ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOABASTECIMIENTO EN LA EMPRESA INDUSTRIAL “TORNASOL”

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANDRADE MARÍN MARJORIE PAULINA

DIRECTOR: SALAZAR YEPEZ GABRIEL BENJAMIN

Quito, julio 2021

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Andrade Marín Marjorie Paulina, bajo mi supervisión.

Dr. Ing. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Marjorie Paulina Andrade Marín, declaro bajo juramento que el trabajo 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.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

MARJORIE PAULINA ANDRADE MARÍN

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a mis padres Isabel y Guillermo y a mis hermanas Dennisse y Anahi por la confianza, el apoyo incondicional y las palabras de motivación durante toda esta etapa de mi vida.

AGRADECIMIENTO

Les agradezco a mi familia por toda su apoyo, compresión y paciencia durante el transcurso de mi vida como estudiante, gracias a ello se me permitió llegar hasta este momento importante.

A todos mis amigos, los cuales me acompañaron durante las diferentes etapas de mi carrera universitaria y con los cuales compartí grandiosos momentos y experiencias, les estoy también muy agradecida.

Mi más profundo agradecimiento a todos los profesores de la Escuela Politécnica Nacional por transmitir todo su conocimiento y sabiduría, los cuales me permitieron obtener experiencia para mi futura vida laboral. Agradezco al Doctor Gabriel Salazar por toda su paciencia y guía durante el proceso del presente trabajo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA II
DEDICATORIA III
AGRADECIMIENTO IV
ÍNDICE DE CONTENIDO V
RESUMEN VIII
ABSTRACT IX
1. INTRODUCCIÓN 1
1.1. OBJETIVOS 2
1.2. ALCANCE 2
1.3. MARCO TEÓRICO 3
1.3.1. Redes eléctricas inteligentes 3
1.3.1.1. Modelo conceptual de la red eléctrica inteligente 8
1.3.1.2. Ejes de desarrollo de las redes inteligentes 9
1.3.2. Energías renovables 10
1.3.3. Generación Distribuida 10
1.3.3.1. Beneficios de la Generación Distribuida 11
1.3.3.2. Tipos de Sistemas de Generación Distribuida 14
1.3.3.3. Generación Distribuida en el Ecuador 16
1.3.4. Microrredes eléctricas 16
1.3.5. Autoconsumo 17
1.3.5.1. Tipos de autoconsumo 18
1.3.6. Sistemas de compensación 19
1.3.6.1. Feed in Tariff 19
1.3.6.2. Net metering 20
1.3.6.3. Net Billing 22
1.3.7. Energía solar 22
1.3.7.1. Energía solar térmica 23
1.3.7.2. Energía solar fotovoltaica 23
1.3.7.3. Efecto fotovoltaico 23

1.3.8. IRRadiación solar 24
1.3.9. Sistemas de generación fotovoltaica 25
1.3.9.1. Componentes del sistema de generación fotovoltaica 26
1.3.10. Regulación Nro. ARCONEL 003/18 33
2. METODOLOGÍA 35
2.1. Descripción y análisis de la Empresa Industrial de Textiles Tornasol 35
2.2. Determinación del recurso disponible 38
2.1.1. Superficie para instalación de paneles fotovoltaicos 39
2.1.2. Estimación del recurso solar disponible 43
2.1.3. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO 45
2.1.3.1. Orientación optima ($\propto \boldsymbol{opt}$) e inclinación optima ($\boldsymbol{\beta opt}$) del plano del generador fotovoltaico 46
2.1.3.2. Factor de irradiación o de incidencia 47
2.1.4. Sombras en el plano generador fotovoltaico 48
2.2. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA 49
2.2.1. Selección del módulo fotovoltaico 49
2.2.2. Distancia entre filas de paneles fotovoltaicos 50
2.2.3. Determinación del número de paneles fotovoltaicos y potencia máxima de generación 52
2.2.3.1. Número máximo de módulos fotovoltaicos 52
2.2.3.2. Cálculo de la potencia máxima de generación 54
2.2.4. Dimensionamiento y selección del inversor fotovoltaico 55
2.2.5. Cálculo de paneles fotovoltaicos en serie y paralelo 57
2.2.6. Cálculo de la energía generada 62
2.2.7. Rendimiento global del sistema (PR) 64
2.3. Diseño de elementos principales del sistema fotovoltaico 70
2.3.1. Dimensionamiento del cableado 71
2.3.2. Dimensionamiento de los dispositivos de PROTECCión y aparatos de maniobra 74
2.3.3. Puesta a tierra 76
2.3.4. Medidor de energía bidireccional 79
2.3.5. estructuras de soporte 79
2.4. EVALUACIÓN SEGÚN REQUESITOS DE LA REGULACIÓN Nro. ARCONEL 003/18 DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO PROPUESTO 80
3. Simulación energética de la central en el software PVsyst 83

4. Análisis financiero 89
4.1. Conceptos generales 89
4.1.1. Valor actual neto (VAN) 89
4.1.2. Tasa interna de retorno (TIR) 90
4.1.3. costo nivelado de energía (LCOE) 91
4.1.4. Paridad de red 92
4.2. Ejecución del análisis financiero 92
4.2.1. Calculo del LCOE 95
4.2.2. Análisis de indicadores económicos 96
5. MEMORIA DESCRIPTIVA 98
5.1. Descripción general 98
5.2. Ubicación del sistema 98
5.3. Descripción técnica del proyecto 99
5.3.1. Panel fotovoltaico 99
5.3.2. Inversor fotovoltaico 100
5.3.3. Arreglos fotovoltaicos 101
5.3.4. Cableado 102
5.3.5. Sistema de protecciones y aparatos de maniobra 103
5.3.6. Medidor bidireccional 105
5.3.7. Estructura de soporte 105
5.4. Presupuesto 106
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 108
6.1. CONCLUSIONES 108
6.2. RECOMENDACIONES 109
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 110
ANEXOS 114

RESUMEN

El uso de fuentes de energías renovables no convencionales está aumentando día a día, ya sea por los avances tecnológicos (redes eléctricas inteligentes, generación distribuida), por los incentivos del gobierno o por la necesidad de buscar soluciones ante los cambios climáticos alarmantes producidos por la generación de energía eléctrica mediante uso de fuentes derivadas del petróleo. El Ecuador se encuentra en una posición geográfica privilegiada, la cual permite la utilización de sistemas que aprovechan el recurso natural solar. Mediante la Regulación Nro. ARCONEL 003/18, el Ecuador incentiva al consumidor al autoconsumo por medio de la implementación de sistemas de microgeneración fotovoltaica conectado a la red, bajo el sistema de compensación de Net Metering – balance neto de energía.

Este proyecto se enfoca en el estudio para la implementación de un sistema de autogeneración fotovoltaica en la Empresa Industrial de Textiles Tornasol ubicada en la ciudad de Quito – Ecuador. El estudio consta del diseño conceptual y dimensionamiento de una central fotovoltaica destinada para autoconsumo en función a lo establecido en la Regulación Nro. ARCONEL 003/18.

Además del diseño de los distintos componentes del sistema fotovoltaico, se adjunta la simulación energética de la central fotovoltaica en el programa PVSyst y el estudio incluye también los costos unitarios y totales de la implementación del proyecto. Finalmente, se realiza el cálculo del LCOE y un análisis técnico financiero en función a los parámetros VAN y TIR.

PALABRAS CLAVE: Sistema fotovoltaico, autogeneración fotovoltaica, generación distribuida, redes eléctricas inteligentes, autoconsumo, Net Metering.

ABSTRACT

The use of unconventional renewable energy sources is increasing day by day, either because of technological advances (smart grids, distributed generation), government incentives or the need to look for solutions to alarming climate changes caused by electricity generation through petroleum-derived sources. Ecuador is in a privileged geographical position, which allows the use of systems that take advantage of the natural solar resource. By Regulation Nro. ARCONEL 003/18, Ecuador incentivizes the consumer-generated solar energy for self-consumption through the implementation of photovoltaic microgeneration systems connected to the grid, using Net Metering's compensation system – net energy balance.

This project focuses on the study for the implementation of a photovoltaic microgeneration system in the Textile Industrial Company Tornasol located in the city of Quito – Ecuador. The study consists of the conceptual design and sizing of a photovoltaic plant intended for self-consumption based on the norms established in the Regulation Nro. ARCONEL 003/18.

In addition to the design of the various components of the photovoltaic system, the energy simulation of the photovoltaic plant in the PVSyst program is attached and the study includes the unit and total costs of project implementation. Finally, the calculation of the LCOE and a financial technical analysis is carried out according to the VAN and TIR parameters.

KEYWORDS: Photovoltaic system, photovoltaic self-generation, distributed generation, smart grids, self-consumption, Net Metering.

1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un recurso indispensable para el desarrollo industrial y comercial, ya que es imprescindible para realizar distintas actividades diarias y satisfacer necesidades básicas. La generación de electricidad se basa en el uso de las reservas de combustibles fósiles llamadas fuentes de energías no renovables, las cuales producen emisiones de CO_2 hacia el ecosistema y afectan directamente a la calidad medioambiental.

En la actualidad, el desarrollo tecnológico ha permitido integrar sistemas informáticos automatizados y de comunicación bidireccional entre el generador y el consumidor (redes eléctricas), proporcionando más información acerca del consumo y de las fluctuaciones de la generación, este concepto se conoce como Redes Eléctricas Inteligentes. Asimismo, surge el concepto de Generación Distribuida, el cual se basa en la producción de energía eléctrica cerca de la carga, permitiendo implementar el autoabastecimiento energético por medio de fuentes de energías renovables. El Ecuador por estar situado sobre la línea ecuatorial posee características de gran diversidad y condiciones únicas como la radiación homogénea durante todo el año, por esta razón el país cuenta con un alto potencial para posibles aplicaciones en generación eléctrica fotovoltaica.

La empresa de textiles Tornasol opta por la utilización de energías renovables no convencionales como alternativa para su abastecimiento energético. El desarrollo del estudio para una futura implementación del sistema de microgeneración fotovoltaica, se basa en el diseño conceptual y análisis de factibilidad a través del uso de conocimientos de ingeniería referentes al tema. Además, el diseño implica un análisis de viabilidad financiera y recuperación de la inversión a corto, mediano o largo plazo.

Con la finalidad de efectuar el presente proyecto técnico y conocer su comportamiento eléctrico, es necesario realizar un estudio que conlleva el levantamiento de parámetros energéticos y planos de la estructura de la empresa, así como estimar el potencial fotovoltaico a ser instalado.

Por otro lado, al no realizarse el trabajo de titulación propuesto, se perderá la oportunidad de aprovechar los recursos naturales con las que el país cuenta y los beneficios que conlleva, además de mejorar la eficiencia y rendimiento de la empresa, y acceder a beneficios económicos.

1.1. OBJETIVOS

El objetivo general de este Proyecto Técnico es: Realizar un estudio de factibilidad técnica y económica para la implementación de un sistema de generación fotovoltaica para el autoabastecimiento energético en la empresa de textiles Tornasol, incluyendo el dimensionamiento y diseño básico del mismo.

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

- Presentar los resultados del levantamiento de parámetros eléctricos y energéticos de la empresa de textiles Tornasol, detallando los datos necesarios obtenidos referentes a la realización del estudio de factibilidad de implementación del sistema fotovoltaico en la empresa.
- Registrar el análisis del consumo mensual de energía eléctrica mediante la recolección de datos referentes al mismo.
- Describir el diseño del sistema de micro-generación fotovoltaica conectada a la red de distribución para autoconsumo de la empresa Tornasol, cumpliendo con el estudio de factibilidad de la misma.
- Justificar mediante un análisis técnico económico si el proyecto es factible económicamente a corto, mediano o largo plazo presentando las ventajas de implementación del sistema de micro generación para autoconsumo.
- Presentar una memoria descriptiva del proyecto detallando el proceso del estudio y su resolución final sobre la factibilidad de la implementación del sistema de micro generación fotovoltaica.

1.2. ALCANCE

El presente trabajo técnico muestra el proceso de un estudio para la implementación de un sistema de autogeneración fotovoltaica (μSFV) para el autoabastecimiento energético en la empresa de textiles Tornasol, la cual se encuentra ubicada en Luis Calderón S3-29 y Avenida Manuel Córdova Galarza en la ciudad de Quito, este estudio tiene como propósito identificar si la empresa cumple con los requisitos necesarios para la instalación del sistema con una capacidad nominal de hasta 100 kW, para ser ubicada en techos, superficies o en edificaciones que se encuentren en el pliego tarifario de medio voltaje.

Para estimar el consumo energético iniciaremos con la adquisición de datos de cada uno de los sectores e instalaciones de la empresa, para mayor facilidad del estudio se reconocerá la infraestructura de la misma, para luego proceder con el levantamiento del sistema eléctrico. Con esta información se puede estimar, comprender y detallar como la empresa de textiles Tornasol gestiona su consumo energético por proceso.

Usando como referencia la Regulación Nro. ARCONEL 003/18, la cual es aplicable para empresas distribuidoras y para aquellos usuarios regulados, se verificará que la empresa sea factible para la implementación del μSFV, lo cual conlleva realizar un análisis de las condiciones técnicas y comerciales, capacidad nominal instalada, procedimiento para la conexión a las redes de la empresa distribuidora, condiciones de medición y operación de sincronismo con la red de distribución.

Por otro lado, al realizar un análisis financiero se propone encontrar oportunidades de ahorro en los costos energéticos de la empresa y el tiempo de recuperación de la inversión para el presente proyecto.

1.3. MARCO TEÓRICO

En el actual capítulo se presentan diferentes conceptos necesarios para una mejor comprensión del trabajo de titulación propuesto. Donde se menciona contenido referente a Redes Eléctricas Inteligentes, Generación Distribuida, autoconsumo, energías renovables, además se realiza una descripción de la transformación de energía solar a fotovoltaica y de los componentes del sistema de generación fotovoltaica.

1.3.1. REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

Un sistema energético abarca un proceso, el cual incluye la transformación de energía en una sola dirección, es decir, que va desde la oferta, a la transformación y finamente al consumo. Al incorporar un sistema de comunicación o de información entre los diferentes procesos, tales como, oferta – demanda, oferta – transformación y demanda – transformación, el sistema se convierte en una Red Eléctrica Inteligente o Smart Grid. El sistema eléctrico no ha cambiado notoriamente en los últimos años porque sigue con el proceso de planificar, diseñar, construir, operar y mantener las redes de electricidad [1]. No obstante, día a día la demanda eléctrica aumenta y por esta razón surge la necesidad de mejorar el sistema eléctrico, a un grado alto de confiablidad, calidad y seguridad.

En la actualidad, se destacan conceptos relacionados a la eficiencia energética, implementación de fuentes de recursos naturales no contaminantes, generación distribuida y autoabastecimiento [2]. La tecnología digital se ha desarrollado en diferentes áreas y ésta al integrarse con el sector eléctrico, permite modernizar y optimizar la electricidad, mejorando la red y su monitoreo; así, nace el concepto de Red Inteligente. No existe una definición exacta que detalle a las redes eléctricas inteligentes, por la razón que existen varios conceptos y definiciones, algunas de ellas realizadas por los propios fabricantes.

A continuación, se presenta algunas definiciones de Red Eléctrica Inteligente:

Según “International Electrotechnical Commission - IEC”, Smart Grid es el concepto de modernizar la red eléctrica. Una red inteligente abarca todo lo referente al sistema eléctrico alrededor de cualquier punto del sistema de generación y de consumo, al añadir la tecnología de Smart Grid, la red eléctrica obtiene varios beneficios porque se convierte en una red más interactiva, flexible y puede proporcionar retroalimentación en tiempo real [3].

La autoridad regulatoria “North American Electric Reliability Corporation - NERC” define a la red eléctrica inteligente como la integración y utilización de sensores modernos para la supervisión, análisis y control de la comunicación en tiempo real de la red eléctrica, creando un flujo dinámico de información y energía. Dando espacio a formas avanzadas de abastecimiento, envío y utilización de la energía eléctrica de manera segura, confiable y eficiente, desde su generación hasta el consumo [4].

En tanto que, Alberto Carbajo Josa en el artículo para Red Eléctrica España, define las redes inteligentes como un conjunto de avanzadas soluciones tecnológicas orientadas a la optimización de la cadena de valor de la energía eléctrica, con el propósito de disminuir gastos e incrementar la eficiencia energética, reducir el impacto hacia el medio ambiente, innovar el mercado eléctrico y aumentar la confiabilidad de la continuidad del servicio [5].

Al recopilar las definiciones mencionadas se puede establecer que una red eléctrica inteligente es aquella que plantea un avance en la red eléctrica actual e integra diferentes elementos para conseguirlo; incluye el flujo de potencia e información bidireccional en todas las etapas que conlleva un sistema eléctrico, surge una interacción entre generación, transmisión, distribución, centros de control y usuario final en tiempo real. Con el propósito de ofrecer un servicio de mayor confiabilidad, eficiencia y seguridad. Además, disminuyen las pérdidas en el sistema, reduce de emisiones contaminantes al medio ambiente e influye la implementación de fuentes de energías renovables.

Las Redes Eléctricas Inteligentes son un sistema complejo, fundamentalmente constituidas por tecnologías ligadas a proveer de inteligencia a la red. Para lograr la evolución de esta, es necesario reemplazar elementos viejos, buscando mejorar la eficiencia a través de nuevas tecnologías, no obstante intentar cambiar todos los componentes viejos de manera inmediata no es posible, por esta razón se integra tecnología avanzada en coexistencia con los elementos tradicionales. Las áreas tecnológicas fundamentales en las Smart Grids son: sistema de comunicación, sensores y medición, componentes con tecnología de vanguardia, métodos avanzados de supervisión y control, mejora de interfaces y uso de software [2]. En la Figura 1.1 se observa cómo se constituye una red inteligente de energía eléctrica.

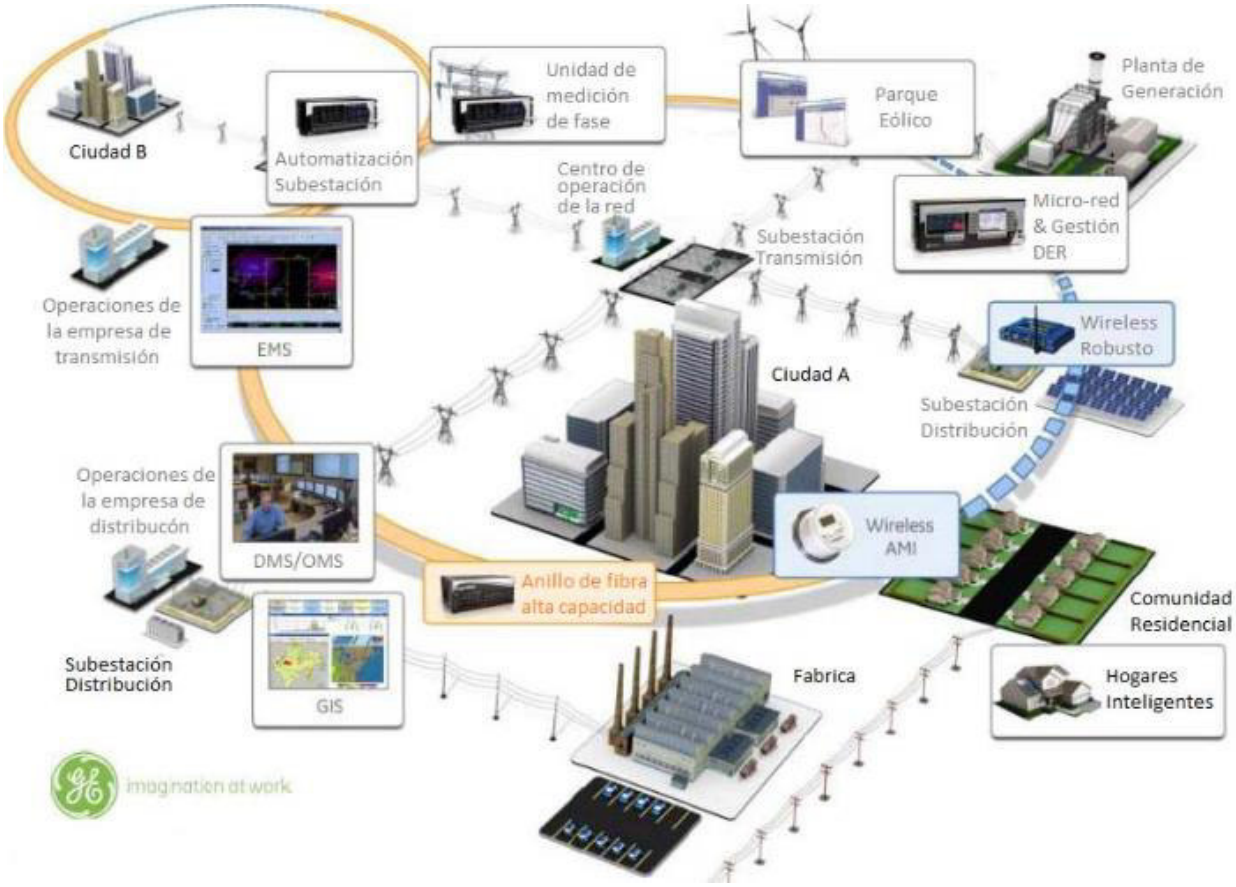


Figura 1.1. Red inteligente de Energía Eléctrica [6]

Objetivos de las redes inteligentes [7] [6] [8]

Entre los principales objetivos de las redes inteligentes se encuentran: fortalecer y automatizar la red desarrollando una mejor operación, mayores índices de calidad y disminución de las pérdidas. Permite la participación dinámica del consumidor, creando la

generación distribuida con micro instalaciones sincronizadas con el sistema eléctrico. Asimismo, integra tecnologías actuales (equipos innovadores) al sector eléctrico existente, mejora el control, monitoreo, comunicación e información entre los diferentes implicados (comunicación bidireccional). Automatiza la red permitiendo realizar mantenimiento de manera remota y directa en toda la infraestructura eléctrica.

Por otro lado, fomenta la implementación de autogeneración eléctrica y de tecnología avanzada para almacenamiento de energía de diferentes tamaños y modelos tecnológicos. También, actúa de manera eficiente y confiable ante las variaciones de la oferta, es decir, la implementación de la generación distribuida mediante fuentes renovables, y de la demanda, los cuales son los equipamientos modernos como un vehículo eléctrico. Por último, reduce de forma notoria de las emisiones de CO_2 producidas por la operación del sistema eléctrico, preservando el medio ambiente.

Ventajas de las Redes Eléctricas Inteligentes

Las redes eléctricas inteligentes surgen debido a las necesidades y problemáticas que tiene el sector energético en la actualidad, buscan integrar software y hardware a la industria de la electricidad (generación, transmisión, distribución y comercialización), obteniendo gran número de beneficios como controlar el flujo energético, reducir el costo de operación y mantenimiento, al igual que el consumo de energía. Además, se podrá acceder al control de la calidad de energía y eficiencia, al disminuir los tiempos de salida causados por una falla en el sistema [1]. Al incorporar tecnología avanzada a la cadena de producción de energía se conseguirán mejoras en los siguientes ejes de la cadena:

Confiabilidad: Al disminuir el tiempo y la frecuencia de una falla, la confiabilidad del sistema aumentaría notoriamente. A razón de que mejorarían los indicadores de calidad de energía y del servicio de distribución [9].

Económico: El consumidor al pasar de ser un elemento pasivo a un activo, podrá controlar su demanda mediante la implementación del autoabastecimiento y por ende reducir los costos por el servicio de electricidad. Por otro lado, el manejo de la demanda ayudará a mejorar el sistema de distribución y evitar la generación térmica [10].

Medio Ambiente: En el momento que el usuario pasa a ser activo e inyecte energía eléctrica en la red pública, este empieza a generar electricidad cerca de la carga y su flujo se vuelve bidireccional, siendo la red de distribución dinámica. Implementando generación

mediante el uso de fuentes de energías renovables, se disminuirá los efectos negativos de las emisiones de gases de efecto invernadero en el medio ambiente [10].

Eficiencia: Una de las principales características de una Red Inteligente es la mejora de su eficiencia respecto a la gestión de red, operación y mantenimiento, al igual que la introducción del control del consumo por parte del usuario, por medio de generación localizada, electrodomésticos más eficientes y automatización de viviendas.

Seguridad: La Red Inteligente permite realizar un análisis detallado respecto a las causas de una falla en el sistema, así se podrá solucionar y reestablecer el servicio eléctrico de calidad en un corto tiempo. Asimismo, se podrá evitar errores de los operadores del sistema y de posibles ciberataques.

Protección: Una Red Inteligente disminuye la intervención del personal técnico de la empresa eléctrica, ya que no es necesaria la operación y manteniendo, evitando así, accidentes innecesarios de los trabajadores.

Barreras en el desarrollo de las Redes Eléctricas Inteligentes

Los obstáculos en una Red Inteligente son [11] [7]:

Técnicas*:* Es la falta de experiencia en planificación de tiempo, costos y equipamiento requerido para la trasformación de la red actual a una red inteligente. Los equipos necesarios para la comunicación se encuentran aún en desarrollo por lo que no están homologados, ni tienen un estándar definido.

Económicas*:* La implementación de la Red Inteligente requiere de una alta inversión económica y de planificación, según estudios su recuperación puede ser en un largo periodo de tiempo, asimismo existen pocas pruebas referentes a las estimaciones económicas, dando como resultado que la inversión económica no sea fiable y de riesgo.

Regulatorias*:* Una normativa regulatoria es muy importante al momento de implementar una Red Inteligente, ya que se es necesario una base legal, no obstante, no existe un desarrollo eficaz de estas bases en comparación con la velocidad con la que evoluciona la tecnología respecto a la red eléctrica.

1.3.1.1. Modelo conceptual de la red eléctrica inteligente

El modelo conceptual de una red eléctrica inteligente involucra factores nuevos e innovadores para la industria eléctrica actual como, conceptos, funciones, dispositivos, actores y aplicaciones informáticas, por esta razón el Instituto Nacional de Normas y Tecnología (National Institute of Standards and Technology - NIST) de Estados Unidos fomenta el esquema conceptual, el cual define las Redes Eléctricas Inteligentes como un conjunto de sistemas – dominios funcionales integrados con flujos de electricidad e información bidireccionales, tratándose de un modelo descriptivo, como se puede observar en la Figura 1.2. A continuación, se menciona a los 7 dominios de la red inteligente establecidos en el modelo [12]:

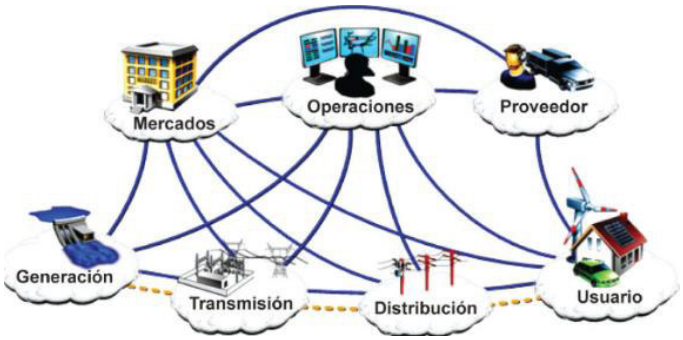


Figura 1.2. Modelo conceptual de las Redes Eléctricas Inteligentes según NIST [12].

Flujo energético

- Generación: son aquellos que pueden generar energía eléctrica en grandes volúmenes (hidroeléctricas, centrales térmicas, etc.) y pueden almacenarla para una futura distribución.
- Transmisión: está integrada por las grandes empresas que distribuyen el flujo de energía en grandes proporciones y distancias. Pueden almacenar y generar energía eléctrica.
- Distribución: Su función es distribuir el flujo de energía ya sea desde o hacia los usuarios, también puede almacenar y producir energía eléctrica.
- Usuarios: Abarca a todos los clientes finales de la red eléctrica, pueden generar, almacenar y gestionar el uso de la energía, y son más dinámicos. Comúnmente se los clasifica en residenciales, comerciales e industriales.

Comunicación

- Mercado energético: está conformado por los operadores y actores del mercado eléctrico como generadores, transmisores y distribuidores; realizando transacciones entre estos, incluyendo fijación de precios energéticos y registro de operaciones de compra y venta.
- Operador: son los centros de control automatizados que gestionan el servicio de energía y su propósito es asegurar el perfecto funcionamiento de la red. Es el encargado de tomar decisiones importantes de manera inteligente.
- Proveedores de servicio: son aquellas organizaciones que brindan servicios a los consumidores y a las distribuidoras de energía eléctrica.

1.3.1.2. Ejes de desarrollo de las redes inteligentes

Para el desarrollo de las Redes Inteligentes de energía es necesario varios factores, por esta razón es conveniente definirlos en diferentes ejes de desarrollo, los cuales van desde generación distribuida hasta almacenamiento de energía. Estos ejes surgen debido a las necesidades y propósitos del sector eléctrico en la actualidad. En la Figura 1.3 se puede observar los ejes más importantes [11]:

Figura 1.3. Ejes de Desarrollo de las Redes Eléctricas Inteligentes [11]

1.3.2. ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables o verdes, son energías que se obtienen de fuentes naturales prácticamente inagotables [13]. También se las conoce como energías alternativas porque pueden reemplazar a las fuentes energéticas convencionales no renovables y, además, involucran beneficios por su menor impacto negativo en el medio ambiente y por su disposición ininterrumpida. No obstante, estas energías limpias como cualquier recurso natural son limitadas porque tienen un potencial máximo de explotación y deben consumirse de manera inteligente [14].

Estas energías, cuyo uso responsable conllevan innumerables beneficios para las comunidades, organismos e instituciones [14] son, junto con el ahorro y la eficiencia energética, la clave para un futuro energético limpio, eficaz, seguro y autosuficiente [15]. El Ecuador cuenta con condiciones geomorfológicas, topográficas y de localización geográfica, que se pueden aprovechar como fuentes de energías renovables para producir energía eléctrica de distintos tipos como: eólica, solar, hidráulica y geotérmica [16]. Al fomentar el uso de fuentes de energías renovables dentro del sistema energético, este sufre cambios notables en su funcionamiento, porque es posible considerar al usuario como un probable generador, por esto el concepto de generación distribuida es un eje muy importante respecto a la Redes Inteligentes.

1.3.3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida también conocida como generación dispersa o descentralizada surge en la década de 1970, debido a la necesidad de buscar nuevas tecnologías alternativas para enfrentar la problemática de la época, crisis petrolera, cambio climático y crecimiento de la demanda a nivel mundial. La principal alternativa era producir energía eléctrica eficiente, confiable y de calidad en el lugar de su consumo, con la posibilidad de compra y venta de la misma, asegurando también, el suministro continuo y la disminución de gases de efecto invernadero. Siendo esto posible por la implementación de Redes Inteligentes, que permiten la conexión de la generación distribuida al sistema energético.

En la actualidad no existe una definición estándar sobre la generación distribuida, debido a varios factores que influyen al respecto como: tecnologías implementadas, límite de potencia, conexión a red, etc. [17]. Por estos factores no existe un límite de potencia establecido para este tipo de generación; esta potencia varía dependiendo del país donde es implementado.

Organismos internacionales han propuesto distintas definiciones de Generación Distribuida, las cuales se presentan a continuación:

Según “Distribution Power Coalition of America” – DPCA, la Generación Distribuida es cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución [18].

Conforme “International Energy Agency” – IEA o Agencia Internacional de la Energía, la generación distribuida es la que se conecta a la red de distribución de baja tensión exclusivamente, asociado a tecnologías como motores, energía solar fotovoltaica, miniturbinas y microturbinas [18].

Por otro lado, “Institute of Electrical and Electronic Engineers” – IEEE, define a la generación distribuida como la energía eléctrica generada por pequeñas instalaciones diferentes a las grandes centrales de generación, para así poder conectarse en cualquier punto del sistema energético.

Entonces, de manera general se puede decir que la generación distribuida radica en la utilización de pequeñas o medianas fuentes de generación mediante el aprovechamiento de energías renovables para producir energía eléctrica en los centros finales de su consumo o en sus cercanías, con la posibilidad de conectarse con la red de distribución e interactuar con ella (venta y compra de energía). En la Figura 1.4 se observa un ejemplo de Generación Distribuida.

Figura 1.4. Generación Distribuida [2]

1.3.3.1. Beneficios de la Generación Distribuida

La Generación Distribuida implica múltiples beneficios hacia el usuario, así como a la red eléctrica, debido a las innovaciones en electrónica, dispositivos de almacenamiento tecnologías de información y comunicación, los más importantes son los siguientes:

Beneficios Técnicos [19] [20]**:**

- La generación distribuida permite una adaptación del tamaño de los sistemas eléctricos de distribución, agregando o añadiendo unidades y acoplándose a la demanda requerida y a su localización.
- Una adecuada ubicación de los sistemas de generación distribuida (cerca de los puntos de consumo), se disminuyen las pérdidas en las redes de transmisión y distribución porque su utilización ya no es esencial. Además, disminuye el flujo de potencia, por ende, disminuyen las pérdidas de energía y mejoran los perfiles de voltaje.
- Asimismo, la apropiada localización de estos sistemas y las características de la energía inyectada en la red de distribución, incrementan la calidad de onda eléctrica.
- La generación distribuida ayuda a la demanda en horas pico, a la gestión de consumo y a las fluctuaciones del sistema, ya que disminuye la saturación en las redes públicas, disminuyendo el flujo eléctrico en las mismas y responden de manera apropiada a los cambios en la demanda.
- La confiablidad del sistema de energía aumenta porque disminuye el índice de fallas por caídas de líneas de alta tensión al reducir su uso. También ayuda a la continuidad del servicio debido a que los sistemas de generación distribuida se encuentran ubicados en varios puntos, a diferencia de la generación centralizada.
- Este sistema puede ser utilizado como suministro de reserva de la energía, interviniendo en la estabilidad del sistema. Puede inyectar a la red diversos servicios auxiliares como potencia reactiva para estabilizar el voltaje, participando en los mercados de ajuste y reservas.
- La generación distribuida aumenta la flexibilidad en la red eléctrica, esto conlleva mayor facilidad de conexión e instalación sencilla en un periodo corto de tiempo, es decir, que es un sistema modular. Por ende, existe una red más interactiva que puede vender y comprar energía de la red. Asimismo, proporciona la facilidad de mantenimiento y operación del sistema.
- Facilita el desarrollo de generación distribuida en zonas alejadas, de difícil acceso de la red pública y sin electrificar.

- Permite la integración de sistemas de generación de fuente de energía renovable, debido a la utilización de sistemas bidireccionales y monitorización del consumo.

Beneficios económicos [19] [20]**:**

- La generación distribuida permite la reducción de inversiones económicas para la infraestructura eléctrica debido a que, mediante la implementación de este sistema en ubicaciones determinadas, se evita y se disminuye la construcción de centrales de generación convencionales y de líneas nuevas de transporte y distribución.
- Este sistema incrementa la vida útil de los transformadores y equipos pertenecientes a los sistemas de transmisión, distribución y transporte. Disminuye los costos de mantenimiento y operación, y favorece a la disminución de consumo de derivados del petróleo.
- En sistemas de cogeneración, el consumo de combustible disminuye debido a que la eficiencia mejora al usar el calor residual para calefacción, refrigeración o incremento de generación de energía eléctrica.
- Al comparar el sistema de generación distribuida con las centrales de generación centralizada, el tiempo de instalación, inversión y riesgos financieros son menores.
- Reduce el precio de la electricidad e incrementa las fuentes de trabajo debido a la construcción e implementación de la generación distribuida.
- La generación distribuida se puede adaptar de forma gradual al sistema y mediante esto, se suministra la demanda exacta requerida por el consumidor.
- Aumenta la seguridad en la red eléctrica, por la participación de pequeñas y medianas fuentes de energía en el sistema, y por la utilización de energías renovables.

Beneficios medio ambientales [19]**:**

- La generación distribuida está relacionada directamente con la utilización de energías renovables, evitando el uso de fuentes de energías contaminantes provenientes de combustibles fósiles. Implementado las fuentes renovables de energía se reducen las emisiones contaminantes hacia el medio ambiente.

- La implementación de la generación distribuida reduce la utilización de redes de transporte y centros de transformación, y por ende, se reduce el impacto visual.

Desventajas de la generación distribuida

La generación distribuida tiene desventajas como cualquier sistema y entre estas se encuentran: la falta de un control total del sistema, porque cada cliente decide cuando utilizar o no el sistema de autogeneración; además en el Ecuador no se cuenta con un marco regulatorio referente a estos sistemas, por esta razón los costos de producción son muy elevados [21]. Al realizar una planificación, diseño y ubicación inadecuada de la conexión entre el sistema de generación y la red, puede surgir problemas como el aumento de pérdidas en el sistema y aparición de perturbaciones como los armónicos y su propagación [17].

1.3.3.2. Tipos de Sistemas de Generación Distribuida

La modalidad de sistema de generación distribuida depende de las condiciones, necesidades y requerimientos del consumidor y de su posible ubicación.

Sistemas conectados a la red

Este tipo de sistema radica en la generación con interconexión a la red eléctrica de distribución de forma eventual o permanente [2], donde la energía se encuentra disponible de forma continua y existe la posibilidad de venderla. La dificultad de la interconexión dependerá de las necesidades de interacción de los generadores, cargas y la red [18]. En la Figura 1.5 se observa un sistema de generación distribuida con conexión a la red pública.

- Sistemas que inyectan energía a la red: por lo general la empresa de distribución maneja a estos sistemas, reforzando su generación y cubriendo altas demandas en periodos específicos del año o durante la presencia de fallas en la red. Toda la energía eléctrica generada se inyecta en la red de manera directa [2].
- Sistemas que intercambian energía con la red: Son sistemas implementados por los consumidores, los cuales se encuentran conectados con la red de distribución, teniendo la posibilidad de inyectar energía excedente en la red (venta) o consumir energía de la misma (compra) cuando el autoabastecimiento no sea el suficiente.

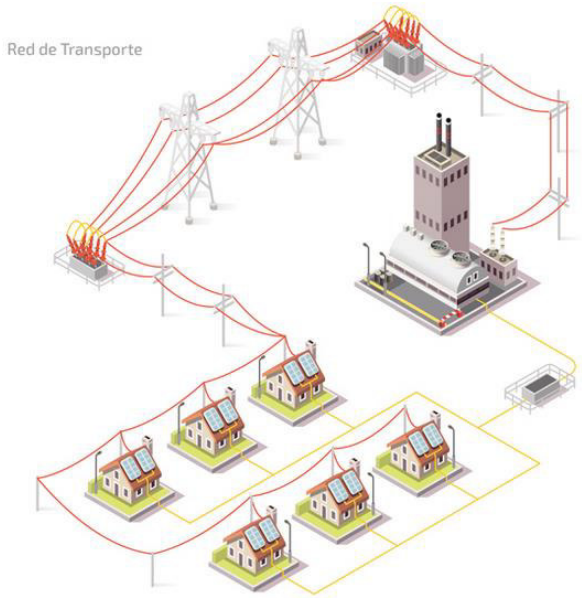


Figura 1.5. Generación distribuida con conexión a la red [22]

Sistemas aislados de la red

Son plantas unitarias o comunitarias que poseen grandes sistemas de almacenamiento, su propósito es generar energía eléctrica al ser implementados en sitios aislados donde la red de distribución de energía no provee electricidad porque no existe acceso al servicio convencional, ya sea por las condiciones geográficas, falta de capacidad [2], por el costo elevado de la inversión para la ampliación de las redes de transmisión y distribución o por la poca demanda. Para una planificación, diseño y selección de un sistema aislado óptimo, se debe tener en cuenta aspectos tecnológicos, sociales y financieros [18]. En la Figura 1.6 se muestra el sistema de generación distribuida aislado a la red pública.

Figura 1.6. Generación distribuida aislada de la red [22]

1.3.3.3. Generación Distribuida en el Ecuador

La base de generación eléctrica en el Ecuador son las fuentes de energía convencionales, el 47% de la energía producida es proveniente del petróleo y sus derivados. Para que la generación distribuida obtenga un desarrollo eficiente son necesarias regulaciones adecuadas para incentivar y promover la implementación de generación a pequeña escala. No obstante, en la actualidad no existen regulaciones apropiadas, debido a sus generalidades respecto a los beneficios, costos reales, proceso, entre otros [23].

Poco a poco, la implementación de generación distributiva va aumentando en el país ya sea por los beneficios económicos o técnicos, por estas razones varios proyectos se han ejecutado como: el primer parque eólico que opera en San Cristóbal, el cual se encuentra ubicado en el Archipiélago de Galápagos desde octubre del 2007 y el proyecto en la Isla Floreana, un sistema híbrido conformado por una central a diésel y una central fotovoltaica que trabajan de manera conjunta para cubrir la demanda cuando las condiciones climáticas no sean las adecuadas [16].

1.3.4. MICRORREDES ELÉCTRICAS

Una microrred es un conjunto completo de pequeños generadores y cargas, los cuales interactúan como un sistema único, siendo su propósito suministrar energía eléctrica y térmica autogetionada en su propia ubicación, estando o no conectada a la red pública, tal y como se observa en la Figura 1.7. Por ende, se podrá inyectar a la red el excedente de energía producida o consumirla de la misma cuando exista un déficit de energía; asimismo en caso de una falla la microrred podrá aislarse, y reconectarse a la red en el momento en que la falla sea despejada [2].

Figura 1.7. Generación distribuida con la opción de interconexión a dos Microrredes [17].

Existen Microrredes locales, con interconexión entre si y conectadas a la red pública, su tamaño puede depender del lugar donde será implementada o de su capacidad, siendo diseñada para actuar de manera autónoma energéticamente. Si existiera algún excedente o déficit de energía, esta puede ser intercambiada con otra microrred cercana [24].

La implementación de Microrredes forma parte de un futuro estable respecto al sistema eléctrico, un gran número de Microrredes interconectadas entre sí, pueden constituir una red eléctrica inteligente, estando presente la posibilidad de desconectarse de la misma si las circunstancias lo requieren. Las microrredes presentan nuevas y avanzadas perspectivas, permitiendo proporcionar energía eléctrica a lugares con difícil acceso [2].

1.3.5. AUTOCONSUMO

El autoconsumo se define como “el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de la red de un consumidor” [25]; esto quiere decir, que parte del consumo de un usuario puede ser generado en sus propias instalaciones. Puede contar con un sistema de almacenamiento (baterías) para guardar la energía excedente producida durante un día y usarla durante la noche [26]. La autosuficiencia consiste en la independencia energética externa para cubrir la demanda total o parcialmente por medio de la generación de energía eléctrica propia y puede ser implementada en una vivienda, edificio, empresa o industria.

El funcionamiento del sistema consiste en generar energía eléctrica; cuando existe un excedente de producción se puede inyectar el sobrante energético en la red de distribución con la opción de ser remunerado o compensado, por otro lado, cuando la generación de energía no es la suficiente para abastecer la demanda se puede consumir energía de la red, pagando por su consumo. Cualquier consumidor puede implementar este sistema de distintas maneras con fuentes energéticas renovables o de cogeneración como: energía solar fotovoltaica y aerogeneradores eólicos [27].

El diseño del sistema de autoconsumo debe ser realizado con el propósito de consumir toda la energía generada e inyectar el mínimo a la red, la generación de electricidad no debe superar la demanda de consumo. Esto se debe, a que la remuneración por la energía eléctrica inyectada a la red no sustituye la inversión en un sistema de mayor tamaño. Por ejemplo, en el caso de la generación solar fotovoltaica, el dimensionamiento debe ser de forma que la producción de energía se ajuste a la demanda máxima de las horas pico del día, reduciendo el consumo neto y los excedentes energéticos [27].

Ventajas del autoconsumo [25]

El usuario al generar su propia energía eléctrica para consumirla, evita el uso de la energía de la red de distribución, por ende, disminuyen los costos en la factura energética. Por otro lado, disminuye la dependencia de las empresas eléctricas y la dependencia del país con el exterior. Además, se reduce la necesidad de invertir en nuevas infraestructuras eléctricas de distribución y transmisión, asimismo se previene los problemas de abastecimiento en horas pico, causadas por caídas de voltaje y corte de energía. Los beneficios hacia el medio ambiente de los sistemas de autoconsumo son varios, especialmente los sistemas que utilizan energías renovables porque se reducen las emisiones de CO_2.

1.3.5.1. Tipos de autoconsumo

Los sistemas de autoconsumo se pueden clasificar en aislados y con conexión a la red de distribución convencional.

Autoconsumo Aislado

Este tipo de autoconsumo no se encuentra interconectado con la red de distribución. Por lo general, se implementan en regiones alejadas o de baja población donde el acceso al servicio eléctrico público es dificultoso y de alto costo. Su instalación debe estar constituida por un sistema de almacenamiento para acumular la energía producida y garantizar su suministro durante todo el día y la noche [26]. En la Figura 1.9 se observa el esquema general de la instalación de autoconsumo aislado de la red.

Figura 1.8. Instalación de autoconsumo aislado de la red [28].

Autoconsumo interconectado con la red

Este tipo de autoconsumo se encuentra conectado a la red de distribución y puede o no disponer de baterías para el almacenamiento energético y poder aprovechar la energía procedente del recurso solar el mayor tiempo posible. La generación de energía eléctrica mediante los paneles solares depende de las condiciones climáticas, por esta razón la generación en ocasiones puede ser nula o muy poca, y se debe recurrir al consumo de la red de distribución para poder cubrir la demanda [26]. El esquema general de una instalación de autoconsumo con conexión a la red se observa en la Figura 1.9.

Figura 1.9. Instalación de autoconsumo conectado a la red [28].

Autoconsumo conmutado con la red

Este tipo de autoconsumo está conectado a la red de distribución y está constituido por un sistema de almacenamiento. El sistema debe constar de un conmutador integrado al inversor o por separado, este elemento permite conmutar la instalación con la red pública, lo que impide la conexión simultánea en ambas redes por lo que los generadores no pueden trabajar en paralelo con la red [26].

1.3.6. SISTEMAS DE COMPENSACIÓN

1.3.6.1. Feed in Tariff

Feed in tariff es un sistema de compensación con el propósito de incentivar la implementación de energías renovables no convencionales, este sistema se basa en el

pago de una tarifa especial para la energía eléctrica inyectada en la red, producida por el sistema de autogeneración. Se caracteriza por su tarifa especial, la cual es establecida por las autoridades encargadas de normar el costo de la energía y puede ser preferencial con un incremento referente al valor habitual. También, para acceder a la red de distribución e inyectar el excedente de energía se establece una política [21].

1.3.6.2. Net metering

El Net Metering o balance neto de electricidad es un sistema de compensación, el cual motiva a los usuarios al autoabastecimiento energético mediante el uso de energías renovables no convencionales [29]. El propósito de este sistema es que el consumidor comience a generar su propia energía eléctrica sin convertirse en productor. Además, autoriza a que la energía no consumida (excedente de energía) se inyecte a la red eléctrica, funcionando como un banco de baterías; como el usuario estará conectado a la red de distribución, el sistema de autoabastecimiento no necesariamente tendrá que generar la potencia demandada, ya que la red proporcionará la energía faltante, para este proceso es necesario la implementación de un medidor bidireccional [21]. En la Figura 1.10 se muestra el esquema general del Net metering.

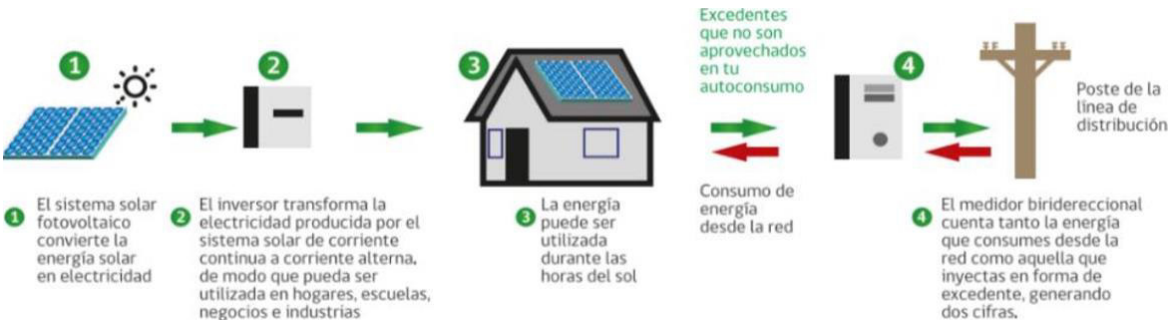


Figura 1.10. Esquema del sistema Net Metering [29].

Se debe considerar que al inyectar energía eléctrica en la red de distribución es similar a ser productor y se debería cobrar por esa energía entregada, en el caso de necesitar energía de la red para el abastecimiento energético se debe pagar por la energía consumida, como clientes. El sistema Net Metering nos permite analizar cuanto debemos pagar por la energía consumida o si se obtendrá un reembolso por la energía inyectada a la red, mediante el estudio de diferentes escenarios ya existentes en otros países.

El Net Metering presenta múltiples ventajas como: promover la implementación de energías renovables no convencionales, reducir notablemente las facturas de consumo eléctrico y la utilización de energía generada mediante autoabastecimiento sin necesidad de almacenamiento. Además, el riesgo de inversión disminuye y el usuario dispondrá de una mejor calidad de energía [29].

Net metering simple

Esta clase de Net Metering radica en que la energía eléctrica consumida de la red de distribución es contabilizada por el medidor bidireccional cuando el sistema de autoabastecimiento no genera energía suficiente para cubrir la demanda del cliente. Al igual que contabiliza la energía inyectada a la red cuando el sistema genera más energía de la necesaria y requerida, durante un periodo de tiempo establecido.

Al final del periodo se pueden tener dos escenarios, en el primer escenario cuando la energía inyectada a la red es mayor que la energía consumida de la misma, la empresa de distribución no deberá pagar por la energía excedente generada por el sistema de autoabastecimiento e inyectada en la red, esto quiere decir que el sistema cubre la demanda, entonces el cliente tampoco tiene que pagar por el consumo de energía de la red pública. En el segundo escenario, la energía inyectada en la red es menor que la energía consumida, es decir, el sistema de autogeneración no produjo suficiente energía para abastecer la demanda y, por lo tanto, el usuario consumió energía de su propio sistema y de la red de distribución y este deberá pagar solo por el consumo de la red.

Net Metering con Crédito

En este caso la energía eléctrica excedente producida por el sistema de autoabastecimiento inyectada en la red puede ser recompensada en un periodo de facturación establecido por la empresa de distribución. Es decir, como dice su nombre es similar a un “crédito” de energía que el usuario puede utilizar en una futura facturación.

Net Metering con pago

En este tipo de Net Metering la energía eléctrica inyectada en la red además de ser compensada en un periodo de facturación, la empresa de distribución puede pagar por la

misma. Es una forma, de hacer más atractiva la opción de implementar sistemas de generación de energías renovables no convencionales.

Al final del periodo de medición, se pueden presentar los escenarios ya mencionados, en el primer escenario donde el sistema de autogeneración del usuario no produce la energía necesaria para el abastecimiento del mismo y consume energía de la red, el cliente deberá pagar por ella. En cambio, en el segundo escenario la energía inyectada en la red en cada periodo de facturación será pagada por la empresa de distribución al usuario, teniendo en cuenta que el valor de la energía eléctrica para el cliente no es la misma al venderla que al comprarla. Entonces, la energía inyectada a la red puede ser vendida a: un valor menor al precio de compra, un valor igual al precio de compra o a un valor mayor al precio de compra.

Net Metering con crédito y pago

En tipo de Net Metering es la combinación de los dos casos mencionados anteriormente, por lo tanto, se mide la energía consumida e inyectada a la red, si se presenta un excedente de energía este se reserva para ser descontada en el siguiente periodo de facturación, si durante un determinado número de periodos de facturación (un año) la energía no ha sido descontada en su totalidad, la empresa de distribución pagara al cliente por la energía suministrada a la red.

1.3.6.3. Net Billing

También conocido como facturación neta es una variación del Net Metering, pero en este tipo de mecanismo de compensación no se netea la energía por un periodo de facturación, sino que se netea el costo de la factura mensual. Se debe tener en cuenta que el valor del costo de la energía no es el mismo al venderla, que al comprarla [21].

1.3.7. ENERGÍA SOLAR

El sol es una de las fuentes primarias más generosas que existe en la naturaleza porque es inagotable, dispersa, gratuita y limpia; al emitir radiación solar hacia el planeta Tierra permite cambios de presión que producen los vientos (energía eólica), contribuye con el ciclo del agua (energía hidráulica), permite la fotosíntesis en las plantas (biomasa) y emite radiación solar (energía solar) [30].

La energía solar es la energía que se consigue a partir de la radiación electromagnética emitida por el sol [29]. La irradiación o potencia con la que llega la radiación solar al planeta es de aproximadamente 1353 W/m^2 [31], pero debido a pérdidas ocasionadas por la reflexión, absorción, dispersión y condiciones climáticas en la atmosfera se desaprovecha alrededor del 30% al 40%. Por esta razón, la radiación recibida es de 1.000 W/m^2 aproximadamente [32].

El Ecuador por estar situado en el centro del planeta posee un gran potencial solar y cuenta con diversas características importantes para el aprovechamiento energético como la radiación solar homogénea a lo largo del año en el país. Actualmente, se puede aprovechar la energía procedente del sol de maneras distintas:

1.3.7.1. Energía solar térmica

Es aquella que aprovecha los rayos solares para calentar un fluido generalmente agua, por medio de la transformación de radiación solar en energía calorífica empleando unos dispositivos llamados colectores [33]. Pueden producir temperaturas desde 45 °C hasta más de 300 °C, por lo tanto, se puede emplear para diferentes aplicaciones como la producción de vapor, generación de electricidad, entre otros [34].

1.3.7.2. Energía solar fotovoltaica

Es aquella que consiste en la transformación de la radiación solar a energía eléctrica aprovechando los beneficios de los materiales semiconductores por medio de células fotovoltaicas, las cuales captan las radiaciones del sol y las transforman en corriente eléctrica, a este proceso se lo conoce como efecto fotovoltaico [35]. El generador fotovoltaico está conformado por un arreglo de paneles solares, los cuales están compuestos por células fotovoltaicas que son sensibles a la luz, por esta razón son esenciales para la producción de este tipo de energía [36].

1.3.7.3. Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico se basa en la conversión de la radiación solar en electricidad, mediante la propiedad de ciertos materiales semiconductores de captar fotones y emitir electrones. Los semiconductores contienen electrones unidos, pero al exponerse a energía tienden a comportarse como conductores [37].

Se utilizan las células fotovoltaicas (fabricadas con materiales semiconductores), porque la energía de los fotones en los rayos solares es similar al que enlaza a los electrones con el núcleo en este tipo de material, el más utilizado es el de silicio. Una célula fotovoltaica de silicio está formada por dos regiones, región superior y región inferior; en la superior se sustituye varios átomos de silicio por átomos pentavalentes como el fosforo, esta región se denomina semiconductor N. En cambio, en la región inferior denominada semiconductor P, se sustituye los átomos de silicio por átomos trivalentes como el boro [37].

La unión de las regiones genera una fuerza motriz, esta induce a los electrones del semiconductor N a que llenen los huecos libres en el semiconductor P, originando la denominada unión N-P, la cual no cuenta con ningún espacio disponible. Por ende, la región superior queda con carga positiva y la región inferior con carga negativa, formando el campo eléctrico. Entonces, en el momento en que los fotones de la radiación inciden sobre el material semiconductor, estos serán absorbidos por la región N hasta la región N-P, siendo suficiente energía para producir pares de electrón-hueco, los cuales son expulsados de la región por el campo eléctrico. Esto genera diferencia de potencial entre la región N y la región P porque la cantidad de electrones y de huecos respectivamente es alta, y al conectar un elemento exterior se produce una corriente [38].

1.3.8. IRRADIACIÓN SOLAR

La irradiación solar se origina en el sol por reacciones de fusión termonuclear y llega sobre una superficie horizontal situada en el límite superior de la atmósfera [31], su intensidad depende de varios factores como la capa atmosférica, las condiciones meteorológicas y el ángulo entre los rayos del sol y la superficie terrestre [29]. Por esta razón la irradiación solar se clasifica de la siguiente manera:

- Directa: Es la radiación que llega directamente desde el sol a la tierra, sin que sea desviada por la atmosfera u otro elemento a su paso [21].
- Difusa: Es la radiación que llega a la superficie de la tierra en menos proporción, ya que se dispersa al interponerse a su paso un elemento u objeto en la atmosfera como por ejemplo las nubes o un satélite [21].
- Reflejada: Es la radiación que se refleja en distintas direcciones al chocar con la superficie terrestre u otros elementos que se encuentren en ella [21].

- Global: Es la combinación de la radiación directa, difusa y reflejada sobre un panel fotovoltaico o una superficie captadora de radiación [39].

Los tipos de irradiación solar descritos se muestran en la figura 1.11.

Figura 1.11. Esquema de los tipos de irradiación [29].

La irradiación solar se puede expresar en las siguientes unidades físicas:

- **Irradiancia**: Se utiliza para medir la potencia solar en una determinada superficie en un instante de tiempo y se expresa en W/m^2. Su valor en la atmósfera es de aproximadamente 1000 W/m^2 [39].
- **Irradiación**: También conocida como insolación, es la más utilizada en el diseño de sistemas fotovoltaicos, representa la radiación solar sobre una superficie determinada durante un intervalo de tiempo de un día, se expresa en Wh/m^2/día [36].
- **Hora solar pico (HSP)**: Es la relación entre la irradiancia constante de 1000 W/m^2 en un tiempo determinado de radiación efectiva en el transcurso del día [39].

1.3.9. SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Los sistemas de generación fotovoltaica son una fuente de energía renovable y su finalidad es realizar la conversión de la energía solar a energía eléctrica, sin la necesidad de algún combustible diferente para su funcionamiento [40]. Se clasifican de la siguiente manera:

Sistemas fotovoltaicos aislados (SFVA)

Los sistemas fotovoltaicos aislados también conocidos como sistemas autónomos, son sistemas los cuales no están conectadas a la red eléctrica de distribución [38], y pueden o

no estar compuestos con un banco de baterías [41]. Por lo general, son utilizados en zonas de difícil acceso y donde la red de energía eléctrica pública no ha podido llegar. Este sistema es muy versátil, tiene confiabilidad alta, costos de operación bajos, económicamente rentable y es amigable con el ambiente [37].

Sistemas fotovoltaicos conectada a la red eléctrica (SFVCR)

La función de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red es producir energía eléctrica con características similares y condiciones adecuadas a la red [42]. La energía producida por los paneles solares será consumida parcialmente o en su totalidad por la edificación donde será instalada y el sobrante se inyecta a la red por medio de un inversor; este tipo de sistemas pueden o no estar constituidos con un banco de baterías [41]. Estos sistemas implican varias ventajas como: confiabilidad en la continuidad de servicio, costos de mantenimiento bajos, inversión recuperable y beneficios medioambientales [37].

Sistemas fotovoltaicos híbridos (SFVH)

El sistema hibrido es aquel que se encuentra conectado a la red de distribución y están compuesta con sistema de almacenamiento [36].

1.3.9.1. Componentes del sistema de generación fotovoltaica

Paneles solares o módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos están constituidos por un conjunto de células solares conectadas en serie o en paralelo. Por lo regular, un módulo contiene entre 40 y 80 células fotovoltaicas, pero lo más usados son los que tienen entre 60 y 72, los cuales se pueden observar en la Figura 1.12 [37]. Para evitar la disminución de corriente en las conexiones en serie y la caída de voltaje en conexiones en paralelo, los módulos deben ser similares en sus características eléctricas [36].

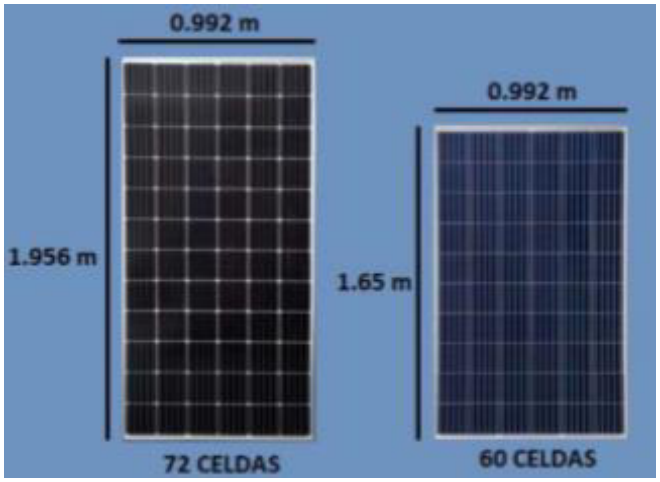


Figura 1.12. Paneles fotovoltaicos de 72 y 60 células, con sus respectivas dimensiones [36].

Los paneles fotovoltaicos se clasifican según el material utilizado para su construcción, como se observa en la Figura 1.13, y se describe a continuación:

- **Celdas de silicio monocristalino**: su uso es muy común hoy en día, está formado con silicio de alta pureza y tiene una estructura cristalina uniforme. El proceso de elaboración se basa en la fundición del silicio puro y del dopaje con átomos de boro, por esa razón su costo es elevado. No obstante, alcanzan niveles muy altos de rendimiento entre el 18 y 20%, ligeramente mayor al de los otros paneles [36].
- **Celdas de silicio policristalino**: su elaboración es similar a la del silicio monocristalino, con la diferencia de que este tipo de célula presenta menos fases de cristalización y durante el proceso de solidificación del material se presentan diferentes tipos de estructuras cristalinas, por esta razón, su rendimiento se encuentra entre el 14 y 16% y los costos de su elaboración son más bajos [36].
- **Celdas de silicio amorfo**: Su elaboración es diferente a las otras celdas ya que su material cristalino no es el mismo, su gran ventaja es que su espesor es más fino y su grado de absorción más alto; sin embargo, sus desventajas son la eficiencia menor del 12% y su degradación rápida al estar expuestos al sol, lo que hace su elaboración menos costosa [37].

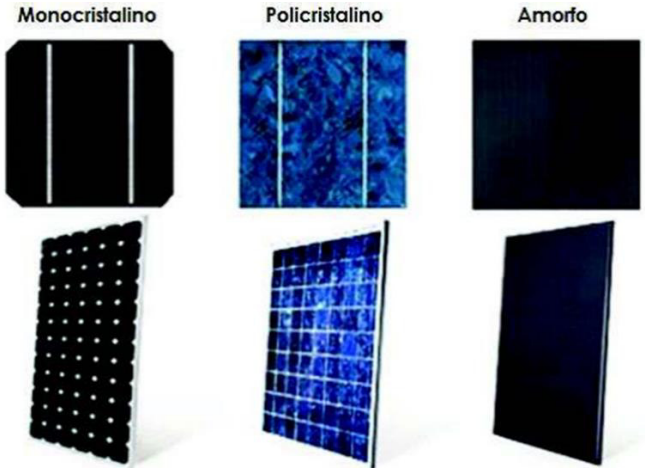


Figura 1.13. Módulos fotovoltaicos según su estructura cristalina [43].

En la Figura 1.14. se muestra el efecto de la radiación solar sobre un panel fotovoltaico, donde que la corriente suministrada por el mismo es proporcional a la radiación y a la superficie de sus células. Asimismo, se observa el efecto de la temperatura sobre los paneles, donde el voltaje suministrado varía en función de la temperatura; a mayor temperatura los paneles presentan pérdidas.

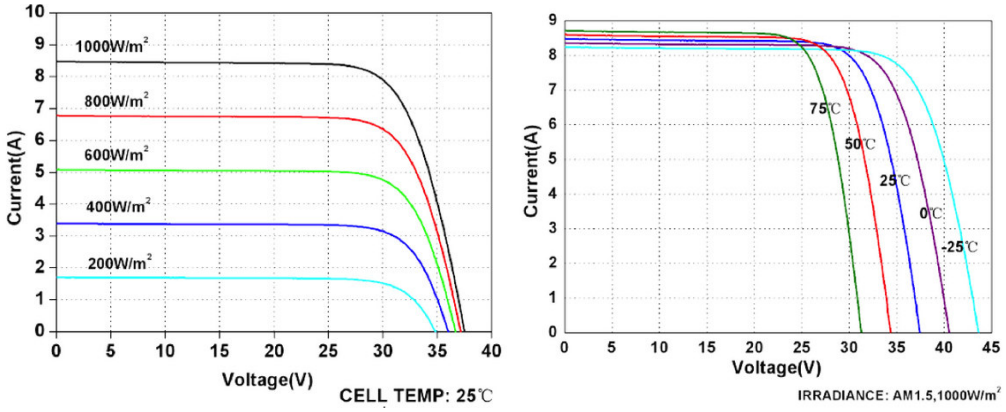


Figura 1.14. Curvas características de corriente – voltaje en función de la irradiancia y de la temperatura [44].

Varios de los parámetros eléctricos de los paneles solares se definen en base a las curvas características bajo condiciones ambientales determinadas como: irradiancia solar de 1000 W/m², masa de aire de AM 1.5 para la distribución espectral, y una temperatura de la célula de 25 °C.

Sistema de Almacenamiento

El propósito de los sistemas de almacenamiento como su nombre lo dice, es almacenar la energía eléctrica generada por el sistema de generación fotovoltaico, la cual el consumidor no necesita y podrá utilizarla en momentos específicos, ya sean en periodos nocturnos o en aquellas horas del día que no aparezca el sol. Las baterías o acumuladores solares son los dispositivos más usados para el almacenamiento en los sistemas fotovoltaicos [36].

Además, estabiliza el voltaje y la corriente de suministro, o inyecta picos de corriente en momentos determinados [45]. Comúnmente, los sistemas fotovoltaicos autónomos utilizan estas baterías, no obstante también pueden ser usados en conjunto con los sistemas fotovoltaicos con conexión a red [36].

Regulador de Carga

El regulador de carga es utilizado generalmente en sistemas fotovoltaicos autónomos [32]. Su función es regular y controlar el paso de corriente desde los módulos fotovoltaicos hacia las baterías. Protegen a los acumuladores de una posible sobrecarga, además limitan el voltaje de las baterías a valores aptos para su correcto funcionamiento [45]. En caso de sobrecarga en las baterías, el regulador cortocircuita las placas e interrumpe el paso de corriente y si se produce una descarga elevada, avisa al consumidor con una alarma o interrumpe el suministro, si el consumo es continuo [32]. En la Figura 1.15 se puede observar un regulador de carga.

Figura 1.15. Regulador de carga [45].

Inversor

Los inversores también conocidos como convertidores u onduladores, son dispositivos electrónicos cuya función es transformar la corriente continua (CC) generada por los

paneles fotovoltaicos a corriente alterna (CA), ya sea monofásica o trifásica [36], y puede ser aprovechada o inyectada a la red de distribución.

Los inversores se pueden clasificar según su señal de salida y según su aplicación en el área de los sistemas fotovoltaicos. La clasificación de los dispositivos según la señal de salida puede ser: de onda senoidal, onda cuasi-senoidal y onda cuadrada. Los inversores de onda senoidal son los más utilizados en los sistemas fotovoltaicos, porque la distorsión armónica en estos dispositivos es casi despreciable, además, se caracterizan por tener un buen filtrado de la señal de salida y una eficiencia muy elevada [46]. Los inversores según su aplicación en el área de los sistemas fotovoltaicos se clasifican en: inversores de conexión de red, inversores autónomos e inversores híbridos.

Inversores conectados a la red

Estos dispositivos se encuentran conectados directamente al arreglo fotovoltaico y su función es transformar la corriente continua del generador fotovoltaico a corriente alterna, la cual tendrá características iguales a la red eléctrica con la que se encuentra conectada. Este tipo de inversor tiene que ser capaz de sincronizarse de forma adecuada con la red eléctrica, para evitar fallas o disturbios en la misma y no afectar a la calidad del servicio de la energía [41]. Para una correcta sincronización se debe tener en cuenta los siguientes parámetros técnicos: magnitud de la onda de voltaje, frecuencia de la señal y sincronismo de fases [21].

El seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) es uno de los elementos más importantes en los inversores conectados a la red, cuya función es permitir al arreglo fotovoltaico trabajar en cualquier instante, en el punto de máxima potencia de su curva característica, donde la carga conectada no influye. El inversor está constituido por uno o más de estos tipos de dispositivos [36].

El inversor debe estar compuesto por protecciones internas contra cortocircuitos en el lado de corriente alterna, sobrevoltajes, voltajes y frecuencias de la red que no se encuentren dentro de los rangos establecidos, entre otros.

Dependiendo del tipo de conexionado de los paneles fotovoltaicos, existen varias configuraciones de los inversores, las cuales se pueden observar en la Figura 1.16 y se describen a continuación:

- Inversor centralizado: su instalación es controlada por un solo inversor de alta potencia y por lo general trifásica. Las cadenas están constituidas por los módulos

conectadas en serie y estas a la vez conectadas en paralelo. Estos inversores son sensibles a las sombras, por lo que ocasiona una baja confiabilidad.

- Inversores de cadena: por lo general este tipo de inversor es monofásico y tiene potencias menores. Está constituida por módulos conectados en serie, lo que ocasiona un mejor rendimiento y reducción de las pérdidas ocasionadas por sombras.

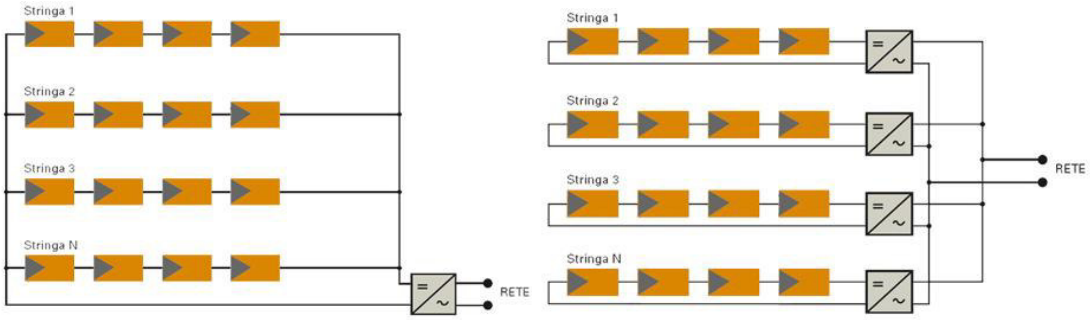


Figura 1.16. Inversor centralizado y de cadena [47].

Estructuras de Soporte

Las estructuras de soporte son elementos que permiten la fijación, unión, sujeción y protección mecánica de todos los otros componentes del sistema fotovoltaico. Las estructuras deben estar inclinadas entre 5° y 10°, además ningún elemento o componente debe ocasionar sombra sobre los módulos fotovoltaicos en cualquier instante del día [41].

Cableado

El cableado son todas las líneas de cables monopolares o multifilares, existentes en una instalación eléctrica. Su función es transportar la energía eléctrica, para la selección del cable se debe tener en cuenta diferentes criterios como: caída de voltaje, capacidad de conducción de corriente, compatibilidad con las condiciones ambientales y una adecuada resistencia mecánica [36].

El cableado en exteriores seleccionado para los sistemas de generación fotovoltaica debe cumplir con las siguientes especificaciones: ser resistentes a los rayos ultravioleta, a temperaturas de 90 °C, a la presencia de humedad, y ser de doble aislamiento [41].

Aparatos de protecciones y maniobra

Dependiendo de su alcance de funcionamiento las protecciones pueden actuar frente a cortocircuitos, sobrecargas, sobrevoltajes o fallas en el aislamiento. Los elementos de maniobra permiten conseguir un aislamiento entre un componente seleccionado de toda la instalación fotovoltaica al separarlo, esto puede darse por motivos de mantenimiento, operación o emergencia. Estos dispositivos son particularmente diferentes de otras instalaciones, ya que no frenan la generación de energía mientras existan rayos de sol [36].

A continuación, se enlistan los componentes fundamentales de protección y maniobra para una instalación fotovoltaica con conexión a la red:

- Fusibles y portafusibles seccionables: Los fusibles son dispositivos de protección contra sobrecorrientes, instalados en los bornes de cada ramal de los paneles. Sus funciones son proteger los paneles fotovoltaicos ante corrientes inversas que pueden aparecer y proteger ante sobrecargas al conexionado de los paneles fotovoltaicos de cada cadena. En cambio, los portafusibles seccionables son la base de los fusibles y seccionan un ramal seleccionado de toda la instalación.
- Interruptor general del arreglo fotovoltaico: este dispositivo de corriente conocido también como interruptor seccionador se encuentra ubicado a la salida de la unión del conjunto de ramales del panel fotovoltaico, cuyo propósito es seccionar el circuito bajo carga del resto de la instalación.
- Protección contra sobrevoltajes: este dispositivo protege a las instalaciones y al personal ante descargas atmosféricas. Cuando el dispositivo detecta un sobrevoltaje transitorio ocasionado por estas descargas desvía el sobrevoltaje de manera eficaz a tierra.
- Protección diferencial: este dispositivo se encuentra ubicado en el lado de corriente alterna del tablero, su función es proteger a las personas ante fallas por aislamiento.
- Interruptor termomagnético general: es un dispositivo de protección contra sobrecargas y cortocircuitos. Se puede conectar y desconectar el sistema fotovoltaico en su totalidad de la red de distribución.

Medidor de energía bidireccional

El medidor bidireccional mide la energía que se inyecta y se consume de la red, y al final de un periodo establecido se compara estos dos valores, se puede conocer si existe o no

un excedente de energía en la red, es decir, si la empresa tiene a favor o en contra energía, para así determinar si al finalizar la fase de facturación el cliente debe pagar por el consumo de energía u conseguir un beneficio por la energía generada sobrante [21].

Sistema de puesta a tierra

En todo tipo de conexión eléctrica es esencial el uso de un sistema de puesta a tierra, a razón de que se ocupa de reducir las fluctuaciones de voltaje y asegura un correcto funcionamiento de las protecciones [36].

1.3.10. REGULACIÓN NRO. ARCONEL 003/18

El Estado ecuatoriano incentiva al sector público y privado el uso e implementación de tecnologías amigables con el medio ambiente y energías provenientes de fuentes renovables no convencionales. Precautelando que los costos socio ambientales se integren a los costos de producción. Por esta razón, en el año 2018 se emite la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”.

Su objetivo es establecer los requisitos y condiciones técnicas necesarias para que el consumidor desarrolle e implemente un sistema de autogeneración fotovoltaica conectada a la red de bajo o medio voltaje de hasta 100 kW de capacidad nominal para autoabastecimiento, es importante tener en cuenta que en la disposición transitoria se establece que una capacidad nominal de hasta 300 [kW] para consumidores residenciales y una capacidad menor de 1000 [kW] para consumidores industriales y comerciales. El sistema debe estar operando en sincronismo con la red y la energía generada será destinada únicamente para autoconsumo de la edificación donde se desea instalar. Si se llegará a producir un excedente de energía, esta se debe inyectar en la red de baja o medio voltaje de la empresa distribuidora y su retribución económica será de acuerdo al mecanismo de balance mensual neto (Net Metering). En la regulación se indican los requisitos y procedimiento para la conexión a las redes de la empresa distribuidora, para la autorización y operación del μSFV, también se mencionan las condiciones para la medición, operación en sincronismo con la red y el tratamiento comercial de la energía producida, de la energía consumida y eventuales excedentes de generación entregados al sistema de distribución [48].

Por otro lado, es necesario tener en cuenta que la Regulación ARCONEL Nro. 003/18 ha sido derogada y sustituida por la Regulación ARCERNNR Nro. 001/2021 denomina “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica” la cual entró en vigencia el 5 en abril del 2021. Sin embargo, esta regulación no afecta ni disminuye la validez del presente trabajo de titulación.

2. METODOLOGÍA

En el presente capítulo se detalla los métodos implementados para el dimensionamiento del sistema de autogeneración fotovoltaica, el diseño cuenta con las siguientes etapas: breve descripción del sitio en estudio - Empresa Industrial de Textiles Tornasol, estimación del recurso solar disponible, descripción del consumo energético y dimensionamiento de todos los elementos pertenecientes al sistema de microgeneración fotovoltaica.

2.1. DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE LA EMPRESA INDUSTRIAL DE TEXTILES TORNASOL

Ubicación geográfica

La Empresa Industrial de Textiles Tornasol se encuentra ubicada al norte de la ciudad de Quito en la parroquia Calacalí, sobre la Av. Manuel Córdova Galarza y Luis Calderón, con latitud -0,001193 y longitud -78,302800. En la Figura 2.1, se puede observar la vista satelital de la ubicación de la empresa obtenido del programa informático Google Earth. En el cual se presenta el perímetro del terreno identificado por color amarillo.

Figura 2.1. Mapa geográfico de la Empresa Industrial de Textiles Tornasol [Google Earth]

Superficie total del terreno y descripción del sistema eléctrico actual

El terreno de la empresa cuenta con una superficie total aproximada de 20 756 m^2, la estructura principal existente de la industria posee aproximadamente 5 898 m^2 y el espacio restante corresponde al parqueadero, área de tratamiento de agua, oficinas, terreno baldío,

tanques de almacenamiento, sistemas de ablandamiento de agua y bodega de materia prima y producto terminado. La estructura principal existente cuenta con las siguientes áreas: acabados, tejeduría, tintura y sala de calderos.

El sistema eléctrico de la empresa posee un transformador trifásico de distribución que se encuentra conectado al alimentador 22A de la EEQ [49], su potencia es 500 [kVA] y su relación de voltaje es 22,8 [kV]/440 [V]. Por ende, se conoce que el voltaje de servicio de la empresa es 440 [V] y a su vez posee tres transformadores trifásicos secundarios y un autotransformador.

- Transformador trifásico secundario: Potencia igual a 112,5 [kVA], con relación de voltaje igual a 480/220 [V] y se encuentra conectado al área de compresores, a las bombas de agua y a los calderos.
- Transformador trifásico secundario: Potencia 150 [kVA], relación de voltaje 480/220 [V], conectado a las secadoras, compactadoras, área de tintura y área de tejeduría.
- Transformador trifásico secundario: Potencia 90 [kVA], conectado a la planta de tratamiento de agua.
- Autotransformador: Potencia 30 [kVA], el voltaje en el primario es 480 [V] y en el secundario 208Y/120 y relación de voltaje de 480/220 [V], conectado a las oficinas, guardianía y conserjería.

La medición de la energía eléctrica por parte de la Empresa Eléctrica de Quito se lo realiza a través del contador de energía de suministro N°50000626.

Historial de consumo eléctrico

Para el estudio se verifica el consumo histórico eléctrico mediante el uso de los datos obtenidos de la facturación mensual de la Empresa Eléctrica Quito – EEQ. Debido a que la Empresa Industrial de Textiles Tornasol cambió de instalaciones, es decir, se trasladó del sector Calderón a su actual ubicación en Calacalí, se cuenta solo con datos históricos de consumo desde el mes de agosto del año 2019. Otro factor a tener en cuenta, es que en los meses a partir de marzo del 2020 a causa de la emergencia sanitaria el consumo (producción de textiles) disminuyó notablemente. En la Tabla 2.1 y en la Figura 2.2 se observa el histórico del consumo energético y su promedio; se debe tener en cuenta que los datos presentados en la Tabla 2.1 están ordenados de enero a diciembre. No obstante, los meses de agosto a diciembre son del año 2019 y de enero a julio son del año 2020. Se

evidencia que los meses con mayor consumo de energía son octubre y marzo y el mes de menor consumo es agosto.

Tabla 2.1. Historial de consumo eléctrico Empresa Industrial de Textiles Tornasol

Meses	Consumo de energía [kWh/mes]
Enero	34829.4
Febrero	44139.6
Marzo	51983.4
Abril	27432
Mayo	10266.6
Junio	14844
Julio	19423.2
Agosto	7129.8
Septiembre	36861.6
Octubre	48048.6
Noviembre	44992.2
Diciembre	46807.8
Promedio	32229.85

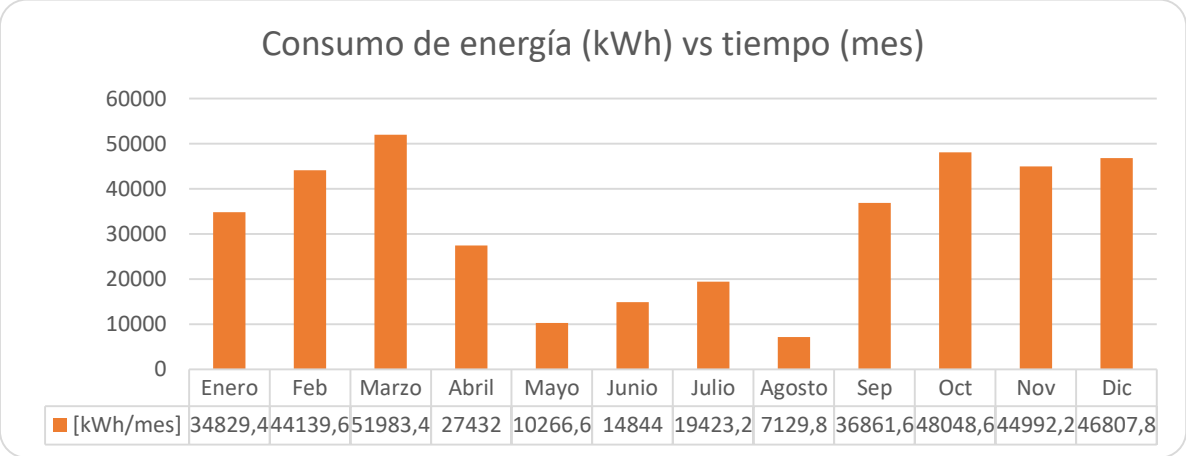


Figura 2.2. Historial de Consumo Eléctrico Empresa Industrial de Textiles Tornasol

Estimación de consumo diario

El diseño del sistema fotovoltaico es con conexión a la red de distribución y no posee un banco de baterías. Por esta razón, se toma como dato de referencia el consumo energético en el horario de 8H00 a 18H00 del mes de marzo donde se presenta mayor consumo,

según datos obtenidos de las facturas de la Empresa Eléctrica. Además, en el mes de marzo el valor del recurso solar de acuerdo con ARCONEL es menor al promedio.

La Empresa Industrial de Textiles Tornasol tiene un horario laboral de lunes a viernes, pero cuando existe un aumento en la demanda de elaboración de textiles, el horario laboral es de lunes a sábado y los domingos no asiste personal a la empresa. Tomando como referencia el horario con mayor consumo de energía (lunes a sábado de 8H00 a 18H00), que los días laborables del mes en general son 24 y los 23 724.6 [kWh/mes] en el mes de marzo, se obtiene se obtiene un valor aproximado promedio del consumo energético diario igual a 988.525 [kWh/día] y un valor aproximado promedio del consumo energético semanal igual a 5 931.15 [kWh/semana].

En la Tabla 2.2, se presenta los valores del consumo energético mensual, semanal y diario en el horario de 8h00 a 18h00.

Tabla 2.2. Consumo eléctrico mensual, semanal y diario

Mes	Horario	Consumo de energía [kWh/mes]	Consumo de energía [kWh/día]	Consumo de energía [kWh/semanal]
Enero	8H00-18H00	18705	779.375	4676.25
Febrero	8H00-18H00	21798	908.25	5449.5
Marzo	8H00-18H00	23724.6	988.525	5931.15
Abril	8H00-18H00	13752	573	3438
Mayo	8H00-18H00	6934.2	288.925	1733.55
Junio	8H00-18H00	9503.4	395.975	2375.85
Julio	8H00-18H00	12366.6	515.275	3091.65
Agosto	8H00-18H00	5768.4	240.35	1442.1
Septiembre	8H00-18H00	22109.4	921.225	5527.35
Octubre	8H00-18H00	25530	1063.75	6382.5
Noviembre	8H00-18H00	24531	1022.125	6132.75
Diciembre	8H00-18H00	25632	1068	6408

2.2. DETERMINACIÓN DEL RECURSO DISPONIBLE

La Empresa Industrial de Textiles Tornasol se encuentra ubicado en la parroquia Calacalí muy cercana a la línea ecuatorial, por lo que goza de una fuente inagotable de energía solar y se puede aprovechar la radiación solar de mejor manera, implementando un Sistema de Generación Fotovoltaico. En la Figura 2.3 se observa la irradiación solar en la provincia de Pichincha, sector de ubicación del sistema. Además, es importante considerar la superficie disponible para el sistema fotovoltaico, porque esta debe cumplir con diferentes requisitos para que sea factible. En esta sección se realiza un análisis sobre el

área de ubicación del sistema, la radiación solar según la ubicación geográfica de la empresa y verificación del posible sombreado procedente de objetos cerca del sistema.

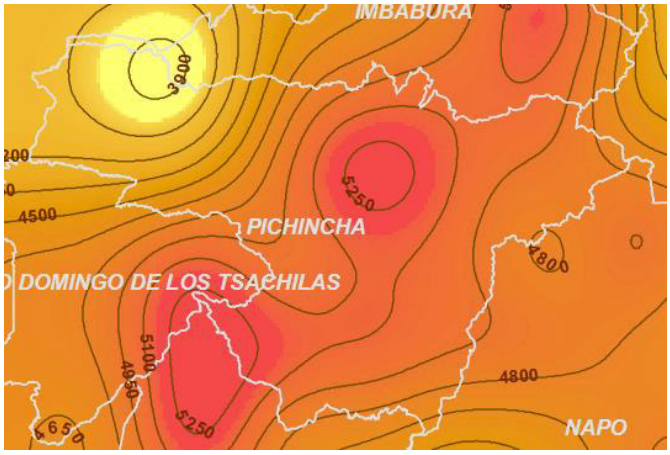


Figura 2.3. Irradiación Solar - Pichincha [50].

2.1.1. SUPERFICIE PARA INSTALACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Para la estimación del área disponible se hace uso del plano arquitectónico del sitio o mediciones realizadas directamente en el terreno – estructura. El resultado nos será útil para conocer el área máxima disponible para la instalación de los paneles fotovoltaicos. Para el presente proyecto se utiliza el plano arquitectónico de la empresa industrial Tornasol. Para una selección adecuada del área de instalación del arreglo fotovoltaico, se deben tener en cuenta varios factores como [51]:

- La estructura seleccionada para la instalación del arreglo fotovoltaico debe soportar las cargas que involucran al mismo.
- El área debe encontrarse en condiciones estructurales óptimas.
- Acceso permanente a la cubierta.
- El área debe ser adecuada para soportar el peso de los paneles fotovoltaicos (20kg/m^2).
- Evitar edificaciones, obstáculos o elementos que tengan altura y sean fuentes de sombreado sobre la cubierta.

La Empresa Industrial de Textiles Tornasol se encuentra ubicada en una zona industrial, por esta razón no existen edificaciones, montañas, árboles, vallas publicitarias u otro elemento que puede causar sombra. Debido a la altura y el poco sombreado, el área de

alrededor de 399 m^2 del techo de la bodega y el área de aproximadamente 762 m^2 del edificio principal, son seleccionados para la posible y, futura instalación del sistema fotovoltaico, las cuales son señaladas en color rojo en la Figura 2.4. No obstante, antes de realizar la selección final se debe verificar que el techo pueda soportar el peso del arreglo fotovoltaico, para ello se realiza un análisis del material y construcción de la estructura.

Figura 2.4. Ubicación del arreglo fotovoltaico

En la Figura 2.5 se muestra la vista lateral externa de la estructura del edificio de bodega y en la Figura 2.6 se puede observar la estructura interior del edificio principal de la Empresa Industrial de Textiles Tornasol.

Figura 2.5. Vista lateral del techo de la Empresa Industrial de Textiles Tornasol.

Figura 2.6. Vista interior de la estructura del techo de la Empresa Industrial de Textiles Tornasol.

Análisis estructural del área para instalación del arreglo fotovoltaico

Para el análisis estructural del edificio principal y bodega se utiliza el software ETABS versión 18, este software tiene la capacidad de cubrir todos los pasos para la modelación (estructuras metálicas, vigas, hormigón, otros), creación y generación de detalles de una estructura. Además, permite un análisis detallado de control de fisuración y modos de vibración.

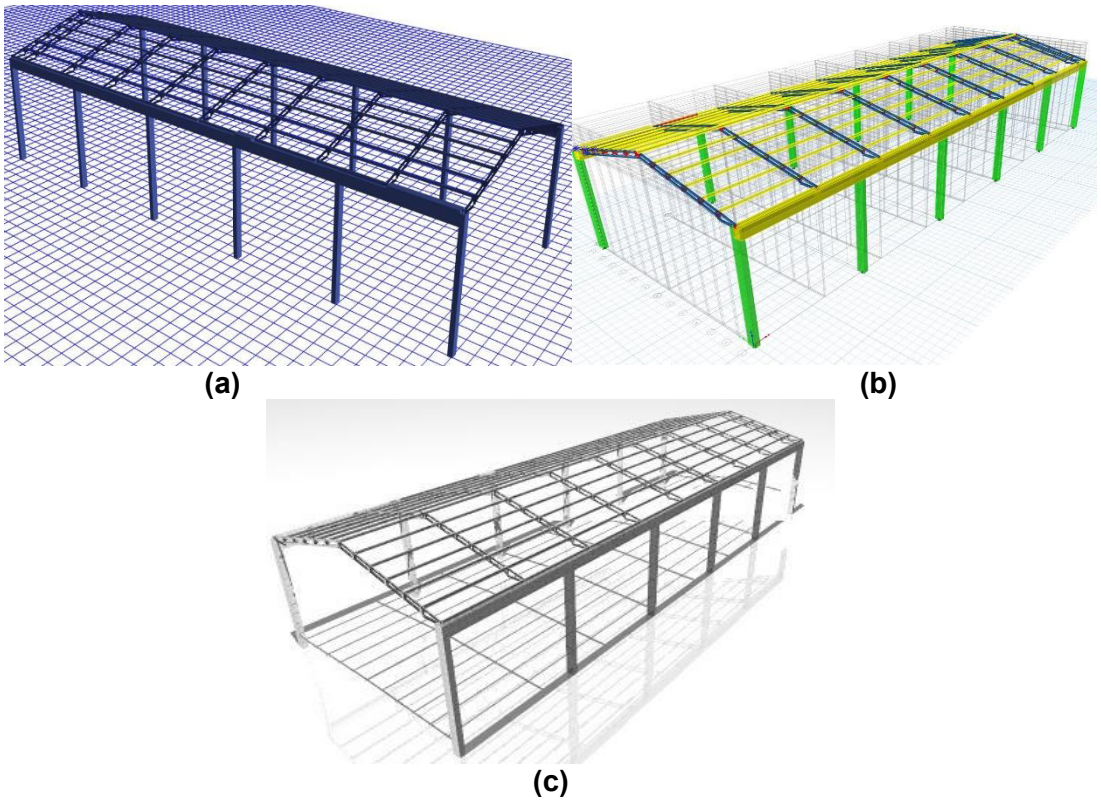
Para la modelación se necesita los datos principales de la estructura de cada edificio, los cuales se observan en la Tabla 2.3. Siendo las vigas de acero estructural, las que soportan la cubierta metálica (techo) y a su vez se apoyan en las vigas de hormigón armado.

Tabla 2.3. Datos estructurales y material de cada edificio

Datos	Edificio principal (Lote A)	Bodega (Lote B)	Material
Largo del edificio	81.09 [m]	42.76 [m]	Hormigón y bloque
Ancho del edificio	9.12[m]	9.12 [m]	Hormigón y bloque
Altura del edificio	8 [m]	10 [m]	Hormigón y bloque
N° de columnas	14	10	Hormigón armado
Distancia entre columnas	10 [m]	10 [m]	
Base y altura de columnas	0.60x0.40 [m]	0.60x0.40 [m]	
N° de correas	14	14	Acero estructural
Distancia entre correas	1.50 [m]	1.50 [m]	
N° de vigas	10	10	Acero estructural
Base y altura de vigas	0.90x0.60 [m]	0.90x0.60 [m]	Hormigón armado

Con los datos obtenidos en campo se realiza la modelación y se determina la resistencia de la infraestructura de la Empresa Industrial Tornasol al incorporar el peso adicional del

sistema fotovoltaico. A continuación, se presenta el análisis estructural del edificio principal, en la Figura 2.7 se observa el proceso de modelado mediante la utilización del software ETABS. En el gráfico (a) se muestra el modelado general de la infraestructura, en el gráfico (b) se observa la estructura con la carga adicional del sistema fotovoltaico, el cual se adjunta automáticamente en la simulación mediante la asignación de cargas de acuerdo al uso ocupacional de la estructura, es decir, de forma puntual según las dimensiones de cada módulo fotovoltaico, por esta razón no se observa gráficamente cada panel. Y en el gráfico (c) se muestra la estructura final en obra gris.



(a) **(b)**

(c)

Fig 2.7. Modelación de la estructura en el software ETABS.

En los gráficos se busca representar la acción que produce el peso de los paneles fotovoltaicos al ser colocados sobre la cubierta metálica. Cabe recalcar que el gráfico (b) consta de un mallado rectangular para facilitar la modelación de la estructura.

Los resultados de la simulación se observan en la ANEXO A, siendo los datos “drifts” de la primera tabla y los datos “RX”, “RY” y “RZ” de la segunda tabla importantes para conocer si la estructura es factible o no para la instalación del sistema fotovoltaico.

Los “drifts” se calculan en cada nodo de la estructura y analizan si existen movimientos de izquierda a derecha en la estructura que trabaja como conjunto, es decir, la edificación con la implementación de los paneles. Si los valores de los “drifts” son mayores al 2% significa que existen movimientos excesivos y por ende daño en la estructura. Por otro lado, en la segunda tabla se debe verificar si existen valores ya sean positivos o negativos para los parámetros “RX”, “RY” y “RZ” lo que significa que el peso adicional no produce rigidez en los elementos de la estructura.

Debido a que el edificio principal y bodega son de similares características estructurales, los resultados finales no varían mucho en cada caso. Los resultados de los “drifts” son menores al 2% y existen valores de “RX”, “RY” y “RZ”, lo que significa que no tendrá mayor movimiento con el peso adicional ni elementos muy rígidos, es decir, que la estructura es factible para la instalación fotovoltaica.

2.1.2. ESTIMACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE

Es imprescindible evaluar la existencia del recurso solar en el sitio del proyecto, previo al diseño de la instalación del Sistema Fotovoltaico. La recopilación de datos de radiación solar global sobre el plano horizontal se lo realiza mediante diferentes fuentes. Este parámetro varía según la ubicación geográfica del sitio de instalación y la época del año y se encuentra expresado en valores medios mensuales $G_{dm}(0)$ de la radiación diaria sobre una superficie horizontal, en kWh/m^2/día. En la Tabla 2.4 se enlista la información obtenida de las siguientes entidades:

- National Aeronautics and Space Administration (NASA): La NASA proporciona de forma gratuita datos de irradiancia global horizontal [kWh/m^2/día], a través de su aplicación en línea POWER Data Access Viewer, siendo únicamente necesario la ubicación geográfica del sitio en estudio [52].
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL): Presenta el “Atlas Solar del Ecuador” elaborado por la Corporación para la Investigación Energética – CIE. Este documento proporciona la cuantificación del potencial solar disponible en base a mapas mensuales y anuales de estimaciones satelitales de irradiación solar tomados de la base de radiación solar del Laboratorio de Energías Renovables (NREL) de Estados Unidos [53].
- Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI): proporciona las mediciones de heliofanía (duración de brillo solar) por mes en su anuario

meteorológico. En el presente proyecto se considera los datos provenientes de la estación meteorológica “Innaquito” [54].

- Grupo de Investigación SCINERGY de la Escuela Politécnica Nacional: presenta el nuevo modelo de irradiación solar propuesto por el NREL, mediante estimaciones satelitales de irradiación solar, comparadas con las mediciones de irradiación global horizontal (GHI) de 41 estaciones meteorológicas pertenecientes a la Secretaria de Medio Ambiente de Distrito Metropolitano de Quito (DMQ), el Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE) y el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI), por medio de mediciones terrestres de irradiación solar [55].

Tabla 2.4. Datos de Radiación Solar Global, en kWh/m^2/día

Meses	ENTIDADES			
	INAMHI	NASA	ARCONEL	Scinergy - EPN
Enero	5.21612903	3.61064516	4.94	4.3
Febrero	3.34333333	3.11357143	4.64	4.3
Marzo	3.8516129	3.46322581	4.78	4.4
Abril	3.10333333	3.49233333	4.53	4.4
Mayo	5.02258065	3.32322581	4.83	4.2
Junio	4.80666667	3.513	4.69	3.9
Julio	5.28709677	3.74612903	5.53	4
Agosto	7.28709677	4.26774194	5.47	4.5
Septiembre	5.86333333	4.255	4.89	4.9
Octubre	4.81935484	3.54129032	5.25	4.94
Noviembre	5.52666667	3.70166667	5.14	4.8
Diciembre	4.62903226	3.62387097	5.14	4.5
Promedio	4.89635305	3.63764171	4.985833	4.42833

Se debe tener en cuenta que los datos proporcionados por el ARCONEL y la NASA son obtenidos por mediciones mediante el uso de satélites, en cambio, los datos obtenidos del INAMHI y Scinergy – EPN, corresponden a datos medidos en una estación.

Conforme a [54], la diferencia entre los datos del ARCONEL con respecto a los datos en el punto exacto de estudio debe ser máximo del 10%. En la Tabla 2.5, se puede observar el error entre los valores del ARCONEL y las diferentes fuentes mencionadas anteriormente. Debido a que los errores calculados son mayores a 10%, se opta por utilizar los datos adquiridos del ARCONEL para el presente estudio.

Tabla 2.5. Error porcentual entre los datos de distintas fuentes de información

Meses	Diferencia		
	INAMHI	NASA	Scinergy - EPN
Enero	5.2938	36.8177	12.9555
Febrero	38.7836	49.0250	7.3276
Marzo	24.1039	38.0216	7.9498
Abril	45.9721	29.7127	2.8698
Mayo	3.8343	45.3407	13.0435
Junio	2.4272	33.5041	16.8443
Julio	4.5943	47.6190	27.6673
Agosto	24.9358	28.1708	17.7331
Septiembre	16.6003	14.9236	0.2045
Octubre	8.9357	48.2510	5.9048
Noviembre	6.9964	38.8564	6.6148
Diciembre	11.0383	41.8373	12.4514
Promedio	16.1263	37.6733	10.9638

2.1.3. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Para el estudio, es primordial el adecuado direccionamiento de los paneles fotovoltaicos y evitar los obstáculos que produzcan sombra, con el propósito de maximizar la generación de energía eléctrica. La orientación e inclinación del generador fotovoltaico, se representan por las variables angulares azimut (α) e inclinación (β) correspondientemente. En la Figura 2.8 se puede observar un ejemplo de la orientación e inclinación.

Si la instalación del sistema fotovoltaico se ubica sobre terrazas de edificios o industrias, calcular la orientación e inclinación se dificulta, debido a que la infraestructura cuenta con orientación, arquitectura y ubicación.

Ángulo azimut (α)

Es el ángulo formado por la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del panel fotovoltaico y la dirección sur, si el sistema se encuentra ubicado en el hemisferio norte. Sin embargo, si la ubicación del arreglo fotovoltaico es en el hemisferio sur, el ángulo está formado entre la proyección y la dirección norte [56].

Debido a que el presente proyecto se encuentra ubicado en el hemisferio sur, la dirección hacia el norte toma un valor de 0°, la dirección hacia el sur -180°, la dirección hacia el este -90° y la dirección hacia el oeste 90°.

Ángulo de inclinación (β)

Es el ángulo formado entre el sistema fotovoltaico y el plano horizontal. El valor del ángulo es 0° cuando el modulo se ubica de forma horizontal y tiene un valor de 90° cuando se coloca de forma vertical [56].

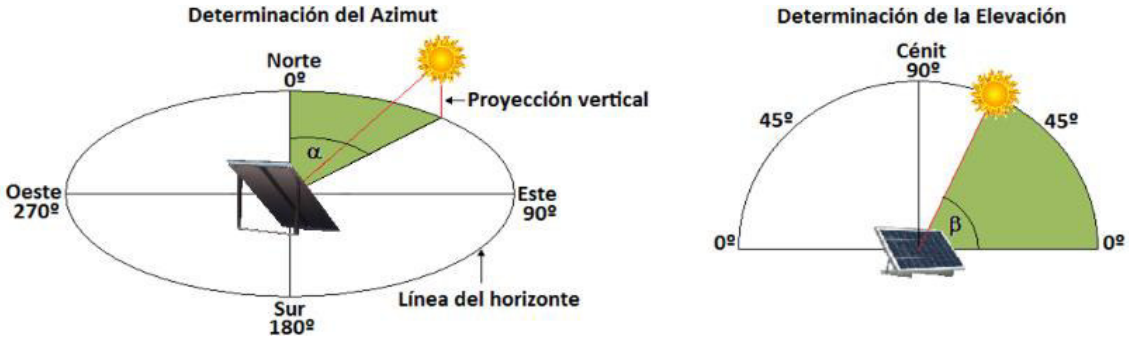


Figura 2.8. Orientación e inclinación de un Generador Fotovoltaico [57].

2.1.3.1. Orientación optima ($\propto_{opt}$) e inclinación optima (β_{opt}) del plano del generador fotovoltaico

La irradiación solar durante el año es variable y por lo tanto un direccionamiento óptimo del plano del generador debería ser también variable, pero comúnmente el direccionamiento del plano del generador es fijo. Por esta razón, es primordial encontrar una orientación e inclinación óptimas para periodos de diseño. El presente proyecto es un diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red y generalmente para estos proyectos se establece un periodo anual.

La orientación óptima depende de si el módulo se encuentra ubicado en el hemisferio norte o el hemisferio sur y la inclinación óptima depende de la ubicación geográfica (latitud) del mismo. Según [58], es recomendable que la inclinación del arreglo fotovoltaico sea 10° menor a la latitud del sitio en estudio, no obstante, mediante la Ecuación 2.1 [58] se obtendría un valor más preciso porque se encuentra en función a la latitud geográfica del lugar:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \times |\emptyset| \qquad (2.1)$$

Donde:

β_{opt}: Ángulo de inclinación óptimo del generador fotovoltaico, [°].

$\emptyset$: Latitud geográfica del sitio en estudio, [°].

La empresa tiene una latitud (∅)= -0,001193°, aplicando la Ecuación 2.1, el ángulo de inclinación óptimo resultante es:

$$\beta_{opt} = 3.701°$$

Este ángulo de inclinación es prácticamente horizontal. No obstante, debido a los procesos de limpieza ante la acumulación de polvo y suciedades, mantenimiento del arreglo fotovoltaico y disponibilidad de estructura de soporte, el valor del ángulo de inclinación (β) para el presente proyecto será 10°. Además, en ocasiones es preferible adaptarse a las condiciones del edificio ya que las edificaciones constan con una inclinación fija.

2.1.3.2. Factor de irradiación o de incidencia

Un direccionamiento no óptimo ($\propto_{opt}, \beta_{opt}$) del plano del arreglo fotovoltaico puede ocasionar pérdidas de energía en la instalación, esta disminución energética se representa por medio del factor de irradiación. Las limitaciones de la disposición física del lugar en estudio pueden ocasionar un direccionamiento no óptimo. Las Ecuaciones 2.2 y 2.3 son útiles para calcular el factor de irradiación, dependiendo del ángulo de inclinación (β) [59]:

Si $\beta \leq 15°$ se aplica:

$$FI = 1 - [1{,}2 * 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2] \quad (2.2)$$

Y si $15° < \beta \leq 90°$ se utiliza:

$$FI = 1 - [1{,}2 * 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3{,}5 * 10^{-5}\alpha^2] \quad (2.3)$$

Donde:

FI: Factor de Irradiación.

β: Ángulo de inclinación del plano del generador fotovoltaico, [°].

β_{opt}: Ángulo de inclinación óptimo del plano del generador fotovoltaico, [°].

α: Ángulo de orientación del plano del generador fotovoltaico, [°].

Siendo el ángulo de inclinación del presente proyecto menor a 15°, se aplicará la Ecuación 2.2; se asume que es posible direccionar con cualquier valor de ángulo de orientación al módulo fotovoltaico. Por ende, el valor del Factor de Irradiación es:

$$FI = 0.99523$$

2.1.4. SOMBRAS EN EL PLANO GENERADOR FOTOVOLTAICO

Para un correcto funcionamiento de los paneles fotovoltaicos es fundamental evitar en lo posible el sombreado sobre de los mismos, debido a que pueden ocasionar reducción en la producción de energía y disminución del tiempo de vida. Las sombras que inciden sobre un panel pueden ser lejanas y mutuas; las sombras lejanas son aquellas producidas por objetos distantes como: edificios, arboles, vallas publicitarias, otros y las sombras mutuas son aquellas producidas por los propios paneles fotovoltaicos entre ellos mismo [58].

Factor de sombras

Es la relación entre la radiación solar global que incide sobre el plano generador afectado por sombras y la radiación solar global que incidiría sobre el mismo plano generador, pero sin sombra. El factor de sombras se calcula mediante las pérdidas producidas por las sombras en los módulos con la Ecuación 2.4:

$$FS = 100 - PS \qquad (2.4)$$

Donde:

FS: Factor de sombras, [%].

PS: Pérdidas por sombreado en los módulos fotovoltaicos.

Debido a que la empresa en estudio se encuentra ubicada en una zona industrial y que la instalación del arreglo fotovoltaico es en el techo de la estructura donde no se encuentra ningún objeto que pueda producir sombra; se opta por tomar el valor máximo de pérdidas por sombreado de la Tabla 2.6, según [59] para la categoría general. Por ende, el valor del factor de sombras (FS) será igual a 0,9.

Tabla 2.6. Factor de sombreado

Categoría	Sombras
General	10%
Superposición	15%
Integración arquitectónica	20%

2.2. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Para el diseño del sistema fotovoltaico con conexión a la red se debe considerar todos los aspectos y restricciones del sitio en estudio: superficie disponible, potencia requerida, irradiancia en el sitio y sombreado.

2.2.1. SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Para proceder a la selección del tipo de módulo fotovoltaico existen aspectos importantes que se deben cumplir como eficiencia, vida útil, tamaño y peso. Los paneles solares más comunes en el mercado según el tipo de material son monocristalinos y policristalinos, debido al avance tecnológico las diferencias técnicas y económicas entre estos paneles solares es mínima. Por esta razón, la selección del panel depende en su mayoría de la ubicación y presupuesto del lugar en donde será implementado. No obstante, el tamaño del panel solar monocristalino es menor que el del policristalino al generar la misma cantidad de energía; además, la eficiencia y vida útil del primero es ligeramente mayor.

Debido a que el sistema fotovoltaico se ubicará en los techos del edificio principal y bodega de la empresa de textiles Tornasol, en el presente proyecto se selecciona el panel solar monocristalino JKM410M-72H con potencia 410 [W] fabricados por la compañía Jinko Solar. Siendo este un panel solar monocristalino, por lo tanto, el tamaño y peso es menor comparado a los paneles policristalinos y la eficiencia y vida útil ligeramente superior, haciéndolo apto para la instalación. Además, se considera que el costo de los paneles pertenecientes a la compañía Jinko solar es bajo y existe disponibilidad en el mercado ecuatoriano. En la Tabla 2.7 se puede observar las principales características dadas en condiciones estándar de medida (STC) del módulo fotovoltaico seleccionado y en el ANEXO B se detalla la ficha técnica proporcionada por el fabricante.

Tabla 2.7. Características del panel fotovoltaico JKM410M-72H

Parámetros eléctricos	
Potencia máxima nominal (Pmáx) [W]	410
Voltaje de operación a Pmáx (Vmpp) [V]	42.3
Corriente de operación a Pmáx (Impp) [A]	9.69
Voltaje de circuito abierto (Voc) [V]	50.4
Corriente de cortocircuito (Isc) [A]	10.60
Características de temperatura	
Coeficiente de temp. de Pmáx ($CT_{Pmáx}$) [%/°C]	-0.35
Coeficiente de temp. de Voc (CT_{Voc}) [%/°C]	-0.29
Coeficiente de temp. de Isc (CT_{Isc}) [%/°C]	0.048
Temperatura nominal de operación del módulo [°C]	45±2
Datos generales	
Eficiencia [%]	20.38
Tolerancia de la potencia [W]	0~+3
Tipo de celda	Monocristalino
Número de celdas	72
Dimensiones [mm]	2008x1002x40
Peso [kg]	22.5

2.2.2. DISTANCIA ENTRE FILAS DE PANELES FOTOVOLTAICOS

La distancia entre filas de los módulos fotovoltaicos es importante debido a que el tamaño del sombreado mutuo depende de esta, en la Figura 2.9 se puede observar las distancias de separación entre filas, y empleando la Ecuación 2.5 podemos calcular su valor [58].

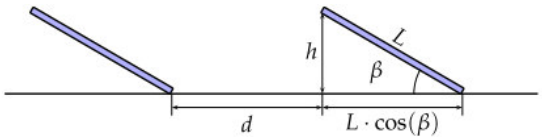


Figura 2.9. Distancias entre filas en el Sistema Fotovoltaico.

$$d = \frac{h}{\tan(\gamma_s)} \qquad (2.5)$$

Donde:

d: distancia de separación entre filas de paneles fotovoltaicos, [m].

h: altura de la fila adyacente, [m].

γ_s: altura solar, [°].

Al calcular la distancia de separación se debe asegurar al menos 4 horas sin sombreado incidente en el generador fotovoltaico alrededor del mediodía. Mediante la Ecuación 2.6 se calcula la altura solar considerando el solsticio de invierno [58].

$$\gamma_s = 67° - |\emptyset| \quad (2.6)$$

Donde:

γ_s: altura solar, [°].

$\emptyset$: latitud, [°].

Para calcular la altura de la fila adyacente del módulo, se obtiene la Ecuación 2.7 mediante la Figura 2.9.

$$h = L * \sin(\beta) \quad (2.7)$$

Donde:

h: altura de la fila adyacente del módulo fotovoltaico, [m].

L: largo del módulo fotovoltaico, [m].

β: ángulo de inclinación, [°].

Empleando la Ecuación 2.6 se obtiene la altura solar de la Empresa de Textiles Tornasol:

$$\gamma_s = 67° - 0.001193°$$

$$\gamma_s = 66.998807°$$

El ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico en este proyecto es igual a 10° y el largo es igual a 2,008 [m], empleando la Ecuación 2.7 se obtiene la altura de la fila adyacente.

$$h = 2{,}008 * \sin(10°)$$

$$h = 0.3487\ [m]$$

Empleando la Ecuación 2.5 se calcula la distancia entre paneles expresada en centímetros.

$$d = \frac{0.3487}{\tan(66.998807)}$$

$$d = 0{,}148\ [m] \approx 15\ [cm]$$

2.2.3. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE PANELES FOTOVOLTAICOS Y POTENCIA MÁXIMA DE GENERACIÓN

2.2.3.1. Número máximo de módulos fotovoltaicos

Para ubicar los paneles fotovoltaicos es necesario considerar las distancias adecuadas entre las filas y columnas del mismo. Para una instalación factible es imprescindible una separación entre columnas igual a 5 [cm] y la distancia entre filas igual 15 [cm]. El número de filas y columnas de los paneles fotovoltaicos debe ser redondeado al inmediato inferior, debido a que no se puede instalar solo un porcentaje de un panel. Para calcular el número de columnas posibles se emplea la Ecuación 2.8.

$$N_{columnas} = \frac{A_{ef}}{(A_m + 0{,}05)} \quad (2.8)$$

Donde:

$N_{columnas}$: número de columnas que conforman el arreglo fotovoltaico.

A_{ef}: ancho del área disponible, [m].

A_m: ancho del panel fotovoltaico, [m].

Para el cálculo del número de filas posibles se emplea la Ecuación 2.9 y la Ecuación 2.10.

$$N_{filas} = \frac{L_{ef}}{(L_{pm} + 0{,}15)} \quad (2.9)$$

Donde:

N_{filas}: número de filas que conforman el arreglo fotovoltaico.

L_{ef}: largo del área disponible, [m].

L_{pm}: proyección del panel fotovoltaico sobre el techo, [m].

(2.10)

$$L_{pm} = L_m * \cos(\beta)$$

Donde:

L_{pm}: proyección del panel fotovoltaico sobre el techo, [m].

L_m: largo del panel fotovoltaico, [m].

β: ángulo de inclinación, [°].

A razón del que el número de filas se redondea al inmediato inferior, existirá un sobrante en la superficie del techo, este espacio se calcula mediante la Ecuación 2.11.

$$L_s = L_{ef} - N_{filas} * (L_{pm} + 0{,}15) \quad (2.11)$$

Donde:

L_s: distancia sobrante, [m].

L_{ef}: largo del área disponible, [m].

N_{filas}: número de filas que conforman el arreglo fotovoltaico.

L_{pm}: proyección del panel fotovoltaico sobre el techo, [m].

A continuación, se presenta un ejemplo del cálculo para conocer el número de columnas y filas para el Lote A. Al emplear la Ecuación 2.8 se calcula el número que conforman el arreglo fotovoltaico.

$$N_{columnas} = \frac{81{,}09}{(2.008 + 0{,}05)}$$

$$N_{columnas} = 39.40 \approx 39$$

Mediante la Ecuación 2.10 se calcula la proyección del panel fotovoltaico sobre el techo.

$$L_{pm} = 1.002 * \cos(10)$$

$$L_{pm} = 0.9868[m]$$

Al emplear la Ecuación 2.16 se calcula el número de filas que conforman el arreglo fotovoltaico.

$$N_{filas} = \frac{9{,}12}{(0.9868 + 0.15)}$$

$$N_{filas} = 8.02 \approx 8$$

Para calcular el espacio sobrante en el Lote A, se emplea la Ecuación 2.11.

$$L_s = 9.12 - 8 * (0.9868 + 0.15)$$

$$L_s = 0.0256\ [m]$$

Como se observa, el valor de L_s es menor que la proyección del panel fotovoltaico sobre la terraza, esto quiere decir que no contamos con el espacio para una posible instalación de una fila adicional en el arreglo fotovoltaico. En la Tabla 2.8 se observa el número de columnas y filas, y número total de paneles solares en cada arreglo.

Tabla 2.8. Número de columnas y filas de los paneles fotovoltaicos

Edificación	Lote	N° columnas	N° filas	Total paneles
Principal	A	39	8	312
Bodega	B	20	8	160

2.2.3.2. Cálculo de la potencia máxima de generación

Para calcular la potencia máxima de generación disponible se emplea la Ecuación 2.12, para la cual es necesario conocer el número de paneles fotovoltaicos posibles en el área de instalación y conocer la potencia nominal de cada panel fotovoltaico.

$$P_{Gmáx} = N_{paneles} \times P_{máx} \qquad (2.12)$$

$P_{Gmáx}$: Potencia máxima de generación, [kWp].

$N_{paneles}$: Número de paneles fotovoltaicos.

$P_{máx}$: Potencia máxima nominal del módulo fotovoltaico, [kW].

El cálculo de la potencia máxima es importante porque a partir de este valor se dimensiona el inversor fotovoltaico, no obstante, este cálculo es referencial y no es la potencia pico definitiva del arreglo fotovoltaico.

Se presenta a continuación un ejemplo del cálculo para conocer la potencia máxima de generación en el Lote A. Empleando la Ecuación 2.12 se calcula la potencia máxima de generación.

$$P_{Gmáx} = 312 \times 410$$

$$P_{Gmáx} = 127.920\ [kWp]$$

En la Tabla 2.9 se observa el número máximo de paneles posibles que conforman el arreglo fotovoltaico y la potencia máxima generada.

Tabla 2.9. Número máximo de paneles fotovoltaicos y su potencia máxima

Edificación	Lote	Total paneles	Potencia máxima de generación [kWp]
Principal	A	312	127.920
Bodega	B	160	65.600
Total		472	193.520

2.2.4. DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DEL INVERSOR FOTOVOLTAICO

Para un correcto dimensionamiento de la potencia nominal del inversor, se debe calcular a partir de la potencia máxima de generación. Según [56], se asume que el valor de la potencia nominal del inversor es menor al 100% de la potencia máxima de generación, debido a que los módulos fotovoltaicos deberían operar constantemente en condiciones estándar de medida (CEM) para generar el 100% de potencia máxima, pero esto es poco común al momento de una operación real; en consecuencia, se sobredimensionaría al inversor. Si el inversor llegará a trabajar con niveles mayores a su potencia nominal el seguidor del punto de máxima potencia disminuirá su máximo de entrega, así el inversor funcionará de manera adecuada.

Si el rango de potencia nominal calculado no coincide con valores comerciales, se opta por aproximar a su inmediato inferior, a razón de que es preferible no utilizar una porción del área disponible, a trabajar con un inversor sobredimensionado. Si ese caso se presenta, se deberá reajustar el número máximo de módulos fotovoltaicos.

Para la selección del inversor debemos tener en cuenta varios factores como el rango de potencia, que ya conocemos, y los requisitos establecidos en la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 [48]. Los aspectos principales que se consideran en el presente proyecto son: la conexión a la red eléctrica de distribución de medio voltaje – 440 [V]; la configuración del

sistema fotovoltaico es descentralizada, es decir, que no se utiliza un inversor de gran potencia sino dos inversores de menor potencia, los cuales se encuentran conectados en paralelo al mismo punto de conexión a la red eléctrica. Es importante que el grado de protección sea apto para que el inversor se encuentre instalado en la intemperie.

En el presente proyecto se selecciona los dos inversores SUN2000-100KTL-M1 y SUN2000-60KTL-M0 fabricados por la compañía Huawei, debido a que la potencia máxima de entrada con la que trabaja cada inversor es menor al 100% de la potencia de cada arreglo fotovoltaico y asimismo el voltaje de conexión a la red de distribución es igual a 480 [V], lo cual cumple con los requisitos mencionados. Además, el costo de cada inversor es accesible para la empresa de textiles Tornasol y existe disponibilidad en el mercado ecuatoriano.

En la Tabla 2.10 se puede observar las principales características dadas en condiciones estándar de medida (STC) de los inversores seleccionados, los cuales pertenecen a la misma marca siendo un beneficio debido a las características técnicas similares. En el ANEXO C se detalla la ficha técnica proporcionada por el fabricante.

Tabla 2.10 Características del inversor fotovoltaico SUN2000-100/60KTL-M1

Características técnicas	**Modelo**	
	SUN2000-100KTL-M0	SUN2000-60KTL-M0
Parámetros de entrada (CC)		
Potencia máxima nominal CC [kWp]	100	60
Voltaje máximo en CC ($V_{inmáx}$) [V]	1100	1100
Rango de Voltaje, MPPT ($V_{MPPTmín}$ a $V_{MPPTmáx}$) [V]	200 – 1000	200 - 1000
Voltaje nominal en CC (V_{innom}) [V]	720	720
Número de entradas con MPPT ind.	10	6
Corriente máxima total ($I_{inmáx}$) [A]	52	44
Parámetros de salida (CA)		
Potencia nominal CA [kW]	100	60
Potencia aparente máxima de CA [kVA]	110	66
Corriente máxima de salida [A]	133.7	79.4
Voltaje nominal CA [V]	480	277/480
Frecuencia de red de CA [Hz]	50/60	50/60
Factor de potencia (cosϕ)	0.8	0.8
Tipo de conexión	Trifásica	Trifásica
THD [%]	< 3 %	< 3 %
Datos generales		
Rendimiento [%]	98.8	98.9
Dimensiones [mm]	1035x700x365	1075x555x300
Peso [kg]	90	74
Consumo de energía en la noche [W]	< 3.5	< 2
Grado de Protección	IP66	IP65

Las potencias de los inversores seleccionados se pueden observar en la Tabla 2.11, con sus respectivos números de paneles solares.

Tabla 2.11 Potencia nominal de los inversores

Edificación	Lote	Potencia nominal del inversor [kW]	Paneles totales por lote
Principal	A	100	312
Bodega	B	60	160

2.2.5. CÁLCULO DE PANELES FOTOVOLTAICOS EN SERIE Y PARALELO

Un sistema fotovoltaico consta de la configuración de los paneles fotovoltaicos conectados en serie y en paralelo. Esto se debe a que los módulos fotovoltaicos conectados en serie determinan el voltaje de salida hacia el inversor fotovoltaico, siendo este el resultado de la suma de los voltajes individuales de cada módulo fotovoltaico. En cambio, los módulos conectados en paralelo (ramales) determinan la corriente que entrega el arreglo al inversor, el cual es el resultado de la suma de las corrientes individuales de cada módulo fotovoltaico. La corriente y voltaje del arreglo deben ser adecuadas para la conexión con el inversor.

Para un correcto cálculo de paneles en serie y en paralelo se debe considerar las diferentes limitaciones como el voltaje máximo de salida del sistema fotovoltaico, debido a que el inversor soporta este voltaje. Además, el arreglo fotovoltaico entrega el voltaje máximo en condiciones de circuito abierto, con -10 °C de temperatura de la celda y a una irradiancia de 1000 W/m^2. El valor del voltaje máximo se calcula mediante la Ecuación 2.13.

$$V_{Goc(-10\,°C)} = N_{serie} \times V_{oc(-10\,°C)} \quad (2.13)$$

Donde:

$V_{Goc(-10\,°C)}$: Voltaje máximo de salida del sistema fotovoltaico, [V].

N_{serie}: Número de paneles en el sistema fotovoltaico.

$V_{oc(-10\,°C)}$: Voltaje de circuito abierto del sistema fotovoltaico, [V].

El voltaje máximo y mínimo que puede entregar el sistema fotovoltaico en el punto de máxima potencia (MPP) deben encontrarse en el rango permitido por el seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) del inversor. Por lo tanto, el máximo valor del voltaje en el MPP a una temperatura igual a – 10°C e irradiancia igual a 1000 W/m^2 se calcula mediante

la Ecuación 2.14 y el mínimo valor de voltaje en el MPP a una temperatura igual a 70 °C e irradiancia de 1000 W/m^2 se calcula con la Ecuación 2.15.

$$V_{Gmpp(-10\,°C)} = N_{serie} \times V_{mpp(-10\,°C)} \quad (2.14)$$

$$V_{Gmpp(70\,°C)} = N_{serie} \times V_{mpp(70\,°C)} \quad (2.15)$$

Donde:

$V_{Gmpp(-10\,°C)}$: Valor máximo de voltaje en el MPP, [V].

$V_{Gmpp(70°C)}$: Valor mínimo de voltaje en el MPP, [V].

$V_{mpp(-10°C)}$: Voltaje de operación del panel solar en el MPP, a -10°C y 1000 W/m^2; [V].

$V_{mpp(70\,°C)}$: Voltaje de operación del panel solar en el MPP, a 70°C y 1000 W/m^2; [V].

N_{serie}: Número de paneles en serie en el sistema fotovoltaico.

El inversor solar debe ser apto para soportar la corriente máxima del sistema fotovoltaico, la cual se calcula en condiciones de corto circuito, temperatura de la celda de 70°C e irradiancia igual a 1000 W/m^2, mediante la Ecuación 2.16.

$$I_{Gsc(70\,°C)} = N_{ramal} \times I_{sc(70°C)} \quad (2.16)$$

Donde:

$I_{Gsc(70\,°C)}$: Máxima corriente de salida del sistema fotovoltaico, [A].

N_{ramal}: Número de ramales en el sistema fotovoltaico.

$I_{sc(70°C)}$: Corriente de corto circuito del panel fotovoltaico, [A].

Es necesario que los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos sean corregidos a la temperatura de operación de la célula diferente a la de las condiciones estándar de medida (CEM), debido a que el voltaje aumenta en relación a la temperatura y esto afecta directamente al funcionamiento del sistema fotovoltaico. Se emplea la Ecuación 2.17 para la corrección del voltaje de circuito abierto (V_{oc}) y voltaje de operación a potencia máxima

(V_{mmp}). Para la corrección de la corriente de circuito abierto (I_{sc}) y la corriente de operación a potencia máxima (I_{mmp}), se emplea la Ecuación 2.18.

$$V_{(T)} = V_{CEM} + \frac{V_{oc} \times CT_{Voc}}{100} \times (T - 25) \quad (2.17)$$

Donde:

$V_{(T)}$: Voltaje del panel fotovoltaico corregido a una temperatura T, [V].

V_{CEM}: Voltaje a ser corregido del panel fotovoltaico a CEM, [V].

V_{oc}: Voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico a CEM, [V].

CT_{Voc}: Coeficiente voltaje – temperatura del panel fotovoltaico, [%/°C].

T: Temperatura de operación de la celda a la que se debe corregir el parámetro, [°C].

$$I_{(T)} = I_{CEM} + \frac{I_{sc} \times CT_{Isc}}{100} \times (T - 25) \quad (2.18)$$

Donde:

$I_{(T)}$: Corriente del panel fotovoltaico corregido a una temperatura T, [V].

I_{CEM}: Corriente a ser corregida del panel fotovoltaico a CEM, [V].

I_{oc}: Corriente de circuito abierto del panel fotovoltaico a CEM, [V].

CT_{Voc}: Coeficiente corriente – temperatura del panel fotovoltaico, [%/°C].

T: Temperatura de operación de la celda a la que se debe corregir el parámetro, [°C].

A continuación, se presentan las ecuaciones necesarias para el cálculo del número máximo de paneles conectados en serie y en paralelo en el sistema fotovoltaico, cumpliendo con las limitaciones mencionadas.

Para conocer el número máximo de módulos conectados en serie se emplean las Ecuaciones 2.19 y 2.20, de la cuales se elige el menor valor resultante. La diferencia entre las dos ecuaciones es que la primera se encuentra en función del máximo voltaje de entrada del inversor y la segunda se encuentra en función del máximo voltaje que puede entregar el sistema fotovoltaico en el punto de máxima potencia.

$$N_{Serie_{máx}} = \frac{V_{in\ máx\ inv}}{V_{oc} + \frac{V_{oc} \times CT_{Voc}}{100} \times (-35)} \quad (2.19)$$

$$N_{Serie_{máxMPPT}} = \frac{V_{MPPTmáx}}{V_{mmp} + \frac{V_{oc} \times CT_{Voc}}{100} x(-35)} \quad (2.20)$$

Donde:

$N_{Serie_{máx}}$: Número máximo de módulos fotovoltaicos en serie.

$V_{in\ máx\ inv}$: Voltaje de entrada máxima que tolera el inversor fotovoltaico, [V].

$N_{Serie_{máxMPPT}}$: Número máximo de módulos fotovoltaicos al trabajar en el MPP.

$V_{MPPTmáx}$: Voltaje máximo que entrega el sistema fotovoltaico en el MMP, [V].

V_{mmp}: Voltaje de operación del módulo fotovoltaico a máxima potencia y a CEM, [V].

V_{oc}: Voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico a CEM, [V]

CT_{Voc}: Coeficiente voltaje – temperatura del módulo fotovoltaico, [%/°C].

Para cálculo el número mínimo de paneles conectados en serie se emplea la Ecuación 2.21.

$$N_{Serie_{mínMPPT}} = \frac{V_{MPPTmín}}{V_{mmp} + \frac{V_{oc} \times CT_{Voc}}{100} \times (45)} \quad (2.21)$$

Donde:

$N_{Serie_{mínMPPT}}$: Número mínimo de paneles fotovoltaicos en serie al trabajar en el MMP.

$V_{MPPTmín}$: Voltaje mínimo que entrega el sistema fotovoltaico en el MMP, [V].

V_{mmp}: Voltaje de operación del panel fotovoltaico a máxima potencia y a CEM, [V].

V_{oc}: Voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico a CEM, [V].

CT_{Voc}: Coeficiente voltaje – temperatura del panel fotovoltaico, [%/°C].

Por otro lado, para calcular el número máximo de ramales conectados en paralelo, se emplea la Ecuación 2.22. El resultado nos ayuda a comprobar si es factible la conexión del número de todos los ramales que se pueden conectar en el inversor.

$$N_{ramales_{máx}} = \frac{I_{in\ máx\ inv}}{I_{sc} + \frac{I_{sc} \times CT_{Isc}}{100} \times (45)} \quad (2.22)$$

Donde:

$N_{ramales_{máx}}$: Número máximo de ramales de paneles fotovoltaicos que permite el inversor.

$I_{in\ máx\ inv}$: Corriente máxima de entrada que tolera el inversor, [A].

I_{sc}: Corriente de corto circuito del panel fotovoltaico a CEM, [A].

CT_{Isc}: Coeficiente corriente – temperatura del panel fotovoltaico, [%/°C].

En la tabla 2.12 se puede observar el rango de número de paneles solares conectados en serie y paralelo calculadas en función al panel e inversor seleccionados para el presente trabajo, mediante las ecuaciones planteadas.

Tabla 2.12. Número de paneles solares en serie y en paralelo

Potencia nominal del inversor [kW]	Número de paneles en serie		Número de paneles en paralelo
	Mínimo	Máximo	
100	6	18	17
60	6	18	10

Al conocer el número de paneles fotovoltaicos disponibles para cada uno de los inversores, se procede a seleccionar un arreglo fotovoltaico que cumpla con las limitaciones de paneles en serie y número de ramales en paralelo calculadas anteriormente. En la Tabla 2.13 se observa el número de paneles en serie, ramales en paralelo y paneles totales en cada lote.

Tabla 2.13. Paneles fotovoltaicos en serie y paralelo para cada lote

Edificación	Lote	Paneles en serie	Ramales	Paneles totales por lote
Principal	A	18	17	306
Bodega	B	16	10	160

En la Tabla 2.14 se presenta un resumen de los resultados obtenidos para el sistema.

Tabla 2.14. Arreglo fotovoltaico para cada lote

Edificación	Paneles totales por lote	Inversores	Área total [m^2]	Potencia nominal Total [kW]	Potencia pico del generador [kWp]
Principal	306	1	616	100	125.460
Bodega	160	1	322	60	65.600

2.2.6. CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA

Es importante realizar un estudio de la energía generada por el sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución para un periodo de un año. Para estimar la energía generada que se inyecta a la red se aplica la Ecuación 2.23 [59].

$$E_p = \frac{P_{Gmáx} \times G_{dm(\propto,\beta)} \times PR}{G_{CEM}} \quad (2.23)$$

Donde:

E_p: Promedio del consumo diario de energía, [kWh/m^2/día].

$P_{Gmáx}$: Potencia pico del generador, [kWp].

$G_{dm(\propto,\beta)}$: Valor medio mensual de irradiación solar diaria sobre el plano incidente del generador, [kWh/m^2/día].

PR: Rendimiento global del sistema fotovoltaico.

G_{CEM}: Irradiancia solar en CEM, [kW/m^2].

Valor medio mensual de irradiación solar diaria sobre el plano incidente del generador fotovoltaico

La irradiancia que incide sobre el arreglo fotovoltaico se encuentra afectado debido a las características técnicas del mismo como: orientación, inclinación y sombreado. La Ecuación 2.24 determina la irradiación sobre el panel fotovoltaico [59]:

$$G_{dm}(\propto,\beta) = G_{dm}(0) \times FI \times FS \times K \quad (2.24)$$

Donde:

$G_{dm}(\propto,\beta)$: Irradiación media mensual diaria que incide sobre el generador orientado a un ángulo azimut ($\propto$) y ángulo de inclinación (β), [kWh/m^2/día].

$G_{dm}(0)$: Irradiación media mensual diaria sobre el sitio de instalación del generador fotovoltaico, datos adquiridos del ARCONEL, [kWh/m^2/día].

FI: Factor de irradiación o de incidencia.

FS: Factor de sombreado.

K: Constate (depende del periodo del diseño).

La constante K se calcula en función al ángulo de inclinación óptimo del lugar porque el periodo de diseño es anual, se emplea la Ecuación 2.25 [56].

$$K = \frac{G_a(\propto_{opt}, \beta_{opt})}{G_\alpha(0)} = \frac{1}{1 - \left(4.46 \times 10^{-4} \times \beta_{opt}\right) - (1.19 \times 10^{-4} \times \beta_{opt}^2)} \quad (2.25)$$

Donde:

$G_a(\propto_{opt}, \beta_{opt})$: Valor medio anual de irradiación diaria sobre una superficie óptima, [kWh/m^2/día].

$G_\alpha(0)$: Valor medio anual de irradiación diaria sobre el plano del generador fotovoltaico, [kWh/m^2/día].

β_{opt}: ángulo de inclinación óptimo del generador fotovoltaico, [°].

El ángulo de inclinación optimo β_{opt} se calculó en la sección 2.1.3.1, por ende, se procede al cálculo de la constante K.

$$K = 1.0033$$

Al conocer los valores del factor de incidencia, factor de sombras calculado en la sección 2.1.3, el factor K y el valor mensual de radiación proporcionada por ARCONEL y presentada en la Tabla 2.4, se reemplazan en la Ecuación 2.24 para calcular el valor medio mensual de irradiancia diaria los cuales se presentan en la Tabla 2.15.

Tabla 2.15. Irradiación mensual diaria afectada por sombreado e inclinación

Meses	G_{dm}(0) [kWh/m^2/día]	FI	FS	K	G_{dm}(α,β) [kWh/m^2/día]
Enero	4.94	0.99523	0.9	1.0033	4.44
Febrero	4.64	0.99523	0.9	1.0033	4.17
Marzo	4.78	0.99523	0.9	1.0033	4.30
Abril	4.53	0.99523	0.9	1.0033	4.07
Mayo	4.83	0.99523	0.9	1.0033	4.34
Junio	4.69	0.99523	0.9	1.0033	4.21
Julio	5.53	0.99523	0.9	1.0033	4.97
Agosto	5.47	0.99523	0.9	1.0033	4.92
Septiembre	4.89	0.99523	0.9	1.0033	4.39
Octubre	5.25	0.99523	0.9	1.0033	4.72
Noviembre	5.14	0.99523	0.9	1.0033	4.62
Diciembre	5.14	0.99523	0.9	1.0033	4.62
Promedio	4.99				4.48

2.2.7. RENDIMIENTO GLOBAL DEL SISTEMA (PR)

El rendimiento global o perfomance ratio (PR) incluyen todas las pérdidas que se producen en el sistema, además de ser la relación entre la energía útil y la máxima energía que producen los paneles fotovoltaicos teóricamente [59], el sistema fotovoltaico debe ser dimensionado de tal manera que la energía generada pueda abastecer al menos al mes más desfavorable del año. La Ecuación 2.25 expresa como se calcula el rendimiento global del sistema [59]:

$$PR = \eta_{temp} \times \eta_{disp} \times \eta_{cab} \times \eta_{pot} \times \eta_{ref} \times \eta_{pan} \times \eta_{inv} \quad (2.26)$$

Donde:

η_{temp}: Rendimiento de temperatura.

η_{disp}: Rendimiento de dispersión.

η_{cab}: Rendimiento por el cableado en corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).

η_{pot}: Rendimiento por acumulación de polvo en los módulos fotovoltaicos.

η_{ref}: Rendimiento por reflactancia angular espectral.

η_{pan}: Rendimiento de los paneles fotovoltaicos.

η_{inv}: Rendimiento del inversor.

Rendimiento por temperatura [41]

El arreglo fotovoltaico normalmente funciona en condiciones diferentes a las Condiciones Estándar de Medida (CEM), es decir, las condiciones de irradiancia y temperatura en el módulo solar. Por lo tanto, la temperatura afecta al rendimiento global. Para caracterizar a los arreglos, normalmente se utilizadan las condiciones CEM, mencionadas a continuación:

- Irradiancia solar: 1000 W/m^2
- Distribución espectral: AM 1,5
- Temperatura del módulo: 25 °C

La temperatura promedio seleccionada es 25 °C debido a que el sistema fotovoltaico funcionará durante todo el año, este valor será utilizado para el cálculo de pérdidas de

temperatura. Para calcular el rendimiento por temperatura, es necesario calcular primero la temperatura del módulo a una irradiación de 1000 W/m^2, aplicando la Ecuación 2.26 [41]:

$$T_c = T_a + (TONC - 20) \times \frac{E}{800} \quad (2.27)$$

Conociendo el valor de la temperatura en el módulo, se puede calcular el rendimiento de temperatura con la Ecuación 2.27:

$$\eta_{temp} = 1 - CT_{Pmáx} \times (T_c - 25) \quad (2.28)$$

Donde:

T_c: Temperatura en el módulo a una irradiación de 1000 W/m^2, [°].

T_a: Temperatura ambiente, [°].

TONC: Temperatura normal de operación, dato proporcionado por el fabricante, [°C].

E: Irradiancia solar, [W/m^2].

$CT_{Pmáx}$: Coeficiente de variación de la potencia por funcionamiento a temperatura, dato proporcionado por el fabricante, [1/°C].

Reemplazando valores se obtiene:

$$T_c = 25\,°C + (45°C - 20°C) \times \frac{1000\ \mathrm{W}/m^2}{800\ \mathrm{W}/m^2}$$

$$T_c = 56.25°C$$

$$\eta_{temp} = 1 - 0{,}00396 \times \frac{1}{°C} \times (56.25°C - 25°C)$$

$$\eta_{temp} = 0{,}87625$$

Rendimiento por dispersión de parámetros

Las pérdidas por dispersión son causadas por la presencia de distintas características de voltaje y corriente en la conexión de los módulos, esto se debe a que los paneles fotovoltaicos en un mismo módulo pueden presentar características individuales distintas, sin importar que pertenezcan a la misma línea de fabricación [60].

Por ende, los módulos presentan diferentes potencias entre ellos, esto puede generar pérdida de potencia porque la corriente del módulo será igual a la corriente de menor valor de los paneles en conexión serie.

Estas pérdidas son presentadas por los fabricantes de los módulos fotovoltaicos con una tolerancia de $\pm 3\%$ igual que la tolerancia en el presente proyecto, valor obtenido de los paneles fotovoltaicos de marca JKM410M-72H, es decir, que el rendimiento por dispersión por parámetros será igual a 0,97.

Rendimiento por el cableado en CC y CA.

Las pérdidas ocasionadas por el cableado deben ser menores al 3%, se asumirá un valor de 2% para a continuación calcular el calibre adecuado de tal manera que cumpla con lo mencionado. Por lo tanto, el valor del rendimiento por cableado utilizado será igual a 0,98.

Las pérdidas por el cableado se pueden calcular con las Ecuación 2.28 [59]:

$$L_{cab} = R \times I^2 \quad (2.29)$$

Para el cálculo de las pérdidas por cableado se debe conocer la resistencia en función de la longitud y de la sección del cable, se la calcula con la Ecuación 2.29 [59]:

$$R = 0{,}000002 \frac{L}{S} \quad (2.30)$$

Donde:

L_{cab}: Pérdidas en el cableado, [W].

R: Resistencia del cable, [Ω].

I: Corriente eléctrica que atraviesa el cable, [A].

L: Longitud del cable de ida y vuelta, [m].

S: Sección del cable, [cm^2].

Rendimiento por acumulación de polvo en los paneles

Las pérdidas por acumulación de polvo dependen de la inclinación de los paneles fotovoltaicos y se producen por la acumulación de polvo sobre el arreglo fotovoltaico. La

acumulación puede ser producida por las cercanías de los módulos a carreteras o a zonas inferiores donde se acumulan el polvo.

Según [59], las perdidas por polvo pueden ser igual a 0% en un día posterior a un día de lluvia y pueden llegar a un valor de 8% cuando los paneles fotovoltaicos tengan sobre ellos una gran cantidad de polvo acumulado sobre los mismos. En el presente estudio, se utilizará el valor en el peor escenario igual a 8%. Por ende, el valor del rendimiento por acumulación de polvo es igual a 0,92.

Rendimiento por reflactancia angular y espectral

La reflactancia es la potencia electromagnética incidente sobre la potencia reflejada por una superficie. Entonces, las pérdidas por reflactancia dependen del ángulo de incidencia de la luz solar sobre los paneles fotovoltaicos y del tipo de acabado de los mismos.

Además, la latitud y la estacionalidad también pueden afectar al rendimiento por reflactancia angular y espectral, a razón de que estos parámetros influyen directamente al ángulo de inclinación de la tierra. Las pérdidas anuales tienden a aumentar cuando las capas son anti reflexivas que cuando son células texturizadas.

De acuerdo a [59], los valores de las pérdidas se encuentran en un rango de entre 2% y 6%, en el presente proyecto, se seleccionará el peor de los escenarios siendo el rendimiento por reflactancia angular y espectral igual a 0,94.

Rendimiento de los paneles solares

El rendimiento de los paneles fotovoltaicos con el pasar de los años se degrada, este valor se estima según la curva de degradación del panel de acuerdo al tiempo aproximado de operación del sistema fotovoltaico, dato procedente del fabricante. Los paneles seleccionados para este proyecto son de la marca JKM410M-72H, los cuales garantizan un valor de rendimiento en el primer año de 97.5%, mayor al 90% hasta los 12 años y un valor de 83.1% a los 25 años. Se escogerá el rendimiento de los paneles igual a 0,975

Rendimiento del inversor

Al igual que el rendimiento de los paneles solares, el dato del rendimiento del inversor se obtendrá del fabricante. El rendimiento del inversor es la relación entre la potencia de

corriente alterna que transforma el equipo y la potencia continua que ingresa. Se selecciona el menor rendimiento entre los dos inversores del presente trabajo, por ende, es 0,988.

Conociendo todos los rendimientos individuales para el cálculo del rendimiento global, se procede a remplazar los datos en la Ecuación 2.25 y a realizar el cálculo:

$$PR = 0.876 \times 0.970 \times 0.980 \times 0.920 \times 0.940 \times 0.975 \times 0.988$$

$$PR = 0.6937$$

Se procede a calcular la energía diaria promedio generada por el sistema fotovoltaico mediante la Ecuación 2.23 y se presentan los resultados en la Tabla 2.16.

Tabla 2.16. Energía promedio diaria generada

Mes	Energía promedio diario [kWh/día]
Enero	588.5071748
Febrero	552.7678727
Marzo	569.4462137
Abril	539.6634619
Mayo	575.402764
Junio	558,.24423
Julio	658.7944689
Agosto	651.6466085
Septiembre	582.5506244
Octubre	625.437787
Noviembre	612.3333762
Diciembre	612.3333762

Por último, se presenta en la Tabla 2.17 la energía estimada que el sistema fotovoltaico genera en un periodo mensual y anual.

Tabla 2.17. Estimación de la energía mensual y anual generada por el sistema fotovoltaico.

Mes	Energía promedio mensual [kWh/mensual]
Enero	18243.72242
Febrero	15477.50044
Marzo	17652.83262
Abril	16189.90386
Mayo	17837.48568
Junio	16761.73269
Julio	20422.62854
Agosto	20201.04486
Septiembre	17476.51873
Octubre	19388.5714
Noviembre	18370.00129
Diciembre	18982.33466
Energía anual [kWh/año]	217004.2772

Al conocer la energía anual, se puede determinar la energía producida por el sistema fotovoltaico en los próximos 25 años. La energía se calcula mediante la degradación lineal del rendimiento de los módulos fotovoltaicos, esto se puede observar en la Figura 2.10.

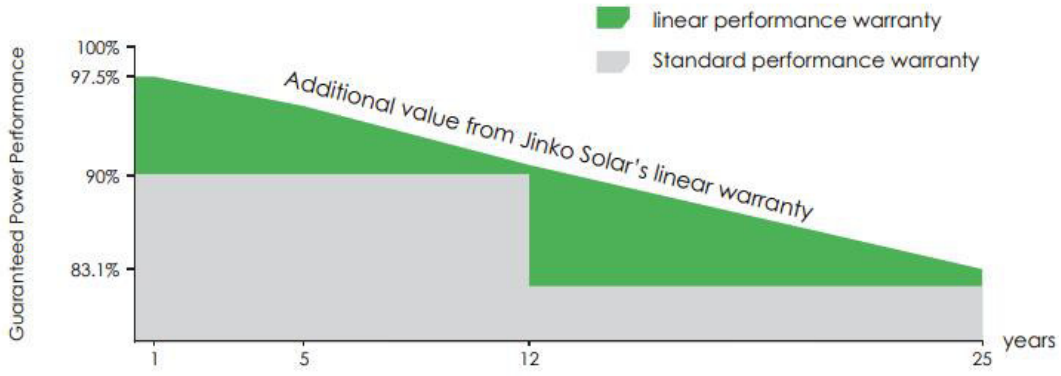


Figura 2.10. Curva de degradación lineal de los paneles JKM410M-72H – ANEXO B

En la Tabla 2.18 se observa la degradación de la eficiencia al transcurso del tiempo y la energía generada en cada año.

Tabla 2.18. Energía generada según degradación lineal para paneles fotovoltaicos

JKM410M-72H		Energía [kWh]
Año	Rendimiento	
0	97,5	217004.277
1	96,9	21022289.353
2	96,3	20886661.680
3	95,6	20751034.006
4	95,0	20615406.333
5	94,4	20479778.660
6	93,8	20344150.987
7	93,1	20208523.313
8	92,5	20072895.640
9	91,9	19937267.967
10	91,3	19801640.294
11	90,6	19666012.620
12	90,0	19530384.947
13	89,4	19394757.274
14	88,8	19259129.601
15	88,1	19123501.927
16	87,5	18987874.254
17	86,9	18852246.581
18	86,3	18716618.908
19	85,6	18580991.234
20	85,0	18445363.561
21	84,4	18309735.888
22	83,8	18174108.215
23	83,1	18038480.541
24	82,5	17902852.868
25	81,9	17767225.195

2.3. DISEÑO DE ELEMENTOS PRINCIPALES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El sistema de generación fotovoltaica con conexión a la red pública, además de estar conformado por paneles fotovoltaicos e inversores solares, consta de elementos como cableado, protecciones, aparatos de maniobra y medida y estructura de soporte. Considerando que todos los elementos que conforman el sistema fotovoltaico se encuentran en la intemperie.

2.3.1. DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

Para el dimensionamiento del cableado, se debe considerar las condiciones del sitio en estudio y su propósito para el cual será utilizado; como dato adicional se conoce que el punto de suministro al cual se conectará el sistema fotovoltaico se encuentra ubicado al lateral sur del sistema. Además, el cableado seleccionado deberá cumplir con los dos siguientes criterios, criterio de caída de voltaje y criterio de intensidad máxima admisible. Siendo la corriente máxima permisible ajustada por protección por un valor de 1,25, la prevista para el conductor.

Criterio de caída de voltaje

La caída de voltaje se produce debido a la resistencia/impedancia del cable hacia la circulación de corriente eléctrica de un punto a otro. Por lo tanto, el cableado no debe exceder un valor determinado de caída de voltaje. Para cables en corriente continua en sistemas fotovoltaicos, este valor es igual al 3% del voltaje nominal [41]. Si en la instalación fotovoltaica existen dos o más tramos de cableado de corriente continua, la caída de voltaje será distribuida porcentualmente en cada uno de ellos.

En instalaciones fotovoltaicas con conexión a la red, es necesario cableado de corriente alterna para la conexión entre el inversor y el punto de conexión en la red. En este tramo de cableado, la caída de voltaje no puede ser superior a 1,5% del voltaje nominal [36].

Mediante la Ecuación 2.31 para líneas monofásicas o de corriente continua y la Ecuación 2.32 para sistemas trifásicos, se calcula la sección del conductor en función a la caída de voltaje y a otros aspectos. Al conocer la sección del conductor se procede a seleccionar el calibre del cableado con sección superior inmediata.

$$S = \frac{200 \times L \times I \times \rho \times COS\varphi}{\Delta V\% \times V} \quad (2.31)$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times L \times I \times \rho \times COS\varphi}{\Delta V\% \times V} \quad (2.32)$$

Donde:

S: Sección del conductor, [mm^2].

L: Longitud de la línea, [m].

I: Corriente eléctrica en el conductor ajustada mediante el factor de dimensionamiento, [A].

ρ: Resistividad del conductor, [Ω mm^2/m].

ΔV: Caída de voltaje máxima en porcentaje al voltaje nominal, [V].

V: Voltaje nominal de línea, [V].

$COS\varphi$: factor de potencia de la carga en el tramo final, en sistemas fotovoltaicos este valor es igual a 1.

Criterio intensidad máxima admisible

Conocida también como criterio de calentamiento, es la temperatura máxima admisible en condiciones nominales de funcionamiento que puede alcanzar el conductor al trabajar en plena carga y en régimen permanente.

La temperatura del conductor es aquella generada por el calor en el mismo por el efecto joule, la temperatura ambiente y por los conductores adyacentes o en la misma canalización o tubería, los cuales conducen corriente eléctrica. Dicha temperatura no debe ser superior a la temperatura máxima admisible de funcionamiento [36].

Para conocer la corriente permisible para el calibre del conductor considerando la temperatura se puede utilizar tablas predeterminadas que contienen estos parámetros [36]. Debido a que los valores predeterminados en las tablas mencionadas son establecidos a ciertas condiciones específicas del conductor, se pueden emplear factores de ajuste y de corrección a la corriente, según los valores de temperatura y ubicación física del sitio en estudio. Las tablas de capacidad de conducción de corriente y de ajuste se las puede encontrar en el ANEXO D.

Dimensionamiento del calibre del conductor neutro

La sección del calibre del conductor neutro en una conexión trifásica de cuatro hilos debe ser como mínimo el 30% menor que el calibre de las fases. En cambio, en una conexión monofásica la sección del calibre neutro y la sección del calibre de la fase deben ser las mismas.

A continuación, se detallan los tramos de cableado necesarios para el presente arreglo fotovoltaico:

- Primer tramo: comienza en los terminales de cada una de las cadenas o ramales y termina en la caja de conexiones de corriente continua. Los parámetros para los respectivos cálculos son la corriente máxima (Imáx) y el voltaje (V), los cuales son

la corriente de corto circuito (Icc) del panel y el voltaje con el cual trabaja el sistema fotovoltaico. Debido a que la longitud cada tramo desde las cadenas de módulos fotovoltaicos hacia la caja de corriente continua es diferente, se debería dimensionar según el criterio de la caída de voltaje para cada longitud. No obstante, se trabaja solo con tramo de línea de longitud más extensa.

- Segundo tramo: comienza en la caja de conexiones de corriente continua y termina en cada inversor trifásico de los arreglos. Como cada inversor cuenta con varios seguidores del punto de máxima potencia (MPPT), se puede conectar a cada uno de ellos un conductor positivo.

- Tercer tramo: comienza en cada inversor y termina en el tablero de protecciones general del sistema de generación fotovoltaico, el cuál es el punto de conexión con el sistema de distribución público. Los parámetros para los respectivos cálculos son la corriente máxima de salida del inversor y el voltaje del punto de conexión de la red de distribución con el sistema fotovoltaico.

En Tabla 2.19 se muestra un resumen del cableado seleccionado para los tres tramos de cada Lote pertenecientes al sistema. Asimismo, en el ANEXO E, se muestran las tablas de los cálculos realizados para el dimensionamiento del cableado del presente sistema fotovoltaico.

Tabla 2.19. Resumen cableado seleccionado para sistema fotovoltaico

Primer Tramo		
Lote	**Cadenas o ramales**	**Descripción del cableado seleccionado**
A	17	Un cable unipolar por cada ramal, calibre igual 3/0 a AWG
B	10	Un cable unipolar por cada ramal, calibre igual 3 AWG
Segundo Tramo		
Lote	**N° MPPT**	**Descripción del cableado seleccionado**
A	10	Un cable por cada MPPT del inversor, calibre igual a 8 AWG, mediante de tubería
B	6	Un cable por cada MPPT del inversor, calibre igual a 10 AWG, mediante de tubería
Tercer Tramo		
Lote	**Descripción**	**Descripción del cableado seleccionado**
A	Trifásico	Un cable tetrapolar, 3 fases + 1 neutro, calibre igual a 6 AWG, subterráneo por medio de canalización
B	Trifásico	Un cable tetrapolar, 3 fases + 1 neutro, calibre igual a 10 AWG, subterráneo por medio de canalización

2.3.2. DIMENSIONAMIENTO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y APARATOS DE MANIOBRA

Las protecciones necesarias para el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico se dimensionan para trabajar, ya sea en operación normal o ante la presencia de una falla.

Cada circuito se encuentra protegido contra efectos de sobrecargas, cortocircuitos y descargas atmosféricas mediante el empleo de fusibles y portafusibles seccionadores, y diferentes tipos de interruptores según sea necesario el caso, tal y como se describe en el capítulo uno del presente trabajo.

Fusibles y Portafusibles seccionadores

Para dimensionar el grupo de fusibles y portafusibles seccionadores se considera la corriente de cortocircuito y el voltaje en circuito abierto de cada cadena o ramal del sistema fotovoltaico. Para seleccionar las protecciones se utiliza 1,25 veces la corriente de cortocircuito y 1,2 veces el voltaje en circuito abierto. Los arreglos fotovoltaicos que consten con tres o más ramales necesitarán estos dispositivos de protección. A continuación, en la Tabla 2.20 se detallan la corriente y voltaje mínimos para seleccionar los fusibles y portafusibles de cada arreglo fotovoltaico.

Tabla 2.20. Corriente y voltaje mínimos para selección de fusibles y portafusibles seccionadores

Arreglo Fotovoltaico	Ramales	Corriente [A]	Voltaje [V]
Lote A	17	15	1000
Lote B	10	15	1000

Interruptor general del arreglo fotovoltaico

Este dispositivo de protección se dimensiona para soportar una corriente superior a 1,4 veces la corriente de cortocircuito y el voltaje en circuito abierto del arreglo fotovoltaico. El interruptor seleccionado para cada arreglo fotovoltaico se detalla a continuación.

Tabla 2.21. Corriente y voltaje mínimos para selección de interruptores generales

Arreglo Fotovoltaico	Corriente [A]	Voltaje [V]
Lote A	160	1000
Lote B	150	1000

Protección contra sobrevoltajes

La protección contra sobrevoltajes SPD de tipo 2 se caracteriza por prevenir la propagación de sobrevoltajes en instalaciones eléctricas y por proteger a las cargas, lo cual la hace óptima para un sistema fotovoltaico con conexión a la red. Para seleccionar este dispositivo de protección es necesario especificar las siguientes características: corriente máxima de descarga (Imáx), corriente de descarga nominal (In), número de polos, nivel de voltaje de protección (Up) y voltaje de funcionamiento (Uc).

En el presente proyecto se toma como referencia para el SPD tipo 2 los datos obtenidos de “The Electrical Installation Guide” del grupo Schneider Electric [61]. En el cual, la corriente máxima de descarga depende de la ubicación del sistema siendo su valor igual a 40 [kA], de este último depende la corriente nominal por ende es igual a 1 [kA], al ser un sistema trifásico y pertenecer a la categoría IV el nivel de voltaje de protección es igual 6 [kV], número de polos igual a 2 y el voltaje de funcionamiento 600 [V].

Interruptor automático

El propósito de este dispositivo trifásico es proteger cada línea de cableado proveniente de los inversores en cada arreglo fotovoltaico; por ende, su ubicación estará en la caja de conexiones de corriente alterna. Los interruptores se dimensionan para soportar una corriente 1,25 veces la corriente máxima admisible en cada línea del inversor. Para el Lote A se selecciona un interruptor con una corriente mayor a 170 amperios y se utilizan interruptores con 100 amperios como corriente mínima en el Lote B.

Interruptor principal del arreglo fotovoltaico

El sistema fotovoltaico además del interruptor general con conexión a la red, necesita un interruptor termomagnético principal. Esto se debe a que el interruptor general se encuentra destinado para el uso de la empresa de distribución eléctrica únicamente. Por otro lado, el propósito del interruptor principal es proteger a todo el sistema fotovoltaico ante cualquier evento de falla (sobrecorrientes) y actuar de forma anticipada al interruptor general manual, siempre y cuando la falla no se encuentre fuera del arreglo. El dimensionamiento de esta clase de dispositivo de protección es para una corriente 1,25 veces la suma de las corrientes máximas permisibles de todos los inversores pertenecientes al sistema fotovoltaico, es decir, que el interruptor termomagnético debe ser mayor a 270 amperios.

Interruptor automático diferencial

Se encuentra ubicado encima del interruptor principal termomagnético, por esta razón se debe seleccionar este dispositivo con una corriente superior al interruptor principal, siendo este valor igual 280 amperios. Asimismo, el interruptor debe contar con una sensibilidad igual a 30 miliamperios.

Interruptor termomagnético general

El interruptor termomagnético se encontrará ubicado en el punto de conexión entre el sistema fotovoltaico y la red de distribución, por lo tanto, se dimensiona considerando las corrientes de cortocircuito en el punto de conexión proporcionadas por la empresa de distribución. Es importante tener en cuenta que para esta clase de interruptor la corriente de corte debe ser mayor a la corriente de cortocircuito y además debe tener la capacidad de operar de manera manual. El interruptor termomagnético y el interruptor diferencial trabajan con la misma corriente de operación continua, por ende, el valor de este será 280 amperios.

Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (calidad del servicio)

Este relé de protección actuará al presentarse pérdidas de voltaje o frecuencia en la red, el cual se encuentra calibrado para 59 y 61 Hz y para máximo y mínimo voltaje de +10% y -10% respecto al voltaje nominal [48].

Caja de conexiones AC y DC

Adicionalmente, el sistema de protecciones contará con cajas de conexiones, en donde se colocarán los elementos de protección pertenecientes a la instalación en el lado de corriente continua CC y corriente alterna AC.

2.3.3. PUESTA A TIERRA

Según [48], el sistema fotovoltaico debe constar con un sistema de puesta a tierra único para su uso, es decir, que este sistema será independiente de la empresa eléctrica de

distribución por medio de una separación galvánica (transformador de aislamiento u otro elemento similar). Además, todos los elementos metálicos pertenecientes al sistema fotovoltaico, ya sea de la sección de corriente alterna o de corriente continua, deben estar conectados al sistema de puesta a tierra.

Para elegir la configuración de la puesta a tierra debemos considerar que los electrodos pueden ser varillas, tubos, placas, flejes o cables; que al colocar dos más electrodos conectados en paralelo a una distancia igual a la longitud de los electrodos la resistencia disminuye, debido a que se divide la resistencia de un solo para el número de electrodos y se multiplica por un factor F, como se muestra en la Ecuación 2.33 y la Tabla 2.22 [62].

$$R_{TE} = \frac{R}{n} \times F \qquad (2.33)$$

Donde:

R_{TE}: Resistencia de la tierra.

R: Resistencia del electrodo, [Ω].

n: Número de electrodos.

F: factor en base al número de electrodos en paralelo

Tabla 2.22. Valor de factor F según número de electrodos

N° de electrodos	F
2	1.16
3	1.29
4	1.36
8	1.68
12	1.80

Al ser un terreno de arcilla limosa se estima una resistividad ρ= 100 [Ω.m] y se selecciona la configuración de 8 electrodos de acero cobre de longitud igual a 2 [m] colocadas en cuadrado de 2x2 [m] a una profundidad de 0,5 [m]. Los parámetros característicos del electrodo proporcionados por la recomendación UNESA son [63]:

- Sección del conductor: 50 [mm^2]
- Diámetro de picas: 14 [mm]
- Resistencia (Kr): 0,116

- Voltaje de paso (Kp): 0,0290
- Voltaje de contacto (Kc): 0,0548

Al calcular la resistencia de puesta a tierra según el parámetro kr y la resistividad tenemos:

$$R = kr * \rho = 0.116 * 100 = 11.6\ [\Omega]$$

Al considerar que se requiere una resistividad pequeña se comprueba mediante la Ecuación 2.33, que el número de electrodos seleccionados de la configuración proporciona una mínima resistencia al sistema.

$$R_{8E} = \frac{11.6}{8} \times 1.68 = 2.436\ [\Omega]$$

Para seleccionar el calibre del cableado de puesta a tierra se considera la corriente máxima del equipo al cual se protege. El calibre mínimo para el sistema se dimensiona a partir de la tabla para conductores de puesta a tierra de canalizaciones y equipos, la cual se puede observar en el ANEXO D. El cableado seleccionado para la conexión a tierra será de calibre 4 AWG.

En la Figura 2.11 se observa el esquema simplificado de los elementos principales del sistema fotovoltaico conectados a tierra.

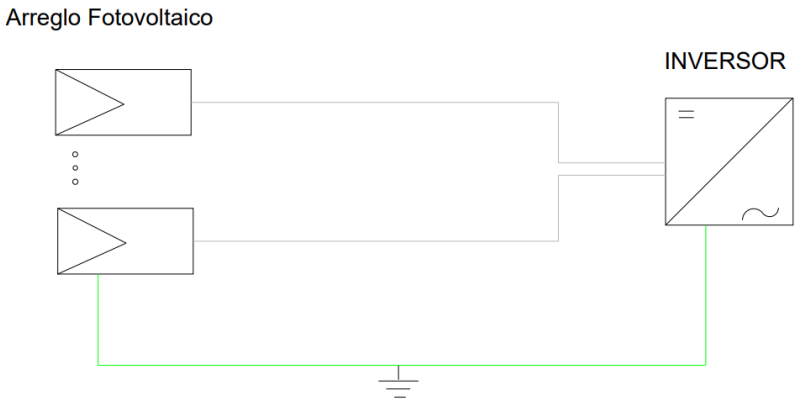


Figura 2.11. Esquema simple del sistema fotovoltaico conectado a tierra

2.3.4. MEDIDOR DE ENERGÍA BIDIRECCIONAL

La Regulación Nro. ARCONEL 003/18 [48], sugiere que el medidor de energía bidireccional debe contar con los siguientes requisitos: medidor de energía activa/reactiva, precisión para energía activa y reactiva de 0,5% o mejor, capacidad de almacenamiento de información de al menos 45 días con un periodo mínimo de 15 minutos y una fuente de energía auxiliar (batería).

El medidor de energía con el que cuenta la empresa Tornasol se encuentra ubicado en el lado de bajo voltaje conectado a un transformador de potencia (TP) y a un transformador mixto (Tmix), el cual corresponde a un sistema de Telemedición. Además, cuentan con una clase de precisión igual a 0,5 [64].

Para el presente proyecto, es necesario el reemplazo del medidor actual por un medidor bidireccional, el cual debe poseer las mismas características del medidor mencionado, cumpliendo con los requisitos de la regulación. Los transformadores TP y Tmix no se reemplazan.

2.3.5. ESTRUCTURAS DE SOPORTE

En el presente proyecto, el sistema de generación fotovoltaico se ubicará sobre el techo de la edificación principal y de la edificación de bodega, por ende, la estructura de soporte debe ser apta para una instalación sobre techo. Esta estructura debe soportar el peso de los módulos fotovoltaicos instalados y sobrecargas del viento.

El diseño de la estructura debe contar con el número suficiente de puntos para la sujeción de cada panel fotovoltaico, para los cuales se considera el área para apoyo y la posición evitando sombras sobre los paneles. Además, se diseña según la orientación y el ángulo de inclinación ya calculados; es importante considerar la facilidad en el momento del montaje, desmontaje y posible cambio de los elementos del mismo.

De acuerdo a las disposiciones del sistema fotovoltaico, se selecciona la estructura de soporte “Sistema MiniRail”, siendo el tipo de fijación de atornillamiento con tornillos para chapa fina autoterrajadores (con discos obturadores), material de Aluminio y capacidad de elevación de un lado mediante elementos extensibles de soporte [65]. En el ANEXO F se observa a detalle la estructura seleccionada.

En la Figura 2.12 se observa el diagrama referencial del sistema fotovoltaico, en el cual se establece las diferentes conexiones entre los elementos pertenecientes al arreglo, al igual que la ubicación de las protecciones en cada etapa. En el ANEXO G, mediante la utilización del software de dibujo AUTOCAD se visualizan los diseños estructurales del sistema.

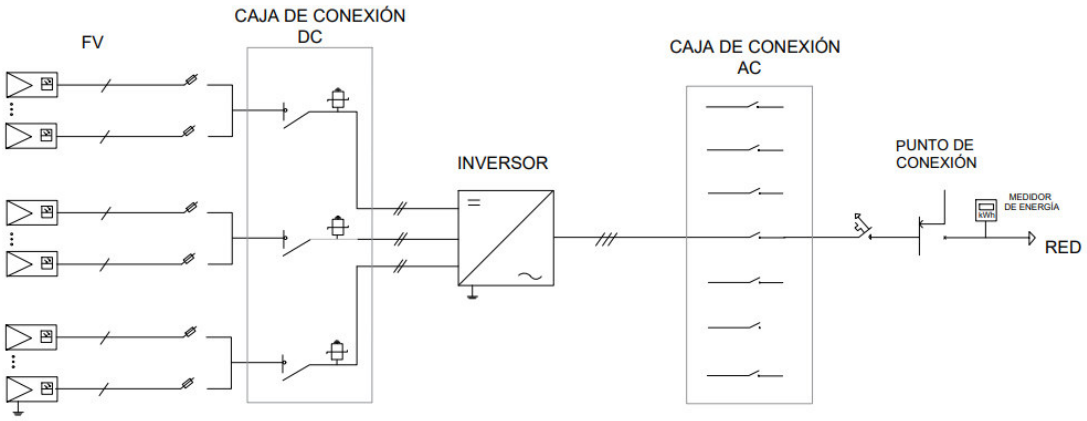


Figura 2.12. Esquema simplificado del sistema fotovoltaico (Fuente: propia)

2.4. EVALUACIÓN SEGÚN REQUESITOS DE LA REGULACIÓN NRO. ARCONEL 003/18 DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO PROPUESTO

La regulación Nro. ARCONEL 003/18 está destinada para usuarios regulados que deseen implementar un sistema de microgeneración fotovoltaica con capacidad nominal de 100 [kW], el cual debe operar en sincronismo con la red de bajo o medio voltaje. No obstante, en la disposición transitoria de la regulación se establecen los requisitos sobre la participación de consumidores residenciales con una capacidad de hasta 300 [kW] y para consumidores comerciales o industriales con una capacidad menor a 1000 [kW] [48].

El presente estudio corresponde a la implementación del sistema fotovoltaico a un consumidor industrial, por lo tanto, la capacidad nominal instalada puede ser de hasta 1000 [kW]. Para conocer la capacidad nominal del sistema se debe sumar todas las potencias de salida de los inversores, como se indica en la Ecuación 2.34.

$$Capacidad\ nominal\ instalada = N_{inv} \times P_{o,inv} \quad (2.34)$$

Donde:

$Capacidad\ nominal\ instalada$: Potencia nominal de los inversores del sistema, [kW].

N_{inv}: Número de inversores en el sistema fotovoltaico.

$P_{o,inv}$: Potencia de salida del inversor, [W].

Debido a que el diseño cuenta con inversores de diferente potencia de salida, se procede a sumarlas mediante la Ecuación 2.34.

$$Capacidad\ nominal\ instalada = 100 + 60$$

$$Capacidad\ nominal\ instalada = 160\ [kW]$$

La capacidad nominal del sistema fotovoltaico es 160 [kW], por lo tanto, no sobrepasa los 1000 [kW] para sistemas fotovoltaicos como se establece en la Regulación Nro. ARCONEL 003/18.

Por otro lado, se realiza el cálculo del factor de planta o factor de uso del sistema fotovoltaico, siendo este la relación entre la energía real generada en un periodo de tiempo específico y la energía que hipotéticamente puede generar el sistema si opera a capacidad nominal continuamente en un periodo de tiempo. Además, se puede considerar el primer año de generación para el cálculo del factor de planta, empleando la Ecuación 2.35 [66].

$$F_p = \frac{Generación\ real\ anual}{Generación\ anual\ a\ potencia\ nominal} = \frac{G_{am}}{G_{stc}} \quad (2.35)$$

Donde:

F_p: Factor de planta.

$Generación\ real\ anual$: Energía producida en un periodo anual de operación, [kW].

$Generación\ anual\ a\ potencia\ nominal$: Energía producida en un periodo anual a una irradiancia igual a 1000 [W/m^2].

G_{am}: Irradiancia anual media, [W/m^2].

G_{stc}: Irradiancia STC de 1000, [W/m^2].

Empleando la Ecuación 2.35 se calcula el factor de planta, considerando la irradiancia media mensual diaria igual a 4,48 [kWh/m^2/día] siendo su equivalente 186,66 [W/m^2], valor obtenido de la Tabla 2.15.

$$Fp = \frac{186{,}6666}{1000}$$

$$Fp = 0{,}1866 = 18{,}66\%$$

El factor de planta estimado se puede utilizar para calcular la capacidad nominal instalada para diseños próximos proyectos de sistemas fotovoltaicos mediante la Ecuación 2.36 proporcionada en la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 [48].

$$Capacidad\ nominal\ instalada = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} E_{mensual_i}}{F_p * h_{año}} \quad (2.36)$$

Donde:

$Capacidad\ nominal\ instalada$: Potencia nominal de los inversores del sistema, [kW].

$E_{mensual_i}$: Energía mensual generada por el sistema de microgeneración fotovoltaica, [kWh].

F_p: Factor de planta del sistema de generación fotovoltaica.

$h_{año}$: horas en un año, [h].

3. SIMULACIÓN ENERGÉTICA DE LA CENTRAL EN EL SOFTWARE PVSYST

El software PVsyst es una herramienta de diseño para proyectos fotovoltaicos, el cual proporciona estudios detallados, dimensionamientos y simulación horaria. Además, al final de cada diseño entrega un informe completo, donde se detalla una base de datos referentes al proyecto simulado.

En el presente proyecto se realiza la simulación en el software PVsyst versión 7.0, utilizando los parámetros de los elementos seleccionados para el presente estudio del sistema fotovoltaico con conexión a la red. Asimismo, se realiza una comparación entre los resultados de la simulación proporcionado por el PVsyst con los datos calculados y obtenidos en el presente trabajo.

Datos de radiación solar

El primer paso para la simulación del sistema fotovoltaico, es conocer los datos de radiación solar en la ubicación del sistema. Esto se obtiene mediante las coordenadas geográficas de la Empresa de Textiles Tornasol, latitud: -0,001193, longitud: -78,302800, altitud: 2 828 [m] y zona horaria: -5. PVsyst provee de diferentes fuentes de datos de radiación solar, de los cuales se seleccionan los datos proporcionados por mismo programa, cabe recalcar que los datos provenientes de la NASA no son aptos para este proyecto debido a que se encuentra ubicado en una zona montañosa.

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
Horizontal global	5.08	5.97	5.10	4.76	4.44	4.83	5.56	5.23	6.49	5.63	6.19	5.71	5.41	kWh/m²/día
Difuso horizontal	2.38	2.59	2.68	2.62	2.24	1.88	1.83	1.97	1.83	2.30	2.04	2.13	2.20	kWh/m²/día
Extraterrestre	10.08	10.42	10.52	10.20	9.66	9.30	9.40	9.88	10.32	10.40	10.14	9.92	10.02	kWh/m²/día
Índice de claridad	0.504	0.573	0.485	0.467	0.459	0.519	0.591	0.529	0.629	0.541	0.611	0.575	0.540	proporción
Temp. ambiente	12.5	12.6	12.6	12.6	12.7	13.5	13.6	13.8	14.1	13.2	12.8	12.8	13.1	°C
Velocidad del viento	1.8	1.8	1.7	1.8	1.9	2.1	2.2	2.0	2.2	1.2	1.1	1.1	1.7	m/s

Figura 3.1. Valores meteo mensuales de la Empresa Tornasol

En la Figura 3.1 se observan los valores meteo mensuales en la ubicación del sistema fotovoltaico. La diferencia entre el promedio anual de radiación proporcionado ARCONEL y el software PVsyst es menor al 10%.

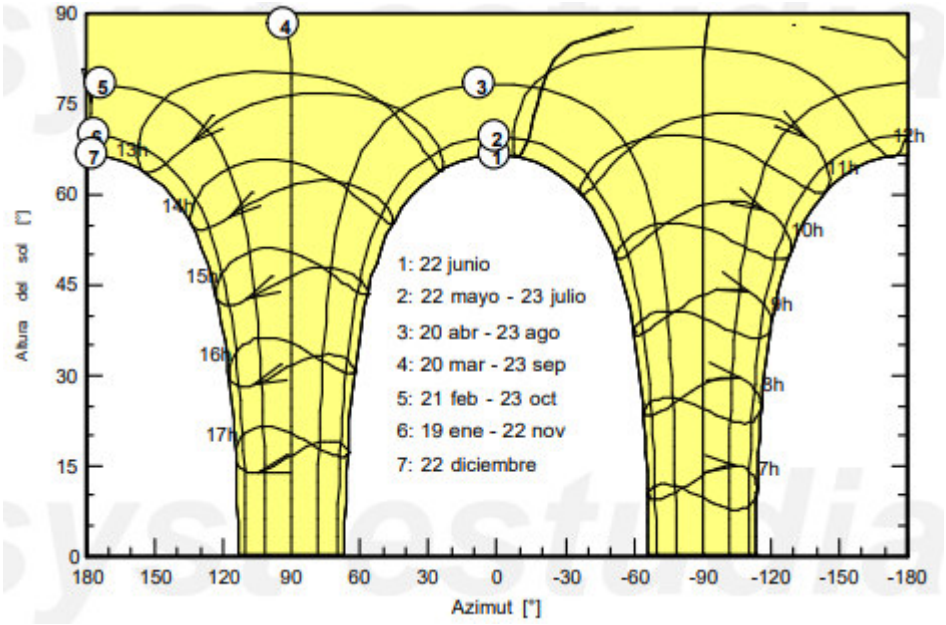


Figura 3.2. Trayectoria solar en la Empresa Tornasol

Orientación e inclinación

Se selecciona un plano inclinado y se ingresa los datos de inclinación y azimut del proyecto, en el capítulo 2 se asume un valor de 0° de azimut porque se encuentra ubicado en el hemisferio sur. Pero en PVsyst se ubica al proyecto con el ángulo según su ubicación.

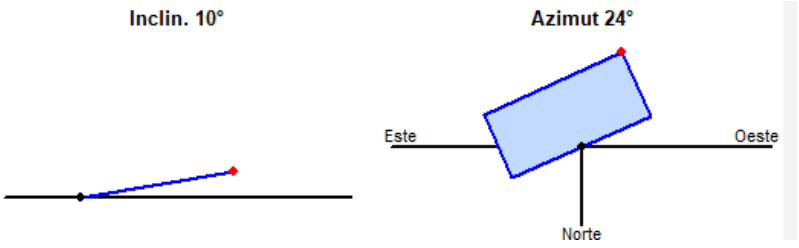


Figura 3.3. Orientación del plano y azimut

Sistema

El software PVsyst cuenta con una gran gama de paneles e inversores fotovoltaicos. Donde solo es necesario buscar y seleccionar los elementos del presente proyecto, y al comparar cada uno de los parámetros eléctricos y datos generales del panel fotovoltaico e inversores se verifica que son los mismos.

En la Figura 3.4 se observa el resumen del sistema fotovoltaico dividido en dos subconjuntos proporcionado por el PVsyst. Se comprueba que el número de paneles totales y número de paneles conectados en serie y paralelo, son iguales a los calculados en este trabajo.

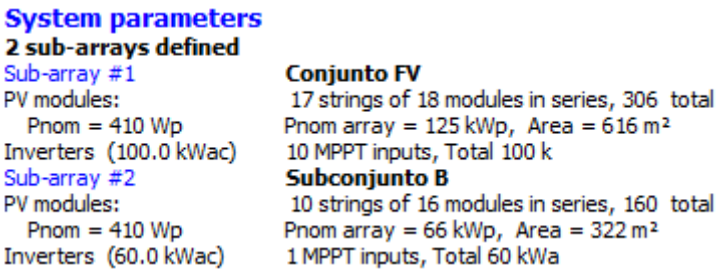


Figura 3.4. Resumen del sistema fotovoltaico - PVsyst.

Debido a que los inversores se diseñan al 80% y 90% de la potencia nominal de la generación de los paneles fotovoltaicos, PVsyst presenta un mensaje donde señala que las potencias de los inversores son ligeramente menores.

Pérdidas detalladas

En esta sección se detallan las pérdidas que se presentan en el sistema fotovoltaico debido a los siguientes parámetros.

El parámetro térmico es un valor predeterminado por PVsyst ya que las especificaciones técnicas del fabricante no tienen una relevancia real porque las condiciones para las que se especifica están muy lejos de un módulo realista. Además, las pérdidas óhmicas o por cableado se las detalla según la longitud y sección de cada tramo y las pérdidas por calidad de módulo y envejecimiento (degradación promedio) son especificaciones del fabricante.

Por otro lado, las perdidas inducidas por la degradación en las primeras horas de funcionamiento por defecto son igual a 2%, las pérdidas por las diferentes características eléctricas entre los módulos fotovoltaicos y las pérdidas por suciedad dependen de la ubicación del sistema. En la Figura 3.5 se muestra el gráfico del comportamiento de las pérdidas en el primer arreglo.

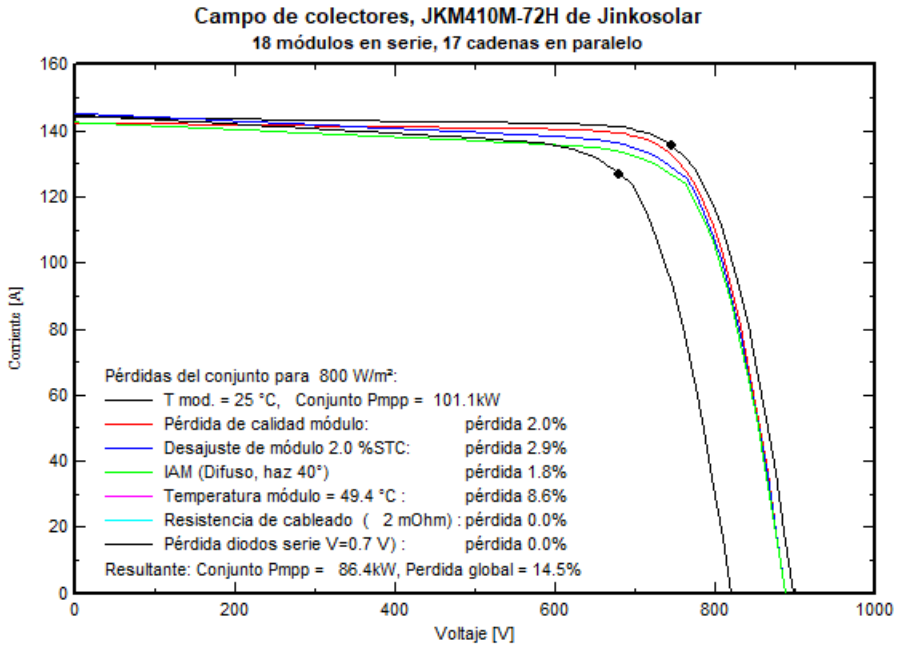


Figura 3.5. Gráfico de pérdidas del Lote A

Construcción 3D del sombreado cercano

Para un análisis del sombreado que puede afectar al sistema fotovoltaico, es necesario realizar la construcción en 3D de la edificación y los elementos que se encuentren cercanos y puedan producir sombras. En la Figura 3.6. se observa la vista perspectiva de la edificación de la Empresa de Textiles Tornasol implementado el sistema fotovoltaico.

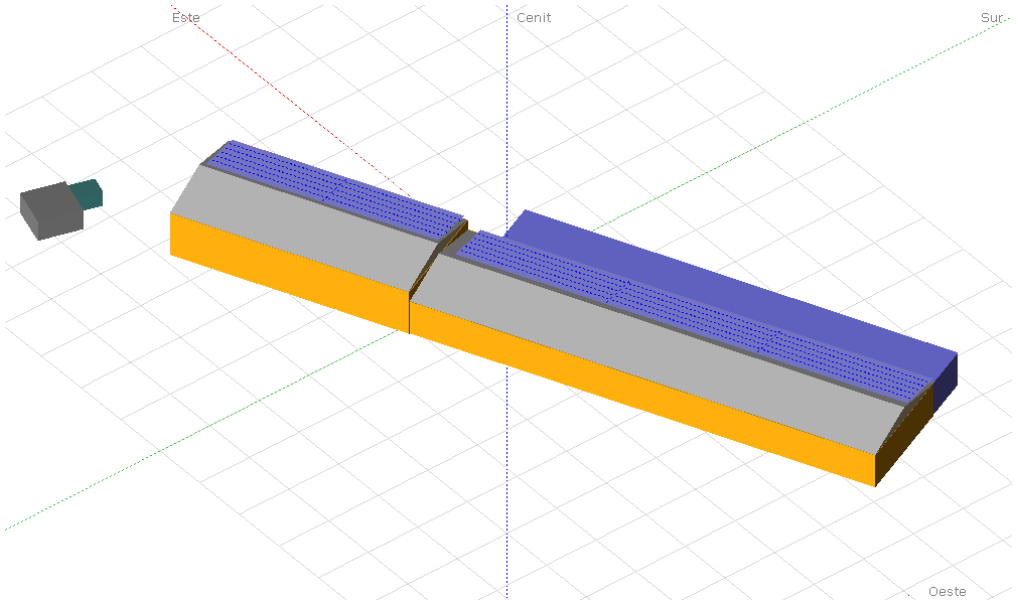


Figura 3.6. Vista de la construcción 3D de la Industria Tornasol

Al realizar la animación de sombreados para dos fechas diferentes del año, se determina que el porcentaje de pérdidas es mínimo, Tal y como se observa en la Figura 3.7, esto se debe a que no existen elementos cercanos al sistema que produzca sombreado.

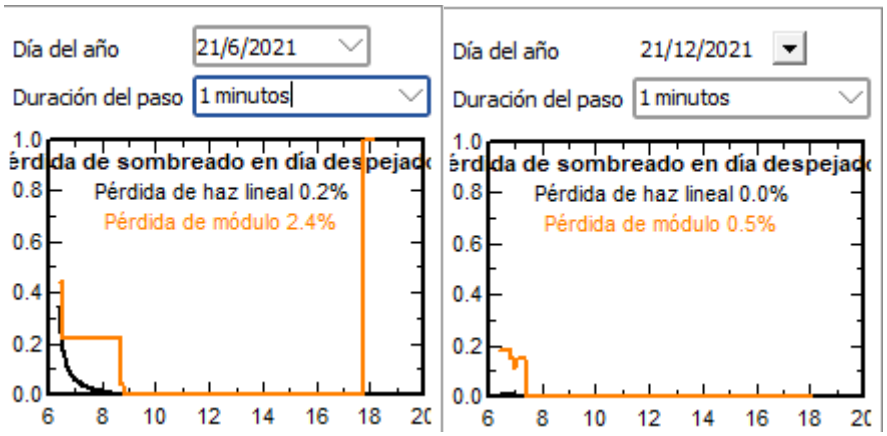


Figura 3.7. Animación de sombreado del sistema FV

Asimismo, en la figura 3.8 se muestra el porcentaje de sombreado en función a la altura del sol y el azimut. Donde se verifica que las pérdidas son mínimas.

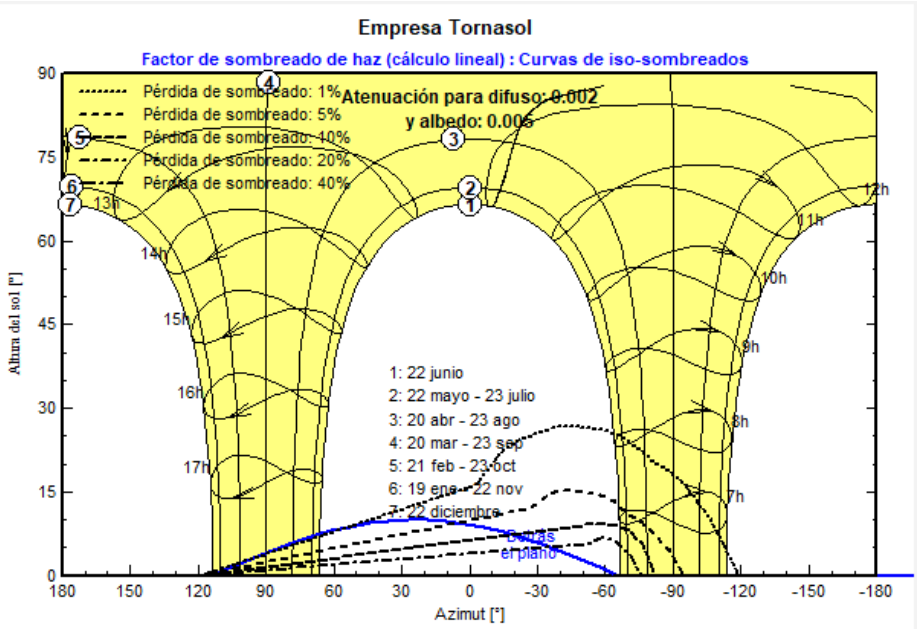


Figura 3.8. Cálculo lineal del sombreado en el sistema fotovoltaico

Luego de seleccionar e ingresar todos los elementos pertenecientes al sistema con sus respectivos parámetros y todos los factores que afectan su rendimiento, se realiza la

simulación del sistema. En la Figura 3.8 y Figura 3.9 se muestran los resultados principales, además el informe final completo se presenta en el ANEXO H.

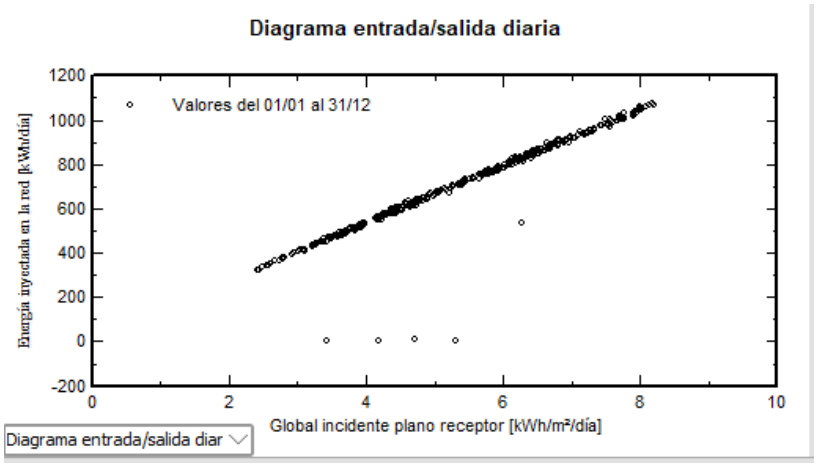


Figura 3.9. Diagrama de entrada y salida diaria de energía

En la figura 3.9 se observa la energía que genera el sistema fotovoltaico en función a la irradiación global, donde se denota una ligera curvatura debido al efecto causado por la temperatura. Los altos niveles de irradiancia se los visualiza como puntos (días) separados, esto indica que existe sobrecarga.

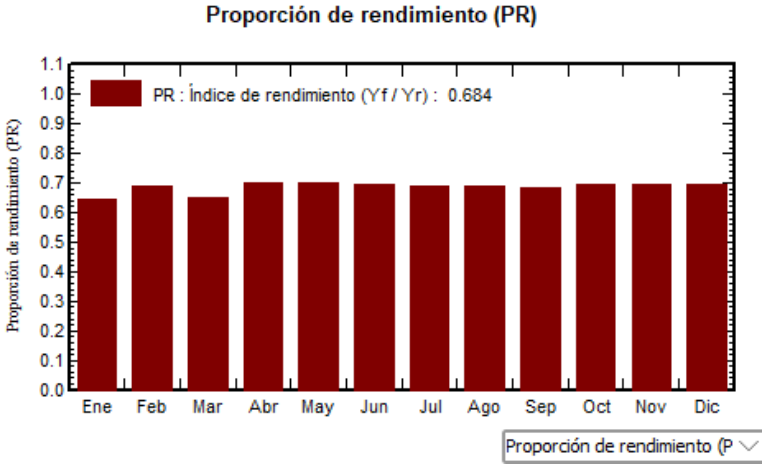


Figura 3.10. Diagrama del rendimiento mensual del sistema

Como se observar en la Figura 3.10, el índice de rendimiento del sistema es igual a 0,684, esto se debe el sistema es afectado por diferentes parámetros que producen pérdidas. Este valor no se diferencia mucho al valor calculado en el capítulo 2, siendo este igual a 0,6937, en otras palabras, el sistema se encuentra correctamente dimensionado.

4. ANÁLISIS FINANCIERO

El presente análisis financiero se realiza con el propósito de determinar la factibilidad de la implementación del sistema de autogeneración fotovoltaica desde una perspectiva económica, además de ser aplicable para futuros proyectos semejantes.

Para conocer si el presente proyecto es viable, es necesario emplear diferentes cálculos de inversión e indicadores económicos para determinar si existe un retorno considerable de la inversión inicial. Además de conocer el ahorro que se genera al disminuir el consumo de energía eléctrica proveniente de la EEQ; basándose en las proformas proporcionadas por diferentes empresas, las cuales cuentan con los costos reales de los elementos necesarios para el sistema fotovoltaico.

4.1. CONCEPTOS GENERALES

4.1.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El VAN es un indicador financiero que determina la viabilidad económica de un proyecto, mediante la diferencia entre flujos de ingresos y egresos futuros y la inversión inicial.

El VAN además de ser de muy fácil aplicación, nos muestra los beneficios económicos (incremento de la inversión inicial) del proyecto al finalizar, transformando a un valor actual los ingresos y egresos. Esto nos permite saber si los ingresos son mayores a los egresos o viceversa y determinar si la inversión inicial del proyecto será recuperable en un determinado tiempo. [67]

Para calcular el valor actual neto se aplica la ecuación 4.1.

$$VAN = \sum_{i=1}^{n} \frac{V_i}{(1+\gamma)^i} - C \qquad (4.1)$$

Donde:

n: Número de periodos considerados, [años].

V_i: Flujo de efectivo en cada periodo, [USD].

γ: Tasa de actualización, [%].

C: Valor de desembolso inicial de la inversión, [USD].

Siendo la tasa de actualización (γ), una tasa de interés que permite conocer el valor del dinero futuro en el presente.

Determinar el valor de la tasa de interés para el presente proyecto, es uno de los puntos importantes para conocer el VAN. Se considera el valor mínimo de la tasa de inversión a largo plazo en el mercado, cuyo valor es proporcionado por el Banco Central del Ecuador, siendo igual a 4,27%. Al conocer esta tasa de interés es posible evaluar el proyecto y determinar si presenta cuando menos la misma rentabilidad que invertir la misma cantidad de dinero en un depósito a plazo fijo en una entidad bancaria.

Según sea el valor del VAN, se pueden presentar tres diferentes criterios para aceptar o rechazar el proyecto:

- Si el VAN es mayor a cero significa que el proyecto es aceptable y que además de cubrir el costo de la inversión inicial, genera rentabilidad (ganancias económicas).
- Si el VAN es igual a cero, quiere decir que no existen pérdidas ni ganancias ya que solo se recuperará la inversión inicial sin generar ganancias económicas, siendo recomendable reestructurar el proyecto.
- Si el VAN es menor que cero significa que el proyecto debe ser rechazado debido a que con el paso del tiempo la tasa de interés disminuirá, siendo el proyecto incapaz de recuperar la inversión inicial.

4.1.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno es una herramienta financiera que permite conocer la viabilidad de un proyecto tomando como referencia los flujos de caja que se obtendrán en el futuro. El TIR se calcula mediante el valor de desembolso inicial y los flujos de caja de cada año, obteniendo el valor porcentual de los beneficios hacia el futuro.

También se puede decir que el TIR es la tasa de descuento que permite al Valor Actual Neto (VAN) de una inversión en un proyecto ser igual a cero, es decir, que el proyecto no tenga ingresos ni egresos [67].

El TIR se calcula mediante la Ecuación 4.2:

$$0 = C + \sum_{i=1}^{n} \frac{V_i}{(1 + TIR)^i} \qquad (4.2)$$

Donde:

V_i: Flujos de caja en cada periodo, [USD].

n: Número de periodos considerados, [años].

C: Valor de desembolso inicial de inversión, [USD].

Según sea el valor del TIR, se pueden presentar tres diferentes posibilidades para aceptar o rechazar el proyecto:

- Si el TIR es mayor a cero, el proyecto es aceptable porque genera rentabilidad.
- Si el TIR es igual a cero, el proyecto no genera ganancias ni pérdidas y por lo tanto se puede o no invertir en él.
- Si el TIR es menor a cero, el proyecto no es rentable porque genera pérdidas.

4.1.3. COSTO NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE)

El costo nivelado de energía es el valor neto actual del costo unitario de la electricidad durante la vida útil de un sistema de generación; se utiliza para conocer el precio mínimo de comercialización de la energía, con el cual se puedan cubrir todos los costos distribuidos durante la vida útil del proyecto, tales como la inversión, operación, mantenimiento y administración del sistema; y así, obtener un retorno de la inversión inicial. Siendo necesario conocer con anticipación la tasa de actualización del proyecto. Al emplear el LCOE, es posible comparar el costo de producción de la energía a partir de diferentes fuentes de energía [68].

La Ecuación 4.3 es la expresión matemática del LCOE, siendo “el precio de equilibrio único donde los futuros egresos descontados a valor presente son iguales a la producción de energía también descontada” [68].

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^{n} \frac{Egresos_i}{(1+\gamma)^i}}{\sum_{i=0}^{n} \frac{Producción_i}{(1+\gamma)^i}} \quad (4.3)$$

Donde:

$LCOE$: Costo nivelado de energía, [USD/kWh].

n: Número de periodos considerados, [años].

γ: Tasa de actualización, [%].

Una vez determinado este precio se analizará la viabilidad financiera del proyecto y del cual se obtendrán valores para el VAN y TIR. Existen dos posibilidades según los resultados, si los valores son beneficiosos el proyecto será aceptado, pero si no, es necesario elevar el precio de la energía y realizar la evaluación una vez más.

4.1.4. PARIDAD DE RED

La paridad de red es un indicador económico de los sistemas de fuentes de energía renovable, radica en el momento temporal en que el costo de generar energía mediante un sistema de autogeneración iguala o es menor al costo de total de la compra de energía de la red, el cual incluye generación, transmisión, distribución y tarifas por servicio público [21].

4.2. EJECUCIÓN DEL ANÁLISIS FINANCIERO

Antes de realizar el estudio financiero se consideran algunos aspectos referentes al proyecto mencionados a continuación: el costo total para la implementación del proyecto depende de todos los elementos necesarios para el mismo, además del mantenimiento y operación. No obstante, el terreno no se considera a razón de que es propiedad de la Empresa Tornasol, tampoco se considera al banco de baterías ya que no es necesario porque es un sistema de autogeneración fotovoltaica conectado a la red.

Al ser la operación y mantenimiento vitales para el aumento o disminución de vida útil del sistema fotovoltaico, se debe considerar como proceso imprescindible, el cual tiene como costo anual el 1% de la inversión inicial. Basándose en el tiempo de operación lo establecido en la regulación Nro. ARCONEL 003/18 [48], el periodo de proyección a considerar en el análisis es de 20 años.

Tarifa promedio del cliente

El Pliego Tarifario para las Empresas Eléctricas del ARCONEL proporciona el costo de la energía eléctrica. La Empresa de Textiles Tornasol en el periodo enero – diciembre 2019

de acuerdo a sus características de demanda eléctrica y perteneciendo al grupo de consumo comercial tenía una tarifa general de medio voltaje con registrador de demanda horaria para consumidores industriales [69]. No obstante, en el periodo enero – diciembre 2020 siendo parte del grupo de consumo industrial cambia a tarifa general de medio voltaje con registrador de demanda horaria diferenciada para consumidores industriales. Esta tarifa utilizada es de 0,0875 USD/kWh en el horario de 08h00 a 18h00; 0,102 USD/kWh en el horario de 18h00 hasta 22h00; 0,0501 USD/kWh en el horario de 22h00 hasta 8h00. Con un costo de comercialización de 1,414 USD y un costo por demanda de 4,576 USD/kW-mes [70].

Ahorro económico mediante la implementación del sistema fotovoltaico

El ahorro monetario se determina mediante el análisis del comportamiento demanda - generación. Para realizar el análisis se consideran los datos de facturación eléctrica del periodo agosto 2019 – julio 2020 de la Empresa de Textiles Tornasol y los datos de la estimación de energía generada por el sistema de autogeneración fotovoltaica. A partir de estos datos se realiza el balance neto (tratamiento comercial de la energía establecido en la Regulación Nro. ARCONEL 0003/18 [48]) y se determina el ahorro económico anual, el cual se puede observar en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1. Balance neto de energía y ahorro económico

Mes	Energía facturada 2019-2020 [kWh]	Generación FV [kWh]	Energía remanente [kWh]	Ahorro económico [USD]
Enero	7129.8	18243.72	11113.92	1596.325712
Febrero	36861.6	15477.50	-21384.10	1354.281288
Marzo	48048.6	17652.83	-30395.77	1544.622855
Abril	44992.2	16189.90	-28802.30	1416.616588
Mayo	46807.8	17837.49	-28970.31	1560.779997
Junio	34829.4	16761.73	-18067.67	1466.65161
Julio	44139.6	20422.63	-23716.97	1786.979997
Agosto	51983.4	20201.04	-31782.36	1767.591426
Septiembre	27432	17476.52	-9955.48	1529.195389
Octubre	10266.6	19388.57	9121.97	1696.499997
Noviembre	14844	18370.00	3526.00	1607.375113
Diciembre	19423.2	18982.33	-440.87	1660.954283
Total	386758.2	217004.28	-169753.92	18987.87425

Según el resultado del balance neto nos permite conocer si existe un remanente positivo o negativo. Si el remanente es positivo, la energía resultante se inyecta en la red y se considera como un crédito a favor para el mes siguiente. En cambio, si el remanente es negativo, la energía resultante es consumida de la red y el consumidor pagará por ella con la tarifa correspondiente. En la Figura 4.1 se observa el balance neto de cada mes.

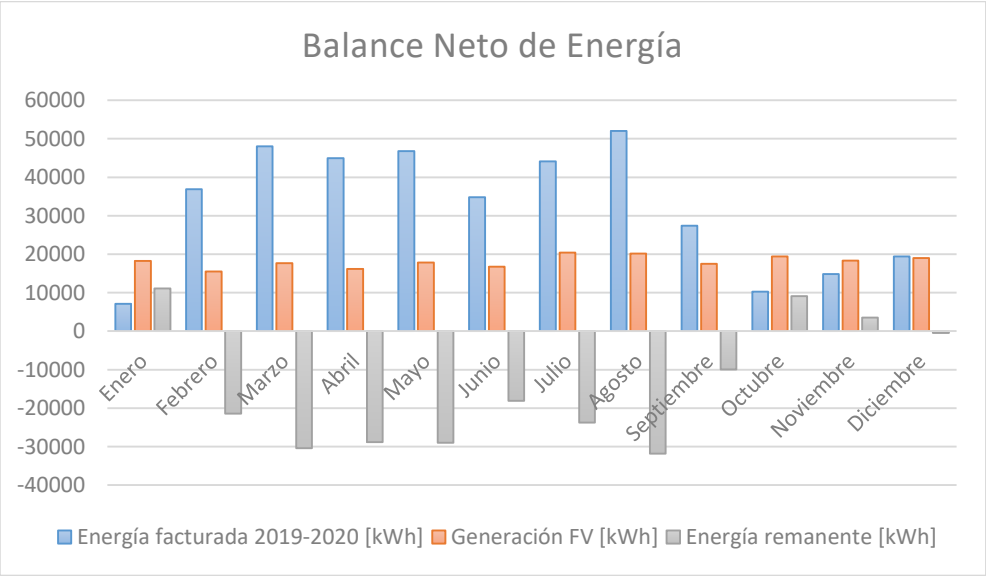


Figura 4.1. Balance neto de energía en cada mes

Inversión inicial

En la tabla 4.2 se detalla los costos unitarios de cada componente perteneciente al sistema y del costo de implementación, los cuales se expresan en dólares estadounidenses.

Tabla 4.2. Costo de inversión del sistema de generación fotovoltaica

Costo de inversión			
Detalle	**Cantidad**	**Valor unitario [USD]**	**Subtotal [USD]**
Paneles fotovoltaicos	466	108.00	50976
Inversor 100 [kWp]	1	6092.49	6092.49
Inversor 60 [kWp]	1	4034.41	4034.41
Cableado	1	3130.23	3130.233
Sistema de protección y aparatos de maniobra, otros.	1	4500.11	4500.11
Puesta a tierra	1	326.84	326.84
Estructura de soporte	1	14699.87	14699.87
Mano de obra	1	19264	19264
		Total	$102.375.95

4.2.1. CALCULO DEL LCOE

A continuación, se procede a calcular el LCOE para un periodo de 20 años mediante la Ecuación 4.3, datos de inversión inicial de la Tabla 4.2, los datos de energía generada de la Tabla 2.18 y la tasa de actualización igual a 4,27%. En la Tabla 4.3 se observa el cálculo del LCOE.

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^{20} \frac{Egresos_i}{(1+0.0427)^i}}{\sum_{i=0}^{20} \frac{Producción_i}{(1+0.0427)^i}}$$

$$LCOE = 0.0492\ [USD/kWh]$$

Tabla 4.3 Cálculo del LCOE

Año	Egresos	$\frac{Egresos_i}{(1+0.0427)^i}$	Energía [kWh]	$\frac{Energía_i}{(1+0.0427)^i}$
1	102375.95	98183.51695	187028.0985	179369.0404
2	1023.759531	941.627668	176741.553	162562.3317
3	1023.759531	903.0667191	175806.4126	155080.2853
4	1023.759531	866.0848942	174310.1878	147463.7509
5	1023.759531	830.6175258	173749.1035	140969.677
6	1023.759531	796.602595	173000.9911	134614.6573
7	1023.759531	763.9806224	171691.7944	128125.0137
8	1023.759531	732.6945645	170195.5696	121807.2848
9	1023.759531	702.6897137	169447.4572	116305.6182
10	1023.759531	673.9136029	168512.3167	110927.1651
11	1023.759531	646.3159134	168325.2886	106266.4711
12	1023.759531	619.8483873	165893.9233	100442.6115
13	1023.759531	594.4647427	164584.7266	95569.13924
14	1023.759531	570.1205934	162901.4738	90718.06616
15	1023.759531	546.7733705	162527.4176	86803.25915
16	1023.759531	524.3822485	162433.9035	83200.64718
17	1023.759531	502.9080737	160844.1647	79012.52839
18	1023.759531	482.313296	158225.7713	74543.27988
19	1023.759531	462.5619027	157103.6027	70983.60424
20	1023.759531	443.6193562	155233.3217	67266.29072
	Sumatoria	110788,1027	**Sumatoria**	2252030.722

Análisis de paridad de red: comparación de LCOE con tarifa pública

Como se mencionó anteriormente, la paridad de red se alcanza cuando el valor total de la generación eléctrica mediante fuentes no convencionales es igual o inferior al precio de la energía obtenida de la red de distribución. Por lo tanto, al conocer que del LCOE para un periodo de 20 años es igual a $0.0495\ [USD/kWh]$ y el precio de la energía consumida de la red es $0.0875\ [USD/kWh]$ se puede evidenciar que el costo de la energía generado por el sistema fotovoltaico del presente trabajo es notablemente menor al costo de la red pública, esto quiere decir que este sistema es una fuente de energía autosuficiente debido a que alcanza la paridad de red. En la Figura 4.2 se observa el LCOE durante el tiempo de proyección del proyecto y se evidencia que, en el año 8 se cumple la paridad de red.

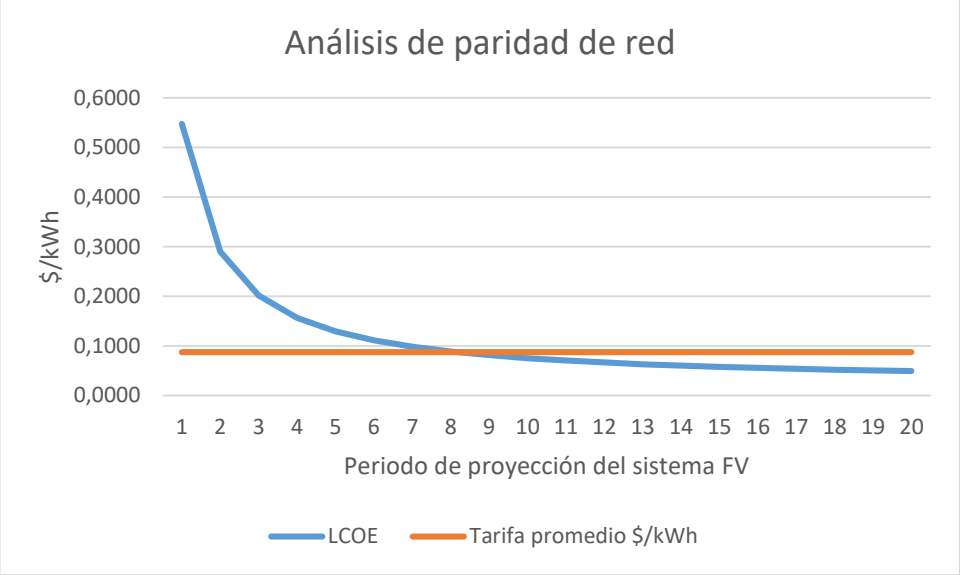


Figura 4.2. Análisis de la paridad de red

4.2.2. ANÁLISIS DE INDICADORES ECONÓMICOS

Para el cálculo y análisis del VAN se considera el tiempo anual y una tasa de descuento igual a 4,27%. Y para el cálculo del TIR se considera un horizonte igual a 20 años. En Tabla 4.4 se observa el flujo de caja para el tiempo de operación establecido.

Los datos necesarios para el cálculo son la inversión inicial, vida útil considerando el tiempo de operación del sistema fotovoltaico, ahorro anual estimado por la producción de energía fotovoltaica y el costo de operación y mantenimiento del sistema.

$$VAN = \sum_{i=1}^{20} \frac{V_i}{(1+0.0427)^i} - C$$

$$VAN = 136027{,}71\ [USD]$$

$$0 = C + \sum_{i=1}^{20} \frac{V_i}{(1 + TIR)^i}$$

$$TIR = 16.76\ [\%]$$

Tabla 4.4. Cálculo del VAN y TIR

Año	Inversión inicial [USD]	Ahorro anual [USD]	O&M	Balance	VAN [USD]		TIR [%]
0	102375.953	0	0	-102375.95			
1		18987.87	1023.76	17964.11	17228.46	-85147.49	-82.45%
2		18987.87	1023.76	17964.11	16522.93	-68624.56	-48.43%
3		18987.87	1023.76	17964.11	15846.29	-52778.27	-26.32%
4		18987.87	1023.76	17964.11	15197.37	-37580.90	-12.80%
5		18987.87	1023.76	17964.11	14575.01	-23005.89	-4.21%
6		18987.87	1023.76	17964.11	13978.15	-9027.74	1.49%
7		18987.87	1023.76	17964.11	13405.72	4377.98	5.42%
8		18987.87	1023.76	17964.11	12856.74	17234.72	8.22%
9		18987.87	1023.76	17964.11	12330.24	29564.95	10.26%
10		18987.87	1023.76	17964.11	11825.30	41390.25	11.79%
11		18987.87	1023.76	17964.11	11341.04	52731.29	12.95%
12		18987.87	1023.76	17964.11	10876.60	63607.89	13.85%
13		18987.87	1023.76	17964.11	10431.19	74039.09	14.54%
14		18987.87	1023.76	17964.11	10004.02	84043.11	15.10%
15		18987.87	1023.76	17964.11	9594.34	93637.45	15.54%
16		18987.87	1023.76	17964.11	9201.44	102838.89	15.89%
17		18987.87	1023.76	17964.11	8824.63	111663.52	16.18%
18		18987.87	1023.76	17964.11	8463.25	120126.77	16.41%
19		18987.87	1023.76	17964.11	8116.67	128243.43	16.60%
20		18987.87	1023.76	17964.11	7784.28	136027.71	16.76%

Como se puede observar en la Tabla 4.4 que el presente proyecto es rentable a partir del año 7 de la inversión inicial, esto se debe a que el VAN y el TIR pasan a ser positivos a partir de ese año. Por ende, se entiendo que el presente trabajo es factible económicamente porque existe una recuperación y ganancias monetarias a mediano plazo y esto es conveniente para la empresa Tornasol.

5. MEMORIA DESCRIPTIVA

TÍTULO DEL PROYECTO

"ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOABASTECIMIENTO EN LA EMPRESA INDUSTRIAL "TORNASOL""

5.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

El presente proyecto se basa en el diseño básico para la implementación de un sistema de autogeneración fotovoltaica de 160 [kW] destinado para autoabastecimiento y el sobrante de energía inyectado en la red, usando como referencia la Regulación Nro. ARCONEL 003/18.

El principal propósito de la instalación es disminuir el consumo de energía de la red de distribución y por ende generar un ahorro económico. Además, reducir las emisiones de CO^2 hacia el medio ambiente.

La empresa Tornasol consume aproximadamente 386 758,2 [kWh] al año. Por otro lado, el sistema fotovoltaico conformado por 466 paneles fotovoltaicos de células monocristalinos generan 217 004,27 [kWh] anuales, para el consumo por parte de la empresa por medio de 2 inversores, un inversor de 60 [kW] y un inversor de 100 [kW].

La ubicación de los módulos fotovoltaicos será en los techos metálicos de las estructuras principal y bodega, mencionadas en el presente trabajo como Lote A y Lote B respectivamente. En cambio, los inversores solares se ubicarán en el exterior de la pared sur de la bodega.

5.2. UBICACIÓN DEL SISTEMA

La implementación del sistema de generación fotovoltaico está destinado al techo del Lote A y Lote B de la Empresa Industrial de Tertiles Tornasol ubicado en el sector Calacalí de la ciudad de Quito en Ecuador, de coordenadas geográficas Latitud -0,001193 y longitud -78,302800 a 2828 msnm. En la Figura 5.1 se señala las áreas aptas para la implementación del sistema de generación fotovoltaico, mediante la utilización del software ETABS se verifica que la estructura de la edificación principal y bodega son aptas para soportar el peso adicional del sistema fotovoltaico.

Figura 5.1. Ubicación del arreglo fotovoltaico

5.3. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

El sistema de generación fotovoltaico cuenta con dos arreglos, los cuales están conformados por paneles fotovoltaicos conectados eléctricamente en serie y en paralelo, y estos de salida continúa conectados a inversores capaces de transformar aquella energía de corriente continua a energía de corriente alterna con las diferentes características para ser apta de ser inyectada a la red de distribución. Asimismo, se encuentra constituido por todas las protecciones necesarias y por la estructura de soporte capaz de sostener el peso del sistema.

5.3.1. PANEL FOTOVOLTAICO

Los módulos fotovoltaicos están constituidos por un conjunto de células solares conectadas en serie o en paralelo y son los encargados de transformar la radiación solar en energía eléctrica continua. Para el presente trabajo se selecciona el panel fotovoltaico monocristalino JKM410M-72H con potencia 410 [W] fabricados por la compañía Jinko Solar. Considerando sus aspectos importantes como eficiencia, vida útil, tamaño y peso y disposición en el mercado. Las características principales se detallan en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Características del panel fotovoltaico JKM410M-72H

Parámetros eléctricos	
Potencia máxima nominal (Pmáx) [W]	410
Voltaje de operación a Pmáx (Vmpp) [V]	42.3
Corriente de operación a Pmáx (Impp) [A]	9.69
Voltaje de circuito abierto (Voc) [V]	50.4
Corriente de cortocircuito (Isc) [A]	10.60
Características de temperatura	
Coeficiente de temp. de Pmáx ($CT_{Pmáx}$) [%/°C]	-0.35
Coeficiente de temp. de Voc (CT_{Voc}) [%/°C]	-0.29
Coeficiente de temp. de Isc (CT_{Isc}) [%/°C]	0.048
Temperatura nominal de operación del módulo [°C]	45±2
Datos generales	
Eficiencia [%]	20.38
Tolerancia de la potencia [W]	0~+3
Tipo de celda	Monocristalino
Número de celdas	72
Dimensiones [mm]	2008x1002x40
Peso [kg]	22.5

5.3.2. INVERSOR FOTOVOLTAICO

El inversor solar es el encargado en transformar la energía continua procedente de los paneles fotovoltaicos a energía alterna, la cual puede ser consumida por el usuario o su sobrante inyectado a la red pública.

Para la selección de este equipo se considera la potencia nominal del inversor menor al 100% de la potencia máxima generada por los módulos, debido a que es poco común que se genere el 100%. Si el inversor llegará a trabajar con niveles mayores a su potencia nominal el seguidor del punto de máxima potencia disminuirá su máximo de entrega, y así el inversor funcionará de manera adecuada.

En el presente proyecto se selecciona los inversores fotovoltaicos del modelo SUN2000-100/60KTL-M1del fabricante Huawei. El primer inversor es de 100 [kW] y el segundo es de 60 [kW]. Cada inversor cumple con los aspectos principales para la conexión a la red eléctrica y el grado de protección para la intemperie. En la Tabla 5.2 se detallan las características de cada inversor.

Todos los inversores se instalarán en la pared sur exterior de la edificación de bodega cerca de las sus respectivas cajas de conexiones CC.

Tabla 5.2 Características del inversor fotovoltaico SUN2000-100/60KTL-M1

Características técnicas	Modelo	
	SUN2000-100KTL-M0	SUN2000-60KTL-M0
Parámetros de entrada (CC)		
Potencia máxima nominal CC [kWp]	100	60
Voltaje máximo en CC ($V_{inmáx}$) [V]	1100	1100
Rango de Voltaje, MPPT ($V_{MPPTmín}$ a $V_{MPPTmáx}$) [V]	200 – 1000	200 - 1000
Voltaje nominal en CC (V_{innom}) [V]	720	720
Número de entradas con MPPT ind.	10	6
Corriente máxima total ($I_{inmáx}$) [A]	52	44
Parámetros de salida (CA)		
Potencia nominal CA [kW]	100	60
Potencia aparente máxima de CA [kVA]	110	66
Corriente máxima de salida [A]	133.7	79.4
Voltaje nominal CA [V]	480	277/480
Frecuencia de red de CA [Hz]	50/60	50/60
Factor de potencia (cosϕ)	0.8	0.8
Tipo de conexión	Trifásica	Trifásica
THD [%]	< 3 %	< 3 %
Datos generales		
Rendimiento [%]	98.8	98.9
Dimensiones [mm]	1035x700x365	1075x555x300
Peso [kg]	90	74
Consumo de energía en la noche [W]	< 3.5	< 2
Grado de Protección	IP66	IP65

5.3.3. ARREGLOS FOTOVOLTAICOS

Cada arreglo fotovoltaico cuenta con un número máximo de paneles solares conectados en serie y en paralelo considerando las características eléctricas de los inversores con los cuales serán conectados. En la Tabla 5.3 se observa a detalle el número de paneles que se deben conectar en serie y número de ramales, y la potencia que genera cada arreglo.

Tabla 5.3. Paneles fotovoltaicos en serie y paralelo para cada lote

Edificación	Lote	Serie	Ramales	Paneles totales por lote
Principal	A	18	17	306
Bodega	B	16	10	160

En la Tabla 5.4 se detalla las características del sistema fotovoltaico.

Tabla 5.4. Arreglo fotovoltaico para cada lote

Edificación	Paneles totales por lote	Inversores	Área total [m^2]	Potencia nominal Total [kW]	Potencia pico del generador [kWp]
Principal	306	1	616	100	125.460
Bodega	160	1	322	60	65.600

Al conocer las características de estos componentes se puede estimar la producción mensual y anual del presente sistema fotovoltaico considerando pérdidas por diferentes factores (sombreado, suciedad, etc), tal y como se muestra en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5. Estimación de la energía mensual y anual generada por el sistema fotovoltaico.

Mes	Energía promedio mensual [kWh/mensual]
Enero	18243.72242
Febrero	15477.50044
Marzo	17652.83262
Abril	16189.90386
Mayo	17837.48568
Junio	16761.73269
Julio	20422.62854
Agosto	20201.04486
Septiembre	17476.51873
Octubre	19388.5714
Noviembre	18370.00129
Diciembre	18982.33466
Energía anual [kWh/año]	217004.2772

5.3.4. CABLEADO

El cableado se dimensionará de acuerdo al criterio de caída de voltaje y el criterio de intensidad máxima admisible. El primer criterio nos indica que el cableado no debe exceder una caída de voltaje mayor a 3% en el tramo de corriente continua y para el tramo de corriente alterna no debe ser superior a 1.5%. El segundo criterio es sobre la temperatura máxima admisible del conductor en condiciones normales. Por otro lado, también es importante considerar que la corriente máxima admisible es ajustada por un valor de 1.25.

Para el dimensionamiento se divide en tres tramos al sistema fotovoltaico, paneles fotovoltaicos – caja de conexiones CC, Caja de conexiones CC – inversores solares e inversores solares – caja de conexiones AC. En la Tabla 5.6 se observan el cableado seleccionado para los tres tramos de cada Lote pertenecientes al sistema fotovoltaico.

Tabla 5.6. Resumen cableado seleccionado para sistema fotovoltaico

Primer Tramo		
Lote	**Cadenas o ramales**	**Descripción del cableado seleccionado**
A	17	Un cable unipolar por cada ramal, calibre igual 3/0 a AWG
B	10	Un cable unipolar por cada ramal, calibre igual 3 AWG
Segundo Tramo		
Lote	**N° MPPT**	**Descripción del cableado seleccionado**
A	10	Un cable por cada MPPT del inversor, calibre igual a 8 AWG, mediante de tubería
B	6	Un cable por cada MPPT del inversor, calibre igual a 10 AWG, mediante de tubería
Tercer Tramo		
Lote	**Descripción**	**Descripción del cableado seleccionado**
A	Trifásico	Un cable tetrapolar, 3 fases + 1 neutro, calibre igual a 6 AWG, subterráneo por medio de canalización
B	Trifásico	Un cable tetrapolar, 3 fases + 1 neutro, calibre igual a 10 AWG, subterráneo por medio de canalización

5.3.5. SISTEMA DE PROTECCIONES Y APARATOS DE MANIOBRA

Caja de conexiones CC

Fusibles y Portafusibles seccionadores

Para seleccionar las protecciones se utiliza 1,25 veces la corriente de cortocircuito y 1,2 veces el voltaje en circuito abierto de cada ramal o cadena del sistema. La corriente y voltaje mínimos para el arreglo del Lote A y el arreglo del Lote B son 15 [A] y 1000 [V].

Interruptor general del arreglo fotovoltaico

Este dispositivo se dimensiona para soportar una corriente superior a 1,4 veces la corriente de cortocircuito y el voltaje abierto del arreglo fotovoltaico. La corriente y voltaje mínimos para el arreglo del Lote A son 160 [A] y 1000 [V] y para el arreglo del Lote B son 150 [A] y 1000 [V].

Protección contra sobrevoltajes

La caída de un rayo directo en el sistema o en sus cercanías pueden generar sobrevoltajes, por eso es necesarios instalar protecciones en la entrada de cada inversor para evitar daños. La protección contra sobrevoltajes SPD de tipo 2 se caracteriza por prevenir la propagación de sobrevoltajes en instalaciones eléctricas y por proteger a las cargas, lo cual la hace óptima para un sistema fotovoltaico con conexión a la red. De corriente máxima de descarga igual a 40 [kA], de este último depende la corriente nominal por ende es igual a 1 [kA], al ser un sistema trifásico y pertenecer a la categoría IV el nivel de voltaje de protección es igual 6 [kV], número de polos igual a 2 y el voltaje de funcionamiento 600 [V].

Caja de conexiones AC

Interruptor automático

Los interruptores se dimensionan para soportar una corriente 1,25 veces la corriente máxima admisible en cada línea del inversor. Para el Lote A se selecciona un interruptor con una corriente mayor a 170 amperios, y se utilizan interruptores con 100 amperios como corriente mínima en el Lote B.

Interruptor principal del arreglo fotovoltaico

El sistema fotovoltaico además del interruptor general con conexión a la red, necesita un interruptor termomagnético principal. Esto se debe a que el interruptor general se encuentra destinado para el uso de la empresa de distribución eléctrica únicamente. El dimensionamiento de esta clase de dispositivo de protección es para una corriente 1,25 veces la suma de las corrientes máximas permisibles de todos los inversores pertenecientes al sistema fotovoltaico, es decir, que el interruptor termomagnético debe ser mayor a 270 amperios.

Interruptor automático diferencial

Estos dispositivos protegen al sistema de corrientes diferenciales residuales, estas son la diferencia entre las corrientes de entrada y salida. Se encuentra ubicado encima del interruptor principal termomagnético con valor igual 280 amperios y una sensibilidad de 30 [mA].

Interruptor termomagnético general

El interruptor termomagnético se encontrará ubicado en el punto de conexión entre el sistema fotovoltaico y la red de distribución, por lo tanto, se dimensiona considerando las corrientes de cortocircuito en el punto de conexión proporcionadas por la empresa de distribución. El interruptor termomagnético y el interruptor diferencial trabajan con la misma corriente de operación continua, por ende, el valor de este será 280 amperios.

Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (calidad del servicio)

Este relé de protección actuará al presentarse pérdidas de voltaje o frecuencia en la red, el cual se encuentra calibrado para 59 y 61 Hz y para máximo y mínimo voltaje de +10% y -10% respecto al voltaje nominal.

5.3.6. MEDIDOR BIDIRECCIONAL

El medidor de energía con el que cuenta la empresa Tornasol se encuentra ubicado en el lado de bajo voltaje conectado a un transformador de potencia (TP) y a un transformador mixto (Tmix), el cual corresponde a un sistema de Telemedición. Además, cuenta con una clase de precisión igual a 0,5.

Para el presente proyecto, es necesario el reemplazo del medidor actual por un medidor bidireccional, el cual debe poseer las mismas características del medidor mencionado, cumpliendo con los requisitos de la regulación. Los transformadores TP y Tmix no se reemplazan. Este nuevo medidor será proporcionado por la empresa distribuida y el costo se añadirá a las facturas mensuales del Empresa Tornasol.

5.3.7. ESTRUCTURA DE SOPORTE

El sistema de generación fotovoltaico se ubicará sobre el techo de la edificación principal y de la edificación de la bodega, por ende, la estructura de soporte debe ser apta para una instalación sobre el techo. Esta estructura debe soportar el peso de los módulos fotovoltaicos instalados y sobrecargas del viento. De acuerdo a las disposiciones del sistema fotovoltaico, se selecciona la estructura de soporte “Sistema MiniRail”, siendo el tipo de fijación de atornillamiento con tornillos para chapa fina autoterrajadores (con discos

obturadores), material de Aluminio y capacidad de elevación de un lado mediante elementos extensibles de soporte. En el ANEXO F se observa a detalle la estructura seleccionada.

5.4. PRESUPUESTO

La inversión inicial incluye todos los costos de los componentes del sistema fotovoltaico, operación y mantenimiento. El terreno no se considera porque es propiedad de la Empresa Tornasol y tampoco se considera al sistema de almacenamiento porque es un sistema con conexión a la red de distribución. En la Tabla 5.7 se detalla los costos unitarios y totales.

Tabla 5.7. Costo de inversión del sistema de generación fotovoltaica

Costo de inversión			
Detalle	**Cantidad**	**Valor unitario [USD]**	**Subtotal [USD]**
Paneles fotovoltaicos	466	108.00	50976
Inversor 100 [kWp]	1	6092.49	6092.49
Inversor 60 [kWp]	1	4034.41	4034.41
Cableado	1	3130.23	3130.233
Sistema de protección y aparatos de maniobra, otros.	1	4500.11	4500.11
Puesta a tierra	1	326.84	326.84
Estructura de soporte	1	14699.87	14699.87
Mano de obra	1	19264	19264
		Total	$102 375.95

Para el análisis financiero se calcula el LCOE, VAN y TIR considerando los siguientes parámetros: la tarifa eléctrica promedio de la empresa es igual a 0,0875 USD/kWh, la tasa de actualización proporcionada por el Banco Central del Ecuador es 4,27% y el análisis es para un periodo de proyección de 20 años.

En la Tabla 5.8 se observan los resultados del análisis financiero.

Tabla 5.8. Resumen análisis financiero

Análisis financiero	
LCOE	0.0492 [USD/kWh]
VAN	136027.71 [USD]
TIR	16.76 [%]

La recuperación de la inversión inicial es a en el año 7 después de la implementación. Al comparar el LCOE con la tarifa actual de la empresa se denota un ahorro significativo, además se puede observar que el VAN y el TIR son positivos es decir que existe recuperación de la inversión antes del periodo de proyección. Como conclusión la implementación del sistema de microgeneración fotovoltaica es económicamente factible, ya que existe una recuperación de la inversión inicial a mediano plazo. Además, existe un ahorro monetario debido a que se reduce notablemente el consumo de la energía eléctrica de la red pública.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

El Ecuador se encuentra ubicado en una zona privilegiada y estratégica debido a que posee un gran potencial solar y esto conlleva varios beneficios respecto a la generación de energía proveniente de fuentes no convencionales como la eólica, biomasa y en especial la energía fotovoltaica. Los beneficios del aprovechamiento del recurso solar no solo es el ahorro económico mediante su implementación sino también la reducción de emisiones de CO_2 hacia el medio ambiente.

La ubicación del microsistema de generación fotovoltaico debe ser en un sitio en cual las sombras que se puedan generar por los elementos cercanos o lejanos no afecten de manera significativa a la generación de energía eléctrica y así aprovechar al máximo el recurso solar. Asimismo, es importante calcular de forma correcta las distancias entre filas y columnas de los paneles fotovoltaicos para evitar sombreado mutuo y por ende no ocasionar pérdidas.

Los costos del estudio, adquisición de componentes e implementación del sistema de generación fotovoltaico es elevado, a pesar de que los precios de los elementos han disminuido con el transcurso de los años, los costos especialmente de los paneles e inversores fotovoltaicos continúan siendo altos. Por esta razón, el análisis técnico financiero es importante para conocer si la implantación del sistema es factible.

La utilización del software PVsyst permite comprobar si los parámetros dimensionados del sistema de generación fotovoltaica son correctos, mediante el ingreso y selección de los componentes escogidos para el estudio. Al emplear el software se verificó que el cálculo del número máximo de paneles conectados en serie y en paralelo, las pérdidas ocasionadas por diferentes variables y la potencia generada son correctos. Por ende, se determina que el sistema se encuentra correctamente dimensionado y es factible para una futura implementación.

De acuerdo al análisis técnico financiero del sistema la recuperación de la inversión inicial es a parir del año 7. Por lo tanto, el proyecto es factible y rentable económicamente debido a que la recuperación de la inversión inicial es a mediano plazo comparándolo con el periodo de proyección del sistema fotovoltaico que es de 20 años, como se establece en la Regulación Nro. ARCONEL 003/18.

6.2. RECOMENDACIONES

En el Ecuador la gama de componentes que conforman un sistema de generación fotovoltaico no es amplia, por lo general paneles e inversores fotovoltaicos de potencias altas son complicados de encontrar, por esta razón al momento de seleccionar los componentes es importante verificar que se encuentren en existencia y disponibles en el país.

La Regulación Nro. ARCONEL 003/18 establece el límite de potencia para autoconsumo que pueden generar los sistemas de generación fotovoltaica y los diferentes requisitos que son imprescindibles, por lo tanto, durante el dimensionamiento del sistema se deben tener en cuenta cada uno de los requerimientos establecidos para prevenir en un futuro problemas al realizar el proceso de aprobación por la entidad a cargo.

Es recomendable no sobredimensionar los componentes, en especial los inversores fotovoltaicos debido a que esto puede ocasionar pérdidas y disminuir la eficiencia del sistema.

El dimensionamiento de la producción de energía eléctrica del sistema fotovoltaico debe ser destinada solo al autoconsumo de la empresa o lugar donde será instalada, debido a que no es permitido generar energía para la venta a terceros, según se establece en la Regulación Nro. ARCONEL 003/18.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] J. Peñaherrera, “Diseño optimo de una red electrica inteligente con criterios de eficiencia energetica en la demanda, a partir de la infraestructura electrica existente en el sector del parque bicentenario en el area de servicio de la empresa electrica Quito S.A.”, *Tesis Magister*, vol. 1, 2017.

[2] H. G. M. V., “Descripción de redes inteligentes (Smart Grids) y su aplicación en los sistemas de distribución eléctrica”, p. 216, 2013.

[3] “IEC - Smart grid > Background - What is Smart Grid?” [En línea]. Disponible en: https://www.iec.ch/smartgrid/background/explained.htm. [Consultado: 21-jul-2020].

[4] N. North American Electric Reliability Corporation, “Reliability Considerations from the Integration of Smart Grid”, 2010.

[5] A. Carbajo Josa, “Redes Inteligentes: El futuro del Sistema Eléctrico Greenpeace”.

[6] C. G. Marco, “Estudio para la implementación del Sistema de Infraestructura de medición avanzada (AMI) en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.”, Cuenca - Ecuador, 2011.

[7] S. y Energía, “SMARTGRIDS Redes eléctricas inteligentes”, 2010.

[8] “Redes eléctricas inteligentes (REI) O Smart Grid - Monografias.com”. [En línea]. Disponible en: https://www.monografias.com/trabajos73/redes-electricas-inteligentes-smart-grid/redes-electricas-inteligentes-smart-grid.shtml. [Consultado: 22-jul-2020].

[9] M. Mermedo, “Smart Grid, Introducción, Estado del Arte, Herramienta y Aplicaciones”, *Abb*, 2013.

[10] J. L. De y L. A. Rubia, “ESTUDIO SOBRE EL ESTADO ACTUAL DE LAS ‘SMART GRIDS’”.

[11] M. De Energia, “LAS REDES ELECTRICAS INTELIGENTES: El aporte de las TIC”, 2010.

[12] “Redes inteligentes | La evolución de las redes eléctricas inteligentes: presente y futuro | Editores”. [En línea]. Disponible en: https://www.editores-srl.com.ar/revistas/ie/311/donato_redes_electricas_inteligentes. [Consultado: 23-jul-2020].

[13] “Energías Renovables, un reto para la Industria”. [En línea]. Disponible en: https://www.ucacue.edu.ec/energias-renovables-un-reto-para-la-industria/. [Consultado: 21-abr-2020].

[14] “Utilizar las energías renovables como forma de invertir”. [En línea]. Disponible en: https://blogs.imf-formacion.com/blog/energias-renovables/noticias/energias-renovables/energias-renovables-invertir/. [Consultado: 21-abr-2020].

[15] J. G. L. O. Josué Eudoro Espinoza Vanegas, “Regulación para incentivar las energías renovables en Ecuador”, pp. 1–122, Cuenca, 2012.

[16] MEER, “Ministerio de Elecricidad y Energía Renovable. Plan Maestro de Electrificación 2012-2021”, vol. 53, núm. 9, pp. 1689–1699, 2013.

[17] M. Milton y C. Quinteros, “Analisis de Generación Distribuida en Hogares y Edificaciones”, 2014.

[18] FENERCOM, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, p. 65, 2007.

[19] S. Solar, “Las Ventajas Técnicas, Económicas y Medioambientales de la Generación Distribuida.”, 2020.

[20] “GENERACIÓN DISTRIBUIDA”.

[21] L. Mosquera y O. Toaquiza, “Estudio técnico económico y financiero para la emplementación del sistema Net Metering en Ecuador”, 2017.

[22] Syscom, “Generación Distribuida de Energía Eléctrica 2ª. Parte”, *septiembre 23*, 2017. [En línea]. Disponible en: https://www.syscomblog.com/2017/09/generacion-distribuida-de-energia.html. [Consultado: 12-abr-2021].

[23] E. F. Durán, “La Generación Distribuida: Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano”, *Rev. Técnica “Energía”*, vol. 10, núm. 1, pp. 13–27, 2014.

[24] J. D. Moncayo Asitimbay, “Caracterización de las redes eléctricas para su empleo en las redes energéticas inteligentes (Smart Grids).”, 2017.

[25] GrupoTECMARED, “Autoconsumo Energético • SMARTGRIDSINFO”. [En línea]. Disponible en: https://www.smartgridsinfo.es/autoconsumo-energetico. [Consultado: 29-jul-2020].

[26] “Autoconsumo eléctrico, una opción sencilla y rentable I Podo”. [En línea]. Disponible en: https://www.mipodo.com/blog/eficiencia-energetica/autoconsumo-electrico-autoconsumo-energetico/. [Consultado: 29-jul-2020].

[27] Sevilla, “¿QUÉ ES EL AUTOCONSUMO?”, 2019.

[28] V. F. Martín, “Sistemas Aislados de Red - Sistema Fotovoltaico de Conexión a Red - Instalaciones Fotovoltaicas”. [En línea]. Disponible en: https://www.villafloresmartin.com/es/servicios/energias-renovables/. [Consultado: 12-abr-2021].

[29] F. P. J. Romero C. Janeth, “Estudio e implementación de un sistema de micro generación solar fotovoltaico para autoconsumo (caso de estudio considerando la regulación Nro ARCONEL-003/18)”, Cuenca - Ecuador, 2019.

[30] M. M. O. Cervantes M. Diana, “Diseño del control y simulación de un sistema de Generación de Energía Eléctrica basado en Paneles Fotovoltaicos, un Inversor Trifásico Conectado a la red y una unidad de almacenamiento SMES”, p. 132, 2010.

[31] C. Lema y D. Zuleta, “Solmáforo(Semáforo Slar): Modelo ambiental de alerta por exposición a la radiación solar en Quito”, p. 98, 2015.

[32] P. Antonio y G. Fernández, “ENERGÍA SOLAR El recorrido de la energía”.

[33] E. Solar, “Energías Renovables”, 2008.

[34] “La energía solar térmica”, p. 10, 2010.

[35] FENERCOM, “Guía de la Energía Solar”, *26*, vol. 7, p. 66, 2006.

[36] J. X. I. Quishpe, “Diseño de una central fotovoltaica para abastecimiento de energía eléctrica del campus de la Escuela politécnica nacional”, 2020.

[37] Jacobo Romero C., “Análisis del funcionamiento de paneles fotovoltaicos y su utilización en las regiones de la costa y sierra del Ecuador.”, p. 98, 2015.

[38] T.- Pacheco y D. Lozano-, “Revista del Diseño Innovativo Eficiencia en paneles solares

Efficiency in solar panels Revista del Diseño Innovativo", vol. 2, núm. 2, pp. 9–21, 2018.

[39] S. Christian, "Estudio técnico - ecónomico para la implementación de suministro eléctrico a vallas publicitarias y de señalización nocturna, mediante sistemas de generación en el distrito metropolitano de Quito.", EPN, 2015.

[40] F. Gonzalez-longatt, "Sistemas Fotovoltaicos, Sistemas de Generación Distribuida", núm. January 2008, 2016.

[41] MIDUVI y Cámara de la Construcción, "Norma Ecuatoriana de Construcción", *Norma Ecuatoriana Construcción, Nec - 11*, p. 110, 2011.

[42] O. Perpiñan Lamigueiro, "Energía Solar Fotovoltaica", p. 194, 2012.

[43] "Tipos de paneles fotovoltaicos". [En línea]. Disponible en: https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/tipos-de-paneles-fotovoltaicos. [Consultado: 15-jun-2020].

[44] Tecnosol, "Características eléctricas de los paneles solares | Tecnosol". [En línea]. Disponible en: https://tecnosolab.com/noticias/caracteristicas-electricas-de-los-paneles-solares/. [Consultado: 16-jun-2020].

[45] P. López Ruiz, "Diseño De Una Instalación Solar Fotovoltaica Para El Suministro De Energía Eléctrica De Una Vivienda Aislada", *Univ. Rovira I Virgili*, núm. 2002, p. 141, 2015.

[46] Á. P. Sancho, "Diseño de una instalación solar fotovoltaica de 1,1 MWp conectada a red de media tensión", 2018.

[47] "Introducción a la energía fotovoltaica - Tecnología de los inversores para instalaciones conectadas a la red - Inversores fotovoltaicos para instalaciones de todos los tamaños| AROS Solar Technology". [En línea]. Disponible en: http://www.aros-solar.com/es/tecnologia-de-los-inversores-para-instalaciones-conectadas-a-la-red. [Consultado: 17-jun-2020].

[48] Arconel 003/18, "Codificacion-Regulacion-No.-ARCONEL-003-18". p. 41, 2018.

[49] E. E. Quito, "WEBGIS". [En línea]. Disponible en: http://arcgis.eeq.com.ec/webgis/. [Consultado: 12-oct-2020].

[50] ARCONEL, "Insolación global promedio - Ecuador". [En línea]. Disponible en: moz-extension://4e56e9c7-9b1e-4475-900b-263884e7b25c/enhanced-reader.html?openApp&pdf=https%3A%2F%2Fwww.regulacionelectrica.gob.ec%2Fwp-content%2Fuploads%2Fdownloads%2F2017%2F10%2F69_INSOLACION_GLOBAL_PROMEDIO.pdf. [Consultado: 13-abr-2021].

[51] "Procedimiento para instalación de un sistema fotovoltaico sobre techos en la corporación cuba ron s.a". [En línea]. Disponible en: http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2223-48612017000100008. [Consultado: 09-oct-2020].

[52] "POWER Data Access Viewer". [En línea]. Disponible en: https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/. [Consultado: 09-oct-2020].

[53] CONELEC Consejo Nacional de Electricidad, "Atlas Solar Del Ecuador Con Fines De Generación Eléctrica", *Corporación para la Investig. Energética*, p. 51, 2008.

[54] "REPUBLICA DEL ECUADOR INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA ANUARIO METEOROLÓGICO".

[55] O. F. Vaca D, “Mapa Solar del Ecuador”, 2019.

[56] J. Nieto, “Instalaciones Solares Fotovoltaicas - Castejón & Santamaría”. .

[57] S. de electricidad y Combustibles, “Diseño de instalaciones fotovoltaicas en Chile - Netbilling”.

[58] A. Óscar Perpiñán Lamigueiro, S. Colmenar, A. Manuel, y G. Castro, *DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*. 2011.

[59] “IDAE Instituto para la Diversificación”.

[60] K. V. I. Alcuacer, “Escuela politécnica nacional”, 2017.

[61] Schneider Electric, “Electrical Installation Guide / Schneider Electric”, *Schneider Electr.*, p. 580, 2016.

[62] E. R. Rivera, “Diseño del sistema de tierra fisica para instalación fotovoltaica, cide aguscalientes”, pp. 1–47, 2016.

[63] UMH, “Configuraciones Tipo De Electrodos De Tierra Tablas Con Sus Parametros Caracteristicos”, pp. 1–36.

[64] “Servicio público de energía eléctrica para Quito y su área de concesión - Empresa Eléctrica Quito”. [En línea]. Disponible en: http://www.eeq.com.ec:8080/. [Consultado: 01-feb-2021].

[65] “MiniRail System - K2 Systems”. [En línea]. Disponible en: https://k2-systems.com/es/productos/sistema-minirail-chapa-trapezoidal. [Consultado: 05-feb-2021].

[66] R. D. G. P. JAVIER GEOVANNY ANGAMARCA IPIALES, “DISEÑO DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LOS CENTROS OPERATIVOS Y AGENCIAS DE LA EEQ UBICADOS AL NOROCCIDENTE Y SUR DE LA CIUDAD DE QUITO”, 2020.

[67] C. De Contabilidad, Y. Auditoría, G. Bohorquez, y N. Mercedes, “UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS EMPRESARIALES”, 2016.

[68] I. Eléctrico, S. Martin, y H. Molina, “UNIVERSIDAD DE CUENCA FACULTAD DE INGENIERÍA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ‘METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL PRECIO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED’ Tesis previa a la obtención del título de”, 2016.

[69] “PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN CODIFICADO SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA”.

[70] dnre, “PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA”.

ANEXOS

ANEXO A. Tablas de resultados de modelación de la infraestructura de la Industria Tornasol en el software ETABS

ANEXO B. Características técnicas del panel fotovoltaico EGE-365M-72 full Black

ANEXO C. Características técnicas del inversor fotovoltaico Symo 24.0-3 480

ANEXO D. Tablas de capacidad de conducción de corriente y de ajuste; y tablas de calibre mínimo de puesta a tierra.

ANEXO E. Tablas de resultados de dimensionamiento del cableado del sistema fotovoltaico

ANEXO F. Características técnicas de la estructura de soporte “Sistema MiniRail”

ANEXO G. Diseños estructurales del sistema fotovoltaico en el software AUTOCAD

ANEXO H. Informe final de la simulación del sistema fotovoltaico mediante el software PVsyst.

ANEXO A

Table 5.2 - Story Drifts (continued)

Output Case	Case Type	Step Type	Step Number	Direction	Drift	Label	X m	Y m	Z m
Modal	LinModEigen	Mode	6	Y	1.068E-07	301	50	1.5	10.6
Modal	LinModEigen	Mode	7	Y	5.664E-08	28	0	1.5	10.6
Modal	LinModEigen	Mode	8	X	0	50	0	16.55	10.6
Modal	LinModEigen	Mode	8	Y	3.465E-08	49	36.15	16.55	10.6
Modal	LinModEigen	Mode	9	X	0	68	49.85	1.5	10.6
Modal	LinModEigen	Mode	9	Y	1.429E-08	64	48	1.5	10.6
Modal	LinModEigen	Mode	10	Y	1.478E-08	301	50	1.5	10.6
Modal	LinModEigen	Mode	11	X	0	68	49.85	1.5	10.6
Modal	LinModEigen	Mode	11	Y	6.541E-09	301	50	1.5	10.6
Modal	LinModEigen	Mode	12	Y	0	312	50	16.55	10.6
Dead	LinStatic			Y	0.041918	294	0.075	16.55	10.2
Modal	LinModEigen	Mode	1	Y	6.2E-05	357	49.925	16.55	10.2
Modal	LinModEigen	Mode	2	X	0.011261	336	30.075	16.55	10.2
Modal	LinModEigen	Mode	3	X	0.004305	359	49.925	1.5	10.2
Modal	LinModEigen	Mode	4	X	0.004732	357	49.925	16.55	10.2
Modal	LinModEigen	Mode	5	X	0.004928	357	49.925	16.55	10.2
Modal	LinModEigen	Mode	6	X	0.00517	359	49.925	1.5	10.2
Modal	LinModEigen	Mode	7	X	0.005525	340	36.075	1.5	10.2
Modal	LinModEigen	Mode	8	X	0.006847	344	36.075	16.55	10.2
Modal	LinModEigen	Mode	9	X	0.007085	349	42.075	1.5	10.2
Modal	LinModEigen	Mode	10	X	0.006062	333	24.075	16.55	10.2
Modal	LinModEigen	Mode	11	X	0.00624	349	42.075	1.5	10.2
Modal	LinModEigen	Mode	12	X	0.007671	344	36.075	16.55	10.2
Dead	LinStatic			Y	0.030991	214	49.925	0	10
Modal	LinModEigen	Mode	1	Y	6.2E-05	213	49.925	18.05	10
Modal	LinModEigen	Mode	2	X	1.114E-07	53	30.075	18.05	10
Modal	LinModEigen	Mode	2	Y	1.871E-07	213	49.925	18.05	10
Modal	LinModEigen	Mode	3	X	3.117E-07	214	49.925	0	10
Modal	LinModEigen	Mode	3	Y	1E-06	214	49.925	0	10
Modal	LinModEigen	Mode	4	X	2.956E-07	213	49.925	18.05	10
Modal	LinModEigen	Mode	4	Y	4.893E-07	213	49.925	18.05	10
Modal	LinModEigen	Mode	5	X	3.812E-08	60	0.075	18.05	10
Modal	LinModEigen	Mode	5	Y	1.91E-07	53	30.075	18.05	10
Modal	LinModEigen	Mode	6	X	3.331E-08	135	0.075	0	10
Modal	LinModEigen	Mode	6	Y	1.393E-07	128	30.075	0	10
Modal	LinModEigen	Mode	7	X	5.103E-09	128	30.075	0	10
Modal	LinModEigen	Mode	7	Y	9.23E-08	130	20	0	10
Modal	LinModEigen	Mode	8	X	7.124E-09	195	40	18.05	10
Modal	LinModEigen	Mode	8	Y	6.445E-08	55	20	18.05	10
Modal	LinModEigen	Mode	9	Y	2.07E-08	133	10	0	10
Modal	LinModEigen	Mode	10	X	0	55	20	18.05	10
Modal	LinModEigen	Mode	10	Y	2.306E-08	58	10	18.05	10
Modal	LinModEigen	Mode	11	Y	1.247E-08	133	10	0	10
Modal	LinModEigen	Mode	12	X	0	53	30.075	18.05	10
Modal	LinModEigen	Mode	12	Y	9.524E-09	195	40	18.05	10

Table 5.7 - Modal Participating Mass Ratios (Part 1 of 2)

Case	Mode	Period sec	UX	UY	UZ	SumUX	SumUY	SumUZ	RX	RY	RZ
Modal	1	60.442	0	0.9991	0	0	0.9991	0	0.9426	0	0.0003
Modal	2	10.067	0.0001	0	0	0.0001	0.9991	0	0	0.0009	0
Modal	3	10.022	0.0015	0	0	0.0016	0.9991	0	0	0.0111	5.645E-07
Modal	4	10.022	0.0004	0	0	0.0021	0.9991	0	0	0.003	5.582E-07
Modal	5	10.021	2.554E-05	0	0	0.0021	0.9991	0	0	0.0002	0
Modal	6	10.021	1.355E-06	0	0	0.0021	0.9991	0	0	1.027E-05	0
Modal	7	10.021	0	0	0	0.0021	0.9991	0	0	3.451E-06	0
Modal	8	10.021	7.041E-07	0	0	0.0021	0.9991	0	0	5.094E-06	0
Modal	9	10.021	0	0	0	0.0021	0.9991	0	0	0	0
Modal	10	10.021	0	0	0	0.0021	0.9991	0	0	0	0
Modal	11	10.021	0	0	0	0.0021	0.9991	0	0	0	0
Modal	12	10.021	0	0	0	0.0021	0.9991	0	0	0	0

Table 5.7 - Modal Participating Mass Ratios (Part 2 of 2)

SumRX	SumRY	SumRZ
0.9426	0	0.0003
0.9426	0.0009	0.0003
0.9426	0.012	0.0003
0.9426	0.015	0.0003
0.9426	0.0152	0.0003
0.9426	0.0152	0.0003
0.9426	0.0152	0.0003
0.9426	0.0152	0.0003
0.9426	0.0152	0.0003
0.9426	0.0152	0.0003
0.9426	0.0152	0.0003
0.9426	0.0152	0.0003

ANEXO B

www.jinkosolar.com

Solar
JinKO
Building Your Trust in Solar

Cheetah HC 72M
390-410 Watt

MONO PERC HALF CELL MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 72 Cell

PERC

KEY FEATURES

5 Busbar Solar Cell
5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules , offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.

High Efficiency
Higher module conversion efficiency (up to 20.38%) benefit from half cell structure (low resistance characteristic).

PID Resistance
Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.

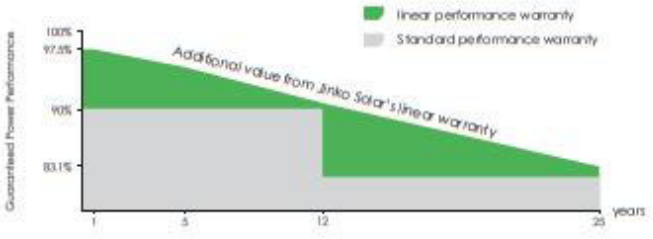
Low-light Performance
Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.

Severe Weather Resilience
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

Durability Against Extreme Environmental Conditions
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



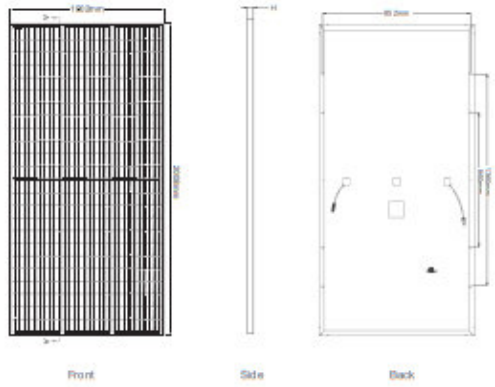
PV CYCLE · CE · POSITIVE QUALITY · CLEAN ENERGY COUNCIL MEMBER

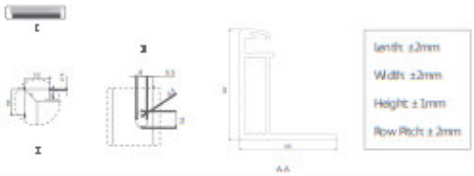
- ISO9001:2015, ISO14001:2015, OHSAS18001 certified factory
- IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product

Nomenclature:
JKMxxxM-60/72H-V

Code	Cell	Code	Certification
null	Full	null	1000V
H	Half	V	1500V

Engineering Drawings



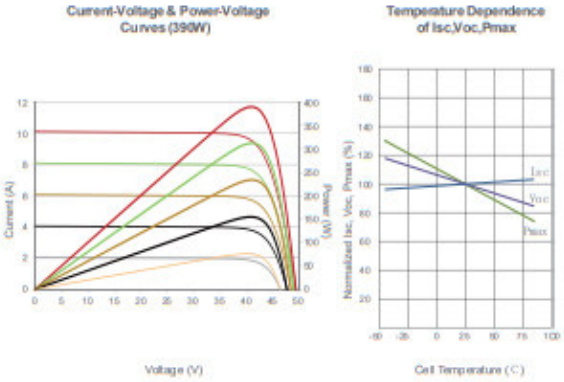


Packaging Configuration

(Two pallets =One stack)

27pcs/pallet , 54pcs/stack, 594pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No.of Half-cells	144 (6×24)
Dimensions	2008×1002×40mm (79.06×39.45×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1x4.0mm², (+) 290mm, (-) 145mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM390M-72H / JKM390M-72H-V		JKM395M-72H / JKM395M-72H-V		JKM400M-72H / JKM400M-72H-V		JKM405M-72H / JKM405M-72H-V		JKM410M-72H / JKM410M-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp	405Wp	306Wp	410Wp	310Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A	9.65A	7.72A	9.69A	7.76A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V
Short-circuit Current (Isc)	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A	10.48A	8.22A	10.60A	8.26A
Module Efficiency STC (%)	19.38%		19.63%		19.88%		20.13%		20.38%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m² | Cell Temperature 25°C | AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² | Ambient Temperature 20°C | AM=1.5 | Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM390-410M-72H-(V)-A3.1-EN

ANEXO C

SUN2000-100KTL-M1

Smart PV Controller

HUAWEI

10
MPP Trackers

98.8% (@480V)
Max. Efficiency

String-level
Management

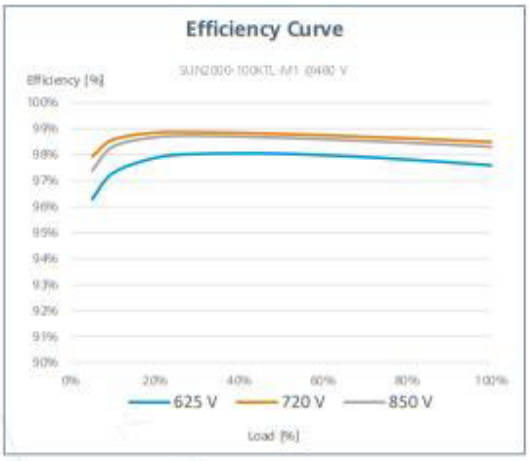
Smart I-V Curve Diagnosis
Supported

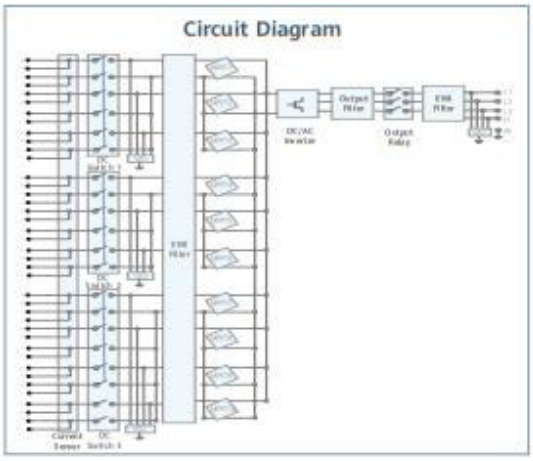
MBUS
Supported

Fuse Free
Design

Surge Arresters for
DC & AC

IP66
Protection





SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

SUN2000-100KTL-M1

Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
	Efficiency
Max. efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
	Input
Max. Input Voltage [1]	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range [2]	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. input number per MPP tracker	2
	Output
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading.. 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	Protection
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
PID Recovery	Optional
Arc Fault Protection	Optional
	Communication
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
	General Data
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	90 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 35 W
	Standard Compliance (more available upon request)
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

*1 The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
*2 Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

Version No.: 04-(20201006)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

SUN2000-60KTL-M0

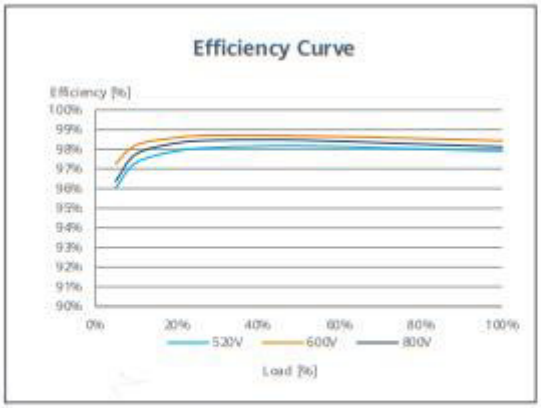
Smart PV Controller

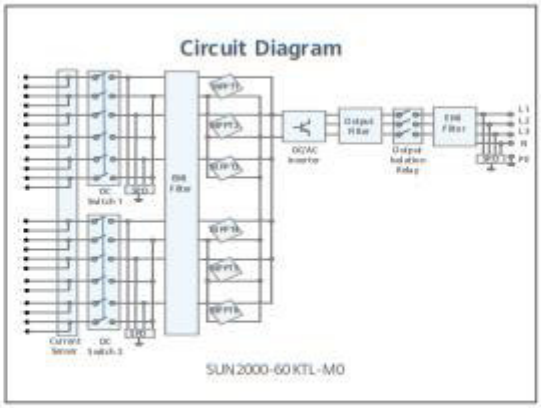
Smart
12 strings intelligent monitoring

Efficient
Max. efficiency 98.7%

Safe
Fuse free design

Reliable
Type II surge arresters for DC & AC





SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

Technical Specification	SUN2000-60KTL-M0
Efficiency	
Max. efficiency	98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
European efficiency	98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage [1]	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range [2]	200 V – 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of MPP trackers	6
Max. input number per MPP tracker	2
Output	
Rated AC Active Power	60,000 W
Max. AC Apparent Power	66,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	66,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. Output Current	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
Smart Dongle-4G	Yes
General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)
Weight (with mounting plate)	74 kg (163.1 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + Terminal Clamp
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 2 W
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11

*1 The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
*2 Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

ANEXO D

TABLA 310-17.- Capacidad de corriente permisible de conductores sencillos aislados para 0 a 2 000 V nominales al aire libre y temperatura ambiente de 30° C.

Sección transversal	Temperatura nominal del conductor (Ver Tabla 310-13)						Calibre
	60° C	75° C	90° C	60° C	75° C	90° C	
	Tipo TW*, UF*	Tipos FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	Tipos TBS, SA, SIS, FEP*, FEPB*, MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-E, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	Tipos TW*, UF*	Tipos RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	Tipos TBS, SA, SIS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	....	....	18	....	....	....	18
1,31	....	....	24	....	....	....	16
2,08	25*	30*	35*	....	....	....	14
3,30	30*	35*	40*	25*	30*	35*	12
5,25	40	50*	55*	35*	40*	40*	10
8,36	60	70	80	45	55	60	8
13,29	80	95	105	60	75	80	6
21,14	105	125	140	80	100	110	4
26,66	120	145	165	95	115	130	3
33,62	140	170	190	110	135	150	2
42,20	165	195	220	130	155	175	1
53,50	195	230	260	150	180	205	1/0
67,44	225	265	300	175	210	235	2/0
85,02	260	310	350	200	240	275	3/0
107,21	300	360	405	235	280	315	4/0
126,67	340	405	455	265	315	355	250
152,01	375	445	505	290	350	395	300
177,34	420	505	570	330	395	445	350
202,68	455	545	615	355	425	480	400
253,35	515	620	700	405	485	545	500
304,02	575	690	780	455	540	615	600
354,69	630	755	855	500	595	675	70
380,02	655	785	855	515	620	700	750
405,36	680	815	920	535	645	725	800
456,03	730	870	985	580	700	785	900
506,70	780	935	1 055	625	750	845	1 000
633,38	890	1 065	1 200	710	855	960	1 250
760,05	980	1 175	1 325	795	950	1 075	1 500
886,73	1 070	1 280	1 445	875	1 050	1 185	1 750
1 013,40	1 155	1 385	1 560	960	1 150	1 335	2 000
FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temperatura ambiente en ° C	Para temperaturas ambientes distintas de 30° C, multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes						Temperatura ambiente en ° C
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60	....	0,58	0,71	....	0,58	0,71	56-60
61-70	....	0,33	0,58	....	0,33	0,58	61-70
71-80	....	....	0,41	....	....	0,41	71-80

TABLA 310-16.- Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60° C a 90° C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados) y temperatura ambiente de 30° C.

Sección transversal	Temperatura nominal del conductor (Ver Tabla 310-13)						Calibre
	60° C	75° C	90° C	60° C	75° C	90° C	
	Tipo S, TW*, UF*	Tipos FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	Tipos TBS, SA, SIS, FEP*, FEPB*, MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-E, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	Tipos TW*, UF*	Tipos RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	Tipos TBS, SA, SIS, THHN* THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	....	....	14	....	....	....	18
1,31	....	....	18	....	....	....	16
2,08	20*	20*	25	....	....	....	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	310	375	420	70
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	450	800
456,03	435	520	585	355	425	480	900
506,70	455	545	615	375	445	500	1 000
633,38	495	590	665	405	485	545	1 250
760,05	520	625	705	435	520	585	1 500
886,73	545	650	735	455	545	615	1 750
1 013,40	560	665	750	470	560	630	2 000
FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temperatura ambiente en ° C	Para temperaturas ambientes distintas de 30° C, multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes						Temperatura ambiente en ° C
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60	....	0,58	0,71	....	0,58	0,71	56-60
61-70	....	0,33	0,58	....	0,33	0,58	61-70
71-80	....	....	0,41	....	....	0,41	71-80

TABLA 250-95. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos Conduit etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm²	AWG o kcmil	mm²	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1 000	67,44	2/0	107,21	4/0
1 200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1 600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2 000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2 500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3 000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4 000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5 000	354,69	700 kcmil	608,04	1 200 kcmil
6 000	405,36	800 kcmil	608,04	1 200 kcmil

ANEXO E

- Datos generales

Arreglo FV	Corriente según ramales	Corriente con factor máxima permisible	Voltaje del arreglo
1	180.2	225.25	761.4
2	106	132.5	676.8

Temperatura máxima de funcionamiento del cableado: 90 [°C]

Temperatura ambiente: 25 [°C]

- Lote A

Cálculo de sección del conductores inversor 100 kW									
Tramo	Tipo	L [m]	I [A]	p [Ω mm2/m]	cos(phi)	V% [V]	V [V]	S [mm2]	Calibre AWG
1	monofásico	38.8	225.25	0.0171	1	0.5	761.4	78.513	3/0
2	monofásico	3.5	225.25	0.0171	1	0.5	761.4	7.082	8
3	trifásico	15.8	133.7	0.0171	1	1.5	440	9.480	6

Cálculo de sección del conductores inversor 36 kW										
Tramo	L [m]	I [A]	Factor de corrección	p [Ω mm2/m]	cos(φ)	V% [V]	V [V]	S [mm2]	Calibre AWG	Modo de instalación
1	38.8	225.25	1.04	0.0171	1	0.5	761.4	81.653	3/0	Tubería o canalización
2	3,5	225.25	1.04	0.0171	1	0.5	761.4	7.366	8	Tubería o canalización
3	15.8	133.7	1.04	0.0171	1	1.5	440	9.859	6	Enterrado en canalización

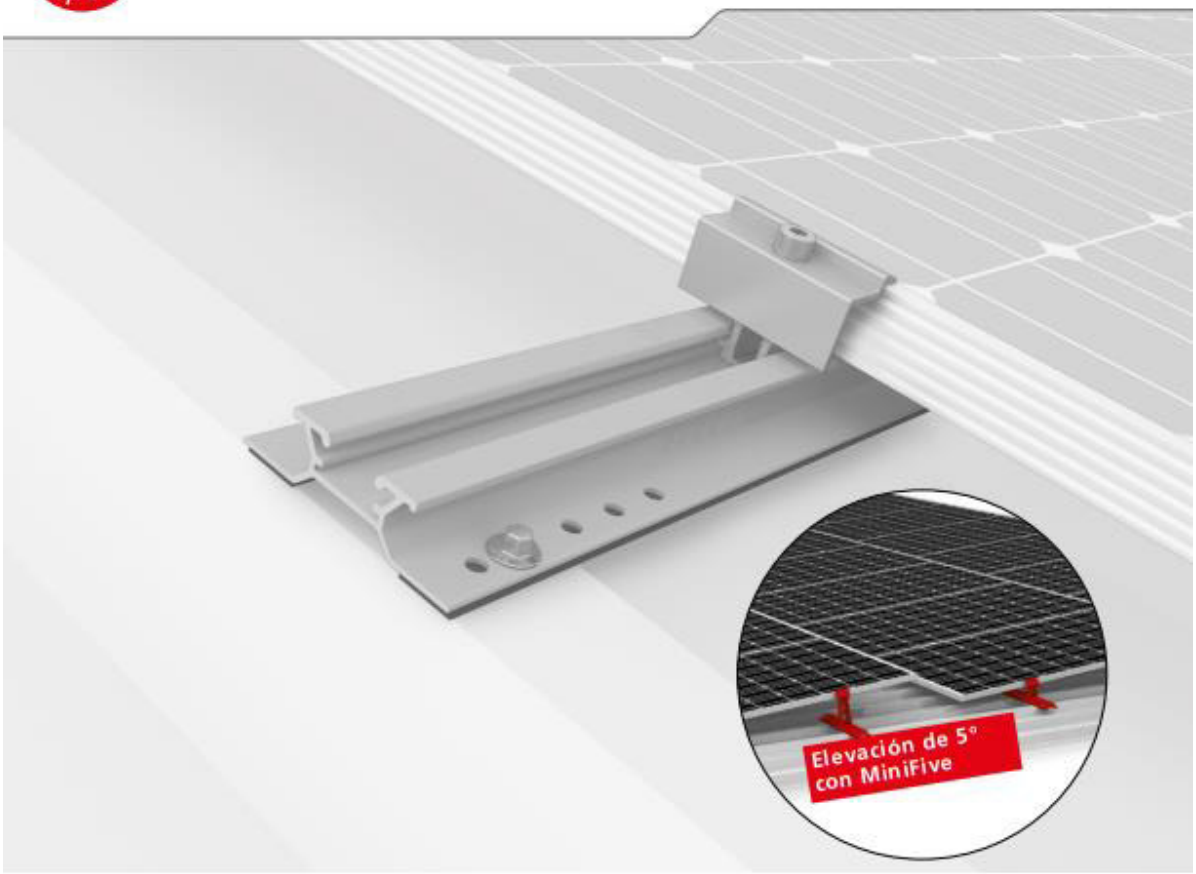
- Lote B

C									
Tramo	Tipo	L [m]	I [A]	p [Ω mm2/m]	cos(phi)	V% [V]	V [V]	S [mm2]	Calibre AWG
1	monofásico	16	132.5	0.0171	1	0.5	676.8	21.426	3
2	monofásico	3.5	132.5	0.0171	1	0.5	676.8	4.687	10
3	trifásico	12.5	79.4	0.0171	1	1.5	440	4.454	10

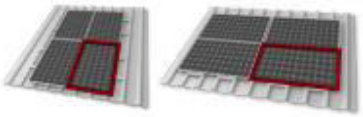
Cálculo de sección del conductores inversor 34 kW										
Tramo	L [m]	I [A]	Factor de corrección	p [Ω mm2/m]	cos(φ)	V% [V]	V [V]	S [mm2]	Calibre AWG	Modo de instalación
1	16	132.5	1.04	0.0171	1	0.5	676.88	22,283	3	Tubería o canalización
2	3.5	132.5	1.04	0.0171	1	0.5	676.88	4,874	10	Tubería o canalización
3	12.5	79.4	1.04	0.0171	1	1.5	440	4,632	10	Enterrado en canalización

ANEXO F

Sistema MiniRail



- Sistema innovador de guía corta, que está optimizado estáticamente y se monta de modo rápido y sencillo
- Posibilidad de fijación y orientación universales de los módulos
- Elevación de 5° con MiniFive: Mayor rendimiento gracias a ventilación posterior perfeccionada e indinación de módulo optimizada
- Elevada seguridad de planificación, optimizada para almacenamiento y transporte



El sistema MiniRail permite el montaje de Portrait y Landscape como montaje modular gracias a la pinza de módulos universal giratoria.

www.k2-systems.com

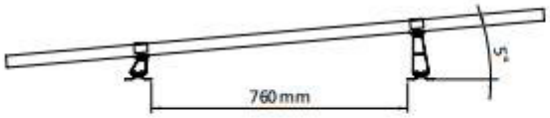
Componentes

Kit de MiniRail
Montaje de Landscape y Portrait con MiniClamp MC/EC

MiniClamp MC/EC 30-50 mm
- Pinza universal para módulos
- La pinza es giratoria

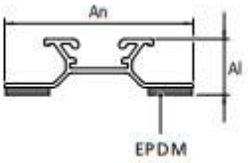
Tornillos para chapa fina
- Incluidos en el kit de MiniRail
- Con discos obturadores

MiniFive Front y End
- Elevación simple por un lado mediante elementos extensibles de soporte de módulos
- Ventilación posterior perfeccionada y mayor rendimiento
- Optimización de la inclinación de módulos



Datos técnicos

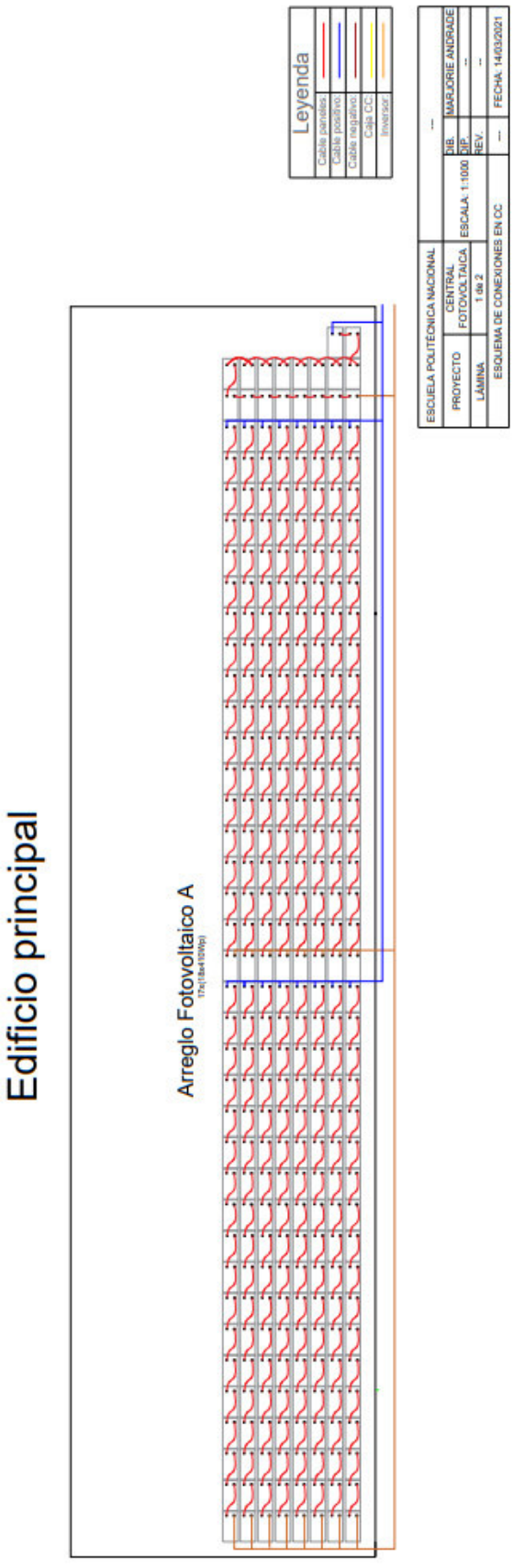
	Sistema MiniRail
Campo de aplicación	Tejados con chapa trapezoidal o paneles sandwich; Inclinación de tejado: 5-75°
Tipo de fijación / anclaje al techo	Atornillamiento en la cubierta del tejado con tornillos para chapa fina autoterra-jadores
Requisitos	• Grosores de chapa: ≥ 0,5 mm (acero y aluminio) • Paneles sandwich: Necesaria autoriza-ción del fabricante • Anchura del acanalado: como mínimo 22 mm * • Separación de molduras: 101-350 mm en función de la anchura del acanalado • Soporte plano alrededor de orificio de perforación: Ø ≥ 20 mm • Módulos de altura de bastidor: 30-50 mm
Orientación de módulos	Vertical u horizontal
Material	Aluminio (EN AW-6063 T66/ EN AW-6082 T6); EPDM
Medidas de MiniRail An × Al × L [mm]	78,2 × 23 × 385
Elevación con MiniFive	aprox. 5°



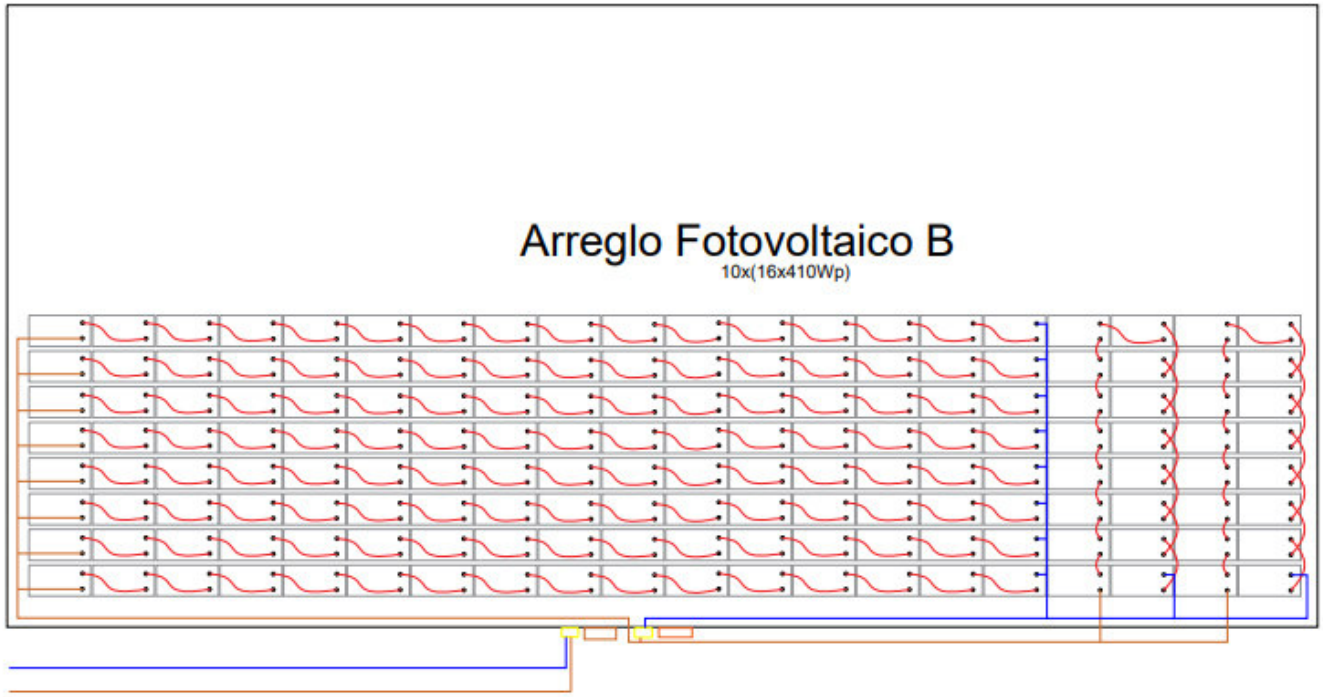
* La dimensión mínima específica del proyec-to para la anchura de molduras se emite en e informe de Base On.

MiniRail Infos ES V3 | 0718 · Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

ANEXO G


Edificio principal
Arreglo Fotovoltaico A
Leyenda
Cable paneles
Cable positivo
Cable negativo
Caja CC
Inversor
ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
PROYECTO
CENTRAL FOTOVOLTAICA
LÁMINA
1 de 2
ESQUEMA DE CONEXIONES EN CC
ESCALA: 1:1000
DIB.
MARJORIE ANDRADE
DIP.
REV.
FECHA: 14/03/2021

Bodega



Leyenda	
Cable paneles:	
Cable positivo:	
Cable negativo:	
Caja CC:	
Inversor:	

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL		---		
PROYECTO	CENTRAL FOTOVOLTAICA	ESCALA: 1:1000	DIB.	MARJORIE ANDRADE
			DIP.	--
LÁMINA	2 de 2		REV.	--
ESQUEMA DE CONEXIONES EN CC			---	FECHA: 14/03/2021

ANEXO H

Características de los conjuntos FV (2 Tipo de conjunto definido)

Módulo FV	Si-mono	Modelo	**JKM410M-72H**		
Definición de parámetros personalizados		Fabricante	Generic		

Subconjuntos

#1 - Conjunto FV

Número de módulos FV	En series	18 módulos		En paralelo	17 cadenas
Número total de módulos FV	núm. de módulos	306		Unidad Nom. Potencia	410 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	**125 kWp**		En cond. de funcionam.	115 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	673 V		I mpp	171 A

#2 - Subconjunto B

Número de módulos FV	En series	16 módulos		En paralelo	10 cadenas
Número total de módulos FV	núm. de módulos	160		Unidad Nom. Potencia	410 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	**65.6 kWp**		En cond. de funcionam.	60.0 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	598 V		I mpp	100 A
Total Potencia global conjuntos	Nominal (STC)	**191 kWp**		Total	466 módulos
	Área del módulo	**938 m²**		Área celular	832 m²

Subconjuntos - Inversores

#1 - Conjunto FV	Modelo	**SUN2000-100KTL-M1-480Vac**			
Definición de parámetros personalizados	Fabricante	Generic			
Características	Unidad Nom. Potencia	**100 kWca**		Voltaje de funcion.	200-1000 V
	Potencia máx. (=>40°C)	110 kWca			
Paquete de inversores	Potencia total	**100 kWca**		Proporción Pnom	1.25
	Núm. de inversores	10 * MPPT 10%			
#2 - Subconjunto B	Modelo	**SUN2000-60KTL-HV-D1-001**			
Definición de parámetros personalizados	Fabricante	Generic			
Características	Unidad Nom. Potencia	**60.0 kWca**		Voltaje de funcion.	200-1000 V
	Potencia máx. (=>30°C)	66.0 kWca			
Paquete de inversores	Potencia total	**60 kWca**		Proporción Pnom	1.09
	Núm. de inversores	1 unidades			

Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación

Factores de pérdida del conjunto FV

Pérdidas de suciedad del conjunto			Fracción de pérdida	8.0 %
Factor de pérdida térmica	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el cableado	Conjunto #1	1.9 mΩ	Fracción de pérdida	0.0 % en STC
	Conjunto #2	99 mΩ	Fracción de pérdida	1.5 % en STC
	Global		Fracción de pérdida	0.1 % en STC
Pérdida diodos serie	Caída de voltaje	0.7 V	Fracción de pérdida	0.1 % en STC
LID - Degradación Inducida por Luz			Fracción de pérdida	2.0 %
Pérdida de calidad módulo			Fracción de pérdida	2.0 %
Pérdidas de desajuste de módulo			Fracción de pérdida	2.0 % en MPP
Pérdidas de desajuste de cadenas			Fracción de pérdida	0.10 %
Módulo de degradación media	Año n°	20	Factor de pérdida	0.4 %/año
Desajuste debido a la degradación	Dispersión Imp RMS	0.4 %/año	Dispersión Vmp RMS	0.4 %/año

#1 - Conjunto FV

Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

#2 - Subconjunto B

Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

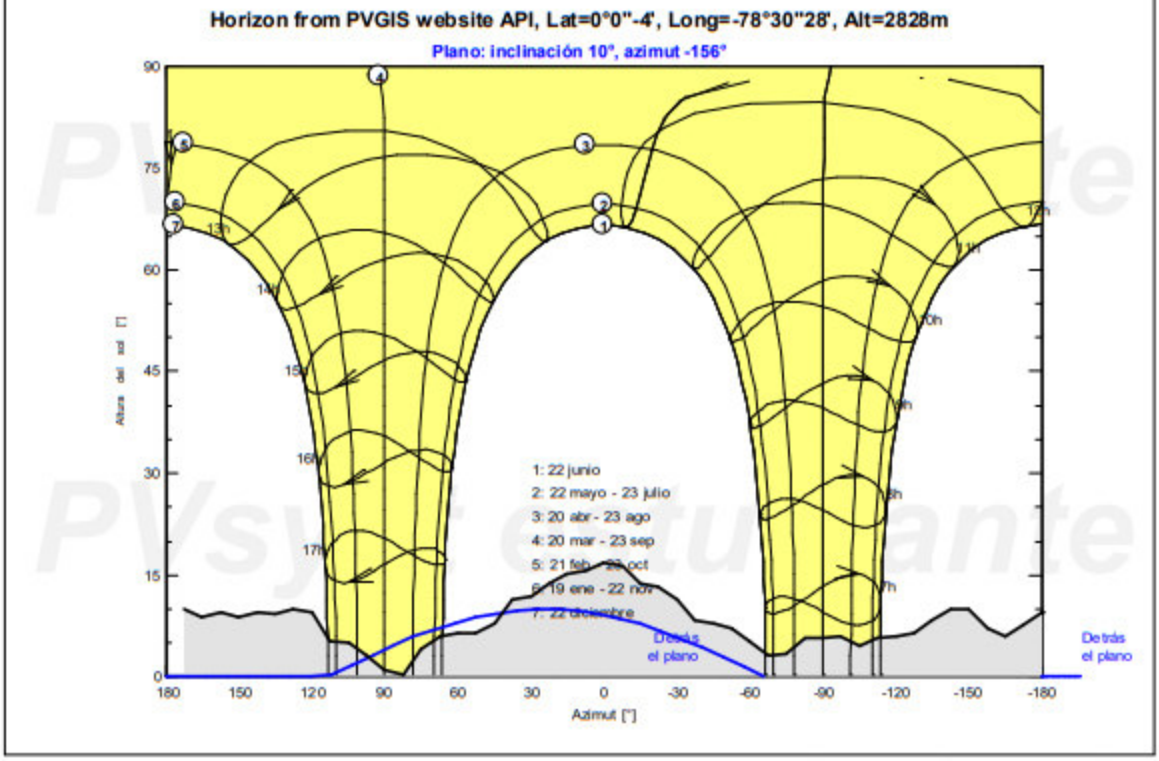
Factores de pérdida del sistema

Pérdida CA, inversor a inyección	Voltaje inversor	480 Vca tri		
Sistema completo	Cables: 3 x 95 mm²	52 m	Fracción de pérdida	0.8 % en STC
Indisponibilidad del sistema	7.3 días, 3 períodos		Frac. de tiempo	2.0 %

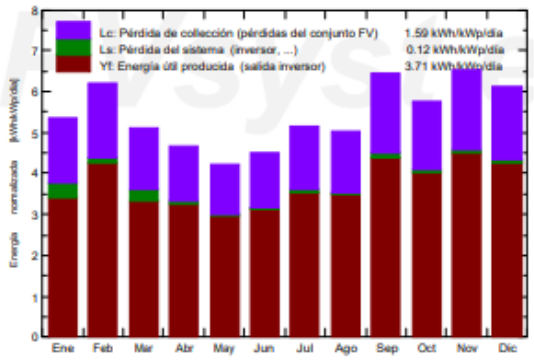
Horizonte

Altura promedio 8.2° Factor difuso 0.98
Factor Albedo 100% Fracción de albedo 0.63

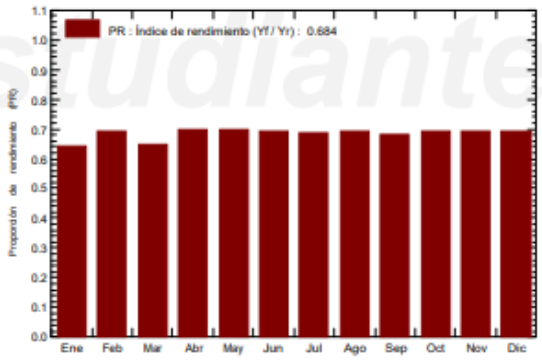
Altura [°]	9.5	7.6	6.1	7.3	9.9	9.9	8.4	6.5	6.1	5.7	4.6	6.1
Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98
Altura [°]	5.7	5.7	3.4	3.1	5.3	7.3	8.0	8.4	11.5	13.4	13.8	16.4
Azimut [°]	-90	-83	-75	-68	-60	-53	-45	-38	-30	-23	-15	-8
Altura [°]	16.8	15.7	15.3	13.8	11.8	11.5	8.0	6.5	6.5	6.1	4.2	0.4
Azimut [°]	0	8	15	23	30	38	45	53	60	68	75	83
Altura [°]	1.1	3.1	5.0	5.3	9.5	9.9	9.2	9.5	8.8	9.5	8.8	9.9
Azimut [°]	90	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173



Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 191 kWp



Proporción de rendimiento (PR)



sombreado lejano y cercano 2

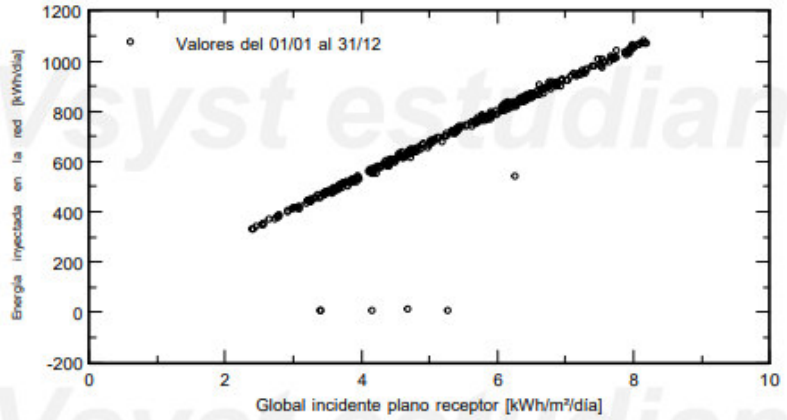
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	157.5	73.69	12.50	165.6	147.2	22.43	20.34	0.643
Febrero	167.3	72.36	12.64	173.4	155.0	23.37	22.88	0.691
Marzo	158.1	83.14	12.60	158.6	140.7	21.52	19.65	0.649
Abril	142.9	78.52	12.57	139.6	123.5	19.01	18.65	0.699
Mayo	137.5	69.28	12.69	131.2	115.9	17.87	17.53	0.700
Junio	144.8	56.32	13.46	135.4	119.6	18.26	17.91	0.693
Julio	172.4	56.83	13.62	159.8	141.3	21.39	20.97	0.687
Agosto	162.1	61.04	13.76	155.9	138.5	21.03	20.61	0.692
Septiembre	194.8	54.77	14.14	192.9	172.8	25.74	25.19	0.683
Octubre	174.4	71.23	13.15	179.0	160.0	24.19	23.70	0.693
Noviembre	185.8	61.24	12.75	195.2	175.4	26.38	25.83	0.692
Diciembre	176.9	65.99	12.80	189.6	169.6	25.67	25.14	0.694
Año	1974.4	804.42	13.06	1976.1	1759.5	266.86	258.40	0.684

Leyendas:

GlobHor	Irradiación horizontal global	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
T_Amb	T amb.	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Proporción de rendimiento

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

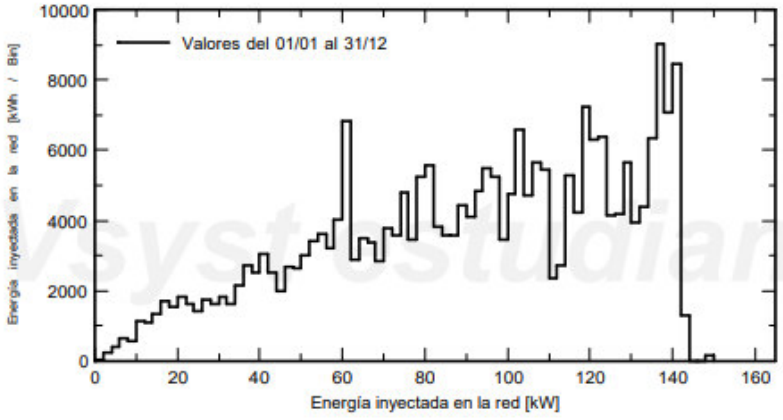
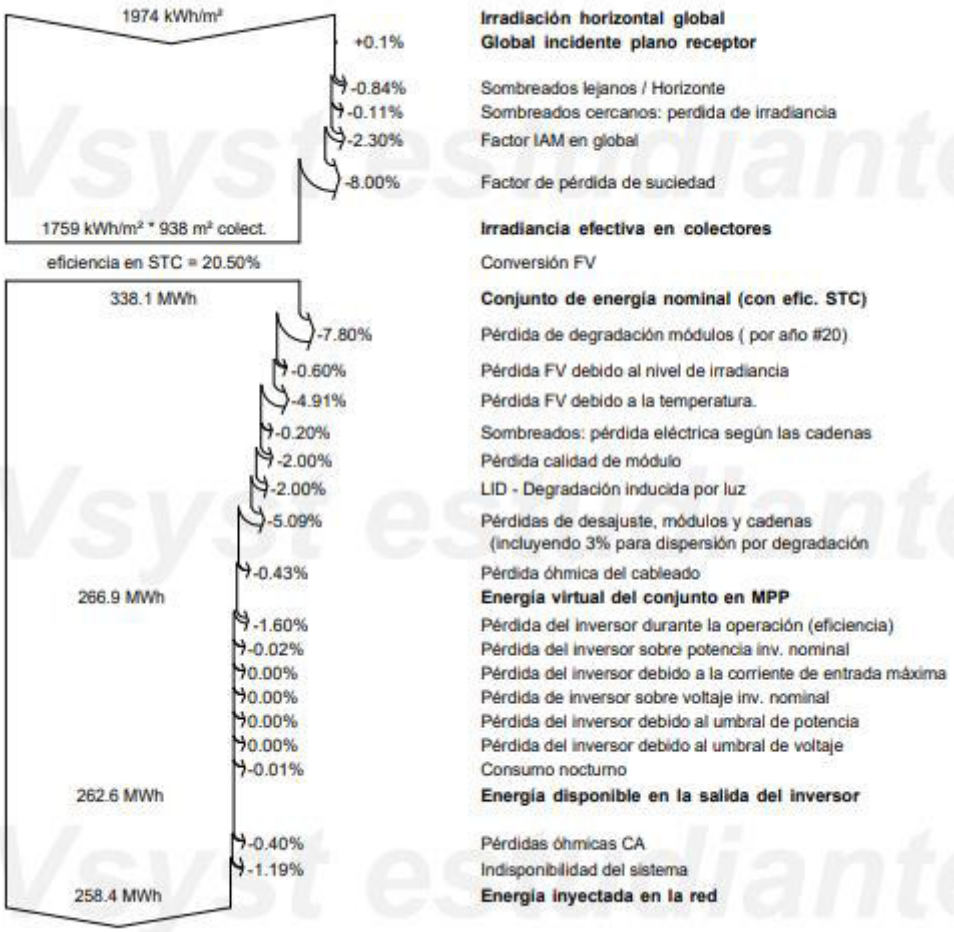


Diagrama de pérdida durante todo el año



Emisiones generadas **Total:** **295.82 tCO_2**
Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:

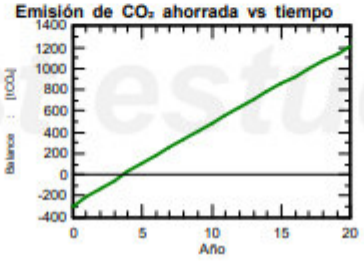
Emisiones reemplazadas **Total:** **1648.6 tCO_2**
Sistema de producción: 258.40 MWh/año Toda la vida: 20 años
Degradación anual: 1.0%
Emisiones del ciclo de vida de la red: 319 gCO_2/kWh
Fuente: Lista IEA País: Ecuador

Balance de emisiones de CO_2 **Total:** **1205.2 tCO_2**

Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema:

Articulo	Módulos	Soportes	Inversores
LCE	1525 kgCO2/kWp	2.13 kgCO2/kg	211 kgCO2/unidades
Cantidad	187 kWp	4560 kg	5.00 unidades
Subtotal [$kgCO_2$]	285065	9702	1054

Emisión de CO_2 ahorrada vs tiempo



ORDEN DE EMPASTADO