penetrated by module installation shall be properly sealed to prevent the roof from water leakage
- When the module is installed on the supporting column, it is necessary to ensure the supporting column and module installation structure is capable of withstanding the expected local wind.
- The application level of GCLSI module is Class A according to IEC61730, which can be used in systems operating at greater than 50 V DC or 240 W, where general contact access is anticipated.
- This module is rated as "Fire safety class C" according to IEC61730.

MECHANICAL INSTALLATION

➤ Installation Method

The Modules may be installed and fixed with the following methods:

Clamping system: use proper clamp, and fix the module with the installation support, as shown in Fig. 1.

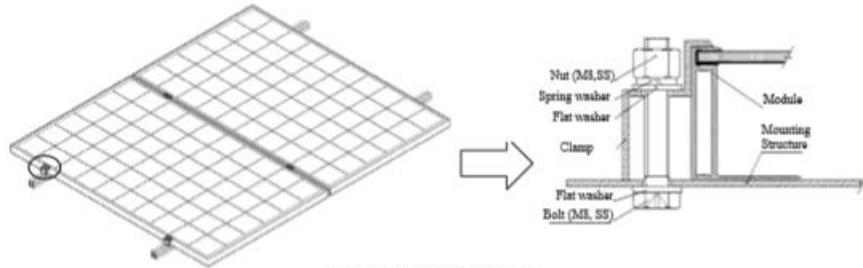


Figure 1 Mounting clamps

The mounting accessories recommended are listed below:

Bolt	Flat washer	Spring washer	Nut
Material: stainless	Steel material: stainless steel	Material: stainless steel	Material: stainless steel
Size: M8	Size: M8	Size: M8	Size: M8

The range of torque for screw tightening is 14N.m to 20N.m.

Use at least 4 clamps on each module.

MECHANICAL INSTALLATION

- Choose the proper installation method according to the loading requirement, the detailed information is shown in Fig. 2.

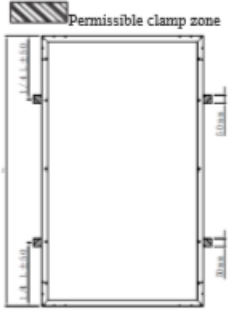
static mechanical load	design load :3600Pa (downward)/1600Pa(upward), $\gamma_m=1.5$
Installation with the mounting clamp	 <p>Use 4 mounting clamps</p>

Figure 2. Installation method

MECHANICAL INSTALLATION

➤ Module Specification (as shown in Figure 3 and Table 2)

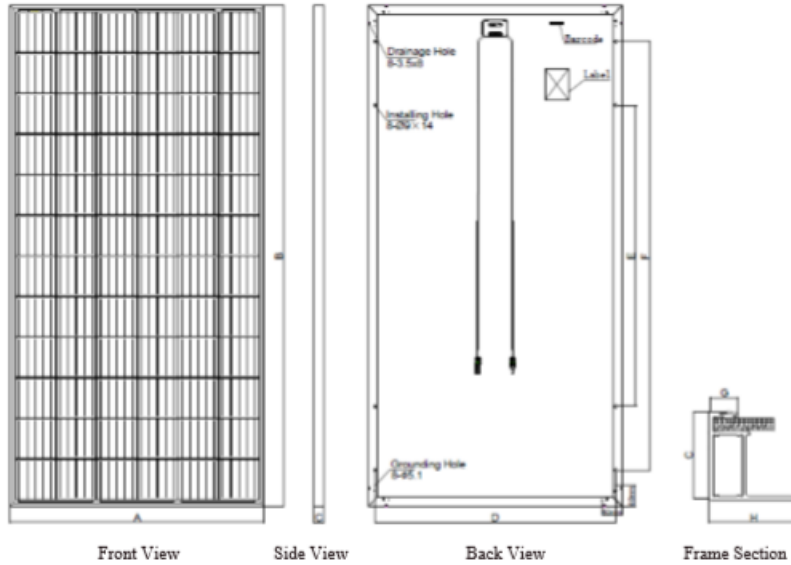


Figure 3 Schematics for the Module Specification

Table 2 Detailed Module Mounting Dimension Contrast Table

Unit:mm

No	Module Type	A	B	C	D	E	F	G	H
1	GCL - P6/60XXX	992	1640	40/35	941	990	1350	11/11.5	35
	GCL - M6/60XXX								
	GCL - P6/60HXXX								
	GCL - M6/60HXXX								
2	GCL - P6/72XXX	992	1956	40/35	941	1176	1676	11/11.5	35
	GCL - M6/72XXX								
	GCL - P6/72HXXX								
	GCL - M6/72HXXX								

Note: "XXX" refers to Module Power Index.

ELECTRICAL INSTALLATION

DC power generated by the photovoltaic system can be converted into AC power and fed into the grid. Policies on connecting renewable energy system to the grid vary from region to region. Consult senior system designer before designing the system. Generally, the system installation shall be formally approved by the local public sector.

General Installation

- Installation structure should be compatible with aluminum frame of module, in order to avoid galvanic corrosion. Any defects caused by such corrosion will void the warranty.
- The DC-side system potential of the photovoltaic array includes the practice of floating ground, positive-pole grounding and negative-pole grounding according to the system requirements; and different cell technologies have different adaptability. In a power-station project, particularly the module of the crystalline silicon photovoltaic cells, too large an absolute value of the negative to the ground might cause potential induced degradation (PID). Consequently, it is appropriate to use the negative grounding system so that the potential of the circuit is positive. Consult the inverter manufacturer for details.
- It is forbidden for non-professionals to open the lock nuts of the connector. Make sure that the connectors are clean, dry and fully connected (A click sound should be heard when fully connected), otherwise it may lead to electric arc sparks which will damage the connector or cause a fire.
- Under normal conditions, a Module may produce more current and/or voltage than reported at standard test conditions. Accordingly, the values of ISC and VOC marked on the Module should be multiplied by a factor of 1.25 when determining component voltage ratings, current ratings, fuse sizes, and size of controls connected to the PV output.
- Completely cover the Modules with an opaque material to prevent electricity from being generated during disassembling the conductors.
- It is not allowed to use the Modules in different models in the same solar photovoltaic system. When the Modules are connected in series, the voltage of every string shall not be higher than the maximum voltage of the system (as shown in Figure 4). To ensure that this is the case, the open circuit voltage of the array string needs to be calculated at the lowest expected ambient temperature for the location. Reference equation of the maximum number of the Modules in serial connection:

$$\text{Max System voltage} \geq N * \text{VOC} * [1 - \alpha \text{Voc} * (25 - \text{Tmin})]$$

N: Number of modules in series

VOC: Open circuit voltage of each module

α Voc: Temperature coefficient of open-circuit voltage

Tmin: The lowest expected ambient temperature

- When connected in parallel, the current output is equal to the sum of each string's current (as shown in Figure 5). Fuse is necessary for each module string. Please take reference to the local regulation. Recommended maximum parallel Modules configurations: Fuse rating/(1.25* short-circuit current).

ELECTRICAL INSTALLATION

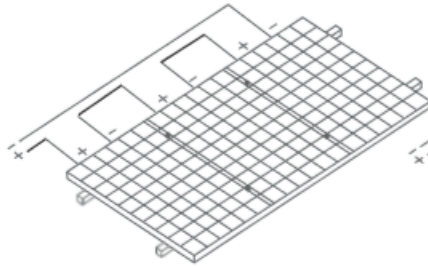


Figure 4 Connection in Series

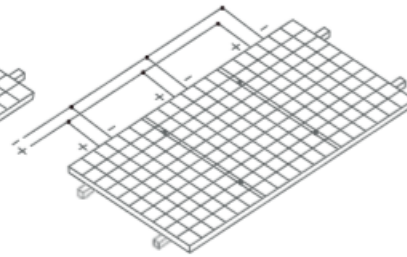


Figure 5 Connection in Parallel

- Please refer to the local regulations to determine the system wire size, types and temperatures.
- The cross section of the cables and the capacity of the connectors must be selected to suit the maximum system short circuit current (The recommended section area for a single piece of Module is 4 mm², and the recommended rated current for the connector is greater than 15A), otherwise the cables and connectors shall be overheated under large current. Caution: The maximal temperature of the cable is 85°C while the upper limited temperature of the connector is 105°C.
- Make sure the electric components such as the connectors and inverters are off-state during the installation. To reduce lightning damage, the loop area should be kept as small as possible when laying cables. It is recommended to use fuses in each string.

Connectors suitable for 1000V module

Object	Manufacturer/trademark	Type
Connector	QC Solar(Suzhou) Corporation	QC4.10-cd
	Suzhou Bright Photovoltaic Electronic Technology Co., Ltd	B01
	Suzhou Xtong Phtovoltaic Technology Co.,Ltd.	PV-XT101.1
	Jiangsu Hatitian Microelectronics Corp. Minor Enterprise	PV-HT03
	Staubli Electrical Connectors AG	PV-KST4-EVO 2/xy-UR; PV-KBT4-EVO 2/xy-UR
	Multi-Contract Essen GmbH	PV-KST4/8II- UR; PV-KBT4/8II-UR(MC4)

ELECTRICAL INSTALLATION

GCL-M6/72325	325	9.24	46.00	1000	15
GCL-M6/72330	330	9.33	46.20	1000	15
GCL-M6/72335	335	9.41	46.40	1000	15
GCL-M6/72340	340	9.49	46.60	1000	15
GCL-M6/72345	345	9.57	46.80	1000	15
GCL-M6/72350	350	9.65	47.00	1000	15
GCL-M6/72355	355	9.73	47.20	1000	15
GCL-M6/72360	360	9.81	47.40	1000	15
GCL-P6/60H270	270	9.29	38.30	1500	15
GCL-P6/60H275	275	9.38	38.50	1500	15
GCL-P6/60H280	280	9.46	38.70	1500	15
GCL-P6/60H285	285	9.54	38.90	1500	15
GCL-M6/60H285	285	9.54	38.90	1500	15
GCL-M6/60H290	290	9.63	39.10	1500	15
GCL-M6/60H295	295	9.69	39.30	1500	15
GCL-M6/60H300	300	9.78	39.50	1500	15
GCL-P6/72H320	320	9.17	45.80	1500	15
GCL-P6/72H325	325	9.24	46.00	1500	15
GCL-P6/72H330	330	9.33	46.20	1500	15
GCL-P6/72H335	335	9.41	46.40	1500	15
GCL-P6/72H340	340	9.49	46.60	1500	15
GCL-P6/72H345	345	9.61	47.30	1500	15
GCL-M6/72H335	335	9.41	46.40	1500	15
GCL-M6/72H340	340	9.49	46.60	1500	15
GCL-M6/72H345	345	9.57	46.80	1500	15
GCL-M6/72H350	350	9.65	47.00	1500	15
GCL-M6/72H355	355	9.73	47.20	1500	15

GCL System Integration Technology Co., Ltd.

Bring Green Power to Life

ELECTRICAL INSTALLATION

GCL-M6/72H360	360	9.81	47.40	1500	15
---------------	-----	------	-------	------	----

Temperature Ratings of poly modules

- Temperature Coefficient of Pmax: $-0.39\%/^{\circ}\text{C}$.
- Temperature Coefficient of Voc: $-0.30\%/^{\circ}\text{C}$.
- Temperature Coefficient of Isc: $+0.050\%/^{\circ}\text{C}$.

Temperature Ratings of mono modules

- Temperature Coefficient of Pmax: $-0.39\%/^{\circ}\text{C}$.
- Temperature Coefficient of Voc: $-0.30\%/^{\circ}\text{C}$.
- Temperature Coefficient of Isc: $+0.060\%/^{\circ}\text{C}$.

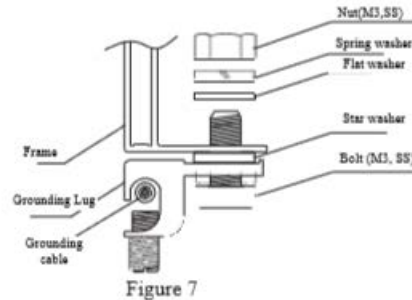
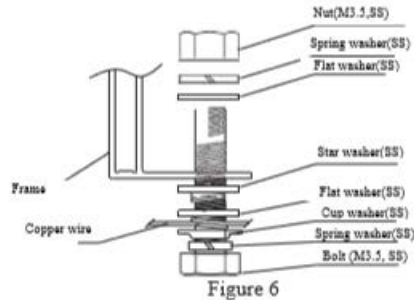
GROUNDING

> Grounding by cable

- The grounding bolts must be made of stainless steel and be used in the specified grounding holes. First, make the M3.5 stainless steel bolt pass through the spring washer, flat washer, cup washer (copper conductor with a diameter of 2.1 mm) and star washer, and then insert through the grounding hole, flat washer and spring washer on the frame. Finally, tighten with a M3.5 nut. Caution: The upper limited temperature of the conductor is 85°C. As for the installation, refer to Figure 6.

> Grounding by lugs

- All the module frames and mounting structures shall be grounded according to regional and national electricity regulations. Use recommended hardware to connect grounding cables and fasten to the Module frames.
- While using the metal structure, make sure the surface of the system have been electroplated to keep a good conducting circuit.
- Use suitable grounding conductors to connect the Module frame to the mounting structure. This can achieve proper grounding effects.
- The grounding conductor must be connected to ground via an appropriate grounding electrode. It is recommended to use lugs to connect the grounding cables. If it is only mechanically connected to a grounded module without bolts and nuts, the mounting system should be grounded as well.
- First, peel the grounding cable to a proper length without damage to the metal core. Then insert the peeled cable into the lug, tighten the screw. As shown in Figure 7, connect the lug to the aluminum frame with stainless steel bolts and connection components. The recommended tightening torque for M3 bolts is 2.3N•m.



MAINTENANCE


Normally, the Modules do not need repair. Follow the maintenance methods below to ensure the best performance of the Modules:


- In most conditions, the normal rainwater can keep the module glass clean. Clean the glass surfaces with wet soft sponge or cloth if necessary. Use mild non-abrasive cleaning agent to remove stubborn dirt.
- Do not try to clean a Module with broken glass or perforated backsheet. It will cause serious electrical shock. Take a regular inspection on grounding, mechanical and electrical connections every 6 months. Make sure all the Module connectors are connected, clean and without damage or corrosion.
- When disassembling the connectors, must make sure all the components are working well; otherwise the connectors shall be replaced. Damage on the connector will cause electronic leakage. The tightening torque of the nut should be $1.5 \text{ N} \cdot \text{m} - 3 \text{ N} \cdot \text{m}$.
- Use opaque material to completely cover the Modules during repair to avoid electric shock. When exposed to the sunshine, the Modules will produce high voltage. The repair work must be carried out by professionals.

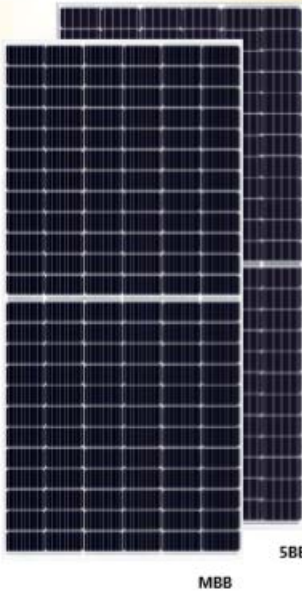


Warning: Shut down the system before any electric repair.
Improper maintenance may cause electric shock or fire.

• Apéndice C. Ficha Técnica panel CS3U 375W Canadian Solar







MBB 5BB

KuMax

HIGH EFFICIENCY MONO PERC MODULE





CS3U-365 | 370 | 375 | 380MS

(1000 V / 1500 V)




With Canadian Solar's industry leading mono-PERC cell technology and the innovative LIC (Low Internal Current) module technology, we are now able to offer our global customers high power mono modules up to 380 W.

The KuMax mono-PERC modules with a dimension of 2000 x 992 mm, close to our 72 cell MaxPower modules, have the following unique features:

MORE POWER

-  Low power loss in cell connection
-  Low NMOT: $41 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$
Low temperature coefficient (Pmax): $-0.37 \text{ } \%/ \text{ }^\circ\text{C}$
-  Better shading tolerance
-  High PTC
High PTC rating of up to: 93.13 %

MORE RELIABLE

-  Lower hot spot temperature
-  Minimizes micro-cracks
-  Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa*

25 years linear power output warranty




10 years product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730; VDE / CE
UL 1703; CSA

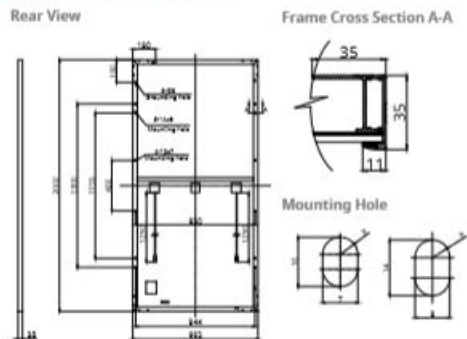
* If you need specific product certificates, and if module installations are to deviate from our guidance specified in our installation manual, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 25 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. is one of the most bankable solar companies worldwide.

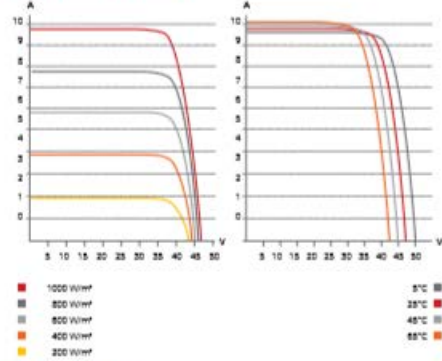
* For detailed information, please refer to Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3U-370MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3U	365MS	370MS	375MS	380MS
Nominal Max. Power (Pmax)	365 W	370 W	375 W	380 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.4 V	39.6 V	39.8 V	40.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.27 A	9.35 A	9.43 A	9.50 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.77 A	9.85 A	9.93 A	10.01 A
Module Efficiency	18.40%	18.65%	18.90%	19.15%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3U	365MS	370MS	375MS	380MS
Nominal Max. Power (Pmax)	272 W	276 W	280 W	284 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.7 V	36.9 V	37.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.45 A	7.51 A	7.58 A	7.64 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.4 V	44.6 V	44.8 V	45.0 V
Short Circuit Current (Isc)	7.88 A	7.94 A	8.01 A	8.07 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 156.75 X 78.38 mm
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2000 X 992 X 35 mm (78.7 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL) 1250 mm (49.2 in), 1670 mm (65.7 in)
Cable Length	is optional for single tracking system with leap-frog connection
Connector	T4 series
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

- **Apéndice D.** Ficha técnica del inversor 25000 TL y 20000 TL

SUNNY TRIPOWER
15000TL / 20000TL / 25000TL





Rentable

- Rendimiento máximo del 98,4 %

Seguro

- Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring
- Pantalla opcional

Innovador

- Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

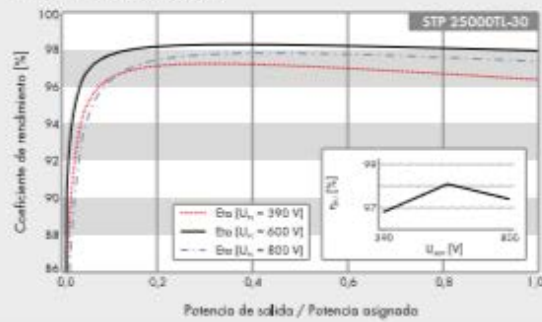
SUNNY TRIPOWER
15000TL / 20000TL / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.

Curva de rendimiento



Accesorios



Interfaz RS485
DIM-85CB-10



Power Control Module
PWCMD-10



Descargador de sobretensión
de CC tipo II, entradas A y B
DCSPD-KT3-10



Relé multifunción
MFR01-10

● De serie ○ Opcional – No disponible
Datos en condiciones nominales
Actualizado: octubre de 2017

Datos técnicos

Entrada (CC)

Potencia máx. del generador fotovoltaico

Potencia asignada de CC

Tensión de entrada máx.

Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada

Tensión de entrada mín./de inicio

Corriente máx. de entrada, entradas A/B

Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP

Salida (CA)

Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)

Potencia máx. aparente de CA

Tensión nominal de CA

Rango de tensión de CA

Frecuencia de red de CA/rango

Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red

Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida

Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable

THD

Fases de inyección/conexión

Rendimiento

Rendimiento máx./europeo

Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de entrada

Monitorización de toma a tierra/de red

Descargador de sobretensión de CC, DPS tipo II

Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica

Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal

Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)

Datos generales

Dimensiones (ancho/alto/fondo)

Peso

Rango de temperatura de servicio

Emisión sonora, típica

Autoconsumo nocturno

Topología/principio de refrigeración

Tipo de protección (según IEC 60529)

Clase climática (según IEC 60721-3-4)

Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)

Equipamiento / función / accesorios

Conexión de CC/CA

Panela

Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect

Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus

Relé multifunción/Power Control Module

OptiTrac Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7

Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller

Garantía: 5/10/15/20 años

Certificados y autorizaciones (otros a petición)

* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

Modelo comercial

Sunny Tripower
20000TL

Sunny Tripower
25000TL

36000 W_p

45000 W_p

20440 W

26680 W

1000 V

1000 V

320 V a 800 V/600 V

390 V a 800 V/600 V

150 V/188 V

150 V/188 V

33 A/33 A

33 A/33 A

2/A;3; B;3

2/A;3; B;3

20000 W

25000 W

20000 VA

25000 VA

3 / N / PE; 220 V / 380 V

3 / N / PE; 230 V / 400 V

3 / N / PE; 240 V / 415 V

180 V a 230 V

50 Hz/44 Hz a 55 Hz

60 Hz/54 Hz a 65 Hz

50 Hz/230 V

29 A/29 A

36,2 A/36,2 A

1/0 inductivo a 0 capacitivo

≤ 3%

3/3

98,4%/98,0%

98,3%/98,1%

●

●/●

○

●/●/–

●

I / AC, III; DC, II

661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)

61 kg (134,48 lb)

–25 °C a +40 °C (–13 °F a +104 °F)

51 dB(A)

1 W

En transformador/OptiCool

IP65

4K4H

100%

SUNCLIX/Borne de conexión por resorte

○

○/●

●/●

○/○

●/●/●

●/●

●/○/○/○

ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11/2012, CE, CB 0-16, CB 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G39/3, IEC 60068-26, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 62118, IEC 62119-1, IEC 62120-1, IEC 62121-1, IEC 62121-2, IEC 62121-3, IEC 62121-4, IEC 62121-5, IEC 62121-6, IEC 62121-7, IEC 62121-8, IEC 62121-9, IEC 62121-10, IEC 62121-11, IEC 62121-12, IEC 62121-13, IEC 62121-14, IEC 62121-15, IEC 62121-16, IEC 62121-17, IEC 62121-18, IEC 62121-19, IEC 62121-20, IEC 62121-21, IEC 62121-22, IEC 62121-23, IEC 62121-24, IEC 62121-25, IEC 62121-26, IEC 62121-27, IEC 62121-28, IEC 62121-29, IEC 62121-30, IEC 62121-31, IEC 62121-32, IEC 62121-33, IEC 62121-34, IEC 62121-35, IEC 62121-36, IEC 62121-37, IEC 62121-38, IEC 62121-39, IEC 62121-40, IEC 62121-41, IEC 62121-42, IEC 62121-43, IEC 62121-44, IEC 62121-45, IEC 62121-46, IEC 62121-47, IEC 62121-48, IEC 62121-49, IEC 62121-50, IEC 62121-51, IEC 62121-52, IEC 62121-53, IEC 62121-54, IEC 62121-55, IEC 62121-56, IEC 62121-57, IEC 62121-58, IEC 62121-59, IEC 62121-60, IEC 62121-61, IEC 62121-62, IEC 62121-63, IEC 62121-64, IEC 62121-65, IEC 62121-66, IEC 62121-67, IEC 62121-68, IEC 62121-69, IEC 62121-70, IEC 62121-71, IEC 62121-72, IEC 62121-73, IEC 62121-74, IEC 62121-75, IEC 62121-76, IEC 62121-77, IEC 62121-78, IEC 62121-79, IEC 62121-80, IEC 62121-81, IEC 62121-82, IEC 62121-83, IEC 62121-84, IEC 62121-85, IEC 62121-86, IEC 62121-87, IEC 62121-88, IEC 62121-89, IEC 62121-90, IEC 62121-91, IEC 62121-92, IEC 62121-93, IEC 62121-94, IEC 62121-95, IEC 62121-96, IEC 62121-97, IEC 62121-98, IEC 62121-99, IEC 62121-100, IEC 62121-101, IEC 62121-102, IEC 62121-103, IEC 62121-104, IEC 62121-105, IEC 62121-106, IEC 62121-107, IEC 62121-108, IEC 62121-109, IEC 62121-110, IEC 62121-111, IEC 62121-112, IEC 62121-113, IEC 62121-114, IEC 62121-115, IEC 62121-116, IEC 62121-117, IEC 62121-118, IEC 62121-119, IEC 62121-120, IEC 62121-121, IEC 62121-122, IEC 62121-123, IEC 62121-124, IEC 62121-125, IEC 62121-126, IEC 62121-127, IEC 62121-128, IEC 62121-129, IEC 62121-130, IEC 62121-131, IEC 62121-132, IEC 62121-133, IEC 62121-134, IEC 62121-135, IEC 62121-136, IEC 62121-137, IEC 62121-138, IEC 62121-139, IEC 62121-140, IEC 62121-141, IEC 62121-142, IEC 62121-143, IEC 62121-144, IEC 62121-145, IEC 62121-146, IEC 62121-147, IEC 62121-148, IEC 62121-149, IEC 62121-150, IEC 62121-151, IEC 62121-152, IEC 62121-153, IEC 62121-154, IEC 62121-155, IEC 62121-156, IEC 62121-157, IEC 62121-158, IEC 62121-159, IEC 62121-160, IEC 62121-161, IEC 62121-162, IEC 62121-163, IEC 62121-164, IEC 62121-165, IEC 62121-166, IEC 62121-167, IEC 62121-168, IEC 62121-169, IEC 62121-170, IEC 62121-171, IEC 62121-172, IEC 62121-173, IEC 62121-174, IEC 62121-175, IEC 62121-176, IEC 62121-177, IEC 62121-178, IEC 62121-179, IEC 62121-180, IEC 62121-181, IEC 62121-182, IEC 62121-183, IEC 62121-184, IEC 62121-185, IEC 62121-186, IEC 62121-187, IEC 62121-188, IEC 62121-189, IEC 62121-190, IEC 62121-191, IEC 62121-192, IEC 62121-193, IEC 62121-194, IEC 62121-195, IEC 62121-196, IEC 62121-197, IEC 62121-198, IEC 62121-199, IEC 62121-200, IEC 62121-201, IEC 62121-202, IEC 62121-203, IEC 62121-204, IEC 62121-205, IEC 62121-206, IEC 62121-207, IEC 62121-208, IEC 62121-209, IEC 62121-210, IEC 62121-211, IEC 62121-212, IEC 62121-213, IEC 62121-214, IEC 62121-215, IEC 62121-216, IEC 62121-217, IEC 62121-218, IEC 62121-219, IEC 62121-220, IEC 62121-221, IEC 62121-222, IEC 62121-223, IEC 62121-224, IEC 62121-225, IEC 62121-226, IEC 62121-227, IEC 62121-228, IEC 62121-229, IEC 62121-230, IEC 62121-231, IEC 62121-232, IEC 62121-233, IEC 62121-234, IEC 62121-235, IEC 62121-236, IEC 62121-237, IEC 62121-238, IEC 62121-239, IEC 62121-240, IEC 62121-241, IEC 62121-242, IEC 62121-243, IEC 62121-244, IEC 62121-245, IEC 62121-246, IEC 62121-247, IEC 62121-248, IEC 62121-249, IEC 62121-250, IEC 62121-251, IEC 62121-252, IEC 62121-253, IEC 62121-254, IEC 62121-255, IEC 62121-256, IEC 62121-257, IEC 62121-258, IEC 62121-259, IEC 62121-260, IEC 62121-261, IEC 62121-262, IEC 62121-263, IEC 62121-264, IEC 62121-265, IEC 62121-266, IEC 62121-267, IEC 62121-268, IEC 62121-269, IEC 62121-270, IEC 62121-271, IEC 62121-272, IEC 62121-273, IEC 62121-274, IEC 62121-275, IEC 62121-276, IEC 62121-277, IEC 62121-278, IEC 62121-279, IEC 62121-280, IEC 62121-281, IEC 62121-282, IEC 62121-283, IEC 62121-284, IEC 62121-285, IEC 62121-286, IEC 62121-287, IEC 62121-288, IEC 62121-289, IEC 62121-290, IEC 62121-291, IEC 62121-292, IEC 62121-293, IEC 62121-294, IEC 62121-295, IEC 62121-296, IEC 62121-297, IEC 62121-298, IEC 62121-299, IEC 62121-300, IEC 62121-301, IEC 62121-302, IEC 62121-303, IEC 62121-304, IEC 62121-305, IEC 62121-306, IEC 62121-307, IEC 62121-308, IEC 62121-309, IEC 62121-310, IEC 62121-311, IEC 62121-312, IEC 62121-313, IEC 62121-314, IEC 62121-315, IEC 62121-316, IEC 62121-317, IEC 62121-318, IEC 62121-319, IEC 62121-320, IEC 62121-321, IEC 62121-322, IEC 62121-323, IEC 62121-324, IEC 62121-325, IEC 62121-326, IEC 62121-327, IEC 62121-328, IEC 62121-329, IEC 62121-330, IEC 62121-331, IEC 62121-332, IEC 62121-333, IEC 62121-334, IEC 62121-335, IEC 62121-336, IEC 62121-337, IEC 62121-338, IEC 62121-339, IEC 62121-340, IEC 62121-341, IEC 62121-342, IEC 62121-343, IEC 62121-344, IEC 62121-345, IEC 62121-346, IEC 62121-347, IEC 62121-348, IEC 62121-349, IEC 62121-350, IEC 62121-351, IEC 62121-352, IEC 62121-353, IEC 62121-354, IEC 62121-355, IEC 62121-356, IEC 62121-357, IEC 62121-358, IEC 62121-359, IEC 62121-360, IEC 62121-361, IEC 62121-362, IEC 62121-363, IEC 62121-364, IEC 62121-365, IEC 62121-366, IEC 62121-367, IEC 62121-368, IEC 62121-369, IEC 62121-370, IEC 62121-371, IEC 62121-372, IEC 62121-373, IEC 62121-374, IEC 62121-375, IEC 62121-376, IEC 62121-377, IEC 62121-378, IEC 62121-379, IEC 62121-380, IEC 62121-381, IEC 62121-382, IEC 62121-383, IEC 62121-384, IEC 62121-385, IEC 62121-386, IEC 62121-387, IEC 62121-388, IEC 62121-389, IEC 62121-390, IEC 62121-391, IEC 62121-392, IEC 62121-393, IEC 62121-394, IEC 62121-395, IEC 62121-396, IEC 62121-397, IEC 62121-398, IEC 62121-399, IEC 62121-400, IEC 62121-401, IEC 62121-402, IEC 62121-403, IEC 62121-404, IEC 62121-405, IEC 62121-406, IEC 62121-407, IEC 62121-408, IEC 62121-409, IEC 62121-410, IEC 62121-411, IEC 62121-412, IEC 62121-413, IEC 62121-414, IEC 62121-415, IEC 62121-416, IEC 62121-417, IEC 62121-418, IEC 62121-419, IEC 62121-420, IEC 62121-421, IEC 62121-422, IEC 62121-423, IEC 62121-424, IEC 62121-425, IEC 62121-426, IEC 62121-427, IEC 62121-428, IEC 62121-429, IEC 62121-430, IEC 62121-431, IEC 62121-432, IEC 62121-433, IEC 62121-434, IEC 62121-435, IEC 62121-436, IEC 62121-437, IEC 62121-438, IEC 62121-439, IEC 62121-440, IEC 62121-441, IEC 62121-442, IEC 62121-443, IEC 62121-444, IEC 62121-445, IEC 62121-446, IEC 62121-447, IEC 62121-448, IEC 62121-449, IEC 62121-450, IEC 62121-451, IEC 62121-452, IEC 62121-453, IEC 62121-454, IEC 62121-455, IEC 62121-456, IEC 62121-457, IEC 62121-458, IEC 62121-459, IEC 62121-460, IEC 62121-461, IEC 62121-462, IEC 62121-463, IEC 62121-464, IEC 62121-465, IEC 62121-466, IEC 62121-467, IEC 62121-468, IEC 62121-469, IEC 62121-470, IEC 62121-471, IEC 62121-472, IEC 62121-473, IEC 62121-474, IEC 62121-475, IEC 62121-476, IEC 62121-477, IEC 62121-478, IEC 62121-479, IEC 62121-480, IEC 62121-481, IEC 62121-482, IEC 62121-483, IEC 62121-484, IEC 62121-485, IEC 62121-486, IEC 62121-487, IEC 62121-488, IEC 62121-489, IEC 62121-490, IEC 62121-491, IEC 62121-492, IEC 62121-493, IEC 62121-494, IEC 62121-495, IEC 62121-496, IEC 62121-497, IEC 62121-498, IEC 62121-499, IEC 62121-500, IEC 62121-501, IEC 62121-502, IEC 62121-503, IEC 62121-504, IEC 62121-50

- **Apéndice E. Ficha técnica del micro inversor Enphase IQ6**

Ficha técnica
Microinversores de Enphase

Enphase IQ 6 e IQ 6+ Microinversores

Los modelos **Enphase IQ 6 Micro™** y **Enphase IQ 6+ Micro™** de alta potencia y aptos para redes eléctricas inteligentes simplifican el proceso de instalación de manera drástica, mientras alcanzan el máximo nivel de eficiencia para el sistema electrónico de potencia de cada módulo.

Como parte del sistema Enphase IQ, los microinversores IQ 6 y IQ 6+ Micro se integran a la perfección en Enphase IQ Envoy™, Enphase Q Aggregator™, Enphase IQ Battery™ y el software de análisis y monitoreo Enphase Enlighten™.

IQ 6 y IQ 6+ Micro amplían los estándares de confianza establecidos por las generaciones anteriores y se someten a más de un millón de horas de pruebas de encendido. Por eso, Enphase proporciona una garantía líder en la industria de hasta 25 años.



Fácil de instalar

- Liviano y sencillo.
- Instalación más rápida con cableado de doble línea.
- Apagado rápido integrado (NEC 2014).

Productivo y confiable.

- Optimizado para módulos de 60 celdas y 72 celdas* de alta potencia.
- Más de un millón de horas de prueba.
- Caja con doble aislamiento de clase II.

Listo para redes eléctricas inteligentes.

- En cumplimiento con los requisitos fijos de funcionamiento durante fallas momentáneas del factor de potencia, la tensión y la frecuencia
- Actualización remota para responder a los requisitos de red eléctrica variables
- Configuración disponible para varios perfiles de red eléctrica

* Se requiere que el IQ 6+ Micro admita módulos de 72 celdas.



Para obtener más información sobre las soluciones de Enphase, visite enphase.com



Microinversores Enphase IQ 6 y IQ 6+

DATOS DE ENTRADA (CC)	IQ6-60-2-US	IQ6PLUS-72-2-US	
Combinaciones de módulos recomendadas ¹	195 W - 330 W +	235 W - 400 W +	
Compatibilidad del módulo	Solo módulos fotovoltaicos de 60 celdas	Módulos fotovoltaicos de 60 y 72 celdas	
Tensión máxima de CC de entrada	48 V	62 V	
Tensión máxima de registro de corriente	27 V - 37 V	27 V - 48 V	
Intervalo de funcionamiento	16 V - 48 V	16 V - 62 V	
Tensión de arranque mínima/máxima	22 V/48 V	22 V/62 V	
Corriente de cortocircuito de CC máxima (módulo Isc)	15 A	15 A	
Puerto de CC de clase sobretensión	II	II	
Retroalimentación de puerto de CC ante falla única	0 A	0 A	
Configuración de panel fotovoltaico	Panel sin tierra de 1 x 1; No se necesita protección adicional de la CC lateral; La protección de CA lateral requiere un máximo de 20 A por circuito de ramal		
DATOS DE SALIDA (CA)	IQ6-60-2-US	IQ6PLUS-72-2-US	
Potencia máxima de salida	240 VA	290 VA	
Potencia de salida (continua) nominal	230 VA	280 VA	
Tensión nominal/intervalo ²	240 V/211-264 V	208 V (1Φ)/183-229 V	240 V (1Φ)/183-229 V
Corriente de salida nominal	0,96 A	1,11 A	1,17 A
Frecuencia nominal	60 Hz	60 Hz	
Intervalo de frecuencia extendido	47 - 68 Hz	47 - 68 Hz	
Factor de potencia a potencia nominal	1,0	1,0	
Unidades máximas por circuito derivado de 20 A	16 (240 VAC)	13 (240 VAC)	
	14 (208 VAC monofásico)	11 (208 VAC monofásico)	
Puerto de CA de clase sobretensión	III	III	
Retroalimentación de puerto de CA ante falla única	0 A	0 A	
Factor de potencia (ajustable)	0,7 adelantado ... 0,7 retrasado		0,7 adelantado ... 0,7 retrasado
RENDIMIENTO	A 240 V	A 208 V (1Φ)	A 240 V
Rendimiento ponderado del CEC	97,0 %	96,5 %	97,0 %
DATOS MECÁNICOS			
Intervalo de temperatura ambiente	-40 a 65 °C		
Humedad relativa	4 % a 100 % (con condensación)		
Tipo de conector	MC4		
Dimensiones (An. x Al. x Pr.)	219 mm x 191 mm x 37,9 mm (sin soporte)		
Peso	1,5 kg (3,3 libras)		
Refrigeración	Convección natural, sin ventiladores		
Aprobado para ubicaciones húmedas	Sí		
Grado de contaminación	PD3		
Categoría medioambiental/Clasificación de exposición a rayos UV	Exterior: NEMA 250, tipo 6 (IP67)		
CARACTERÍSTICAS			
Comunicación	Línea eléctrica		
Supervisión	Opciones de monitoreo Enlighten Manager y MyEnlighten Compatible con IQ Envoy de Enphase		
Cumplimiento	UL 62109-1, UL1741/IEEE1547, FCC Part 15 Class B, ICES-0003 Class B, CAN/CSA-C22.2 NO. 107.1-01 Este producto se incluye en la lista de UL como un equipo fotovoltaico de apagado rápido y tiene conformidad con NEC-2014 y NEC-2017 sección 690.12 y C22.1-2015, Norma 64-218, Apagado rápido de sistemas fotovoltaicos, en conductores de CA y CC, cuando se instala de acuerdo con las instrucciones del fabricante.		

1. No hay relación forzada de CC/CA. Consulte la calculadora de compatibilidad en <https://enphase.com/en-us/support/module-compatibility>.
2. El intervalo de tensión nominal puede superar el valor nominal si así lo exige el servicio público.

Para obtener más información sobre las soluciones de Enphase, visite enphase.com

© 2018 Enphase Energy. Todos los derechos reservados. Todas las marcas o marcas comerciales son propiedad de Enphase Energy, Inc.
2018-01-25



- **Apéndice F. Cotización Panel 320W**

GCL Solar GCL-P6/72H 320 320W Poly SLV/WHT 1500V Solar Panel



CS Part #:	cs-301938
Mfr. Part #:	GCL-P6/72H 320
Manufacturer:	GCL Solar
Category:	Solar Panels
Min Qty:	78
Bundle Size:	26
Unit Price:	\$146.29
Ext Price:	\$11,410.62
\$/W:	\$0.457

QUANTITY: 78 +

[Add to Order](#) [Submit Order](#)


[Get Shipping Quote](#)

[Apply Now for Dealer Pricing](#)



- **Apéndice G. Cotización Panel 375W**

Canadian Solar KuMax 375W 144 Cell Mono 1500V SLV/WHT Solar Panel, CS3U-375M




CS Part #:	cs-302799
Mfr. Part #:	CS3U-375MS
Manufacturer:	Canadian Solar
Category:	Solar Panels
Min Qty:	4
Bundle Size:	1
Unit Price:	\$237.51
Ext Price:	\$950.04
\$/W:	\$0.633

QUANTITY: 4 +

[Add to Order](#) [Submit Order](#)

[Get Shipping Quote](#)

[Apply Now for Dealer Pricing](#)



- **Apéndice H.** Cotización Micro inversor IQ6



Microinversor Enphase Energy IQ6-60-2-US

Modelo: IQ6-60-2-US

\$108.00

Producto no disponible

tu@email.com

Avisame cuando esté disponible



- **Apéndice I.** Cotización Inversor 20000 TL

Home → Solar Inverters → SMA → SMA Sunny Tripower → SMA Sunny Tripower 20000TL-30



Zoom

SMA Sunny Tripower 20000TL-30

★★★★★ Be the first to review this product

SKU: SMA STP 20000TL-30


€2,519.00

Availability: In stock
* Required Fields

Delivery *

- European delivery +€120.00
- International delivery +€299.00

VAT/Tax for Customers: *



We offer worldwide shipping
to every country

- **Apéndice J.** Cotización Inversor 25000 TL

EUROPE - SOLAR STORE.COM
The Future Energy for Life


Search entire store here...

Cart

My Account My Wishlist Log In Compare

SOLAR INVERTERS ▾ SOLAR PANELS ▾ BATTERIES ▾ STORAGE AND SYSTEM SOLUTIONS ▾ OFF-GRID ▾ ACCESSORIES ▾

Home → Solar Inverters → SMA → SMA Sunny Tripower → SMA Sunny Tripower 25000TL-30



Zoom

SMA Sunny Tripower 25000TL-30

★★★★★ Be the first to review this product


SKU: SMA STP 25000TL-30

€2,549.00

Availability: In stock
* Required Fields

Delivery *
 European delivery +€120.00
 International delivery +€299.00

ENERGY THAT CHANGES
SMA



We offer worldwide shipping to every country

• **Apéndice K. Factura Eléctrica de la empresa**

F-00 FACTURA 64088249		Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. Ced. Jur. 3101000046	NISE 241316
FACTURA ELECTRÓNICA No. 00300001010000235295		MEDIA TENSION (TMT)	
CLAVE NUMÉRICA 50603011900310100004600300001010000235295150563875			
NOMBRE LAMBDA CONSULTORES E INFORMATICA C.A. SA		NÚMERO CÉDULA 3101221878	
DIRECCIÓN EXACTA CALLE MATA PALO 50 MTRS OESTE 5866200		DISTRITO SAN RAFAEL	
PROVINCIA SAN JOSÉ		CANTÓN ESCAZÚ	

DATOS DEL SERVICIO							
TIPO DE SERVICIO	CONSTANTE	SUB ESTACION		CIRCUITO	LOCALIZACIÓN	NÚMERO DE MEDIDOR	
ENERGÍA	80	ANONOS		207 CIMA			
DEPÓSITO DE GARANTÍA	CONSUMO LEÍDO (kWh)	COSTO POR kWh DEL ALUMBRADO PÚBLICO	FECHA FACTURACIÓN ACTUAL	FECHA FACTURACIÓN ANTERIOR	FECHA DE PRÓXIMA FACTURACIÓN	FECHA DE EMISIÓN-PUESTA AL COBRO	
¢ 401,125.00	22290	¢ 3.51	31-12-2018	01-12-2018	01-01-2019	03-01-2019	

CONSUMO DE ENERGIA -kWh-				MÁXIMA DEMANDA -kW-			
PERÍODO	ENERGÍA CONSUMIDA (kWh)	COSTO DEL kWh	IMPORTE FACTURADO	PERÍODO	DEMANDA MÁXIMA FACTURA kW	COSTO DEL kW	IMPORTE FACTURADO
PUNTA	3,291	¢ 61.96	¢ 203,910.00	PUNTA	45.34	¢ 10,864.99	¢ 492,575.00
VALLE	6,473	¢ 30.99	¢ 200,600.00	VALLE	43.85	¢ 7,730.80	¢ 338,980.00
NOCTURNO	12,526	¢ 22.31	¢ 279,455.00	NOCTURNO	79.80	¢ 4,907.64	¢ 391,630.00
Sub Total	22,290		¢ 683,965.00	Sub Total			¢ 1,223,185.00

FACTURACIÓN			MES AL COBRO	SUBTOTAL POR PAGAR
CÓD.	DETALLE	IMPORTE	DICIEMBRE	¢ 2,038,775.00
1	ENERGÍA	¢ 683,965.00	FECHA DE VENCIMIENTO	IMPUESTO DE VENTAS
2	DEMANDA	¢ 1,223,185.00	18-01-2019	¢ 247,930.00
3	PERDIDA POR TRANSFORMACION	¢ 38,145.00	MES (ES) PENDIENTE (S)	TOTAL POR PAGAR
6	ALUMBRADO PÚBLICO	¢ 79,130.00	0	¢ 2,286,705.00
7	BAJO FACTOR DE POTENCIA	¢ 13,410.00	A la fecha de emisión de la factura	
24	IMPUESTO DE VENTAS.	¢ 247,930.00	CARGA POR CANCELACIÓN TARDÍA	
TRB	TRIBUTO BOMBEROS	¢ 940.00	¢ 61,135.00	
	VALOR EMISIÓN	¢ 2,286,705.00		
	SALDO ACTUAL	¢ 2,286,705.00		

• **Apéndice L. Desglose de tarifas CNFL**

DESGLOSE DE TARIFAS			
CÓDIGO	PERIODO	BLOQUE CONSUMO (kWh)	COSTO
1	TMT Temporada Alta -Punta	0 a 99999999	¢ 61.96
1	TMT TEMPORADA ALTA -VALLE	0 a 99999999	¢ 30.99
6	TODOS LOS PERIODOS	0 a 50000	¢ 3.55

Donde:

Código 1 = Energía

Código 6 = Alumbrado Público

- **Apéndice M.** Tarifa de acceso para las diferentes empresas

Empresa	Tarifa de acceso (TA) ¢/kWh
ICE	28,3
CNFL	18,0
JASEC	14,6
ESPH	11,6
COOPELESCA	29,4
COOPEGUANACASTE	21,3
COOPESANTOS	29,7
COOPEALFARO	28,6

- **Apéndice N.** Cargos fijos 2018


Cargos Fijos		
Mes	Alumbrado Público	Tributo a Bomberos
Jan-18	83325	945
Feb-18	78145	940
Mar-18	83710	935
Apr-18	85315	930
May-18	101170	800
Jun-18	94805	800
Jul-18	89740	815
Aug-18	78985	970
Sep-18	84310	935
Oct-18	86650	940
Nov-18	88170	925
Dec-18	79130	940
Total	1033455	10875
	1044330	

- **Apéndice O.** Valor de interconexión de CNFL con medidor incluido

Tipo de medidor	Costo de equipamiento en US\$
Medidor monofásico SLR	26,45
Medidor monofásico CLR	654,29
Medidor trifásico sencillo	949,25
Medidor trifásico con registro	2341,41

- **Apéndice P.** Ficha técnica y precio del Soporte

IronRidge XR-1000-132A Anodized Rail, 11', Clear, Qty 1



CS Part #: cs-136189
Mfr. Part #: XR-1000-132A
Manufacturer: [IronRidge](#)
Category: [Racking and Mounting](#)


Min Qty: 1
Bundle Size: 1
Unit Price: \$66.63
Ext Price: \$66.63

QUANTITY: +

[Add to Order](#) [Submit Order](#)

[Get Shipping Quote](#)

[Apply Now for Dealer Pricing](#)





Roof Mount System



Built for solar's toughest roofs.

IronRidge builds the strongest roof mounting system in solar. Every component has been tested to the limit and proven in extreme environments.

Our rigorous approach has led to unique structural features, such as curved rails and reinforced flashings, and is also why our products are fully certified, code compliant and backed by a 20-year warranty.



Strength Tested

All components evaluated for superior structural performance.



PE Certified

Pre-stamped engineering letters available in most states.



Complete Assembly

End-to-end solution provides attachment, mounting, and grounding.



Design Software

Online tool generates a complete bill of materials in minutes.



Integrated Grounding

UL 2703 system eliminates separate module grounding components.



20 Year Warranty

Twice the protection offered by competitors.

<p>XR10 Rail</p>  <p>A low-profile mounting rail for regions without snow.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 6' spanning capability • Moderate load capability • Clear anodized finish 	<p>XR100 Rail</p>  <p>The ultimate residential solar mounting rail.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 8' spanning capability • Heavy load capability • Clear & black anod. finish 	<p>XR1000 Rail</p>  <p>A heavyweight mounting rail for commercial projects.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 12' spanning capability • Extreme load capability • Clear anodized finish 	<p>Internal Splices ☺</p>  <p>All rails use internal splices for seamless connections.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Self-tapping screws • Varying versions for rails • Grounding Straps offered
Attachments			
<p>FlashFoot</p>  <p>Anchor, flash, and mount with all-in-one attachments.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ships with all hardware • IBC & IRC compliant • Certified with XR Rails 	<p>Slotted L-Feet</p>  <p>Drop-in design for rapid rail attachment.</p> <ul style="list-style-type: none"> • High-friction serrated face • Heavy-duty profile shape • Clear & black anod. finish 	<p>Standoffs</p>  <p>Raise flush or tilted systems to various heights.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Works with vent flashing • Ships pre-assembled • Lengths from 3" to 9" 	<p>Tilt Legs</p>  <p>Tilt assembly to desired angle, up to 45 degrees.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Attaches directly to rail • Ships with all hardware • Fixed and adjustable
Clamps & Grounding			
<p>End Clamps</p>  <p>Slide in clamps and secure modules at ends of rails.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mill finish & black anod. • Sizes from 1.22" to 2.3" • Optional Under Clamps 	<p>Grounding Mid Clamps ☺</p>  <p>Attach and ground modules in the middle of the rail.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Parallel bonding T-bolt • Reusable up to 10 times • Mill & black stainless 	<p>T-Bolt Grounding Lugs ☺</p>  <p>Ground system using the rail's top slot.</p> <ul style="list-style-type: none"> • No clips or washers • Eliminates pre-drilling • Easy top-slot mounting 	<p>Accessories</p>  <p>Provide a finished and organized look for rails.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Snap-in Wire Clips • Perfected End Caps • UV-protected polymer
Free Resources			
 <p>Design Assistant Go from rough layout to fully engineered system. For free. Go to IronRidge.com/rm</p>	 <p>NABCEP Certified Training Earn free continuing education credits, while learning more about our systems. Go to IronRidge.com/training</p>		
<p>© 2014 IronRidge, Inc. All rights reserved. Visit www.ironridge.com or call 1-800-227-9933 for more information. Version 1.30</p> 			

Technical Specifications	
Material:	Aluminum - Clear Anodized Finish
Product Type:	Rail
Application:	Pitched Roof - Rail-Based

Mechanical Data & Components	
Dimensions:	132 x 19 x 16 in
Weight:	11.24 lb

- **Apéndice Q.** Cotización Caso 1 con Inversor

Cotizacion Caso 1				
Equipo	Modelo	Valor en dolares	Cantidad	Total
Panele Solar	GCL - P6/60H	\$ 146.29	216	\$31,598.64
Inversor	Sunny Tripower 25000TL	\$ 2,861.65	3	\$8,584.95
Estructura	IronRidge modelo XR-1000	\$ 66.63	128	\$8,528.64
			Total en dolares	\$48,712.23
			Total en colones tipo de cambio 9/3/19	¢29,836,241

- **Apéndice R.** Cotización Caso 1 con micro inversor

Cotizacion Caso 1				
Equipo	Modelo	Valor en dolares	Cantidad	Total
Panele Solar	GCL - P6/60H	\$ 146.29	216	\$31,598.64
Micro inversor	Enphase IQ6	\$ 108.00	216	\$23,328.00
Estructura	IronRidge modelo XR-1000	\$ 66.63	128	\$8,528.64
			Total en dolares	\$63,455.28
			Total en colones tipo de cambio 9/3/19	¢38,866,359

- **Apéndice S.** Cotización caso 2 con inversores

Cotizacion Caso 2				
Equipo	Modelo	Valor en dolares	Cantidad	Total
Panele Solar	CS3U-375W	\$ 237.51	88	\$20,900.88
Inversor	Sunny Tripower 20000TL	\$ 2,836.39	2	\$5,672.78
Estructura	IronRidge modelo XR-1000	\$ 66.63	52	\$3,464.76
			Total en dolares	\$30,038.42
			Total en colones tipo de cambio 9/3/19	¢18,398,532

- **Apéndice T.** Cotización caso 2 con micro inversores

Cotizacion Caso 2				
Equipo	Modelo	Valor en dolares	Cantidad	Total
Panele Solar	CS3U-375W	\$ 237.51	88	\$20,900.88
Micro inversor	Enphase IQ6	\$ 108.00	88	\$9,504.00
Estructura	IronRidge modelo XR-1000	\$ 66.63	52	\$3,464.76
			Total en dolares	\$33,869.64
			Total en colones tipo de cambio 9/3/19	₡20,745,155