

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

GUIA PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA EL AUTOABASTECIMIENTO DE UNIDADES HABITACIONALES

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELECTRICISTA**

RENZO ANDRÉS NARANJO VARGAS

renso.naranjo@epn.edu.ec

DIRECTOR: HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTÍNEZ

hugo.arcos@epn.edu.ec

DMQ, junio 2022

CERTIFICACIONES

Yo, Renso Andrés Naranjo Vargas declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



Sr. Renso Naranjo V.

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por NOMBRE_ESTUDIANTE, bajo mi supervisión.



Dr. Hugo Arcos M.
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

Sr. Renso Naranjo V.

Dr. Hugo Arcos M.

DEDICATORIA

El presente trabajo se lo dedico a mi mamá en el cielo por la vida y apoyo incondicional que me dio.

AGRADECIMIENTO

Agradezco al Dr. Hugo Arcos por la información que me compartió y paciencia que tuvo conmigo para el desarrollo del presente documento.

También agradezco a la Escuela Politécnica Nacional por haberme dado la oportunidad de conocer profesionales con gran ética y sabiduría.

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|---|------|
| CERTIFICACIONES | I |
| DECLARACIÓN DE AUTORÍA | II |
| DEDICATORIA | III |
| AGRADECIMIENTO | IV |
| ÍNDICE DE CONTENIDO..... | V |
| RESUMEN..... | VII |
| ABSTRACT..... | VIII |
| 1 INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 1.1 Objetivo general..... | 1 |
| 1.2 Objetivos específicos | 2 |
| 1.3 Alcance | 2 |
| 1.4 Marco teórico | 2 |
| 2 METODOLOGÍA para el diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución para el autoabastecimiento de unidades habitacionales..... | 11 |
| 2.1 Estimación del consumo de energía del cliente residencial..... | 11 |
| 2.2 Irradiación global horizontal disponible en la ubicación de la vivienda utilizando la base de datos de NREL | 13 |
| 2.3 Selección del panel fotovoltaico | 14 |
| 2.4 Determinación de la orientación e inclinación óptima del panel fotovoltaico (α_{opt} , β_{opt}) | 17 |
| 2.5 Estimación del rendimiento global del sistema fotovoltaico | 19 |
| 2.6 Estimación del factor de planta y potencia nominal del sistema fotovoltaico | 21 |
| 2.7 Selección del inversor | 22 |
| 2.8 Determinación del arreglo fotovoltaico | 23 |
| 2.9 Dimensionamiento del cableado | 28 |
| 2.10 Dimensionamiento de las protecciones..... | 30 |
| 2.11 Selección de la estructura soporte para los paneles fotovoltaicos | 32 |
| 2.12 Estimación de la energía generada..... | 33 |
| 2.13 Análisis económico | 33 |
| 3 RESULTADOS de aplicación de la METODOLOGÍA DE DISEÑO | 34 |
| 3.1 Estimación del consumo de energía de cada estrato residencial | 34 |
| 3.2 Irradiación global horizontal disponible en el Distrito Metropolitano de Quito | 35 |

| | | |
|------|--|----|
| 3.3 | Selección del panel fotovoltaico | 36 |
| 3.4 | Determinación de la orientación e inclinación óptima del panel fotovoltaico 38 | |
| 3.5 | Estimación del rendimiento global del sistema fotovoltaico | 40 |
| 3.6 | Estimación del factor de planta y potencia nominal del sistema fotovoltaico | 41 |
| 3.7 | Selección del inversor para cada estrato residencial..... | 42 |
| 3.8 | Determinación del arreglo fotovoltaico | 43 |
| 3.9 | Dimensionamiento del cableado | 45 |
| 3.10 | Dimensionamiento de las protecciones..... | 47 |
| 3.11 | Selección de la estructura soporte para los paneles fotovoltaicos | 48 |
| 3.12 | Estimación de la energía generada..... | 49 |
| 3.13 | Análisis económico | 50 |
| 3.14 | Estimación de la cantidad de emisiones evitadas | 54 |
| 3.15 | Conclusiones | 54 |
| 3.16 | Recomendaciones | 55 |
| 4 | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 56 |
| 5 | ANEXOS | 57 |
| | ANEXO I | 59 |
| | ANEXO II | 60 |
| | ANEXO III | 62 |
| | ANEXO IV | 64 |
| | ANEXO V | 65 |
| | ANEXO VI | 66 |
| | ANEXO VII | 67 |
| | ANEXO VIII | 69 |
| | ANEXO IX | 71 |

RESUMEN

Se presenta una metodología para diseñar sistemas fotovoltaicos para el autoabastecimiento de unidades habitacionales con el fin de contribuir al medio ambiente y desarrollo sustentable, evitando la emisión de dióxido de carbono, el cual es el principal responsable del calentamiento global. La guía se aplica a los diferentes estratos de consumo residencial del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito, tomando en cuenta el marco normativo vigente en lo que respecta a las energías renovables y generación fotovoltaica. Para la obtención de datos de irradiación global horizontal se utiliza la base de datos del National Renewable Energy Laboratory (NREL), fuente utilizada para el desarrollo del Mapa Solar del Ecuador 2019, estos datos son corregidos para la orientación e inclinación óptima del panel, luego se estima el rendimiento global de la instalación y en base a las estimaciones se determina el factor de planta y potencia nominal del sistema fotovoltaico, finalmente se determina el arreglo fotovoltaico.

En base al número de paneles, inversores, cables y protecciones obtenidos en el diseño se presenta el presupuesto necesario para la implementación del sistema. Mediante un microcrédito en una entidad bancaria se establecen cuotas acordes al préstamo y teniendo en cuenta la tasa pasiva emitida por el Banco Central del Ecuador se obtiene el Valor Actual Neto del proyecto, concluyendo de esta manera sobre la factibilidad de la instalación de microcentrales fotovoltaicas en cada estrato de consumo residencial.

PALABRAS CLAVE: energía fotovoltaica, recursos renovables no convencionales.

ABSTRACT

A methodology is presented to design photovoltaic systems for the self-sufficiency of housing units in order to contribute to the environment and sustainable development, avoiding the emission of carbon dioxide, which is the main responsible for global warming. The guide applies to the different strata of residential consumption in the concession area of Empresa Eléctrica Quito, considering the current regulatory framework about renewable energies and photovoltaic generation. To obtain horizontal global irradiation data, the database of the National Renewable Energy Laboratory (NREL) is used, a source used for the development of the Solar Map of Ecuador 2019, these data are corrected for the orientation and optimal inclination of the panel, then the overall performance of the installation is estimated and based on the estimates the plant factor and nominal power of the photovoltaic system is determined, finally the photovoltaic arrangement is determined.

Based on the number of panels, inverters, cables, and protections obtained in the design, the necessary budget for the implementation of the system is presented. Through a microcredit in a bank, installments are established according to the loan and considering the passive rate issued by the Central Bank of Ecuador, the Net Present Value of the project is obtained, thus concluding on the feasibility of installing photovoltaic micropower plants in each stratum of residential consumption.

KEYWORDS: photovoltaic energy, non-conventional renewable resources.

1 INTRODUCCIÓN

El presente proyecto sirve como guía para el diseño de un sistema fotovoltaico tipo conectado a la red que brinde apoyo al autoconsumo a unidades habitacionales teniendo en cuenta los estratos de consumo del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito S.A. La guía se configura en función de la Regulación Nro. ARCERNNR 001/21 (Marco Normativo de la Generación Distribuida para el Autoabastecimiento de Consumidores Regulados de Energía Eléctrica), documento elaborado por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, de la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 (Generación Fotovoltaica para Autoabastecimiento de Consumidores Finales de Energía Eléctrica), documento elaborado por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, y de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica LOSPEE.

Considerar energías verdes o limpias en los diseños eléctricos es de vital importancia ya que uno de los objetivos de desarrollo sostenible de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) es garantizar el acceso a una energía eléctrica segura y sostenible.

El Balance de Energía Eléctrica de abril 2020 ubica al sector residencial en el primer lugar como consumidor de Energía Eléctrica a nivel nacional, aspecto que va de la mano con el incremento de la población y que podría provocar en el futuro que Ecuador vuelva a sufrir una crisis energética si no se incorporan nuevos proyectos de generación eléctrica.

Instalar microsistemas de generación fotovoltaica conectados a la red para el autoabastecimiento en unidades habitacionales contribuye en la gestión de la demanda, ahorro energético y desarrollo sostenible. El autoabastecimiento mediante la inclusión de sistemas fotovoltaicos en sustratos de la demanda residencial atenúa el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de las empresas distribuidoras y permite a los usuarios mejorar la confiabilidad de su suministro de electricidad.

1.1 Objetivo general

El presente proyecto tiene como objetivo elaborar una guía para el diseño de sistemas fotovoltaicos tipo conectados a la red que brinden apoyo al autoconsumo de unidades habitacionales, considerando la normativa vigente.

1.2 Objetivos específicos

1. Realizar una investigación bibliográfica de las normas y regulaciones aplicables a los sistemas de autoabastecimiento fotovoltaico en el Ecuador.
2. Proponer una guía de diseño de sistemas fotovoltaicos tipo conectados a la red.
3. Aplicar la guía de diseño a los estratos de consumo de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

1.3 Alcance

El presente proyecto partirá de un análisis bibliográfico respecto a la normativa aplicable en Ecuador para sistemas fotovoltaicos destinados al autoabastecimiento de pequeños consumidores y se desarrollará una guía para el diseño de un sistema fotovoltaico tipo conectado a la red que brinde apoyo al autoconsumo de una vivienda.

Se aplicará la guía desarrollada para el diseño de sistemas tipo teniendo en cuenta cada estrato de consumo de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Marco normativo y regulatorio aplicado a los sistemas de autoabastecimiento fotovoltaico en el Ecuador

Constitución de la República del Ecuador

La Constitución de la República del Ecuador hace referencia a la energía en dos de sus artículos, en el Artículo 1 establece que el Estado ecuatoriano impulsará tanto en el sector público como en el privado la utilización de tecnologías limpias, así como también de energías alternativas. En el Artículo 413 se detalla que el Estado fomentará la eficiencia energética, las energías renovables, la utilización y desarrollo de tecnologías limpias que no perjudiquen al ambiente, a la soberanía popular alimentaria, a la armonía de la ecología y al uso del agua [1].

Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE)

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica reglamenta la intervención del sector público y privado respecto a las actividades del servicio de energía eléctrica, así como también planes y proyectos que tengan que ver con las energías renovables. En su Artículo 26 hace referencia a las Energías Renovables No Convencionales en donde

detalla que el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) impulsará la utilización de energías alternativas y tecnologías limpias [2].

Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RGLOSPEE)

El Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RGLOSPEE) hace referencia en algunos de sus artículos al autoconsumo y generación distribuida. En su Artículo 3 se define a la generación distribuida como pequeñas centrales de generación instaladas cerca del predio o establecimiento y conectadas a la red de distribución. En el Artículo 15, literal d, se detalla que, en el proceso de planificación de la expansión, las empresas distribuidoras junto con el MERNNR incluirán proyectos de expansión y generación distribuida que permitan mejorar las condiciones de confiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica. Finalmente, el Artículo 24 establece el autoabastecimiento de usuarios finales, en donde los usuarios o clientes, que cuenten con la calificación previa, podrán instalar sistemas de generación a partir de las energías renovables no convencionales para su autoabastecimiento, así como también podrán vender los excedentes de energía a la distribuidora en base a las condiciones técnicas y comerciales que establezca la regulación emitida por ARCONEL [3].

Regulación Nro. ARCERNNR-001/21 “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”

Esta regulación se aplica a los consumidores regulados que instalen y operen sistemas de generación distribuida para su autoabastecimiento conectándose a la red de distribución.

La regulación aborda la caracterización de los sistemas y modalidades de generación distribuida para el autoabastecimiento de los clientes, así como también se define el procedimiento para obtener la factibilidad de conexión, requisitos para la habilitación y las condiciones que se deben tener en cuenta al momento de instalar, conectar, operar y realizar mantenimientos. También se abordan aspectos relativos a la medición y facturación de la energía que produce el sistema [4].

Regulación Nro. ARCONEL 003/18 “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”

Esta regulación se aplica a las empresas eléctricas distribuidores y usuarios que se encuentren regulados y que deseen instalar un sistema fotovoltaico en sincronismo con la red de distribución tanto en medio como bajo voltaje con una capacidad instalada máxima de 100 kW cuya producción será auto consumida en las instalaciones del usuario y los excedentes de energía se inyectarán a la red de distribución [5].

La regulación determina las condiciones técnicas y comerciales para la instalación del sistema fotovoltaico, los requisitos y procedimiento para conectar el sistema a la red de distribución; y, la autorización de la instalación y operación. Se establecen condiciones para la medición y operación en sincronía con la red y el trato que se le debe dar a la energía producida, consumida y excedentes [5].

1.4.2 Energías renovables

Las energías limpias o renovables son aquellas que se generan en base a los recursos naturales que se renuevan continuamente como la luz solar. La diferencia de este tipo de energías con respecto a las de origen fósil es que no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones cuando se encuentran en funcionamiento. Dentro de las energías renovables se destaca la generación de energía eléctrica en base a la energía fotovoltaica.

1.4.3 Radiación solar

La radiación solar es la energía proveniente del sol que incide sobre la superficie de la tierra en forma de ondas electromagnéticas. Cuando la radiación atraviesa la atmósfera terrestre, su intensidad y posible aprovechamiento varía de acuerdo con la latitud, época del año y hora del día, antes de que atreviese la atmosfera, esta radiación tiene una constante solar de $B_0 = 1368 \pm 0.65 \frac{W}{m^2}$ y una vez que la atraviesa puede ser redireccionada o absorbida teniendo la siguiente clasificación [6]:

- Irradiación normal directa (DNI): es la radiación que atraviesa la atmosfera sin haber interactuado con la misma.
- Irradiación horizontal difusa (DHI): es la radiación redireccionada por efecto de la atmosfera o reflejada por la superficie de la tierra.
- Irradiación global horizontal (GHI): es la suma de la irradiación normal directa y la irradiación horizontal difusa.

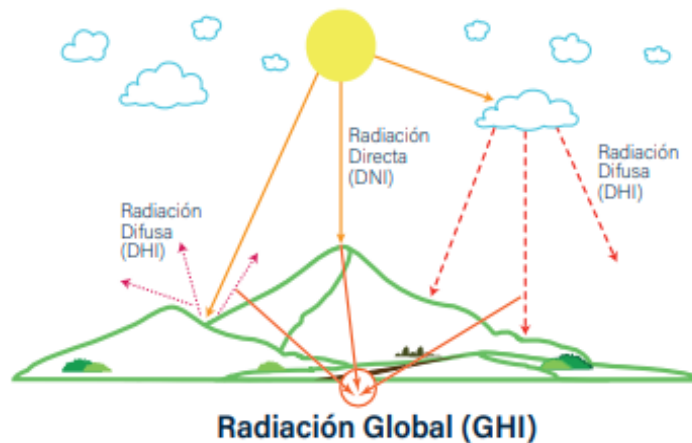


Figura 1.1. Radiación global horizontal (GHI) [7]

Como medidas de la radiación solar se define a la irradiación y a la irradiancia, según se indica a continuación:

- Irradiación: es la energía de la radiación solar medida en $\frac{kWh}{m^2 \cdot día}$.
- Irradiancia: es la potencia de la radiación solar medida en $\frac{kW}{m^2}$.

En Ecuador la radiación solar es casi constante durante todo el año debido a su baja latitud, sin embargo, la geografía dominada por la Cordillera de los Andes alberga valles con diversidad de tipos de climas cuyo potencial de aprovechamiento de energía fotovoltaica igualmente es diverso. En general, un mayor potencial de aprovechamiento se presenta en la región de la sierra por su altitud y menor presencia de nubosidad, factores que favorecen la captación de la radiación solar a diferencia de lo que sucede en la región Costa y Amazonía, donde la humedad y nubosidad son elevadas [6].

Energía solar fotovoltaica

La energía fotovoltaica se genera por el efecto fotoeléctrico que se produce cuando la radiación solar incide sobre células solares conformadas de material semiconductor, generalmente silicio, produciendo una diferencia de potencial y a su vez una corriente eléctrica continua.

Efecto fotovoltaico

Los elementos semiconductores están constituidos comúnmente por láminas de silicio que están divididas por una región superior e inferior definidas como N y P respectivamente. Cuando los fotones o partículas sin masa de la luz solar inciden sobre

la célula, pasan por la región N hasta la región de agotamiento P, quedando la primera con carga positiva y la segunda con carga negativa formando la unión P-N, la energía que se genera a partir de esta unión es la que se necesita para producir los pares electrón-hueco y debido al campo eléctrico que se forma son echados fuera de esta unión haciendo que la cantidad de los electrones tanto en la región N como en la región P sean suficientes para que se produzca una diferencia de potencial entre las mismas [8].

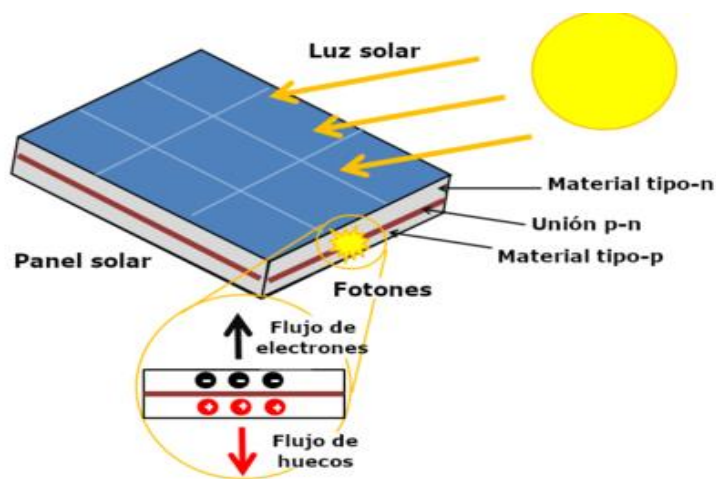


Figura 1.2. Efecto fotovoltaico en un panel [7]

1.4.4 Elementos de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución sin almacenamiento

Panel fotovoltaico

El panel, módulo o placa fotovoltaica se utiliza para generar energía eléctrica en base a la radiación solar que incide sobre las células solares del que está compuesto. La radiación proveniente del sol incide sobre las células generando energía eléctrica en corriente continua gracias al efecto fotovoltaico que se produce en las mismas.

Clasificación de los paneles fotovoltaicos

El tipo de panel fotovoltaico depende del material del cual está fabricado, pueden estar elaborados de silicio ya sea amorfo o cristalino, el primero se presenta en forma de polvo y el segundo en forma de cristales, así como también elementos químicos como el cobre, selenio, indio, galio, telurio y cadmio.

Los módulos fotovoltaicos que están conformados por células de silicio cristalino se dividen en paneles monocristalinos y policristalinos, los primeros son elaborados por cristales uniformes, teniendo mayor durabilidad y pureza, operando con una eficiencia que oscila entre el 18 y 20% y los segundos están constituidos por varios cristales teniendo menor durabilidad y pureza y operando con una eficiencia del 14 al 16%. Los paneles de silicio amorfo no poseen cristales duros que soporten la radiación solar, estos se deterioran rápidamente y tienen un rendimiento aproximado del 10% [8].

Los paneles constituidos por células elaboradas a partir de varias combinaciones de elementos químicos como: cadmio - telurio, (indio - cobre - selenio y selenio – cobre - indio – galio, son módulos de capa fina, su rendimiento es menor y se utilizan en aplicaciones que requieran más estética o menor espacio [9].

Los paneles de silicio monocristalino presentan las mejores cualidades para el uso en sistemas fotovoltaicos debido a su mayor rendimiento y dureza, por cual son los más utilizados actualmente.

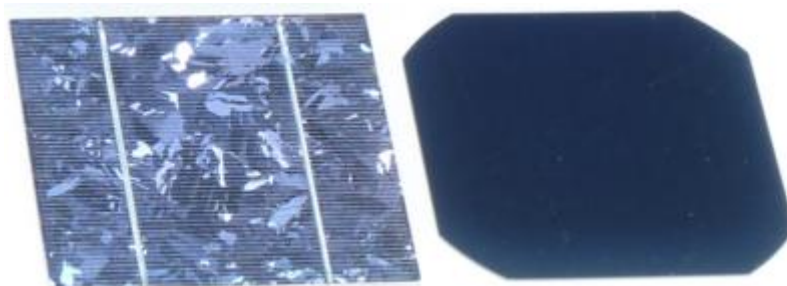


Figura 1.3. Célula de silicio policristalino (izquierda), célula de silicio monocristalino (derecha) [7]

Características básicas del panel fotovoltaico

Curva característica voltaje-corriente (V-I)

El comportamiento de un panel fotovoltaico se entiende a través de la curva característica voltaje-corriente que entrega el fabricante. En la Figura 3 se aprecia que conforme aumenta el voltaje, la corriente de cortocircuito se mantienen constante hasta llegar al voltaje máximo o de circuito abierto en donde se genera el punto de máxima potencia MPP correspondiente al producto entre voltaje y corriente $V_{mpp} \times I_{mpp} = P_{mpp}$.

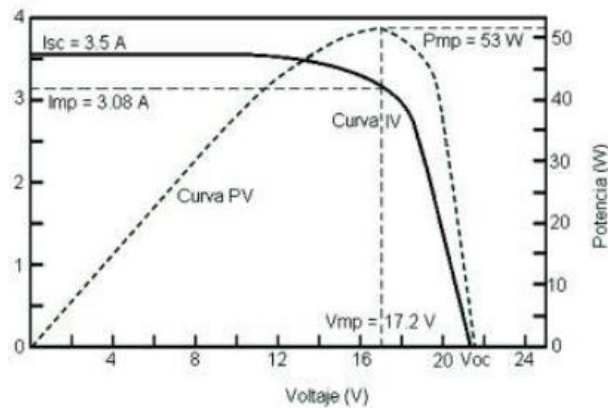


Figura 1.4. Curva característica voltaje-corriente del panel FV [10]

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** se produce durante un período corto de tiempo en donde la resistencia del panel se aproxima a cero. Esta corriente es la máxima que podrá generar el panel, la misma no podrá superar la corriente máxima en la entrada del inversor.
- **Voltaje de circuito abierto (V_{oc}):** se produce cuando en el circuito no circula corriente y la diferencia de voltaje entre los polos es máxima, generalmente se produce cuando el panel recibe radiación, pero no hay ninguna carga conectada. De acuerdo con la curva, el voltaje aumenta mientras la corriente disminuye.
- **Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}):** es la corriente que se va a generar a potencia máxima,
- **Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mpp}):** es el voltaje que se va a generar a potencia máxima.
- **Potencia máxima del módulo (P_{mpp}):** es la potencia máxima en el punto donde el panel trabajará de manera ideal.

Efecto de la temperatura y la radiación solar sobre el panel fotovoltaico

Las células solares que constituyen el módulo fotovoltaico están especificadas para operación en condiciones estándar, los módulos que entran a operar lo hacen en condiciones de funcionamiento diferentes al estándar, fundamentalmente en relación con la condición de temperatura y radiación.

En la siguiente figura se visualiza que conforme aumenta la temperatura, en el conjunto de células del panel, el voltaje disminuye y la corriente se mantiene y en consecuencia la potencia aumenta.

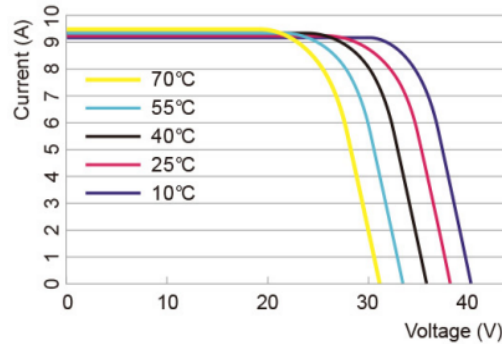


Figura 1.5. Curva característica voltaje-corriente para efectos de la temperatura [11]

Si la radiación solar aumenta sobre el conjunto de células que conforman el módulo, la corriente que se genera también aumentará. En este sentido, la irradiación global horizontal existente en el lugar de la instalación de los paneles es un dato necesario al momento de estimar la potencia mínima que debería tener el sistema fotovoltaico.

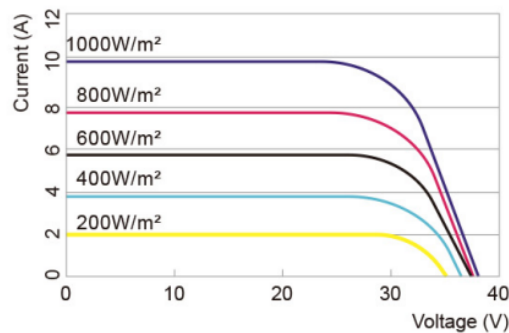


Figura 1.6. Curva característica voltaje-corriente para efectos de la radiación solar [11].

Inversor

El inversor es el elemento eléctrico que se encarga de transformar la corriente continua generada por un conjunto de paneles o arreglo fotovoltaico en corriente alterna y así poder sincronizarse a la red de distribución con características similares de voltaje y frecuencia.



Figura 1.7. Inversor marca Growatt [12]

1.4.5 Net Metering

Net Metering o Medición Neta es un modelo que se utiliza cuando existe un sistema fotovoltaico que aporta al consumo de un usuario conectado a la red distribución. Mediante este mecanismo se compensa los excedentes de energía eléctrica inyectados a la red, el neteo de la energía eléctrica que produzca el sistema fotovoltaico y la energía que se tome de la red de distribución puede realizarse en un periodo mensual o anual, estableciendo como deseable que la capacidad del sistema fotovoltaico permita cubrir en su totalidad la energía demandada [13].

En la siguiente figura se denota al área azul como los excedentes de energía que se inyectan a la red, el área verde es la energía auto consumida y el área tomate es la energía consumida de la red de distribución.

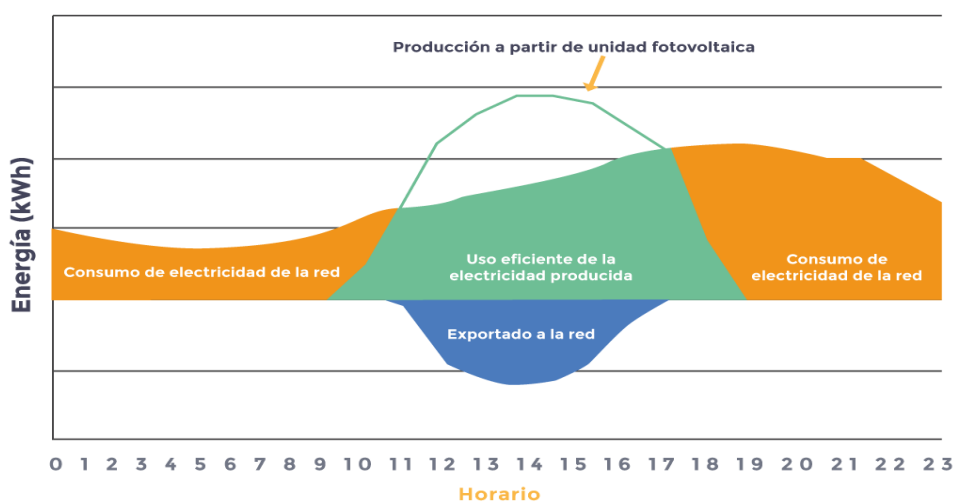


Figura 1.8. Net Metering [14]

2 METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN PARA EL AUTOABASTECIMIENTO DE UNIDADES HABITACIONALES

Para diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución se establece una serie de pasos que contienen estimaciones matemáticas que parten del consumo de energía del cliente residencial y la irradiación disponible en el lugar de la vivienda, sobre dichas estimaciones se determinarán la potencia nominal del sistema fotovoltaico y el número total de paneles. Finalmente se estima la energía que producirá anualmente el sistema fotovoltaico para luego verificar la factibilidad del proyecto a través del análisis del Valor Actual Neto (VAN).

2.1 Estimación del consumo de energía del cliente residencial

Para analizar el consumo de energía se debe tener en cuenta si el cliente tiene o no un historial de consumo eléctrico, en cada caso se debe considerar lo siguiente:

- Usuario que cuente con un historial energético: en este caso se define el consumo promedio mensual de energía de acuerdo con la factura de energía eléctrica que presente el cliente. Teniendo en cuenta el número de días facturados, se estima el consumo promedio diario de energía. Se presenta como ejemplo una factura de energía eléctrica en la Figura 2.1, mediante la Ecuación 2.1 y Ecuación 2.2 se estima el consumo de energía promedio mensual y diario respectivamente.

$$E_{mes} = \frac{kWh_{enero} + kWh_{febrero} + kWh_{marzo} + \dots + kWh_{diciembre}}{12} \quad (2.1)$$

$$E_{día} = \frac{kWh_{mes}}{días\ facturados} \quad (2.2)$$

Donde:

E_{mes} : Consumo promedio de energía mensual, [kWh/mes]

$E_{día}$: Consumo promedio de energía diaria, [kWh/día]

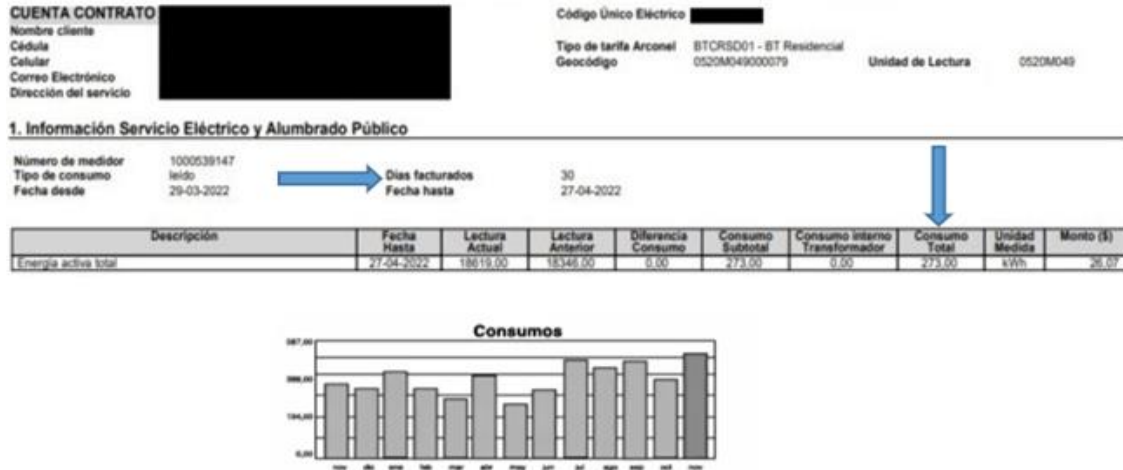


Figura 2.1. Ejemplo factura de energía eléctrica.

- Usuario sin historial energético: en este caso se realiza un levantamiento de carga en donde se debe analizar el tiempo de uso de cada aparato eléctrico o conjunto de aparatos eléctricos que se enciendan a la vez en un determinado número de horas por un día estimando el consumo promedio diario y mensual [15]. A través de la Ecuación 2.3 se estima la energía consumida por uno o varios aparatos eléctricos en un día, en la Tabla 2.1 se presenta un ejemplo de levantamiento de carga.

$$E_{\text{día}} = P \times t \quad (2.3)$$

$$E_{\text{mes}} = E_{\text{día}} \times \text{días del mes} \quad (2.4)$$

Donde:

$E_{\text{día}}$: Consumo promedio de energía diaria, [kWh/día]

E_{mes} : Consumo promedio de energía mensual, [kWh/mes]

P_i : Potencia instalada o sumatoria de las potencias nominales de los aparatos eléctricos, [kW]

t : Tiempo de utilización en un día, [h]

Tabla 2.1. Ejemplo de un levantamiento de carga.

| Cantidad | Descripción | Potencia nominal [W] | Potencia instalada [W] | Utilización por día [h] | Energía promedio consumida [kWh] |
|----------|-----------------------|----------------------|------------------------|-------------------------|----------------------------------|
| 1 | Televisión sala | 300 | 300 | 2 | 0,6 |
| 1 | Televisión dormitorio | 300 | 300 | 4 | 1,2 |

| | | | | | |
|--|---------------|------|------|----|-------|
| 52 | Lámparas | 10 | 520 | 6 | 3,12 |
| 1 | Refrigeradora | 220 | 220 | 10 | 2,2 |
| 1 | Cocina | 3500 | 3500 | 1 | 3,5 |
| Consumo de energía eléctrica estimada en 1 día [kWh/día] | | | | | 10,62 |
| Consumo de energía eléctrica estimada en 30 días [kWh/mes] | | | | | 318,6 |

2.2 Irradiación global horizontal disponible en la ubicación de la vivienda utilizando la base de datos de NREL

La obtención de la irradiación global horizontal GHI (0) en el sitio de la vivienda dependerá de la base de datos que se utilice, ya sea de estaciones meteorológicas nacionales, laboratorios internacionales o estimaciones satelitales. Sus datos varían de acuerdo con el modelo matemático y piranómetros utilizados, así como también debido a la planificación de mantenimiento de sus estaciones. A continuación, se presenta el método para obtener la radiación solar disponible en cualquier parte del mundo utilizando la base de datos del National Renewable Energy Laboratory (NREL) accediendo a su página gratuita: <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/>

El laboratorio actualiza su base de datos utilizando los últimos métodos de investigación realizados por un equipo especializado de pronosticadores; proporciona datos de irradiancia global horizontal, normal directa y horizontal difusa en periodos de tiempo de una hora y media hora [16].

Se debe ubicar la información del país, ciudad, estado o lugar en donde se sitúe la vivienda de la unidad habitacional y seleccionar el año para el cual se desea obtener la irradiancia global horizontal.

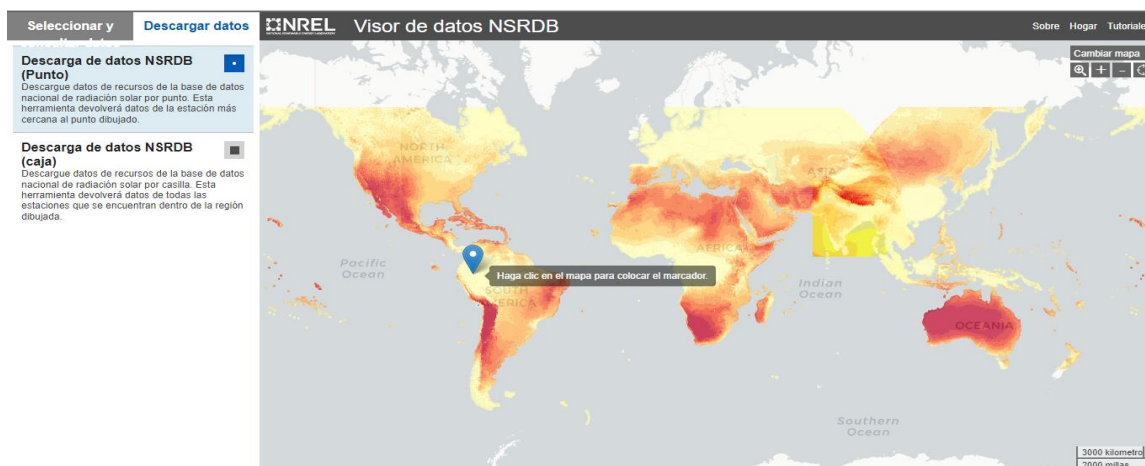


Figura 2.2. Visor de datos de NREL [16]

Una vez obtenido los datos de irradiancia global horizontal (GHI) en W/m^2 se debe transformar a irradiación global horizontal promedio diaria ($kWh/m^2/día$) en un periodo mensual y anual a través de la Ecuación 2.5 y Ecuación 2.6 respectivamente.

$$GHI(0)_{mes} = \frac{\sum_{i=1}^{n=d} GHI}{d \times 1000} \times h \quad (2.5)$$

$$GHI(0)_{año} = \frac{\sum_{i=enero}^{n=diciembre} GHI(0)_{mes}}{12} \quad (2.6)$$

Donde:

$GHI(0)_{mes}$: Irradiación global horizontal promedio diaria en un mes predefinido, [$kWh/m^2/día$]

GHI : Irradiancia global horizontal obtenida de la base de datos de NREL, [W/m^2]

d : Número días que tenga el mes para el cual se realice el promedio, [1 mes]

h : 1 o 0,5 horas de acuerdo con el periodo de datos que se presenta en la tabla Excel, [h]

$GHI(0)_{año}$: Irradiación global horizontal promedio diaria en un año, [$kWh/m^2/día$]

2.3 Selección del panel fotovoltaico

En la selección del panel fotovoltaico se debe tener en cuenta las siguientes características relevantes:

Potencia pico: optar por paneles de potencias elevadas es la mejor opción en sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución, de esta manera se disminuye el número de estructuras de soporte y cables [17].

Eficiencia: es la capacidad que tiene el panel para convertir la radiación solar en energía eléctrica, se la representa en valor porcentual [%]. Los paneles de células de silicio cristalino tienen mayor eficiencia y costo en comparación con los policristalinos, pero son la mejor opción cuando se tiene áreas reducidas. Los principales fabricantes ofrecen paneles fotovoltaicos con alta eficiencia y dimensiones más pequeñas en comparación con otros.

Tolerancia de potencia: los fabricantes presentan paneles con tolerancia positiva garantizando la potencia que se presenta en su hoja de características.

Voltaje máximo del sistema: se debe tener en cuenta que, con un voltaje mayor, las pérdidas por caídas de voltaje en el cableado disminuirán obteniendo así un mejor rendimiento en el sistema.

Garantía: generalmente los paneles poseen una garantía de producto y una garantía de potencia, la primera se refiere al material y generalmente su garantía de fallas se establece para 12 años y la segunda se refiere al rendimiento con un periodo de 25 y 30 años. Se debe considerar fabricantes de buena reputación y que lleven mínimo 15 años en el mercado.

Teniendo los datos de fabricación del panel fotovoltaico se realiza la corrección de potencia, voltaje y corriente debido a la variación de temperatura en funcionamiento. Para realizar las correcciones se toma como referencia la temperatura promedio en el ambiente de acuerdo con el sitio de instalación y los coeficientes de temperatura entregados por el fabricante [17].

Corrección de temperatura

- Potencia máxima

$$P_{panel} = P_O \times [1 + CT_{Pmax} \times (T_P^{\circ}C - 25^{\circ}C)] \quad (2.7)$$

Donde:

P_{panel} :Potencia del panel corregida por el cambio de temperatura, [Wp]

P_O :Potencia pico inicial o sin efectos de la temperatura de operación del panel, [Wp]

CT_{Pmax} : Coeficiente de temperatura para la potencia entregado por el fabricante del panel, [%/°C]

$T_P^{\circ}C$: Temperatura ambiente promedio, [°C]

- Voltaje en circuito abierto

$$V_{OC} = V_{OC,O} \times [1 + CT_{Voc} \times (T_P^{\circ}C - 25^{\circ}C)] \quad (2.8)$$

Donde:

$V_{OC\ panel}$: Voltaje de circuito abierto del panel corregido por el cambio de temperatura, [V]

$V_{OC,0}$: Potencia inicial o sin efectos de la temperatura de operación del panel seleccionado, [V]

CT_{Voc} : Coeficiente de temperatura para el voltaje de circuito abierto entregado por el fabricante del panel, [%/°C]

- Voltaje en punto de máxima potencia

$$V_{mpp} = V_{mpp,0} \times [1 + CT_{Voc} \times (T_P^{\circ}C - 25^{\circ}C)] \quad (2.9)$$

Donde:

V_{mpp} : Voltaje del panel en el punto de máxima potencia corregido por el cambio de temperatura, [V]

$V_{mpp,0}$: Potencia inicial del panel o sin efectos de la temperatura de operación, [V]

- Corriente de cortocircuito

$$I_{SC} = I_{SC,0} \times [1 + CT_{Isc} \times (T_P^{\circ}C - 25^{\circ}C)] \quad (2.10)$$

Donde:

I_{SC} : Corriente de cortocircuito corregido por el cambio de temperatura, [A]

$I_{SC,0}$: Corriente de cortocircuito inicial o sin efectos de la temperatura de operación, [A]

CT_{Isc} : Coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito, [%/°C]

- Corriente en el punto de máxima potencia

$$I_{mpp} = I_{mpp,0} \times [1 + CT_{Isc} \times (T_P^{\circ}C - 25^{\circ}C)] \quad (2.11)$$

Donde:

I_{mpp} :Corriente en el punto de máxima potencia corregida por el cambio de temperatura, [A]

$I_{mpp,0}$:Corriente en el punto de máxima potencia inicial o sin efectos de la temperatura de operación, [A]

2.4 Determinación de la orientación e inclinación óptima del panel fotovoltaico (α_{opt} , β_{opt})

La adecuada orientación e inclinación del panel fotovoltaico tienen como objetivo captar la mayor radiación proveniente del sol y así maximizar su producción de energía eléctrica. La orientación está en función del lugar en donde vayan a ser montados los paneles ya sea en techos inclinados o llanos.

Orientación - ángulo azimut (α): es el ángulo formado entre la perpendicular del arreglo o panel fotovoltaico sobre su plano horizontal y la dirección sur [8].

Inclinación - ángulo β : es el ángulo formado entre la arista superior del arreglo o panel fotovoltaico y su horizontal.

Orientación óptima

Para el caso de la orientación del arreglo fotovoltaico, lo ideal es que siempre deba estar dirigido hacia el sur geográfico o línea ecuatorial en donde la energía solar es casi constante a lo largo del año.

Inclinación óptima

La inclinación o ángulo β debe ser igual o aproximarse a la latitud del lugar de instalación, pero se debe tener en cuenta que el panel debe limpiarse periódicamente debido a los factores ambientales y así mantener su eficiencia, por ende, debe tener un ángulo mínimo de 10° para su auto limpieza con la ayuda de la lluvia y 45° en lugares donde nieva frecuentemente [15], este valor lo considera el diseñador.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución se diseñan considerando información estadística de un periodo anual, esto debido a que la radiación solar que incide sobre los paneles fotovoltaicos varía de acuerdo con la hora del día, la latitud del

lugar y la estación del año, por ende, la inclinación debe ser óptima para todo el año [8]. El ángulo de inclinación óptimo se define mediante la siguiente ecuación:

$$\beta_{opt} = 3.7 + (0.69x|\varnothing|) \quad (2.12)$$

Donde:

β_{opt} : Ángulo óptimo de inclinación para un periodo anual, [°]

β : Ángulo de inclinación para la autolimpieza del panel, [°]

\varnothing : Latitud del lugar de instalación, [°]

Determinación irradiación global horizontal sobre la superficie del panel fotovoltaico inclinado (GHI (α , β))

La irradiación global horizontal sobre un área horizontal GHI (0) es el dato que proporciona la estación o satélite meteorológico, pero no refleja las pérdidas por sombras, orientación e inclinación que tengan los módulos. Se estima la irradiación global horizontal en función de la orientación e inclinación óptima y las pérdidas que se tengan por sombras a través de la siguiente expresión [8].

$$GHI(\alpha, \beta) = GHI(0) \times K \times FI \times FS \quad (2.13)$$

Donde:

$GHI(\alpha, \beta)$: Irradiación global horizontal sobre la superficie del panel fotovoltaico inclinado, [kWh/m²/día]

$GHI(0)$: Irradiación global horizontal promedio diaria en un año, [kWh/m²/día]

K : Constante de tabla para un periodo anual

FI : Factor de pérdidas que se producen por la incidencia de la irradiación o factor de incidencia

FS : Factor de pérdidas que se producen por las sombras o factor de sombras

La constante K representa la relación entre la irradiación global horizontal sobre el arreglo fotovoltaico y la irradiación global horizontal sobre una superficie horizontal [8] y se la determina mediante la siguiente expresión.

$$K = \frac{GHI(\alpha, \beta)}{GHI(0)} = \frac{1}{1 - (4.46 \times 10^{-4} \times \beta_{opt}) - (1.19 \times 10^{-4} \times \beta_{opt}^2)} \quad (2.14)$$

El factor de incidencia (FI) representa las pérdidas que se producen en la irradiación por efectos de una orientación e inclinación no óptima. Se estima mediante ecuaciones acorde al ángulo de inclinación que se considere para su auto limpieza β y la inclinación óptima para un diseño anual β_{opt} [8].

Para una inclinación β menor o igual a 15° el factor de incidencia se estima mediante la siguiente expresión:

$$FI = 1 - [1.2 \times 10^{-4} \times (\beta - \beta_{opt})^2] \quad (2.15)$$

Si el ángulo de inclinación β está entre 15 y 90° , el factor de incidencia se lo estima a través de la Ecuación 2.16.

$$FI = 1 - [(1.2 \times 10^{-4}) \times (\beta - \beta_{opt})^2 + (3.5 \times 10^{-5}) \times \alpha^2] \quad (2.16)$$

El factor de sobras representa pérdidas que se generen por los obstáculos presentes en la incidencia sobre el panel fotovoltaico [8], según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDEA) este factor no debe ser mayor al 10% [18].

2.5 Estimación del rendimiento global del sistema fotovoltaico

El rendimiento global de un sistema fotovoltaico representa la eficiencia en funcionamiento teniendo en cuenta todas las pérdidas involucradas. El rendimiento global se establece a través de la siguiente expresión:

$$RG = \eta_{mismatch} * \eta_{fa} * \eta_{ae} * \eta_t * \eta_{panel} * \eta_{inversor} * \eta_{cableado} \quad (2.17)$$

Donde:

$\eta_{mismatch}$: Rendimiento por pérdidas mismatch o conexionado.

η_{fa} : Rendimiento por factores ambientales.

η_{ae} : Rendimiento por pérdidas angulares y espectrales.

η_t : Rendimiento por pérdidas de temperatura.

η_{panel} : Rendimiento del panel fotovoltaico.

$\eta_{inversor}$: Rendimiento del inversor.

$\eta_{cableado}$: Rendimiento en el cableado.

Rendimiento por mismatch: cuando el arreglo fotovoltaico se compone de paneles que difieren en sus características eléctricas, la potencia que genere cada uno va a ser diferente, por ende, se originan pérdidas por mismatch o acoplamiento y el valor porcentual de pérdidas las entrega el fabricante del panel, generalmente se especifica como tolerancia de potencia que oscila entre el 1.5 y el 3% [8] [10].

Rendimiento por factores ambientales: el polvo o la suciedad que se asienta sobre la superficie de un módulo fotovoltaico origina una disminución en su capacidad, se puede obtener el 0% de pérdidas en el mejor de los casos y 8% en el peor, se debe tener en cuenta la planificación de limpieza que tengan los paneles [10].

Rendimiento por pérdidas angulares y espectrales: se producen pérdidas cuando el ángulo que incide sobre el arreglo fotovoltaico es diferente a cero y tiene mucho que ver el tipo de superficie de las células que componen el panel fotovoltaico. La corriente que genera el arreglo fotovoltaico depende de la longitud de onda de la irradiación solar que incida sobre este [19]. Las pérdidas que se producen por dichos factores oscilan en un rango del 2-6% durante el día. Cabe saber que las pérdidas aumentan conforme aumente la latitud teniendo como punto de referencia la línea ecuatorial en donde la latitud es cero grados [8].

Rendimiento por temperatura: cuando los paneles se encuentran en operación las variaciones en la temperatura inciden de manera directa sobre el voltaje generado, afectando al rendimiento global de la instalación fotovoltaica. Mediante la Ecuación 2.18 se estima el rendimiento por temperatura en función de la temperatura nominal de la célula solar, la temperatura ambiente en el sitio de la instalación y el coeficiente de temperatura para la potencia que entrega el fabricante del panel [8].

$$\eta_t = 1 - CT_P * (T_C - 25) \quad (2.18)$$

$$T_C = T_a + (T_{NOCT} - 20) * \frac{E}{800} \quad (2.19)$$

Donde:

η_t : Rendimiento en base a las perdidas por temperatura

CT_P : Coeficiente de temperatura para la potencia, $\left[\frac{1}{^\circ\text{C}}\right]$

T_C : Temperatura de la celda en operación, $[^\circ\text{C}]$

T_a : Temperatura ambiente promedio en el sitio de la instalación, [°C]

E : Irradiancia solar nominal, $\left[1000 \frac{W}{m^2}\right]$

T_{NOCT} : Temperatura nominal de operación, [45°C]

Rendimiento del panel fotovoltaico: existen rendimientos de potencia para los módulos fotovoltaicos garantizados por el fabricante que dependen del periodo de uso, generalmente a los 12 años se tiene un rendimiento del 90% y a los 25 años el 80%, este varía de acuerdo con el objetivo del proyecto [10].

Rendimiento del inversor: es la capacidad que tiene el inversor para transformar la energía eléctrica de corriente continua a corriente alterna, generalmente los rendimientos oscilan entre el 96% y 98%.

Rendimiento por pérdidas de caídas óhmicas en el cableado: Las pérdidas que se producen tanto en el cableado de corriente continua (arreglo fotovoltaico-inversor) y corriente alterna (inversor-medidor) se originan por las caídas de voltaje, las pérdidas máximas son del 3% en la parte de corriente continua y del 2% en el tramo de corriente alterna [8].

2.6 Estimación del factor de planta y potencia nominal del sistema fotovoltaico

Factor de planta

El factor de planta es la energía que verdaderamente produce un sistema de generación de energía eléctrica en un periodo de tiempo. Su estimación viene dada por la relación de la energía producida en un periodo de tiempo y la energía máxima que puede producirse en el mismo período.

Los sistemas fotovoltaicos que utilicen paneles de silicio monocristalino o policristalino poseen factores de planta típicos que oscilan entre el 9 y el 28% [20], su variación depende de las horas sol pico sobre la superficie del panel fotovoltaico inclinado y las pérdidas involucradas en el sistema que se estiman en el apartado 2.5 que generalmente oscilan entre el 15% y 35%, su estimación viene dada por la siguiente expresión [21]:

$$F_{PL} = \frac{HSP [h]}{24 [h]} \times RG[p.u] \quad (2.20)$$

Horas sol pico [HSP]: es el número de horas de radiación solar máxima (1kW/m²) que recibiría una superficie determinada que en este caso sería el panel fotovoltaico, su estimación viene dada por la siguiente expresión [21]:

$$HSP = \frac{GHI(\alpha, \beta)}{1} \left[\frac{\frac{kWh}{m^2}}{\frac{kW}{m^2}} \right] \quad (2.21)$$

Donde:

HSP : Horas sol pico, [h]

F_{PL} : Factor de planta, [p.u]

Potencia nominal del sistema fotovoltaico

La potencia nominal del sistema fotovoltaico o potencia nominal en el lado de corriente alterna del inversor sincronizado a la red de distribución debe estimarse en base a la energía mensual consumida durante un año y el factor de planta que se estime en un periodo de un año (8760 horas). La potencia nominal del sistema fotovoltaico se puede determinar a través de la siguiente expresión [5]:

$$P_{NFV} = \frac{\int_{mes 1}^{mes 12} E_{mensual} (kWh)}{F_{PL} \times 8760(h)} \quad (2.22)$$

Donde:

P_{NFV} : Capacidad nominal instalada del sistema fotovoltaico o potencia ac del inversor, [kW]

$E_{mensual}$: Energía mensual consumida, [kWh]

F_{PL} : Factor de planta del sistema fotovoltaico, [%]

2.7 Selección del inversor

Se escoge un inversor de conexión a red que tenga una capacidad nominal en su salida de corriente alterna ($P_{AC INV}$) de acuerdo con la potencia nominal determinada en el apartado 2.6. Si no se encontrase un inversor con una potencia comercial próxima, se

debe buscar uno de menor capacidad y a su vez se debe tener en cuenta las siguientes características:

Rendimiento: es la relación entre la potencia que genera en su salida de corriente alterna y la potencia que ingresa en su entrada de corriente continua, el rendimiento del inversor dependerá de su potencia y de la marca o fabricante.

Tipo de conexión: el inversor en su salida de corriente alterna debe tener el mismo tipo de conexión que se tiene en el lado de la carga (monofásico o trifásico).

Frecuencia: se debe escoger un inversor con una frecuencia igual a la de la red de distribución para una óptima sincronización.

Grado de protección: el inversor debe poseer como mínimo una protección contra el polvo y el agua (IP65).

Consumo nocturno: generalmente los inversores no se apagan durante la noche y consumen energía, un consumo nocturno menor a 1 W es un valor óptimo.

Distorsión armónica total (THD): generalmente los inversores que se conectan a la red de distribución deben ser de onda senoidal pura [8], THD es el factor que mide la cantidad de armónicos que pueden distorsionar dicha onda. Mientras menor sea este factor porcentual, la energía que entregue el inversor será de mejor calidad. Un THD óptimo oscila entre el 1% y 3%.

Protecciones: es esencial que el inversor posea protecciones como la protección anti-isla que le permite al inversor apagarse cuando se desenergiza la red de distribución y contra cortocircuitos en su lado AC. En el lado de DC es importante que tenga un seccionador en caso de incendio.

Garantía: generalmente los fabricantes ofrecen una garantía mínima de 5 años.

2.8 Determinación del arreglo fotovoltaico

El propósito del arreglo fotovoltaico es conectar paneles en serie y paralelo que proporcionen la energía que consume el cliente residencial en un día, teniendo en cuenta las características de voltaje y corriente en la entrada de corriente continua del inversor. A continuación, se establece el arreglo fotovoltaico o conjunto de paneles en serie y paralelo a la entrada del inversor escogido. Se debe utilizar un panel fotovoltaico general o de las mismas características en todo el arreglo.

Número de inversores

En base a la potencia nominal del sistema fotovoltaico y la potencia en el lado de corriente alterna del inversor escogido, se define el número de inversores que debe tener el sistema o microcentral fotovoltaica mediante la siguiente expresión [10]:

$$N_{inversores} = \frac{P_{NFV}}{P_{ACINV}} \quad (2.23)$$

Donde:

$N_{inversores}$: Número de inversores

P_{NFV} : Potencia nominal del sistema fotovoltaico, [kW]

P_{ACINV} : Potencia nominal en el lado ac del inversor, [kW]

Número de paneles en serie en un ramal

Un ramal es un conjunto de paneles fotovoltaicos en serie, se debe determinar el número mínimo de paneles en serie por ramal para obtener el voltaje mínimo requerido por el inversor en su entrada DC, cabe decir que los voltajes de cada panel en serie se suman, en este caso se utiliza la Ecuación 2.24 [10].

$$N_{mín\ paneles\ serie} = \frac{V_{mpp\ mín\ inv}}{V_{mpp\ panel}} \quad (2.24)$$

De igual forma se debe determinar el número máximo de paneles en serie por ramal que se podrán instalar en la entrada DC del inversor, si superase dicho voltaje el inversor podría bloquearse o sufrir algún desperfecto, en este caso se utiliza la Ecuación 2.25 [10].

$$N_{max\ paneles\ serie} = \frac{V_{mpp\ max\ inv}}{V_{mpp\ panel}} \quad (2.25)$$

Se determina el número promedio de paneles en serie entre el número mínimo y máximo determinados en la Ecuación 2.24 y Ecuación 2.25 respectivamente, en este caso se utiliza la siguiente expresión:

$$N_{prom\ paneles} = \frac{N_{mín\ paneles\ serie} + N_{max\ paneles\ serie}}{2} \quad (2.26)$$

Donde:

$N_{\min \text{ paneles serie}}$: Mínimo número de paneles en serie

$N_{\max \text{ paneles serie}}$: Máximo número de paneles en serie

$N_{\text{prom paneles}}$: Número promedio de paneles en serie

$V_{\text{mpp min inv}}$: Voltaje en el punto mínimo a la entrada del inversor, [V]

$V_{\text{mpp max inv}}$: Voltaje en el punto máximo a la entrada del inversor, [V]

$V_{\text{mpp panel}}$: Voltaje del panel en punto de máxima potencia, [V]

A partir de la potencia nominal AC el inversor y la potencia pico corregida por temperatura del panel se determina el número de paneles máximo que deberá tener el inversor en su entrada, en este caso se utiliza la Ecuación 2.27, el valor que resulte se debe aproximar al número entero inferior más próximo.

$$N_{\text{paneles max}} = \frac{P_{AC INV}}{P_{\text{panel}}} \quad (2.27)$$

Donde:

$N_{\text{paneles max}}$: Número máximo de paneles en serie que se necesitan para abastecer la demanda requerida por el usuario residencial.

$P_{AC INV}$: Potencia nominal en lado de corriente alterna del inversor, [kWp]

P_{panel} : Potencia pico del panel corregida por temperatura, [kWp]

Para determinar el número total de paneles en serie como primera opción se deberá tomar en cuenta el número máximo de paneles ($N_{\text{paneles max}}$) verificando la condición de la Ecuación 2.28, si no se cumpliera se utilizará el número promedio ($N_{\text{prom paneles}}$).

$$N_{\min \text{ paneles serie}} < N_{\text{paneles max}} < N_{\max \text{ paneles serie}} \quad (2.28)$$

Número de ramales en paralelo

Se calcula el número de ramales necesarios para abastecer la potencia que requiere el inversor en su entrada DC, se debe tener en cuenta que la corriente de cortocircuito que se genere con todos los ramales debe ser menor a la corriente máxima en la entrada del

inversor [10], en este sentido se debe establecer el número de ramales aproximando al inmediato inferior a través de la Ecuación 2.29.

$$N_{ramales} < \frac{I_{in\ max\ inv}}{I_{sc\ panel}} \quad (2.29)$$

Donde:

$N_{ramales}$: Número de ramales en paralelo

$I_{in\ max\ inv}$: Corriente máxima en la entrada del inversor, [A]

$I_{sc\ panel}$: Corriente de cortocircuito del panel corregido por temperatura, [A]

Número de total de paneles solares

Teniendo el número de inversores, ramales y paneles en serie se determina el número total de paneles utilizando la siguiente expresión [10].

$$N_{total\ paneles} = N_{inversores} \times N_{paneles\ serie} \times N_{ramales} \quad (2.30)$$

Donde:

$N_{total\ paneles}$: Número total de paneles para la microcentral fotovoltaica

Distancia mínima entre filas de paneles fotovoltaicos

De acuerdo con la distribución de paneles sobre el techo o cubierta de la vivienda se debe tomar en cuenta las sombras que se pueden producir entre filas de paneles fotovoltaicos y que disminuye la capacidad de generación. Se estima la distancia mínima que debe haber entre filas para evitar dichas sombras mediante la Ecuación 2.33.

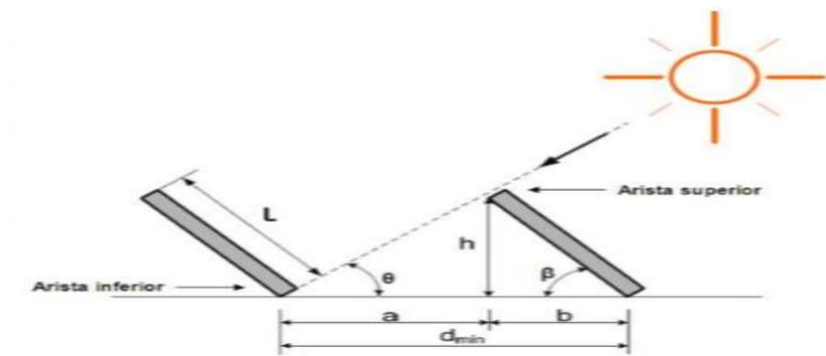


Figura 2.3. Distancia mínima entre dos filas de paneles fotovoltaicos [15]

$$h = \sin \beta \times L \quad (2.31)$$

$$b = \cos \beta \times L \quad (2.32)$$

$$a = \frac{h}{\tan \theta} \quad (2.33)$$

Donde:

a : Distancia mínima que debe haber entre filas de paneles fotovoltaicos, [m]

β : Ángulo de inclinación para la autolimpieza del panel, [°]

L : Largo del panel, [m]

b : Distancia de la arista inferior de la fila de paneles hasta la arista superior del mismo respecto a su horizontal, [m]

h : Altura de la fila de paneles adyacente, [m]

θ : Ángulo de la sombra respecto a la horizontal, es el complemento del ángulo de inclinación β y ángulos rectos que se forman [15], [°]

Área requerida

A partir de la superficie requerida por panel, el número total de paneles y la distancia mínima que debe haber entre filas de módulos fotovoltaicos se establece el área que se requiere para la instalación de la microcentral fotovoltaica mediante la siguiente expresión.

$$A_{requerida} = N_{total\ paneles} \times [A_{panel} + (a \times La)] \quad (2.34)$$

Donde:

$A_{requerida}$: Área requerida para el arreglo fotovoltaico, [m²]

$N_{total\ paneles}$: Número total de paneles para la microcentral fotovoltaica

A_{panel} : Superficie por panel fotovoltaico, [m²]

a : Distancia mínima que debe haber entre filas de paneles fotovoltaicos, [m]

La : Ancho del panel, [m]

2.9 Dimensionamiento del cableado

Los cables fotovoltaicos deben cumplir como mínimo la norma UL 4703 donde se establece que el material del conductor debe ser de aluminio o cobre, el voltaje de operación esté en un rango de 600 a 2 kV, sea resistente a la radiación solar, el calibre mínimo de 18 AWG y el máximo de 2000 kcmil, su aislamiento debe ser de polietileno reticulado (XLPE) o etileno propileno (EPR) y su temperatura de operación sea 90°C.

De acuerdo con la norma IEC 60446 del año 2018 la identificación de los cables debe ser por colores estableciendo a las fases de color café, negro o amarillo, al neutro de color blanco y a la tierra de color verde.

Para determinar la sección de un conductor se debe tener en cuenta dos factores, la corriente máxima admisible y el límite de la caída de voltaje [22].

Tramo de corriente continua

La ampacidad del cable a la salida del arreglo es igual a la suma de corrientes de cortocircuito de cada ramal en paralelo multiplicado por 125%, su determinación viene dada por la siguiente expresión [22].

$$I_{arreglo\ FV} = I_{sc\ panel} \times N_{ramales} \times 1,25 \quad (2.35)$$

Una vez seleccionado el calibre del conductor se verifica si cumple con el criterio de corriente máxima admisible en donde la capacidad nominal del calibre del conductor que se escoja multiplicado por el factor de corrección de temperatura ambiente en el sitio de la instalación y el factor de agrupamiento cuando haya más de 3 conductores en el tramo (ANEXO III) debe ser mayor a la corriente determinada $I_{arreglo\ FV}$ [22].

$$I_n\ corregida\ dc = I_n \times F_t \times F_a \quad (2.36)$$

$$I_n\ corregida > I_{arreglo\ FV} \quad (2.37)$$

Tramo de corriente alterna

La ampacidad del cable será igual a la corriente máxima en la salida del inversor multiplicado por 125%.

$$I_{inversor} = I_{max\ inv} \times 1.25 \quad (2.38)$$

Una vez seleccionado el calibre del conductor se verifica si cumple con el criterio de corriente máxima admisible en donde la corriente nominal del calibre del conductor que

se escoja multiplicado por factor de corrección por temperatura ambiente y factor de agrupamiento (ANEXO III) debe ser mayor a la corriente determinada $I_{inversor}$.

$$I_{n \text{ corregida } ac} = I_n \times F_t \times F_a \quad (2.39)$$

$$I_{n \text{ corregida}} > I_{inversor} \quad (2.40)$$

Donde:

$I_{arreglo \text{ } FV}$: Ampacidad del conductor en el tramo de corriente continua, [A]

I_n : Corriente nominal del calibre del conductor seleccionado, [A]

$I_{n \text{ corregida } dc}$: Corriente nominal del calibre del conductor seleccionado para el tramo DC considerando el factor de temperatura ambiente y factor de agrupamiento, [A]

$I_{n \text{ corregida } ac}$: Corriente nominal del calibre del conductor seleccionado para el tramo AC considerando el factor de temperatura ambiente y factor de agrupamiento, [A]

$I_{sc \text{ } panel}$: Corriente de cortocircuito del panel corregido por temperatura, [A]

$I_{inversor}$: Ampacidad del conductor en el tramo de corriente alterna, [A]

$N_{ramales}$: Número de ramales del arreglo fotovoltaico

$I_{max \text{ } inv}$: Corriente máxima a la salida del inversor, [A]

F_t : Factor de temperatura ambiente en el sitio de la instalación presentado en el ANEXO III.

F_a : Factor de agrupamiento cuando haya más de 3 conductores en el tramo presentado en el ANEXO III.

Límite de caída de voltaje

Según la resistividad del cable que se escoja que puede ser de cobre o aluminio, la longitud, sección, corriente determinada y el voltaje ya sea del arreglo fotovoltaico o de la red de distribución, todo dependerá del tramo que se dimensione. Se debe verificar que no supere el 3% para el tramo de corriente continua y el 1.5% para el de alterna a través de la Ecuación 2.42 y Ecuación 2.43 [23].

$$V_{arreglo \text{ } FV} = V_{OC} \times N \text{ } paneles \text{ } serie \quad (2.41)$$

$$\Delta V\% = \frac{200 \times L \times I \times \rho \times f.p}{S \times V} \quad (2.42)$$

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times L \times I \times \rho \times f.p}{S \times V} \quad (2.43)$$

Donde:

$V_{arreglo\ FV}$: Voltaje máximo en el tramo de corriente continua, [V]

$\Delta V\%$: Caída de voltaje, 3% máximo para el tramo de corriente continua y 1,5% para el de alterna, [%]

2.10 Dimensionamiento de las protecciones

Para el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico se deberá implementar protecciones en el tramo de corriente continua (arreglo fotovoltaico-inversor) y en el de corriente alterna (inversor-red de distribución). Se debe tener las protecciones internas del inversor escogido.

Tramo de corriente continua

Fusible: se debe colocar un fusible por ramal siempre y cuando el arreglo fotovoltaico esté conformado por dos o más ramales en paralelo ya que cuando se produzca un cortocircuito en un ramal se puede producir una corriente de retorno originada por los demás ramales mayor a la admitida que puede dañar a los paneles [24] [25]. A continuación, se presenta las expresiones para determinar la capacidad del fusible.

$$V_{p\ arreglo} = V_{OC} \times N\ paneles\ serie \times 1,2 \quad (2.44)$$

$$I_{p\ ramal} = I_{sc\ panel} \times 1,56 \quad (2.45)$$

Interruptor general del arreglo FV: sirve como protección contra cortocircuitos y sobrecargas para todo el arreglo fotovoltaico y a su vez para el mantenimiento en el tramo de corriente continua, generalmente los inversores ya poseen esta protección internamente. Para determinar la capacidad del interruptor se debe tener en cuenta el $V_{p\ arreglo}$ y la corriente mínima que se establece a través de la siguiente expresión:

$$I_{p\ arreglo} = I_{sc\ panel} \times N_{ramales} \times 1,56 \quad (2.46)$$

Donde:

$I_{p\ ramal}$: Corriente mínima del fusible para cada ramal, [A]

| | |
|---------------------|--|
| $V_{p\ arreglo}$ | : Voltaje mínimo del fusible del ramal o interruptor general del arreglo FV, [V] |
| $I_{p\ arreglo}$ | : Corriente mínima del interruptor general para el arreglo fotovoltaico, [A] |
| V_{OC} | : Voltaje de circuito abierto del panel corregido por temperatura, [V] |
| $I_{sc\ panel}$ | : Corriente de cortocircuito del panel corregido por temperatura, [A] |
| $N\ paneles\ serie$ | : Número de paneles en serie |
| $N_{ramales}$ | : Número de ramales del arreglo fotovoltaico |

Tramo de corriente alterna

Para este tramo es necesario implementar un termomagnético como protección contra sobre corrientes y sobrecargas y un interruptor diferencial como protección para las personas.

Interruptor magnetotérmico: para la selección de la protección se debe tomar en cuenta la corriente y voltaje máximo a la salida del inversor [17].

$$I_{p\ out\ inv} = I_{max\ inv} \times 1,56 \quad (2.47)$$

Interruptor diferencial: la protección diferencial desconecta el circuito cuando cense una corriente mayor a su sensibilidad en la derivación a tierra, en este sentido es importante implementar una puesta a tierra para su operación efectiva. La corriente nominal de la protección diferencial deberá ser mayor o igual a la corriente nominal del termomagnético [25].

$$I_{n\ diferencial} \geq I_{p\ out\ inv} \quad (2.48)$$

Donde:

$I_{p\ out\ inv}$: Corriente mínima nominal del termomagnético a la salida del inversor, [A]

$I_{max\ inv}$: Corriente en la salida del inversor, [A]

$I_{n\ diferencial}$: Corriente nominal de la protección diferencial, [A]

Puesta a tierra

De acuerdo con la NFPA 70 del año 2020 cuando la tierra del inversor se conecta al tablero de distribución conectado a la tierra de la vivienda es la única conexión requerida

para el sistema fotovoltaico [26]. El conductor de puesta a tierra se dimensionará en base a la capacidad del dispositivo de protección del inversor presentado en el ANEXO III.

2.11 Selección de la estructura soporte para los paneles fotovoltaicos

Generalmente las estructuras son de aluminio o acero, el primero es más liviano y económico respecto al segundo, la evaluación del techo para el montaje de los paneles y el recurso económico disponible son dos factores determinantes a la hora de definir el tipo de material a utilizar.

Actualmente existen empresas que fabrican estructuras de montaje para todo tipo de cubiertas (inclinadas o planas) y cualquier tipo de panel fotovoltaico. ESDEC es una empresa europea que ofrece este tipo de productos con una garantía de 20 años, sus estructuras están a prueba de fuego, tormenta, agua y nieve. A continuación, se presenta su kit de herrajes para todo tipo de cubiertas y cualquier dimensión de panel [27].

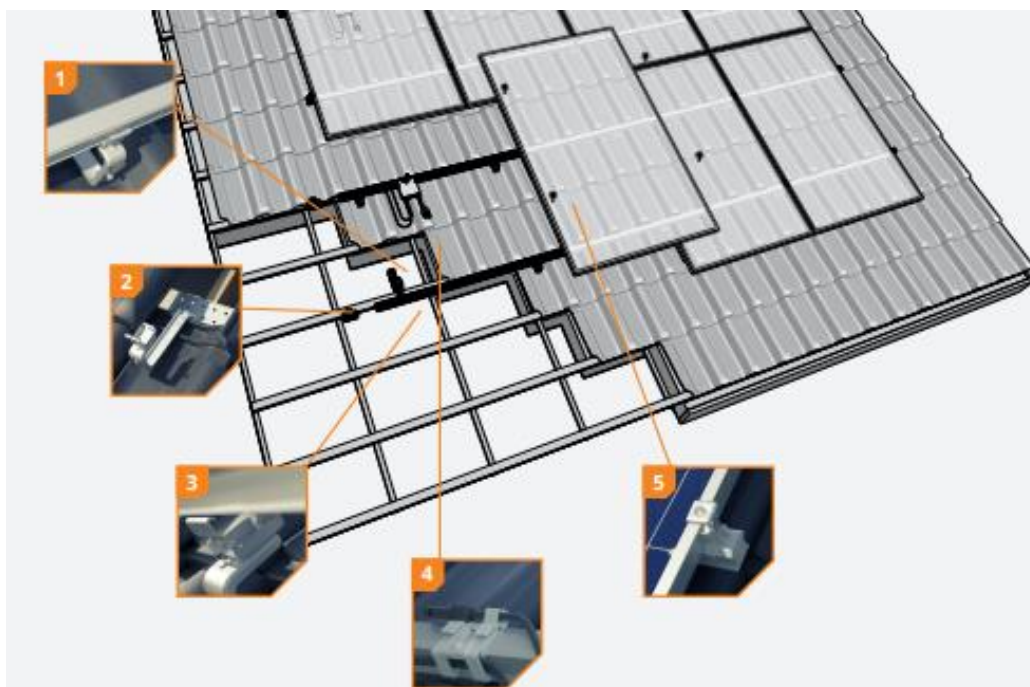


Figura 2.4. Kit de herrajes para el soporte de paneles de la empresa ESDEC [27]

1. Gancho universal de acero con recubrimiento de Magnelis (cinc, aluminio y magnesio), resistente a la corrosión, sirve como soporte para cualquier tipo de cubierta y el riel de montaje.

2. Anclaje para atornillar a la viga de la cubierta.
3. Anclaje para unir a presión el riel que sirve de soporte al panel.
4. Sujeta cables para una mejor seguridad y estética
5. Clema intermedia o final, sirve como empalme entre el riel y el armazón del panel.

2.12 Estimación de la energía generada

Una vez establecido el arreglo fotovoltaico se debe estimar la energía que producirá la microcentral en un día, mes o año. En el caso de superar la energía deseada en un periodo de tiempo se deberá disminuir el número de paneles en el arreglo teniendo en cuenta el rango de voltaje y corriente permitido por el inversor en su entrada.

Se estima la potencia pico de la microcentral mediante la Ecuación 2.49 utilizando la potencia pico del módulo corregida por temperatura y el número total de paneles.

$$P_p = N_{total} \times P_{panel} \quad (2.49)$$

Utilizando la GHI (α , β) de cada mes se estima la energía generada en un día y en un mes mediante la Ecuación 2.50 y Ecuación 2.51 respectivamente.

$$E_d = \frac{P_p \times GHI(\alpha, \beta) \times RG}{G_{CEM}} \quad (2.50)$$

$$E_{mes} = E_d \times Nro. \text{ días} \quad (2.51)$$

E_d : Energía diaria, [kWh]

E_{mes} : Energía mensual, [kWh]

P_p : Potencia pico de la microcentral, [kWp]

Si la estimación de la energía anual producida es superior al consumo anual del cliente residencial se deberá disminuir el número de paneles totales y volver a estimar la energía hasta que su valor sea menor al consumo anual del cliente.

2.13 Análisis económico

Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto es un índice que determina la ganancia o recuperación de la inversión de un proyecto en función de la inversión inicial, así como también de los ingresos y egresos (flujo de caja) que se tiene cada año. Mientras el VAN sea negativo el proyecto

no será factible, cuando pasa a ser cero solo se recuperará la inversión inicial y si es mayor a cero se obtendrá ganancias [8]. Cabe recalcar que el periodo de vida de los sistemas fotovoltaicos es de 25 años. A través de la siguiente expresión se estima el valor actual neto:

$$VAN = -Desembolso_o + \frac{F_1}{(1+r)^1} + \frac{F_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{F_t}{(1+r)^t} \quad (2.52)$$

Donde:

F_t : Flujo de caja en cada año, [US\$]

r : Tasa de descuento impuesta por una entidad bancaria, [%]

t : Tiempo de vida de la microcentral fotovoltaica (25 años)

$Desembolso_o$: Desembolso inicial, [US\$]

3 RESULTADOS DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE DISEÑO

En base a la metodología de diseño recopilada en el Capítulo 2, se realiza el diseño de microcentrales para cada estrato de consumo residencial del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ). En cada caso se estima la energía eléctrica que se producirá al año, misma que deberá ser menor o igual que el consumo anual del cliente cumpliendo lo establecido en la normativa Nro. ARCERNNR 001/21. Finalmente se estima el Valor Actual Neto (VAN).

3.1 Estimación del consumo de energía de cada estrato residencial

Para el análisis de cada estrato de consumo residencial de la EEQ, presentado en la Tabla 3.1 [28], se asume que el consumo mensual de energía es el promedio de su escala correspondiente.

Tabla 3.1. Estratos y escalas de consumo establecidas por la EEQ S.A.

| Estrato | Escalas (kWh/mes/cliente) | kWh/mes |
|---------|---------------------------|---------|
| A1 | 501-900 | 700,5 |

| | | |
|---|---------|-------|
| A | 351-500 | 425,5 |
| B | 251-350 | 300,5 |
| C | 151-250 | 200,5 |
| D | 101-150 | 125,5 |

3.2 Irradiación global horizontal disponible en el Distrito Metropolitano de Quito

En Ecuador existen varias fuentes para obtener los datos de irradiación global horizontal (GHI), como el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI), la secretaria de Medio Ambiente del Distrito Metropolitano de Quito, el Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE), así como también existen fuentes externas como el National Renewable Energy Laboratory (NREL), base de datos utilizada para la elaboración del Mapa Solar del Ecuador 2019. En la actualidad el NREL tiene una base datos con una resolución geográfica de 4 x 4 km y un modelo matemático con estimaciones más confiables en comparación a los resultados del Atlas Solar del Ecuador publicado en el año 2008 por el CONELEC en donde la base datos que utilizó de NREL provenía de estimaciones en 40 x 40 km [6].

En este caso se utiliza la base de datos nacional de radiación solar (NSRDB) de NREL ubicando a Quito en su mapa. En la Tabla 3.2 se presenta las irradiaciones globales horizontales (GHI) promedio diarias de cada mes durante el año 2020.

Tabla 3.2. Irradiación diaria sobre una superficie horizontal en Quito.

| Mes | GHI (0) kWh/m2/día |
|------------|-----------------------|
| Enero | 5,27 |
| Febrero | 5,01 |
| Marzo | 4,88 |
| Abril | 4,36 |
| Mayo | 4,49 |
| Junio | 4,61 |
| Julio | 4,25 |
| Agosto | 5,94 |
| Septiembre | 5,12 |
| Octubre | 5,43 |
| Noviembre | 5,44 |

Diciembre 4,39
Promedio 4,93

3.3 Selección del panel fotovoltaico

Se escoge un módulo fotovoltaico marca Solarcom de 380 Wp, monocristalino 72 celdas con dimensiones 1,96 metros de largo por 0,99 metros de ancho, teniendo 1,94 m² de superficie por panel, una de las características eléctricas más interesantes del panel es que su tolerancia de potencia es positiva, en el Anexo I se adjunta su ficha técnica y a continuación se presenta sus características principales.

Tabla 3.3. Características principales del panel fotovoltaico Solarcom 380Wp utilizado en todos los estratos.

| Solarcom SM Series | |
|---|--------------------------|
| Potencia pico (Pmax) [Wp] | 380 |
| Voltaje máximo de potencia (Vmpp) [V] | 41,2 |
| Corriente máxima de potencia (Impp) [A] | 9,22 |
| Voltaje de circuito abierto (Voc) [V] | 49 |
| Corriente de cortocircuito (Isc) [A] | 9,82 |
| Eficiencia del módulo [%] | 19,58 |
| Temperatura de funcionamiento [°C] | -40 a +85°C |
| Capacidad máxima de fusibles en serie | 15A |
| Coeficiente de temperatura para la P (CTP) [%/°C] | -0.390 |
| Coeficiente de temperatura para el Voc (CT _{Voc})[%/°C] | -0.300 |
| Coeficiente de temperatura para la Isc (CT _{Isc})[%/°C] | 0.05 |
| Tolerancia de potencia | 0 a +5% |
| Temperatura operacional nominal del módulo NOCT [°C] | 45±2 |
| Voltaje máximo del sistema | 1500VDC |
| Rendimiento de potencia | 12 años 90%; 30 años 80% |
| Dimensiones | 1956 x 992 x 40 mm |
| Tipo de celda | Monocristalino |

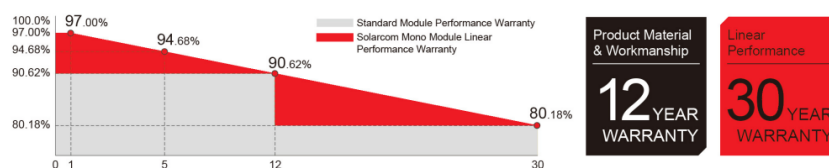


Figura 3.1. Garantía del rendimiento y de producto del panel escogido (Solarcom 380Wp) [11]

Corrección por temperatura

Para la corrección por efectos de temperatura tanto para la potencia como voltaje y corriente, se tiene en cuenta los coeficientes de temperatura especificados por el fabricante en la Tabla 3.3.

Mediante la Ecuación 2.7 se estima la potencia máxima

$$P_{panel} = P_O \times [1 + CT_{Pmax} \times (T_P^{\circ}C - 25^{\circ}C)]$$
$$P_{panel} = 380 \times [1 + (-0.390\%/^{\circ}C) \times (13,9 - 25^{\circ}C)]$$
$$P_{panel} = 396,45 \text{ Wp}$$

A través de la Ecuación 2.8 se establece el voltaje de circuito abierto

$$V_{OC} = V_{OC,0} \times [1 + CT_{Voc} \times (T_P^{\circ}C - 25^{\circ}C)]$$
$$V_{OC} = 49 \times [1 + (-0.300\%/^{\circ}C) \times (13,9 - 25^{\circ}C)]$$
$$V_{OC} = 50,63 \text{ V}$$

A partir de la Ecuación 2.9 se estima el voltaje en el punto de máxima potencia

$$V_{mpp} = V_{mpp,0} \times [1 + CT_{Voc} \times (T_P - 25^{\circ}C)]$$
$$V_{mpp} = 41,2 \times [1 + (-0.300\%/^{\circ}C) \times (13,9^{\circ}C - 25^{\circ}C)]$$
$$V_{mpp} = 42,57 \text{ V}$$

Mediante la Ecuación 2.10 se establece la corriente de cortocircuito

$$I_{SC} = I_{SC,0} \times [1 + CT_{Isc} \times (T_P - 25^{\circ}C)]$$
$$I_{SC} = 9,82 \times [1 + (0.05\%/^{\circ}C) \times (13,9^{\circ}C - 25^{\circ}C)]$$
$$I_{SC} = 9,77 \text{ A}$$

Con la Ecuación 2.11 se estima la corriente en el punto de máxima potencia

$$I_{mpp} = I_{mpp,0} \times [1 + CT_{Isc} \times (T_P - 25^{\circ}C)]$$
$$I_{mpp} = 9,22 \times [1 + 0.05\%/^{\circ}C \times (13,9^{\circ}C - 25^{\circ}C)]$$
$$I_{mpp} = 9,17 \text{ A}$$

3.4 Determinación de la orientación e inclinación óptima del panel fotovoltaico

Orientación óptima

Los estratos se ubican en el hemisferio sur, por ende, el panel fotovoltaico debe estar direccionado con ángulo 0° norte [8].

Inclinación óptima

Teniendo una latitud de $\varnothing = -0.2012^\circ$ en la provincia de Pichincha, el ángulo de inclinación óptimo para todo el año se lo determina mediante la Ecuación 2.12 en función de la latitud.

$$\beta_{opt} = 3.7 + (0.69x|\varnothing|)$$

$$\beta_{opt} = 3.7 + (0.69x|-0.2012^\circ|)$$

$$\beta_{opt} = 3.84^\circ$$

Determinación irradiación global horizontal sobre la superficie del panel fotovoltaico inclinado (GHI (α , β))

Mediante la Ecuación 2.14 se estima la relación entre la GHI (α , β) del arreglo fotovoltaico y la GHI (0) sobre una superficie horizontal.

$$K = \frac{GHI(\alpha, \beta)}{GHI(0)} = \frac{1}{1 - (4.46 \times 10^{-4} \times \beta_{opt}) - (1.19 \times 10^{-4} \times \beta_{opt}^2)}$$

$$K = \frac{1}{1 - (4.46 \times 10^{-4} \times 3.84) - (1.19 \times 10^{-4} \times 3.84^2)}$$

$$K = 0.9965$$

El ángulo de inclinación β se establece en 10° para efecto de la auto limpieza del panel fotovoltaico [10] y a través de la Ecuación 2.15 se estima el factor de incidencia en función del β y β_{opt} .

$$FI = 1 - [1.2 \times 10^{-4} \times (\beta - \beta_{opt})^2]$$

$$FI = 1 - [1.2 \times 10^{-4} \times (10^\circ - 3.84^\circ)^2]$$

$$FI = 0.9954$$

Mediante la Ecuación 2.13 se estima la irradiación global horizontal en el mes de enero en función de las pérdidas por incidencia y sombreado que se producen por un direccionamiento no óptimo [10]. En este caso no se puede establecer las pérdidas por sombras FS ya que solo se dispone de la energía mensual y la ubicación, se asume 1 como valor ideal. Se presenta en la Tabla 3.4 la GHI (α, β) para cada mes del año.

$$GHI(\alpha, \beta) = GHI(0) \times K \times FI \times FS$$

$$GHI(\alpha, \beta) = 5,27 \times 0,9965 \times 0,9954 \times 1$$

$$GHI(\alpha, \beta) = 5,23$$

Tabla 3.4. Irradiación diaria en función de la inclinación óptima.

| Mes | GHI (0) kWh/m2/día | GHI (α, β) kWh/m2/día |
|-----------------|-----------------------|---------------------------------------|
| Enero | 5,27 | 5,23 |
| Febrero | 5,01 | 4,97 |
| Marzo | 4,88 | 4,84 |
| Abril | 4,36 | 4,32 |
| Mayo | 4,49 | 4,45 |
| Junio | 4,61 | 4,57 |
| Julio | 4,25 | 4,22 |
| Agosto | 5,94 | 5,89 |
| Septiembre | 5,12 | 5,08 |
| Octubre | 5,43 | 5,39 |
| Noviembre | 5,44 | 5,40 |
| Diciembre | 4,39 | 4,35 |
| Promedio | 4,93 | 4,89 |

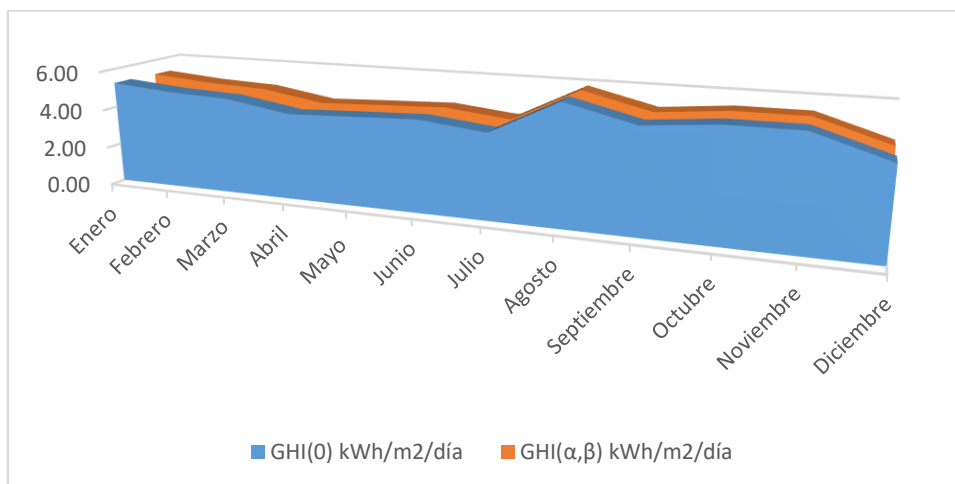


Figura 3.2. Distribución mensual de la irradiación global horizontal en Quito.

3.5 Estimación del rendimiento global del sistema fotovoltaico

Se evalúa el rendimiento global que va a tener el sistema fotovoltaico utilizando la Ecuación 2.17, considerando la ubicación y condición geográfica que tiene Quito y las características técnicas del panel. A continuación, se presenta las consideraciones realizadas para obtener los diferentes rendimientos.

Pérdidas por mismatch: de acuerdo con el valor porcentual de tolerancia positivo del panel seleccionado, se establece un 0% en pérdidas por potencia.

Rendimiento por factores ambientales: se asume que la planificación de limpieza del panel será irregular estimando pérdidas del 8%.

Rendimiento por pérdidas angulares y espectrales: se espera pérdidas mínimas del 2% teniendo en cuenta que los estratos tienen una latitud cercana a 0° ya que la línea ecuatorial cruza el país.

Mediante la Ecuación 2.19 y la Ecuación 2.18 se establece la temperatura de la celda y rendimiento por temperatura respectivamente, la temperatura promedio en Quito es de 13,9°C [17].

$$\eta_t = 1 - CT_p * (T_c - 25)$$

$$T_c = T_a + (T_{NOCT}^{\circ C} - 20^{\circ C}) * \frac{E}{800}$$

$$T_c = 13,9^{\circ C} + (45^{\circ C} - 20^{\circ C}) * \frac{1000}{800} = 45,15^{\circ C}$$

$$\eta_t = 1 - \left| -0.390 \frac{\%}{^{\circ C}} \right| * (45,15^{\circ C} - 25^{\circ C}) = 0.92$$

Rendimiento del panel: de acuerdo con el panel seleccionado se considera el valor medio de su vida útil, en este caso el fabricante garantiza el 90% de su potencia a los 12 años.

Rendimiento del inversor: de acuerdo el apartado 2.5 se asume un rendimiento promedio del 97%.

Rendimiento en el cableado: se supone pérdidas del 2% en el cableado de corriente continua y del 1% en el cableado de corriente alterna, por ende, se estima un rendimiento del 97%.

$$RG = \eta_{mismatch} * \eta_{fa} * \eta_{ae} * \eta_t * \eta_{panel} * \eta_{inversor} * \eta_{cableado}$$

$$RG = 1 * 0.92 * 0.98 * 0.90 * 0.90 * 0.97 * 0.97$$

$$RG = 0.70$$

Se estima el 30% de pérdidas obteniendo un 70% en el rendimiento global de la instalación. En este caso se utilizará el rendimiento global estimado en todos los estratos debido a que en todos los casos se considerará la misma ubicación y panel seleccionado.

3.6 Estimación del factor de planta y potencia nominal del sistema fotovoltaico

Factor de planta

En base a la irradiación global horizontal sobre la superficie del panel fotovoltaico inclinado se determina el número promedio de horas sol pico al día haciendo uso de la Ecuación 2.21.

$$HSP = \frac{GHI(\alpha, \beta) \text{ kWh/m}^2/\text{día}}{1 \text{ kW/m}^2}$$

$$HSP = \frac{4,89 \text{ kWh/m}^2/\text{día}}{1 \text{ kW/m}^2} = 4,89 \text{ h/día}$$

Teniendo el número de horas sol pico y el rendimiento global del sistema fotovoltaico se estima el factor de planta en la provincia de Pichincha utilizando la Ecuación 2.20.

$$F_{PL} = \frac{HSP[h]}{24 [h]} \times RG[p.u.]$$

$$F_{PL} = \frac{4,89 [h]}{24 [h]} \times 0,70[p.u.] = 0,14263$$

Potencia nominal del sistema fotovoltaico

Se toma como ejemplo de cálculo al cliente residencial tipo del estrato A1, cuyo consumo de energía promedio mensual es de 700,5 kWh. Teniendo en cuenta la Regulación Nro. ARCERNNR 001/21 establece que la energía que se produzca durante un año no debe ser superior al consumo anual del cliente residencial, la estimación de la potencia nominal del sistema fotovoltaico considera un cubrimiento del 90% del consumo mensual. Con un factor de planta de 0,14263 y 8760 horas al año se estima la potencia nominal del sistema fotovoltaico haciendo uso de la Ecuación 2.22.

$$P_{N\text{ FV}} = \frac{\int_{mes\ 1}^{mes\ 12} E_{mensual} (kWh)}{F_{PL} \times 8760(h)}$$

$$P_{NFV} = \frac{(90\% * 700,5) \times 12 (kWh)}{0,14263 \times 8760(h)}$$

$$P_{NFV} = 6,06 kW$$

3.7 Selección del inversor para cada estrato residencial

Se escoge un panel para cada estrato residencial en base a la potencia nominal del sistema fotovoltaico y las consideraciones que se deben tomar en cuenta presentadas en el apartado 2.7 de la guía. Las características de cada inversor se muestran en la Tabla 3.6 y la ficha técnica de cada uno se adjunta en el Anexo II.

Tabla 3.5. Inversores seleccionados para cada estrato.

| Estrato | Potencia nominal del sistema FV [kW] | Potencia AC del inversor [kW] |
|---------|--------------------------------------|-------------------------------|
| A1 | 6,06 | 6 |
| A | 3,68 | 4 |
| B | 2,60 | 3 |
| C | 1,73 | 1,5 |
| D | 1,08 | 1 |

Tabla 3.6. Inversores seleccionados para cada estrato.

| Estrato | | A1 | A | B | C | D |
|-------------------------------|---------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Inversor | | MIC 6000TL3-X | MIC 4000TL3-X | MIC 3000TL-X | MIC 1500TL-X | MIC 1000TL-X |
| Entrada de corriente continua | Potencia máxima recomendada [Wp] | 9000 | 6000 | 3500 | 2100 | 1400 |
| | Rango de voltaje máximo Vmpp [V] | 140-1000 | 140-1000 | 65-550 | 50-500 | 50-500 |
| | Voltaje DC máximo [V] | 1100 | 1100 | 550 | 500 | 500 |
| | Corriente máxima de entrada [A] | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| | Máxima corriente de cortocircuito [A] | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| | Entradas mpp | 2 | 2 | 1 | 1 | 4 |
| Salida de corriente alterna | Potencia de salida pico [W] | 6000 | 4000 | 3000 | 1500 | 1000 |
| | Corriente máxima de salida [A] | 10 | 6,7 | 14,3 | 7,1 | 3,8 |
| | Voltaje nominal AC [V] | 180-275 | 180-275 | 230 (180-280) | 230 (180-280) | 230 (180-280) |
| | Frecuencia [Hz] | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| | Conexión AC | Trifásico | Trifásico | Monofásico | Monofásico | Monofásico |
| | Eficiencia Europea [%] | 97,5 | 97,5 | 97,1 | 97,0 | 96,5 |
| | Factor de potencia | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

3.8 Determinación del arreglo fotovoltaico

Número de inversores

En base a la potencia pico mínima y la potencia nominal del sistema fotovoltaico del estrato A1 se define el correspondiente número de inversores mediante la Ecuación 2.23.

$$N_{inversores} = \frac{P_{NFV}}{P_{AC INV}}$$
$$N_{inversores} = \frac{6,06}{6} = 1,01 = 1 \text{ inversor}$$

Número de paneles en serie en un ramal

Mediante la Ecuación 2.24 y Ecuación 2.25 se estima el número mínimo y máximo de paneles que permite el inversor en su entrada de corriente continua.

$$N_{\text{mín paneles serie}} = \frac{V_{mpp \text{ min inv}}}{V_{mpp \text{ panel}}}$$
$$N_{\text{mín paneles serie}} = \frac{140}{42,57} = 3,29$$
$$N_{\text{max paneles serie}} = \frac{V_{mpp \text{ max inv}}}{V_{mpp \text{ panel}}}$$
$$N_{\text{max paneles serie}} = \frac{1000}{42,57} = 23,49$$

En base al número mínimo y máximo de paneles se determina el número promedio haciendo uso de la Ecuación 2.26.

$$N_{\text{paneles serie}} = \frac{N_{\text{mín paneles serie}} + N_{\text{max paneles serie}}}{2}$$
$$N_{\text{paneles serie}} = \frac{3,29 + 23,49}{2} = 13,4$$

Mediante la Ecuación 2.27 se determina el número máximo de paneles que se pueden conectar a la entrada del inversor. En este caso el número de paneles máximo cumple la condición presentada en la Ecuación 2.28 del rango mínimo y máximo de paneles que se pueden conectar en serie a la entrada del inversor, se define que el número de paneles en serie será de 15 ($N_{\text{paneles serie}}=15$).

$$N_{\text{paneles max}} = \frac{P_{NFV}}{P_{\text{panel}}}$$

$$N_{\text{paneles max}} = \frac{6000 \text{ W}}{396,45 \text{ W}} = 15$$

$$N_{\text{mín paneles serie}} < N_{\text{paneles max}} < N_{\text{max paneles serie}}$$

$$3,29 < 15 < 23,49$$

Número de ramales en paralelo

Haciendo uso de la Ecuación 2.29 se obtiene 1 ramal, número suficiente para abastecer la potencia del inversor y no superar la corriente máxima en la entrada del inversor.

$$N_{\text{ramales}} < \frac{I_{\text{in max inv}}}{I_{\text{sc panel}}}$$

$$N_{\text{ramales}} < \frac{13 \text{ A}}{9,77 \text{ A}}$$

$$N_{\text{ramales}} < 1,33 \text{ A}$$

Número de total de paneles solares

Mediante la Ecuación 2.30 y Ecuación 2.31 se determina el número total de paneles y el área requerida para el caso ejemplo del estrato A1. En la Tabla 3.7 se presenta el arreglo fotovoltaico par cada estrato.

$$N_{\text{total paneles}} = N_{\text{inversores}} \times N_{\text{paneles serie}} \times N_{\text{ramales}}$$

$$N_{\text{total paneles}} = 1 \text{ inversor} \times 15 \text{ paneles} \times 1 \text{ ramal} = 15 \text{ paneles}$$

Distancia mínima entre filas de paneles fotovoltaicos

Mediante la Ecuación 2.33 se determina la distancia mínima que debe existir entre filas de paneles para evitar sombras que disminuyan la capacidad de producción del sistema fotovoltaico.

$$a = \frac{h}{\tan \theta}$$

Se fijó un ángulo de inclinación de $\beta=10^\circ$ para la autolimpieza del panel, el largo del panel escogido tiene 1,96m, mediante la Ecuación 2.31 se determina la altura de la fila de paneles adyacente.

$$h = \sin \beta \times L$$

$$h = \sin(10^\circ) \times 1,96 = 0,34m$$

$$b = \cos \beta \times L$$

$$b = \cos(10^\circ) \times 1,96 = 1,93m$$

El ángulo de la sombra respecto a la horizontal (θ) es el complemento del ángulo de inclinación β y el ángulo recto que se forma obteniendo $\theta=90^\circ-10^\circ=80^\circ$. Se determina que con 6 cm o 0.06 m como distancia mínima entre filas de paneles no existirá sombra, maximizando la producción del sistema fotovoltaico.

$$a = \frac{0,34m}{\tan(80^\circ)} = 0,06m$$

Área requerida

Mediante la Ecuación 2.34 se determina el área requerida para el montaje de los paneles determinados para la microcentral fotovoltaica.

$$A_{requerida} = N_{total\ paneles} \times [A_{panel} + (a \times La)]$$

$$A_{requerida} = 15\ paneles \times [1,94\ m^2 + (0.06m \times 0.99m)] = 30\ m^2$$

Tabla 3.7. Arreglo fotovoltaico para cada estrato.

| Elementos | A1 | A | B | C | D |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Número de inversores | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Número mínimo de paneles en serie | 3,29 | 3,29 | 1,53 | 1,17 | 1,17 |
| Número máximo de paneles en serie | 23,49 | 23,49 | 15,27 | 11,75 | 11,75 |
| Número de paneles en serie | 15 | 10 | 7 | 3 | 2 |
| Número de ramales en paralelo | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Número total de paneles | 15 | 10 | 7 | 3 | 2 |
| Área requerida [m ²] | 30 | 20 | 14 | 6 | 4 |

3.9 Dimensionamiento del cableado

Para determinar la sección de un conductor se debe tener en cuenta dos factores, la corriente máxima admisible y la caída de voltaje.

Tramo de corriente continua

La corriente de cortocircuito del panel es de 9,77A, mediante la Ecuación 2.32 se determina la ampacidad del conductor en el tramo de corriente continua.

$$I_{arreglo\ FV} = I_{sc\ panel} \times N_{ramales} \times 1,25$$

$$I_{arreglo\ FV} = 9,77A \times 1\ ramal \times 1,25$$

$$I_{arreglo\ FV} = 12,21A$$

En este caso se emplea conductores de cobre solar fotovoltaico (PV WIRE) que operan hasta 2 kV, su aislamiento es de polietileno reticulado (XLPE), resiste a la humedad y a la radiación solar, con 90°C como temperatura máxima de operación. Sus características cumplen con el NEC (National Electrical Code).

De acuerdo con la tabla de calibres presentado en el ANEXO III, la fase y el neutro tendrán un calibre 14 AWG, 25 A con sección de 2,08 mm². Mediante la Ecuación 2.36 se corrige la corriente nominal utilizando los factores de ajuste tanto para temperatura ambiente como para agrupamiento, se utiliza las tablas presentadas en el ANEXO III. Para este tramo, el factor de agrupamiento es 1 ya que solo se tiene fase y neutro, en cambio para el factor de temperatura se tiene en cuenta que la temperatura máxima del cable seleccionado es 90 °C y la temperatura ambiente promedio es 13.9 °C.

$$I_{n\ corregida} = I_n \times F_t \times F_a$$

$$I_{n\ corregida} = 25A \times 1.12 \times 1 = 28A$$

Una vez corregida la corriente máxima del cable seleccionado, mediante la Ecuación 2.37 se verifica que el conductor seleccionado cumple con el criterio de corriente máxima admisible.

$$I_{n\ corregida} > I_{arreglo\ FV}$$

Tramo de corriente alterna

La corriente máxima en la salida del inversor es de 10 A, haciendo uso de la Ecuación 2.38 se determina la ampacidad del conductor.

$$I_{inversor} = I_{max\ inv} \times 1,25$$

$$I_{inversor} = 10\ A \times 1,25 = 12,5\ A$$

De acuerdo con la tabla presentado en el ANEXO III, las tres fases y el neutro tendrán un calibre 14 AWG, 25 A con sección de 2,08 mm². Mediante la Ecuación 2.39 se corrige la corriente nominal por temperatura y agrupamiento, en este caso hay más de tres conductores en el tramo aplicando el 80% según la tabla presentada en el ANEXO III.

$$I_{n\ corregida\ ac} = I_n \times F_t \times F_a$$

$$I_{n \text{ corregida ac}} = 25A \times 1.12 \times 0.8 = 22.4A$$

De acuerdo con la Ecuación 2.40 se verifica que el conductor seleccionado cumple con el criterio de corriente máxima admisible.

$$I_{n \text{ corregida ac}} > I_{inversor}$$

Criterio de la caída de voltaje

En este caso se empleará cables de cobre en donde su resistividad (ρ) es de 0,0176 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$, para ambos tramos se asume una longitud de 10 m.

Tramo de corriente continua: mediante la Ecuación 2.42 se verifica que la caída de voltaje de la fase y neutro en el tramo DC es menor al 3%.

$$V_{\text{arreglo FV}} = V_{OC} \times N \text{ paneles serie}$$

$$V_{\text{arreglo FV}} = 50,63 \text{ V} \times 15 = 759,45\text{V}$$

$$\Delta V\% = \frac{200 \times L \times I \times \rho \times f.p}{S \times V}$$

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 10\text{m} \times 12,21 \text{ A} \times 0,0176 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m} \times 1}{2,08 \text{ mm}^2 \times 759,45 \text{ V}}$$

$$\Delta V\% = 0,27\%$$

Tramo de corriente alterna: en este caso el voltaje de la red de distribución es de 220 V, el inversor es trifásico y mediante la Ecuación 2.43 se verifica que la caída de voltaje es menor a 1.5%.

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times L \times I \times \rho \times f.p}{S \times V}$$

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times 10\text{m} \times 12,5\text{A} \times 0,0176 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m} \times 1}{2,08 \text{ mm}^2 \times 220 \text{ V}}$$

$$\Delta V\% = 0,83\%$$

3.10 Dimensionamiento de las protecciones

Tramo de corriente continua

En este caso no se necesitará fusibles ya que el arreglo fotovoltaico está compuesto de un solo ramal. El inversor escogido ya posee un interruptor DC internamente por ende tampoco se dimensionará tal protección.

Tramo de corriente alterna

Interruptor termomagnético: haciendo uso de la Ecuación 2.47 se escoge un interruptor termomagnético Schneider Electric de corriente nominal de 16 A, sus características técnicas se presentan en el ANEXO IV.

$$I_{p\ out\ inv} = I_{max\ inv} \times 1,56$$

$$I_{p\ out\ inv} = 10A \times 1,56 = 15,6 A$$



Figura 3.3. Interruptor termomagnético Schneider Electric, 16A, trifásico.

Interruptor diferencial: de acuerdo con la Ecuación 2.48 se escoge un interruptor diferencial marca ABB de corriente nominal ($I_{n\ diferencial} = 25A$), 4 polos y sensibilidad de 30mA, sus características técnicas se presentan en el ANEXO IV.



Figura 3.4. Interruptor diferencial ABB, 25A, 30mA.

Puesta a tierra

Teniendo una corriente de 15,6 A para el dimensionamiento de las protecciones a la salida del inversor y en base a la tabla presentada en el ANEXO III se utilizará un conductor de calibre 12 AWG, el mismo se conectará al tablero de distribución de la vivienda sirviendo como puesta a tierra del sistema fotovoltaico.

3.11 Selección de la estructura soporte para los paneles fotovoltaicos

Para el soporte de los paneles se toma como referencia el kit ESDEC CLICKFIT EVO con componentes de acero que presenta la empresa Helios Strategia Ecuador, el producto tiene una garantía de 20 años, sirve para cualquier tipo de cubiertas y cualquier

dimensión de panel, el valor incluido IVA es de 54,88 US\$/panel [26]. Las características de cada componente e instalación se encuentran en el ANEXO VIII.

3.12 Estimación de la energía generada

A través de la Ecuación 2.49 se estima la potencia pico que tendrá el sistema fotovoltaico.

$$P_p = N_{total} \times P_{panel}$$

$$P_p = 15 \times 396,45 \text{ Wp}$$

$$P_p = 5,95 \text{ kWp}$$

Utilizando la GHI (α , β) de la Tabla 3.4 para el mes de enero y la Ecuación 2.50 se estima la energía generada diaria en el estrato A1.

$$E_d = \frac{P_p \times GHI(\alpha, \beta) \times RG}{G_{CEM}}$$

$$E_d = \frac{5,95 \text{ kWp} \times 5,23 \text{ kWh/m}^2/\text{día} \times 0,70}{1 \text{ kW/m}^2}$$

$$E_d = 21,78295 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$$

Teniendo en cuenta que el mes de enero tiene 31 días, se obtiene la energía generada estimada para ese mes. En la Tabla 3.8 se presenta la estimación de la energía generada para cada estrato.

$$E_{mes} = 21,78295 \text{ kWh/m}^2/\text{día} \times 31 \text{ días en el mes de enero}$$

$$E_{mes} = 675,27 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2/\text{día}} \text{ en el mes de enero}$$

Tabla 3.8. Estimación de la energía generada para cada estrato.

| | A1 | A | B | C | D |
|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Mes | [kWh/mes] | [kWh/mes] | [kWh/mes] | [kWh/mes] | [kWh/mes] |
| Enero | 674,90 | 449,94 | 314,95 | 134,98 | 89,99 |
| Febrero | 579,28 | 386,19 | 270,33 | 115,86 | 77,24 |
| Marzo | 624,58 | 416,38 | 291,47 | 124,92 | 83,28 |
| Abril | 539,49 | 359,66 | 251,76 | 107,90 | 71,93 |
| Mayo | 574,25 | 382,83 | 267,98 | 114,85 | 76,57 |
| Junio | 570,71 | 380,47 | 266,33 | 114,14 | 76,09 |
| Julio | 544,57 | 363,05 | 254,13 | 108,91 | 72,61 |
| Agosto | 760,07 | 506,71 | 354,70 | 152,01 | 101,34 |

| | | | | | |
|--------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------|
| Septiembre | 634,40 | 422,93 | 296,05 | 126,88 | 84,59 |
| Octubre | 695,55 | 463,70 | 324,59 | 139,11 | 92,74 |
| Noviembre | 674,36 | 449,57 | 314,70 | 134,87 | 89,91 |
| Diciembre | 561,34 | 374,23 | 261,96 | 112,27 | 74,85 |
| Energía anual (kWh/año) | 7.433,50 | 4.955,67 | 3.468,97 | 1.486,70 | 991,13 |

3.13 Análisis económico

La Empresa Eléctrica Quito establece tarifas residenciales escalonadas como se muestra en la Figura 3.5 de acuerdo al consumo mensual del abonado. A partir de la estimación de la energía generada y la tarifa establecida en relación con el consumo promedio se determina el ahorro mensual en US\$ de cada cliente residencial en cada mes y al año.

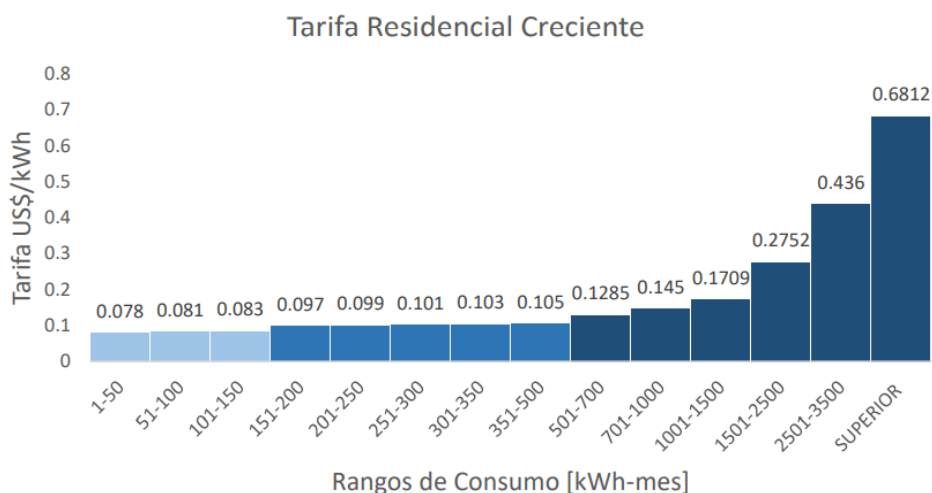


Figura 3.5. Tarifa residencial creciente establecida por la EEQ SA [9].

En este caso el cliente estrato A1 se encuentra en el rango de consumo 701-1.000 kWh/mes con una tarifa establecida de 14,5 ¢US\$/kWh, en el apartado 3.9 se estimó que su microcentral fotovoltaica producirá 674,90 kWh al mes teniendo un ahorro de $674,90 \times 0,145 = 97,86$ US\$/mes.

Tabla 3.9. Estimación del ahorro en US\$ gracias a la producción de energía fotovoltaica.

| | A1 | A | B | C | D |
|---------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Mes | US\$/mes | US\$/mes | US\$/mes | US\$/mes | US\$/mes |
| Enero | 97,86 | 47,24 | 32,44 | 13,36 | 7,47 |
| Febrero | 84,00 | 40,55 | 27,84 | 11,47 | 6,41 |
| Marzo | 90,56 | 43,72 | 30,02 | 12,37 | 6,91 |
| Abril | 78,23 | 37,76 | 25,93 | 10,68 | 5,97 |
| Mayo | 83,27 | 40,20 | 27,60 | 11,37 | 6,36 |
| Junio | 82,75 | 39,95 | 27,43 | 11,30 | 6,32 |
| Julio | 78,96 | 38,12 | 26,18 | 10,78 | 6,03 |

| | | | | | |
|-----------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| Agosto | 110,21 | 53,21 | 36,53 | 15,05 | 8,41 |
| Septiembre | 91,99 | 44,41 | 30,49 | 12,56 | 7,02 |
| Octubre | 100,85 | 48,69 | 33,43 | 13,77 | 7,70 |
| Noviembre | 97,78 | 47,21 | 32,41 | 13,35 | 7,46 |
| Diciembre | 81,39 | 39,29 | 26,98 | 11,11 | 6,21 |
| US\$/año | 1.077,86 | 520,35 | 357,30 | 147,18 | 82,26 |

En base al número de paneles, inversores, cables y protecciones determinados en el diseño y tomando en cuenta la estructura soporte que se escogió, se presenta en la Tabla 3.10 la inversión necesaria que servirá como referencia para el análisis del Valor Actual Neto para el cliente residencial estrato A1, los presupuestos para los demás estratos se presentan en el ANEXO V.

Tabla 3.10. Inversión inicial para el estrato A1.

| Elemento | Unidad | Precio Unitario | Cantidad | Total, incluido IVA |
|---------------------------------------|--------|-----------------|--------------|---------------------|
| Inversor Growatt 6 kW | U | \$ 1.180,00 | 1 | \$ 1.180,00 |
| Panel Solarcom 380 Wp | U | \$ 240,00 | 15 | \$ 3.600,00 |
| Estructura soporte | U | \$ 54,88 | 15 | \$ 823,20 |
| Cable PV Wire 14 AWG | m | \$ 0,40 | 60 | \$ 24,00 |
| Cable PV Wire 12 AWG | m | \$ 0,44 | 10 | \$ 4,40 |
| Termomagnético Schneider Electric 16A | U | \$ 18,18 | 1 | \$ 18,18 |
| Interruptor diferencial ABB 25A | U | \$ 20,90 | 1 | \$ 20,90 |
| Mano de obra | U | \$ 300,00 | 1 | \$ 300,00 |
| | | | Total | \$ 5.971 |

Valor actual neto (VAN)

Continuando con el ejemplo de cálculo para el cliente tipo del estrato A1, se tiene que su inversión es de 5.971 US\$ para implementar la microcentral fotovoltaica. Se asume que realizará un microcrédito para cubrir dicha inversión y que su cuota mensual fija será de 319,67 US\$ durante 24 meses con una tasa de interés del 25,33%. Aplicando la tasa pasiva referencial que establece el Banco Central del 5,82% se analiza el VAN para un período de 25 años (Tiempo de vida del sistema fotovoltaico).

En la Figura 3.6 se aprecia el flujo de caja anual que tendrá el cliente residencial de estrato A1, las barras en color rojo indican los gastos como pago del préstamo durante los 2 primeros años y costos de mantenimiento que se estiman serán del 1% anual del valor de la inversión durante toda la vida útil del proyecto. Las barras en color verde se refieren a los ingresos que tendrá cada año gracias al Net Metering. A partir de la Ecuación 2.52 se determina en VAN.

$$VAN = -Desembolso_0 + \frac{F_1}{(1+r)^1} + \frac{F_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

$$VAN = -0 + \frac{-2817,89}{(1+0,0582)^1} + \frac{-2817,89}{(1+0,0582)^2} + \frac{1018,15}{(1+0,0582)^3} + \dots + \frac{1018,15}{(1+0,0582)^{25}}$$

$$VAN = 6190,22 \text{ US\$}$$



Figura 3.6. Flujos de caja durante 25 años para el estrato A1. [Elaboración propia]

En base al análisis del VAN presentado en la Tabla 3.11, el cliente residencial del estrato A1 comenzará a tener ganancias a partir del año 10.

Tabla 3.11. Análisis del VAN para el estrato A1.

| Año | Ahorro anual (Ingresos) | Pago anual al Banco (Gastos) | Mantenimiento anual (Gastos) | Flujo de caja anual | VAN | |
|-----|-------------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------|----------|----------|
| | [US\$] | [US\$] | [US\$] | [US\$] | [US\$] | |
| 0 | 0,00 | | 0 | | | |
| 1 | 1077,86 | 3836,04 | 59,71 | -2817,89 | -2662,91 | -2662,91 |
| 2 | 1077,86 | 3836,04 | 59,71 | -2817,89 | -2516,45 | -5179,36 |
| 3 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 859,23 | -4320,14 |
| 4 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 811,97 | -3508,17 |
| 5 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 767,31 | -2740,86 |
| 6 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 725,11 | -2015,74 |
| 7 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 685,23 | -1330,51 |
| 8 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 647,54 | -682,97 |
| 9 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 611,93 | -71,04 |
| 10 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 578,27 | 507,23 |
| 11 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 546,47 | 1053,70 |
| 12 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 516,41 | 1570,11 |

| | | | | | | |
|----|---------|------|-------|---------|--------|---------|
| 13 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 488,01 | 2058,13 |
| 14 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 461,17 | 2519,30 |
| 15 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 435,81 | 2955,10 |
| 16 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 411,84 | 3366,94 |
| 17 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 389,19 | 3756,13 |
| 18 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 367,78 | 4123,91 |
| 19 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 347,55 | 4471,47 |
| 20 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 328,44 | 4799,91 |
| 21 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 310,38 | 5110,28 |
| 22 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 293,31 | 5403,59 |
| 23 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 277,17 | 5680,76 |
| 24 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 261,93 | 5942,69 |
| 25 | 1077,86 | 0,00 | 59,71 | 1018,15 | 247,52 | 6190,22 |

En la Tabla 3.12 se presenta el valor actual neto para cada estrato residencial en un periodo de 25 años. Se aprecia que el cliente estrato A comienza a obtener ganancias a partir del año 17, el B a partir del año 18, el C a partir del año 23 y el D no obtendrá ganancias durante el periodo de vida del sistema fotovoltaico.

Tabla 3.12. Valor Actual Neto para cada estrato residencial.

| | A1 | A | B | C | D |
|------------|------------|----------|----------|----------|----------|
| Año | VAN | | | | |
| 0 | | | | | |
| 1 | -1573,14 | -2083,02 | -1516,51 | -727,06 | -571,21 |
| 2 | -3059,75 | -4051,48 | -2949,60 | -1414,14 | -1111,01 |
| 3 | -2200,52 | -3647,60 | -2673,45 | -1301,77 | -1050,46 |
| 4 | -1388,55 | -3265,93 | -2412,48 | -1195,59 | -993,25 |
| 5 | -621,24 | -2905,25 | -2165,87 | -1095,25 | -939,18 |
| 6 | 103,87 | -2564,41 | -1932,81 | -1000,43 | -888,08 |
| 7 | 789,10 | -2242,31 | -1712,58 | -910,82 | -839,80 |
| 8 | 1436,64 | -1937,93 | -1504,46 | -826,14 | -794,17 |
| 9 | 2048,57 | -1650,29 | -1307,79 | -746,12 | -751,05 |
| 10 | 2626,85 | -1378,47 | -1121,93 | -670,50 | -710,30 |
| 11 | 3173,31 | -1121,60 | -946,29 | -599,04 | -671,79 |
| 12 | 3689,73 | -878,86 | -780,32 | -531,51 | -635,40 |
| 13 | 4177,74 | -649,47 | -623,47 | -467,69 | -601,01 |
| 14 | 4638,91 | -432,69 | -475,25 | -407,38 | -568,52 |
| 15 | 5074,72 | -227,84 | -335,18 | -350,39 | -537,81 |
| 16 | 5486,56 | -34,25 | -202,81 | -296,53 | -508,79 |
| 17 | 5875,74 | 148,69 | -77,73 | -245,64 | -481,36 |
| 18 | 6243,53 | 321,57 | 40,48 | -197,54 | -455,45 |
| 19 | 6591,08 | 484,94 | 152,18 | -152,09 | -430,96 |

| | | | | | |
|----|---------|---------|--------|---------|---------|
| 20 | 6919,52 | 639,32 | 257,74 | -109,14 | -407,81 |
| 21 | 7229,90 | 785,22 | 357,50 | -68,56 | -385,94 |
| 22 | 7523,20 | 923,09 | 451,77 | -30,20 | -365,28 |
| 23 | 7800,38 | 1053,37 | 540,85 | 6,04 | -345,74 |
| 24 | 8062,31 | 1176,49 | 625,03 | 40,30 | -327,29 |
| 25 | 8309,83 | 1292,84 | 704,59 | 72,67 | -309,85 |

3.14 Estimación de la cantidad de emisiones evitadas

Considerar energías limpias en este tipo de proyectos habitacionales generan un impacto positivo en el ambiente y en la factura del consumidor. El Operador Nacional de Electricidad (CENACE) estableció en su informe anual del 2018 el factor de emisión de consumo eléctrico en 0,530 kg de CO₂ por cada kWh [8]. En la Tabla 2.16 se estima la cantidad de emisiones de CO₂ evitadas por la instalación de microcentrales de generación fotovoltaica en cada estrato de estudio.

Para el caso del cliente del estrato A1 la estimación de la energía limpia que producirá a partir de su microcentral fotovoltaica es de 7.433,50 kWh al año.

$$\text{Kilogramos de CO}_2 \text{ no emitidos} = 7.433,50 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} \times 0,530 \text{ kg} \frac{\text{CO}_2}{\text{kWh}}$$

$$\text{Kilogramos de CO}_2 \text{ no emitidos} = 3.939,76 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{año}}$$

Tabla 3.13. Estimación de la cantidad de CO₂ evitado para cada estrato residencial.

| A1 | A | B | C | D |
|---|----------|----------|--------|--------|
| kilogramos de CO2 no emitidos al año | | | | |
| 3.939,76 | 2.626,51 | 1.838,55 | 787,95 | 525,30 |

3.15 Conclusiones

- La implementación de microcentrales fotovoltaicas en viviendas de unidades habitacionales contribuyen de manera significativa al medio ambiente, evitando la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera. La cantidad de emisiones de CO₂ evitadas depende en cada caso de la potencia nominal del sistema fotovoltaico y del consumo de energía eléctrica por tipo de cliente residencial.

- La temperatura promedio que tiene la Sierra es baja en comparación con la Costa o Amazonía, factor favorable para la implementación de sistemas fotovoltaicos ya que a menor temperatura el rendimiento del panel aumenta y consecuentemente el rendimiento global de la instalación fotovoltaica.
- La metodología propuesta para diseñar sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución determina el número óptimo de paneles que se deben conectar en la entrada del inversor manteniendo su eficiencia.
- El Net Metering a través de su mecanismo de promoción de generación renovable hace que los excedentes de energía que se obtienen en base al sistema fotovoltaico durante el día compensen las horas en donde no hay producción o radiación solar, los resultados del neteo se reflejan en la reducción del valor de la energía facturada mensualmente.
- El análisis del valor actual neto demostró que la factibilidad para la instalación de microcentrales fotovoltaicas depende del consumo que tenga el abonado, los estratos de mayor consumo tienen mayor opción de implementar este tipo de proyectos en sus viviendas.

3.16 Recomendaciones

- Los créditos otorgados por las entidades bancarias para proyectos fotovoltaicos residenciales deberían tener tasas de interés más bajas y plazos más largos promoviendo así la generación fotovoltaica.
- Se recomienda utilizar paneles que tengan garantía de producto mínima de 12 años e inversores con garantía de 5 años, a su vez se debe tener en cuenta que sean de marcas reconocidas y que lleven un tiempo considerable en el mercado.
- Actualmente los fabricantes de paneles fotovoltaicos presentan garantías de rendimiento de potencia para un periodo de 25 años, por ende, se recomienda analizar el valor actual neto durante este tiempo.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] «Constitución de la República del Ecuador,» Ecuador , 2021.
- [2] «Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica,» Ecuador , 2015.
- [3] «Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica,» Ecuador , 2019.
- [4] ARCERNNR, «REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/21,» Ecuador , 2021.
- [5] ARCONEL, «Regulación Nro. ARCONEL-003/18,» Ecuador , 2018.
- [6] Escuela Politécnica Nacional, «Mapa Solar del Ecuador 2019,» Ecuador.
- [7] «energyeducation-Enciclopedia_de_Energia,» [En línea]. Available: https://energyeducation.ca/Enciclopedia_de_Energia/index.php/C%C3%A9lula_fotovoltaica.
- [8] J. Iza, «Diseño de una Central Fotovoltaica para Abastecimiento de Energía Eléctrica del Campus de la Escuela Politécnica Nacional, Escuela Politécnica Nacional,» Quito, Ecuador , 2020.
- [9] G. Salazar Pérez, «Análisis Técnico y Económico de la Implementación Net Metering para Diferentes Tipos de Consumidores de Electricidad en el Ecuador, Escuela Politécnica Nacional,» Quito, Ecuador, 2020.
- [10] K. Itaz, «Estudio de Factibilidad de un Sistema de Generación Fotovoltaico para Brindar Servicio al Edificio Sede de la Organización Latinoamericana de Energía, Escuela Politécnica Nacional,» Quito, Ecuador , 2017.
- [11] «solarcom,» [En línea]. Available: <https://solarcom.io/>.
- [12] «Autosolar,» [En línea]. Available: <https://autosolar.es/inversores/growatt>.
- [13] Humpire David, «Análisis Comparativo de los Mecanismos Net Metering y Net Billing para Generación Distribuida Fotovoltaica Residencial en el Mercado Eléctrico Peruano,» Perú, 2017.
- [14] «sunwise,» [En línea]. Available: <https://blog.sunwise.io/que-es-net-metering-y-como-funciona/>.
- [15] G. Hernández Rodolfo, «Análisis de Factibilidad para la Instalación de un Sistema de Energía Limpia Mediante Celdas Fotovoltaicas para la Alimentación Eléctrica del Edificio 4 en el ITSLV, CIATEQ,» Villahermosa, Tabasco, 2017.
- [16] «National Renewable Energy Laboratory,» [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/>.
- [17] W. J. Codena Villegas, «Estudio para el Suministro de Energía Eléctrica Mediante un Sistema

- Fotovoltaico para el Mercado San Roque, Escuela Politécnica Nacional,» Quito, Marzo, 2021.
- [18] Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, IDAE, «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red,» Madrid, Julio, 2011.
- [19] S. D. Iordan, «Análisis comparativo de Plantas Solares Fotovoltaicas Conectadas a la Red, Universitat Rovira i Virgili,» Cataluña, España, Junio, 2008.
- [20] Zuluaga. C, Berrío H., «Smart Grid y la Energía Solar Fotovoltaica para la Generación Distribuida: Una Revisión en el Contexto Energético Mundial,» Ingeniería y Desarrollo, Medellín, Colombia, 2014.
- [21] Prabodh Bajpai, Dinesh Varma Tekumalla, "Design, Analysis, and Applications of Renewable Energy Systems", India, 2021.
- [22] I. Orozco, «Diseño de un sistema de microgeneración conectado a la red para una vivienda unifamiliar utilizando paneles termo fotovoltaicos para la producción simultánea de energía eléctrica y agua caliente sanitaria en el sector del valle de los chillos,» Quito, Septiembre 2021.
- [23] M. Andrade Marín, «Estudio para la implementación de generación fotovoltaica para autoabastecimiento en la empresa industrial "Tornasol", E.P.N,» Quito, Julio, 2021.
- [24] Jorge A. Ladrón de Guevara, «Diseño y Cálculo de una Instalación Fotovoltaica Aislada, Universidad Politécnica de Madrid,» Madrid-España.
- [25] G. Chicaiza, H. Pérez, «Evaluación y rediseño de instalaciones eléctricas del campus de la Universidad Central del Ecuador considerando criterios de eficiencia energética y generación fotovoltaica para autoabastecimiento,» Quito, Junio, 2020.
- [26] NEC, «NFPA 70, National Electrical Code (NEC),» 2020.
- [27] «heliostategiaecuador,» [En línea]. Available: <https://heliostategiaecuador.com/estructuras/>.
- [28] Empresa Eléctrica Quito S.A., «Normas Para Sistemas de Distribución Parte A, Guía para el Diseño de Redes para Distribución, Revisión 07,» Quito, Ecuador , 2021.

5 ANEXOS

ANEXO I. Ficha técnica del panel fotovoltaico Solarcom SM Series utilizado para todos los estratos.

ANEXO II. Ficha técnica de cada inversor Growatt utilizado para cada estrato residencial.

ANEXO III. Tabla de calibres de conductores de cobre Solar Fotovoltaico (PV WIRE) de la empresa Electrocables. Tabla de factores de corrección por temperatura ambiente.

Tabla de factores de corrección para más de tres conductores por tramo. Tabla del tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra.

ANEXO IV. Ficha técnica del termo magnético e interruptor diferencial.

ANEXO V. Presupuesto referencial para el estrato A, B, C y D.

ANEXO VI. Tabla de amortización del microcrédito para cada el cliente residencial estrato A1 emitida por el Banco Pichincha.

ANEXO VII. Análisis del Valor Actual Neto para el cliente residencial estrato A, B, C y D.

ANEXO VIII. Kit ESDEC CLICKFIT EVO de la empresa Helios Strategia Ecuador.

ANEXO IX. Diagrama de flujo de la metodología de diseño.

ANEXO I

Solarcom SM Series

Monocrystalline Silicon Module

| ELECTRICAL PROPERTIES STC* | 360 | 365 | 370 | 375 | 380 |
|---------------------------------|---------------|-------|-------|-------|-------|
| Peak Power (Pmax W) | 360 | 365 | 370 | 375 | 380 |
| MPP Voltage (Vmp V) | 39.9 | 40.3 | 40.6 | 40.9 | 41.2 |
| MPP Current (Imp A) | 9.03 | 9.07 | 9.11 | 9.17 | 9.22 |
| Open Circuit Voltage (Voc V) | 47.8 | 48.1 | 48.4 | 48.7 | 49 |
| Short Circuit Current (Isc A) | 9.61 | 9.66 | 9.71 | 9.77 | 9.82 |
| Module Efficiency (%) | 18.55 | 18.81 | 19.07 | 19.33 | 19.58 |
| Power Tolerance | 0+5W | | | | |
| Operating Temperature | -40°C – +85°C | | | | |
| Maximum System Voltage | 1500V (IEC) | | | | |
| Maximum Series Fuse Rating | 15A | | | | |
| Fire Safety | Class C | | | | |

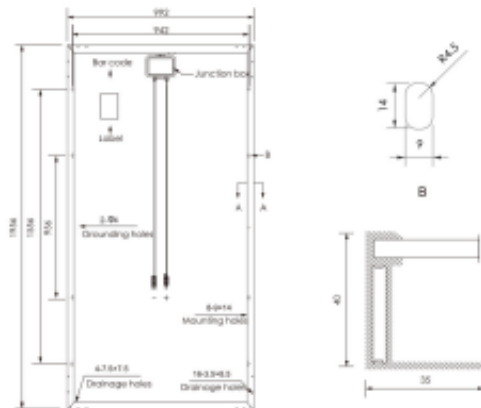
*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM 1.5

| ELECTRICAL PROPERTIES NOCT* | 267 | 271 | 274 | 278 | 281 |
|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Peak Power (Pmax W) | 267 | 271 | 274 | 278 | 281 |
| MPP Voltage (Vmp V) | 36.40 | 36.70 | 37.00 | 37.30 | 37.60 |
| MPP Current (Imp A) | 7.33 | 7.38 | 7.43 | 7.48 | 7.53 |
| Open Circuit Voltage (Voc V) | 44.20 | 44.40 | 44.60 | 44.80 | 45.00 |
| Short Circuit Current (Isc A) | 7.79 | 7.84 | 7.89 | 7.94 | 7.99 |

*NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s

| MECHANICAL PROPERTIES | |
|-----------------------|-------------------------------|
| Cell Type | Mono Cell (156.75 x 156.75mm) |
| Number of Cells | 6 x 12 (72pcs) |
| Dimension | 1956x992x40mm |
| Weight | 23.0kg |
| Front/Rear Glass | 3.2mm Tempered Glass |
| Frame | Anodized Aluminium Alloy |
| Junction Box | IP67, 3 Diodes |
| Cable Type | 4.0 mm ² |
| Length of Cable | 1200mm |
| Connector | MC4 Compatible |

ENGINEERING DRAWING (unit: mm)

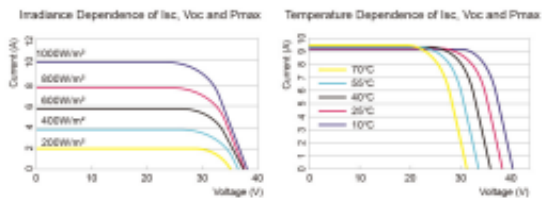


| TEMPERATURE COEFFICIENT | |
|--------------------------------|------------|
| Temp. Coeff. Of Pmax (TK Pmax) | -0.390%/°C |
| Temp. Coeff. Of Voc (TK Voc) | -0.300%/°C |
| Temp. Coeff. Of Isc (TK Isc) | 0.05%/°C |
| NOCT | 45±2°C |

| PACKING MANNER | | |
|------------------|------|------|
| Packing Type | 20GQ | 40HQ |
| Pieces/Pallet | 26 | 26 |
| Pallet/Container | 10 | 24 |
| Pieces/Container | 260 | 624 |

* The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Solarcom reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

I-V CURVES



www.solarcom.io
AUSTIN, TEXAS
U.S.A.



ANEXO II

| Datasheet | MIC 750TL-X | MIC 1000TL-X | MIC 1500TL-X | MIC 2000TL-X | MIC 2500TL-X | MIC 3000TL-X | MIC 3300TL-X |
|--|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Input data (DC) | | | | | | | |
| Max. recommended PV power (for module STC) | 1050W | 1400W | 2100W | 2600W | 2800W | 3500W | 4290W |
| Max. DC voltage | 500V | 500V | 500V | 500V | 550V | 550V | 550V |
| Start voltage | 50V | 50V | 50V | 50V | 60V | 60V | 60V |
| Nominal voltage | 120V | 180V | 250V | 360V | 360V | 360V | 360V |
| MPP voltage range | 50V-500V | 50V-500V | 50V-500V | 50V-500V | 65V-550V | 65V-550V | 65V-550V |
| No. of MPP trackers | 1 | | | | | | |
| No. of PV strings per MPP tracker | 1 | | | | | | |
| Max. input current per MPP tracker | 13A | | | | | | |
| Max. short-circuit current per MPP tracker | 16A | | | | | | |
| Output data (AC) | | | | | | | |
| AC nominal power | 750W | 1000W | 1500W | 2000W | 2500W | 3000W | 3300W |
| Max. AC apparent power | 750VA | 1000VA | 1500VA | 2000VA | 2500VA | 3000VA | 3300VA |
| Nominal AC voltage (range*) | 230V (180-280V) | | | | | | |
| AC grid frequency (range**) | 50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz) | | | | | | |
| Max. output current | 3.6A | 3.8A | 7.1A | 9.5A | 11.9A | 14.3A | 14.3A |
| Adjustable power factor | 0.8leading...0.8lagging | | | | | | |
| THD | <3% | | | | | | |
| AC grid connection type | Single phase | | | | | | |
| Efficiency | | | | | | | |
| Max. efficiency | 97.6% | 97.6% | 97.6% | 97.6% | 97.6% | 97.6% | 97.6% |
| European efficiency | 96.5% | 96.5% | 97.0% | 97.0% | 97.0% | 97.1% | 97.1% |
| MPP efficiency | 99.9% | | | | | | |
| Protection devices | | | | | | | |
| DC reverse polarity protection | yes | | | | | | |
| DC switch | yes | | | | | | |
| AC/DC surge protection | Type II / Type II | | | | | | |
| Insulation resistance monitoring | yes | | | | | | |
| AC short-circuit protection | yes | | | | | | |
| Ground fault monitoring | yes | | | | | | |
| Grid monitoring | yes | | | | | | |
| Anti-islanding protection | yes | | | | | | |
| Residual-current monitoring unit | yes | | | | | | |
| AFCI protection | Optional | | | | | | |
| General data | | | | | | | |
| Dimensions (W / H / D) | 274/254/138mm | | | | | | |
| Weight | 6kg | 6kg | 6kg | 6kg | 6.2kg | 6.2kg | 6.2kg |
| Operating temperature range | -25°C ... +60°C | | | | | | |
| Noise emission (typical) | ≤25 dB(A) | | | | | | |
| Nighttime power consumption | < 0.5W | | | | | | |
| Topology | Transformerless | | | | | | |
| Cooling | Natural convection | | | | | | |
| Protection degree | IP65 | | | | | | |
| Relative humidity | 0-100% | | | | | | |
| Altitude | 8000m | | | | | | |
| DC connection | M4/MC4(Optional) | | | | | | |
| AC connection | Connector | | | | | | |
| Display | OLED+LED/WIFI+APP | | | | | | |
| Interfaces: RS485 / USB/Wi-Fi / GPRS / RF/LAN | Yes/Yes/Optional/Optional/Optional/Optional | | | | | | |
| Warranty: 5 years / 10 years | Yes /Optional | | | | | | |
| CE, AS4777, AS/NZS 3100, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1, UTE C 15-712-1, EN50549, IEC 60068, IEC 61683, IEC 62116, IEC 61727, INMETRO, G98, C10VC11, UNE217001, UNE206007, PO12.2 | | | | | | | |

| Datasheet | MOD 3000TL3-X | MOD 4000TL3-X | MOD 5000TL3-X | MOD 6000TL3-X | MOD 7000TL3-X | MOD 8000TL3-X | MOD 9000TL3-X |
|---|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Input data (DC) | | | | | | | |
| Max. recommended PV power (for module SIC) | 4500W | 6000W | 7500W | 9000W | 10500W | 12000W | 13500W |
| Max. DC voltage | 1100V | | | | | | |
| Start voltage | 200V | | | | | | |
| Nominal voltage | 580V | | | | | | |
| MPP1 voltage range | 140V-1000V | | | | | | |
| No. of MPP trackers | 2 | | | | | | |
| No. of PV strings per MPP tracker | 1 | | | | | | |
| Max. input current per MPP tracker | 13A | | | | | | |
| Max. short-circuit current per MPP tracker | 16A | | | | | | |
| Output data (AC) | | | | | | | |
| AC nominal power | 3000W | 4000W | 5000W | 6000W | 7000W | 8000W | 9000W |
| Max. AC apparent power | 3300VA | 4400VA | 5500VA | 6600VA | 7700VA | 8800VA | 9900VA |
| Nominal AC voltage (range*) | 220V/380V, 230V/400V (340-640V) | | | | | | |
| AC grid frequency (range*) | 50/60 Hz (45-55 Hz/55-65 Hz) | | | | | | |
| Max. output current | 5.0A | 6.7A | 8.3A | 10.0A | 11.7A | 13.3A | 15.0A |
| Adjustable power factor | 0.8leading...0.8lagging | | | | | | |
| THDi | <3% | | | | | | |
| AC grid connection type | 3Ø+N+PE | | | | | | |
| Efficiency | | | | | | | |
| MAX. efficiency | 98.3% | 98.3% | 98.3% | 98.3% | 98.6% | 98.6% | 98.6% |
| European efficiency | 97.5% | 97.5% | 97.5% | 97.5% | 98.1% | 98.1% | 98.1% |
| MPP1 efficiency | 99.9% | | | | | | |
| Protection devices | | | | | | | |
| DC reverse polarity protection | Yes | | | | | | |
| DC Switch | Yes | | | | | | |
| AC/DC surge protection | Type II / Type II | | | | | | |
| Insulation resistance monitoring | Yes | | | | | | |
| AC short-circuit protection | Yes | | | | | | |
| Ground fault monitoring | Yes | | | | | | |
| Grid monitoring | Yes | | | | | | |
| Anti-islanding protection | Yes | | | | | | |
| Residual-current monitoring unit | Yes | | | | | | |
| String fault monitoring | Yes | | | | | | |
| AFI protection | Optional | | | | | | |
| General data | | | | | | | |
| Dimensions (W / H / D) | 425/387/147mm | 425/387/147mm | 425/387/147mm | 425/387/147mm | 425/387/178mm | 425/387/178mm | 425/387/178mm |
| Weight | 12.5kg | 12.5kg | 12.5kg | 12.5kg | 14kg | 14kg | 14kg |
| Operating temperature range | -25°C ... +50°C | | | | | | |
| Nighttime power consumption | < 1W | | | | | | |
| Topology | Transformerless | | | | | | |
| Cooling | Natural convection | | | | | | |
| Protection degree | IP66 | | | | | | |
| Relative humidity | 0-100% | | | | | | |
| Altitude | 4000m | | | | | | |
| DC connection | MMC4[Optional] | | | | | | |
| AC connection | Connector | | | | | | |
| Display | OLED+LED/WIFI+APP | | | | | | |
| Interfaces: USB/RS485/WIFI/GPRS/LAN/RF | yes/yes/Optional/Optional/Optional/Optional | | | | | | |
| Warranty: 5 / 10 years | Yes/Optional | | | | | | |
| CE, VDE0126, Greece, EN50649, C10/C11, UTE C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CE0-21, N4105, TOR Essuger G98/G99, G100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO12.2 | | | | | | | |

ANEXO III

CONDUCTORES DE COBRE

SOLAR FOTOVOLTAICO (PV WIRE)

Conductor de cobre para 1 / 2 kV apto para ser enterrado directamente. Aislado con polietileno reticulado (XLPE), resistente a la humedad, calor elevado y luz solar.

1 / 2 kV tipo PV WIRE

| CONDUCTOR | | | Espesor de Aislamiento (mm) | Diámetro Externo Apróx. (mm) | Masa total Apróx. (kg / km) | * Capacidad de Corriente (A) |
|---------------------------------------|--|-----------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| CALIBRE (AWG o kcmil) | Sección Transversal (mm ²) | No. Hilos | | | | |
| FORMACIÓN CABLEADO CONCÉNTRICO | | | | | | |
| 14 | 2.08 | 7 | 1.905 | 5.87 | 43.97 | 25 |
| 12 | 3.31 | 7 | 1.905 | 6.15 | 58.27 | 30 |
| 10 | 5.261 | 7 | 1.905 | 6.75 | 80.48 | 40 |
| 8 | 8.367 | 7 | 2.159 | 8.02 | 120.34 | 55 |
| FORMACIÓN UNILAY | | | | | | |
| 14 | 2.08 | 19 | 1.905 | 5.61 | 42.83 | 25 |
| 12 | 3.31 | 19 | 1.905 | 6.11 | 57.46 | 30 |
| 10 | 5.261 | 19 | 1.905 | 6.67 | 77.76 | 40 |
| 8 | 8.367 | 19 | 2.159 | 7.93 | 118.99 | 55 |
| 6 | 13.3 | 19 | 2.159 | 8.88 | 170.80 | 75 |
| 4 | 21.15 | 19 | 2.159 | 10.07 | 252.38 | 95 |
| 2 | 33.62 | 19 | 2.159 | 11.59 | 379.71 | 130 |
| 1 | 42.4 | 19 | 2.667 | 13.47 | 486.25 | 150 |
| 1/0 | 53.49 | 19 | 2.667 | 14.48 | 598.51 | 170 |
| 2/0 | 67.44 | 19 | 2.667 | 15.61 | 737.06 | 195 |
| 3/0 | 85.02 | 19 | 2.667 | 16.93 | 918.37 | 225 |
| 4/0 | 107.2 | 19 | 2.667 | 18.29 | 1124.67 | 260 |
| FORMACIÓN CABLEADO CONCÉNTRICO | | | | | | |
| 250 | 126.7 | 37 | 3.048 | 20.73 | 1354.38 | 290 |
| 300 | 152 | 37 | 3.048 | 22.13 | 1603.92 | 320 |
| 350 | 177 | 37 | 3.048 | 23.39 | 1848.34 | 350 |
| 400 | 203 | 37 | 3.048 | 24.58 | 2094.13 | 380 |
| 500 | 253 | 37 | 3.048 | 26.75 | 2573.41 | 430 |
| 600 | 304 | 61 | 3.429 | 29.54 | 3126.97 | 475 |
| 750 | 380 | 61 | 3.429 | 32.24 | 3856.42 | 535 |
| 1000 | 507 | 61 | 3.429 | 36.20 | 5092.29 | 615 |

* Capacidad de corriente, para no más de 3 conductores en ducto, cable o tierra (directamente enterrados), para temperatura ambiente de 30 °C. Ref NEC (Tabla 310.16).



MATRIZ: PARQUE INDUSTRIAL "EL SAUCE", KM. 11 1/2 VÍA DAULÉ, QUAYAGÜIL - ECUADOR
TELÉFONOS: QUAYAGÜIL: (593) 4 370 5460 - QUITO: (593) 2 282 9111

www.electrocable.com

Factores de corrección de temperatura ambiente basados en 30°C. (NEC / NFPA 70 año 2020 capítulo 690.8)

| Temperatura Ambiente °C | Temperatura nominal del conductor | | |
|-------------------------|-----------------------------------|------|------|
| | 60 °C | 75°C | 90°C |
| ≤ 10 | 1.29 | 1.2 | 1.15 |
| 11-15 | 1.22 | 1.15 | 1.12 |
| 16-20 | 1.15 | 1.11 | 1.08 |
| 21-25 | 1.08 | 1.05 | 1.04 |
| 26-30 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| 31-35 | 0.91 | 0.94 | 0.96 |
| 36-40 | 0.82 | 0.88 | 0.91 |
| 41-45 | 0.71 | 0.82 | 0.87 |
| 46-50 | 0.58 | 0.75 | 0.82 |
| 51-55 | 0.41 | 0.67 | 0.76 |
| 56-60 | - | 0.58 | 0.71 |
| 61-65 | - | 0.47 | 0.65 |
| 66-70 | - | 0.33 | 0.58 |
| 71-75 | - | - | 0.50 |
| 76-80 | - | - | 0.41 |
| 81-85 | - | - | 0.29 |

Factores de ajuste para más de 3 conductores que lleven corriente. (NEC / NFPA 70 año 2020 capítulo 690.8)

| Número de conductores | Valor en % |
|-----------------------|------------|
| 4-6 | 80 |
| 7-9 | 70 |
| 10-20 | 50 |
| 21-30 | 45 |
| 31-40 | 40 |
| ≥ 40 | 35 |

Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalización y equipamiento. (NEC/NFPA año 2020 250.122)

| Capacidad del dispositivo de protección contra sobre corriente (A) | Tamaño (AWG o kcmil) | |
|--|----------------------|--|
| | Cobre | Aluminio o aluminio revestido de cobre |
| 15 | 14 | 12 |
| 20 | 12 | 10 |
| 60 | 10 | 8 |
| 100 | 8 | 6 |
| 200 | 6 | 4 |
| 300 | 4 | 2 |
| 400 | 3 | 1 |
| 500 | 2 | 1/0 |
| 600 | 1 | 2/0 |
| 800 | 1/0 | 3/0 |
| 1000 | 2/0 | 4/0 |
| 1200 | 3/0 | 250 |
| 1600 | 4/0 | 350 |
| 2000 | 250 | 400 |
| 2500 | 350 | 600 |
| 3000 | 400 | 600 |
| 4000 | 500 | 750 |
| 5000 | 700 | 1250 |
| 6000 | 800 | 1250 |

ANEXO IV

Ficha técnica del producto

Especificaciones



Interruptor Termomagnético iC60N Acti9 3P 16A Curva C 6KA/10KA

A9F74316

Certificado : DC-E-S26-042.6 - IRAM

Principal

| | |
|--|---|
| Aplicación del dispositivo | Distribución |
| Distancia | Acti 9 |
| Nombre del producto | Acti 9 iC60 RCBO |
| Tipo de producto o componente | Disyuntor en miniatura |
| Modelo de dispositivo | iC60N |
| Número de polos | 3P |
| Número de polos protegidos | 3 |
| Corriente nominal | 16 A |
| Tipo de red | CC CA |
| Tipo de unidad de control | Térmico-magnético |
| Código de curva de disparo I _{ns} | C |
| Poder de corte | 6000 A Icn a 400 V CA 50/60 Hz conforme a EN / IEC 60898-1 36 kA Icu a 12...60 V CA 50/60 Hz conforme a Icu 10 kA Icu a 380...415 V CA 50/60 Hz conforme a Icu 20 kA Icu a 220...240 V CA 50/60 Hz conforme a Icu 6 kA Icu a 440 V CA 50/60 Hz conforme a Icu 36 kA Icu a 100 ... 133 V CA 50/60 Hz conforme a Icu 10 kA Icu a <= 180 V CC conforme a Icu |
| Categoría de utilización | A conforme a HB1 A conforme a En> 50 A |
| Idoneidad para el seccionamiento | Si conforme a EN 60898-1 Si conforme a HB1 Si conforme a IEC 60898-1 Si conforme a En> 50 A |
| Normas | EN 60898-1 IEC 60898-1 En> 50 A HB1 |

F200 Clase B desde 16 a 63 A

| Número de polos | Clase | Sensibilidad I _{Δn} [mA] | Intensidad nominal In [A] | |
|-----------------|-------|-----------------------------------|---------------------------|----|
| 4 | B | 30 | 25 | |
| | | | 40 | |
| | | | 63 | |
| | | 300 | 25 | |
| | | | 40 | |
| | | | 63 | |
| | 300 S | 40 | | |
| | | 63 | | |
| | | 63 | | |
| | 500 | B | 30 | 40 |
| | | | | 63 |
| | | | | 63 |
| 500 S | B | 30 | 40 | |
| | | | 63 | |
| | | | 63 | |



F204 B

ANEXO V

Estrato A

| Elemento | Unidad | Precio Unitario | Cantidad | Total |
|---------------------------------------|--------|-----------------|----------|--------------------|
| Inversor Growatt 4kW | U | \$ 1.180,00 | 1 | \$ 960,00 |
| Panel Solarcom 380 Wp | U | \$ 240,00 | 10 | \$ 2.400,00 |
| Estructura soporte | U | \$ 54,88 | 10 | \$ 548,80 |
| Cable PV Wire 14 AWG | m | \$ 0,40 | 60 | \$ 24,00 |
| Cable PV Wire 12 AWG | m | \$ 0,44 | 10 | \$ 4,40 |
| Termomagnético Schneider Electric 16A | U | \$ 18,18 | 1 | \$ 18,18 |
| Interruptor diferencial ABB 25A | U | \$ 20,90 | 1 | \$ 20,90 |
| Mano de obra | U | \$ 200,00 | 1 | \$ 200,00 |
| Total | | | | \$ 4.176,28 |

Estrato B

| Elemento | Unidad | Precio Unitario | Cantidad | Total |
|---------------------------------|--------|-----------------|----------|--------------------|
| Inversor Growatt 3kW | U | \$ 1.180,00 | 1 | \$ 737,56 |
| Panel Solarcom 380 Wp | U | \$ 240,00 | 7 | \$ 1.680,00 |
| Estructura soporte | U | \$ 54,88 | 7 | \$ 384,16 |
| Cable PV Wire 14 AWG | m | \$ 0,40 | 40 | \$ 16,00 |
| Cable PV Wire 12 AWG | m | \$ 0,44 | 10 | \$ 4,40 |
| Termomagnético ABB 25A | U | \$ 20,00 | 1 | \$ 20,00 |
| Interruptor diferencial ABB 32A | U | \$ 25,00 | 1 | \$ 25,00 |
| Mano de obra | U | \$ 140,00 | 1 | \$ 140,00 |
| Total | | | | \$ 3.007,12 |

Estrato C

| Elemento | Unidad | Precio Unitario | Cantidad | Total |
|---------------------------------------|--------|-----------------|----------|--------------------|
| Inversor Growatt 1,5kW | U | \$ 1.180,00 | 1 | \$ 400,00 |
| Panel Solarcom 380 Wp | U | \$ 240,00 | 3 | \$ 720,00 |
| Estructura soporte | U | \$ 54,88 | 3 | \$ 164,64 |
| Cable PV Wire 14 AWG | m | \$ 0,40 | 40 | \$ 16,00 |
| Cable PV Wire 12 AWG | m | \$ 0,44 | 10 | \$ 4,40 |
| Termomagnético Schneider Electric 16A | U | \$ 18,18 | 1 | \$ 18,18 |
| Interruptor diferencial ABB 25A | U | \$ 20,90 | 1 | \$ 20,90 |
| Mano de obra | U | \$ 60,00 | 1 | \$ 60,00 |
| Total | | | | \$ 1.404,12 |

Estrato D

| Elemento | Unidad | Precio Unitario | Cantidad | Total |
|---------------------------------------|--------|-----------------|----------|--------------------|
| Inversor Growatt 1kW | U | \$ 1.180,00 | 1 | \$ 362,60 |
| Panel Solarcom 380 Wp | U | \$ 240,00 | 2 | \$ 480,00 |
| Estructura soporte | U | \$ 54,88 | 2 | \$ 109,76 |
| Cable PV Wire 14 AWG | m | \$ 0,40 | 40 | \$ 16,00 |
| Cable PV Wire 12 AWG | m | \$ 0,44 | 10 | \$ 4,40 |
| Termomagnético Schneider Electric 16A | U | \$ 18,18 | 1 | \$ 18,80 |
| Interruptor diferencial ABB 25A | U | \$ 20,90 | 1 | \$ 20,90 |
| Mano de obra | U | \$ 40,00 | 1 | \$ 40,00 |
| Total | | | | \$ 1.052,46 |

ANEXO VI



Cuentas Tarjetas Préstamos Inversiones Servicios

Condiciones y costo total del crédito

Fecha: 15/07/2022 Producto: Minorista
 Plazo (meses): 24 Frecuencia de pago: Mensual
 Tasa interés nominal: 25.33% Tipo de tasa: Fijo
 Tipo de sistema de amortización: Francés Tasa contribución Solca: 0,5 %
 Valor bien/vehículo: N/A

| Datos financiamiento | Valores | Periodicidad | Explicación |
|------------------------|---------|--------------|----------------------------------|
| Monto solicitado (USD) | 5971 | | Valor solicitado por el cliente. |

Tabla de amortización

| Cuota | Fecha de pago | Capital | Interés | Seguro desg. | Seguro incendio/vehículo | Valor cuota | Saldo |
|-------|---------------|---------|---------|--------------|--------------------------|-------------|---------|
| 0 | 15-jul-2022 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 5971.0 |
| 1 | 15-ago-2022 | 193.63 | 126.04 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 5777.37 |
| 2 | 15-sep-2022 | 197.72 | 121.95 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 5579.65 |
| 3 | 15-oct-2022 | 201.89 | 117.78 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 5377.76 |
| 4 | 15-nov-2022 | 206.15 | 113.52 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 5171.61 |
| 5 | 15-dic-2022 | 210.51 | 109.16 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 4961.1 |
| 6 | 15-ene-2023 | 214.95 | 104.72 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 4746.15 |
| 7 | 15-feb-2023 | 219.49 | 100.18 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 4526.66 |
| 8 | 15-mar-2023 | 224.12 | 95.55 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 4302.54 |
| 9 | 15-abr-2023 | 228.85 | 90.82 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 4073.69 |
| 10 | 15-may-2023 | 233.68 | 85.99 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 3840.01 |
| 11 | 15-jun-2023 | 238.61 | 81.06 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 3601.4 |
| 12 | 15-jul-2023 | 243.65 | 76.02 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 3357.75 |
| 13 | 15-ago-2023 | 248.79 | 70.88 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 3108.96 |
| 14 | 15-sep-2023 | 254.05 | 65.62 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 2854.91 |
| 15 | 15-oct-2023 | 259.41 | 60.26 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 2595.5 |
| 16 | 15-nov-2023 | 264.88 | 54.79 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 2330.62 |
| 17 | 15-dic-2023 | 270.47 | 49.2 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 2060.15 |
| 18 | 15-ene-2024 | 276.18 | 43.49 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 1783.97 |
| 19 | 15-feb-2024 | 282.01 | 37.66 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 1501.96 |
| 20 | 15-mar-2024 | 287.97 | 31.7 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 1213.99 |
| 21 | 15-abr-2024 | 294.04 | 25.63 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 919.95 |
| 22 | 15-may-2024 | 300.25 | 19.42 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 619.7 |
| 23 | 15-jun-2024 | 306.59 | 13.08 | 0.0 | 0.0 | 319.67 | 313.11 |
| 24 | 15-jul-2024 | 313.11 | 6.61 | 0.0 | 0.0 | 319.72 | 0.0 |

ANEXO VII

Estrato A

| Año | Ahorro anual (Ingresos) | Pago anual al Banco (Gastos) | Mantenimiento anual (Gastos) | Flujo de caja anual | VAN | |
|-----|-------------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------|----------|----------|
| | USD | USD | USD | USD | USD | |
| 0 | 0,00 | | 0 | | | |
| 1 | 520,35 | 2682,84 | 41,76 | -2204,25 | -2083,02 | -2083,02 |
| 2 | 520,35 | 2682,84 | 41,76 | -2204,25 | -1968,46 | -4051,48 |
| 3 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 403,88 | -3647,60 |
| 4 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 381,67 | -3265,93 |
| 5 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 360,68 | -2905,25 |
| 6 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 340,84 | -2564,41 |
| 7 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 322,10 | -2242,31 |
| 8 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 304,38 | -1937,93 |
| 9 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 287,64 | -1650,29 |
| 10 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 271,82 | -1378,47 |
| 11 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 256,87 | -1121,60 |
| 12 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 242,74 | -878,86 |
| 13 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 229,39 | -649,47 |
| 14 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 216,78 | -432,69 |
| 15 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 204,85 | -227,84 |
| 16 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 193,59 | -34,25 |
| 17 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 182,94 | 148,69 |
| 18 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 172,88 | 321,57 |
| 19 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 163,37 | 484,94 |
| 20 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 154,38 | 639,32 |
| 21 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 145,89 | 785,22 |
| 22 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 137,87 | 923,09 |
| 23 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 130,29 | 1053,37 |
| 24 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 123,12 | 1176,49 |
| 25 | 520,35 | 0,00 | 41,76 | 478,59 | 116,35 | 1292,84 |

Estrato B

| Año | Ahorro anual (Ingresos) | Pago anual al Banco (Gastos) | Mantenimiento anual (Gastos) | Flujo de caja anual | VAN | |
|-----|-------------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------|----------|----------|
| | USD | USD | USD | USD | USD | |
| 0 | 0,00 | | 0 | | | |
| 1 | 357,30 | 1932,00 | 30,07 | -1604,77 | -1516,51 | -1516,51 |
| 2 | 357,30 | 1932,00 | 30,07 | -1604,77 | -1433,10 | -2949,60 |
| 3 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 276,16 | -2673,45 |
| 4 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 260,97 | -2412,48 |
| 5 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 246,61 | -2165,87 |
| 6 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 233,05 | -1932,81 |
| 7 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 220,23 | -1712,58 |
| 8 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 208,12 | -1504,46 |
| 9 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 196,67 | -1307,79 |
| 10 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 185,86 | -1121,93 |
| 11 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 175,64 | -946,29 |
| 12 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 165,98 | -780,32 |
| 13 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 156,85 | -623,47 |
| 14 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 148,22 | -475,25 |
| 15 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 140,07 | -335,18 |
| 16 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 132,37 | -202,81 |
| 17 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 125,09 | -77,73 |
| 18 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 118,21 | 40,48 |
| 19 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 111,70 | 152,18 |
| 20 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 105,56 | 257,74 |
| 21 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 99,76 | 357,50 |
| 22 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 94,27 | 451,77 |
| 23 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 89,08 | 540,85 |
| 24 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 84,18 | 625,03 |
| 25 | 357,30 | 0,00 | 30,07 | 327,23 | 79,55 | 704,59 |

Estrato C

| Año | Ahorro anual (Ingresos) | Pago anual al Banco (Gastos) | Mantenimiento anual (Gastos) | Flujo de caja anual | VAN | |
|-----|-------------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------|---------|----------|
| | USD | USD | USD | USD | USD | |
| 0 | 0,00 | | 0 | | | |
| 1 | 147,18 | 902,52 | 14,04 | -769,38 | -727,06 | -727,06 |
| 2 | 147,18 | 902,52 | 14,04 | -769,38 | -687,07 | -1414,14 |
| 3 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 112,36 | -1301,77 |
| 4 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 106,18 | -1195,59 |
| 5 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 100,34 | -1095,25 |
| 6 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 94,82 | -1000,43 |
| 7 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 89,61 | -910,82 |
| 8 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 84,68 | -826,14 |
| 9 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 80,02 | -746,12 |
| 10 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 75,62 | -670,50 |
| 11 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 71,46 | -599,04 |
| 12 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 67,53 | -531,51 |
| 13 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 63,82 | -467,69 |
| 14 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 60,31 | -407,38 |
| 15 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 56,99 | -350,39 |
| 16 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 53,86 | -296,53 |
| 17 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 50,89 | -245,64 |
| 18 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 48,09 | -197,54 |
| 19 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 45,45 | -152,09 |
| 20 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 42,95 | -109,14 |
| 21 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 40,59 | -68,56 |
| 22 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 38,36 | -30,20 |
| 23 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 36,25 | 6,04 |
| 24 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 34,25 | 40,30 |
| 25 | 147,18 | 0,00 | 14,04 | 133,14 | 32,37 | 72,67 |

Estrato D

| Año | Ahorro anual (Ingresos) | Pago anual al Banco (Gastos) | Mantenimiento anual | Flujo de caja anual | VAN | |
|-----|-------------------------|------------------------------|---------------------|---------------------|---------|----------|
| | USD | USD | USD | USD | USD | |
| 0 | 0,00 | | 0 | | | |
| 1 | 82,26 | 676,20 | 10,52 | -604,46 | -571,21 | -571,21 |
| 2 | 82,26 | 676,20 | 10,52 | -604,46 | -539,80 | -1111,01 |
| 3 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 60,55 | -1050,46 |
| 4 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 57,22 | -993,25 |
| 5 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 54,07 | -939,18 |
| 6 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 51,10 | -888,08 |
| 7 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 48,28 | -839,80 |
| 8 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 45,63 | -794,17 |
| 9 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 43,12 | -751,05 |
| 10 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 40,75 | -710,30 |
| 11 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 38,51 | -671,79 |
| 12 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 36,39 | -635,40 |
| 13 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 34,39 | -601,01 |
| 14 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 32,50 | -568,52 |
| 15 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 30,71 | -537,81 |
| 16 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 29,02 | -508,79 |
| 17 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 27,42 | -481,36 |
| 18 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 25,92 | -455,45 |
| 19 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 24,49 | -430,96 |
| 20 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 23,14 | -407,81 |
| 21 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 21,87 | -385,94 |
| 22 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 20,67 | -365,28 |
| 23 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 19,53 | -345,74 |
| 24 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 18,46 | -327,29 |
| 25 | 82,26 | 0,00 | 10,52 | 71,74 | 17,44 | -309,85 |

ANEXO VIII

LOS 4 COMPONENTES BÁSICOS DE CLICKFIT EVO

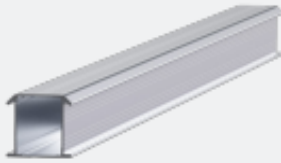
GANCHOS UNIVERSALES O ANCLAJES PARA ATORNILLAR A LA VIGA



1. GANCHO / ANCLAJE UNIVERSAL

Instalación rápida y flexible, sin necesidad de perforar la teja gracias al gancho universal ClickFit EVO. ¿O prefiere atornillar el anclaje a la viga? Entonces utilice el anclaje ClickFit EVO para atornillar. Los dos tipos se pueden utilizar en una misma instalación.

- Gancho/anclaje universal a partir de acero con recubrimiento Magnelis® para cualquier combinación de tejas y rastreles
- Montaje sencillo desde arriba
- Ajustable de forma continua en altura y anchura
- Mejor distribución de la carga puntual, menor probabilidad de rotura de tejas o filtraciones de agua
- Conexión de encaje a presión autoalineante; más fácil y rápido
- Sirve para la orientación del panel solar en formato apaisado y vertical
- Gestión de cables integrada



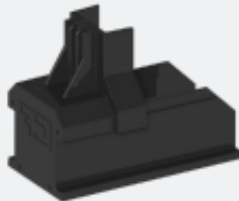
2. RIEL DE MONTAJE

- Un 30% más resistente
- Un 30% más ligero
- Apto para una mayor distancia entre anclajes



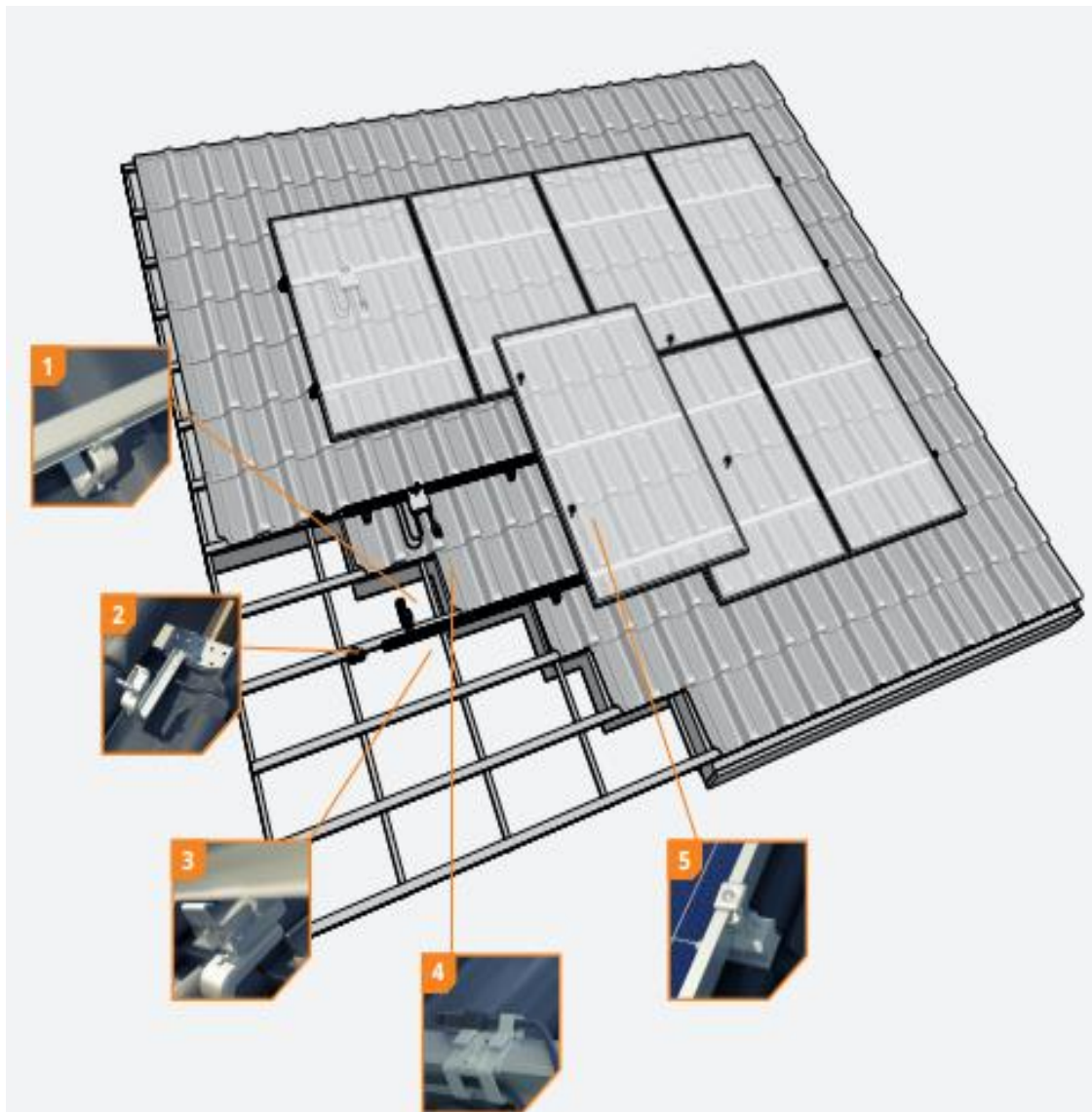
3. CLEMA DE MÓDULO UNIVERSAL

- Clema de módulo universal: apta para todos los paneles solares con marco
- Sirve de clema intermedia y final (en combinación con la tapa final)
- Ensamblaje estándar
- Incluye la conexión equipotencial de los paneles solares
- Disponible en gris y negro



4. TAPA FINAL

- La tapa final soporta la clema de módulo
- Para un acabado estético
- Disponible en gris y negro



1 Gancho universal

El gancho universal de acero con recubrimiento Magnelis® se puede ajustar de forma continua tanto en altura como en anchura, por lo que es apto para utilizar con cualquier combinación de tejas y rastreles.

2 Opción para atornillar a la viga

El anclaje de tejado para atornillar a la viga está provisto de una placa base ancha. Esto permite atornillar el anclaje con toda flexibilidad a la viga.

3 Unión de encaje a presión completamente nueva

Las dos opciones de anclaje están provistos de una unión de encaje a presión autoalineante. De este modo, el riel de montaje se puede instalar fácilmente desde arriba.

4 Gestión de cables integrada

Los cables y conectores siempre se pueden recoger de modo ordenado y seguro, tanto mediante el anclaje como con el clip sujetacables, que a su vez es apto para la fijación de optimizadores de potencia.

5 Siempre las medidas correctas

La clema de módulo universal es apta para todos los paneles solares con marco y sirve tanto de clema intermedia como final (si se combina con la tapa final).

ANEXO IX

