



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA
CARRERA DE ELECTRICIDAD

**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA ALIMENTAR CIRCUITOS DE
CARGAS AUXILIARES EN CORRIENTE CONTINUA EN LA SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA DEL CANTÓN GUALAQUIZA, PROVINCIA DE MORONA SANTIAGO**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: KEVIN ISRAEL GALÁRRAGA CAÑART
ADRIAN MATIAS YUNGA TENELANDA
TUTOR: ING. NATALIA XIMENA GONZÁLES ÁLVAREZ, MSc.

Cuenca - Ecuador

2024

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Kevin Israel Galárraga Cañart con documento de identificación N° 1150042503 y Adrian Matias Yunga Tenelanda con documento de identificación N° 0106392061; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 26 de julio del 2024

Atentamente,



Kevin Israel Galárraga Cañart

1150042503



Adrian Matias Yunga Tenelanda

0106392061

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Kevin Israel Galárraga Cañart con documento de identificación N° 1150042503 y Adrian Matias Yunga Tenelanda con documento de identificación N° 0106392061, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto técnico: “Diseño de un sistema fotovoltaico para alimentar circuitos de cargas auxiliares en corriente continua en la subestación eléctrica del cantón Gualaquiza, provincia de Morona Santiago”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

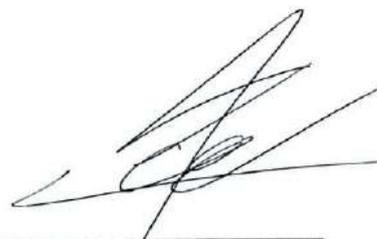
Cuenca, 26 de julio del 2024

Atentamente,



Kevin Israel Galárraga Cañart

1150042503



Adrian Matias Yunga Tenelanda

0106392061

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Natalia Ximena González Álvarez con documento de identificación N° 1205860974, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA ALIMENTAR CIRCUITOS DE CARGAS AUXILIARES EN CORRIENTE CONTINUA EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DEL CANTÓN GUALAQUIZA, PROVINCIA DE MORONA SANTIAGO, realizado por Kevin Israel Galárraga Cañart con documento de identificación N° 1150042503 y por Adrian Matias Yunga Tenelanda con documento de identificación N° 0106392061, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 26 de julio del 2024

Atentamente,



Ing. Natalia Ximena Gonzalez Alvarez, Msc

1205860974

AGRADECIMIENTO

Primeramente, quiero agradecer a Dios por haberme dado la fuerza y la sabiduría que necesito para terminar esta etapa tan crucial de mi vida. A mis padres, por su paciencia, amor incondicional y su sacrificio. Sin su apoyo constante, no habría sido posible lograr este logro; han sido mi motor y guía. Por su inquebrantable apoyo y por estar siempre a mi lado, a mi hermano. A mi tía Ernestina, por su amor y carisma, y por estar siempre dispuesta a ayudarme. Sus palabras de aliento y su amor han sido una fuente constante de inspiración para mí. Nathalia Gonzales, mi tutora de tesis, por su valiosa orientación, paciencia y conocimientos compartidos. Su dedicación y compromiso han dejado una huella imborrable en mi formación académica; su guía ha sido fundamental para lograr este trabajo. A mis compañeros de clase, en particular a Mateo y Adrián, quienes han colaborado conmigo en este complejo proyecto. Para superar los desafíos que hemos enfrentado juntos, su apoyo, colaboración y amistad han sido esenciales. Por último, a todos aquellos que han contribuido al desarrollo de esta tesis de una u otra manera. Estoy muy agradecido con ellos por su apoyo y aliento, que han sido esenciales para llevar a cabo este proyecto.

Kevin Israel Galarraga Cañart

Agradezco a todas las personas que me brindaron su apoyo y ayuda durante todo este trabajo de tesis, quiero expresar mi más sincero agradecimiento. En primer lugar, estoy en deuda con mi directora de tesis por su orientación y consejo para que este trabajo sea adecuado. A mi familia por su amor incondicional y por brindarme su apoyo en cada etapa de mi formación académica. A mis compañeros y amigos, por su apoyo y motivación constante en los momentos más difíciles. Además, quiero agradecer a mis docentes, quienes con su dedicación y conocimiento me guiaron por el camino del aprendizaje y la investigación

Adrian Matias Yunga Tenelanda

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación a mis padres, cuyo amor y apoyo incondicional han sido mi motivación en cada paso de este camino. Por ser mi compañero de vida siempre, a mi hermano; a mi tía Ernestina, cuya sabiduría y cariño han iluminado mis días y me han dado una perspectiva valiosa en cada reto.

Con su aliento y confianza, mis demás amigos y familiares han estado a mi lado. Su fe en mí y sus palabras de ánimo han sido la base sobre la cual he construido cada éxito. Gracias por confiar en mí y por formar parte fundamental de este viaje.

Kevin Israel Galarraga Cañart

Dedico este trabajo de titulación a mi querida abuela Rosaura Yunga, quien ya no está con nosotros, pero cuyo amor y sabiduría siguen iluminando mi camino. Su fortaleza y cariño han dejado una huella imborrable en mi vida. Este trabajo es un humilde tributo a todo lo que me enseñó sobre la perseverancia y el esfuerzo. Siempre estaré agradecido por su ejemplo y su amor infinito.

Adrian Matias Yunga Tenelanda

GLOSARIO

- FV: Fotovoltaico/a.
- CC: Corriente continua.
- CA: Corriente alterna.
- BESS: Sistemas de almacenamiento de energía en baterías.
- SFA: Sistema fotovoltaico aislado.
- S/E: Subestaciones eléctricas.
- TIR: Tasa interna de retorno.
- LCOE: El costo nivelado de la electricidad.
- PC: Computadoras.
- ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible.
- CEM: Condiciones estándar de medición.
- HSP: Horas Solar Pico.
- VCC: Voltaje en corriente continua.
- FI: Factor de irradiación.
- FS: Factor de sombreado.
- PR: Performance Ratio.
- CEM: Condiciones estándar de medición.
- UV: Radiación ultravioleta
- VAN: Valor actual net.
- FS: Factor de sombreado.
- PRI: Rendimiento energético de la instalación.

RESUMEN

Este trabajo de titulación se enfoca en el diseño de un sistema fotovoltaico para abastecer circuitos de cargas auxiliares en corriente continua en la subestación eléctrica del cantón Gualaquiza, provincia de Morona Santiago. Se busca implementar una solución sostenible que reduzca costos a largo plazo y promueva el uso de energía renovable.

El proyecto incluye: el análisis de la demanda energética, el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y la evaluación de la viabilidad técnico-económica. La investigación se basa en la necesidad planteada por la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA) y tiene como objetivo principal diseñar un sistema fotovoltaico aislado. Se pretende determinar la capacidad energética requerida, diseñar el sistema considerando las condiciones locales y realizar un análisis técnico-económico para evaluar la viabilidad del proyecto. Este enfoque innovador se alinea con las tendencias actuales de integración de energías renovables y almacenamiento en baterías en el sector eléctrico.

El diseño de este sistema fotovoltaico no solo busca satisfacer las necesidades de la subestación de Gualaquiza, sino también sentar las bases para futuros proyectos similares. Se espera que este trabajo aporte soluciones sostenibles y contribuya al avance de la ingeniería eléctrica en el ámbito de las energías renovables y la eficiencia energética.

Palabras clave: Sistema fotovoltaico, cargas auxiliares en corriente continua, subestación eléctrica, energía renovable, viabilidad económica, sostenibilidad, eficiencia energética, demanda energética, sistemas aislados, energía solar, banco de baterías.

ÍNDICE

GLOSARIO	vi
1 REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS PARA UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	2
1.1 Introducción	2
1.2 Antecedentes	2
1.3 Radiación solar	3
1.4 Unidades de radiación solar.	4
1.4.1 Horas solar pico.	5
1.5 Cargas eléctricas	6
1.5.1 Cargas auxiliares en corriente continua	6
1.5.2 Rectificador-Cargador	6
1.5.3 Métodos para calcular la demanda energética	7
1.6 Herramientas de simulación	7
1.6.1 PVsystem	8
1.6.2 HOMER (Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources):	8
1.6.3 MATLAB/Simulink	8
1.7 Sistemas Fotovoltaicos	9
1.7.1 Sistemas fotovoltaicos autónomos sin acumulación	9
1.7.2 Sistemas fotovoltaicos autónomos con acumulación	10
1.8 Aspectos a considerar para la selección de equipos y componentes	11
1.8.1 Posicionamiento del generador fotovoltaico.	11
1.8.2 Inclinación óptima.	13
1.8.3 Factor de irradiación.	14
1.8.4 Irradiación diaria sobre la superficie de un generador.	15
1.8.5 Parámetros eléctricos del generador fotovoltaico.	15
1.8.6 Selección de los acumuladores.	18
1.8.6.1 Tipos de Baterías.	18
1.8.7 Selección del regulador.	19
1.8.8 Selección del Inversor.	20
1.8.8.1 Funciones del inversor.	21
1.8.8.2 Tipos de inversores.	21
1.8.9 Tensión de entrada en el inversor.	23
1.8.9.1 Tipos de onda que generan los inversores.	23
1.8.10 Dimensionado de los conductores del sistema.	24
2 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.	26
2.1 Introducción.	26
2.2 Condiciones climáticas de la zona.	26

2.3	Ángulo de Inclinación óptimo.	27
2.4	Recurso solar disponible.	28
2.5	Demanda energética promedio.	29
2.6	Dimensionamiento.	29
2.6.1	Irradiación global diaria sobre la superficie del generador.	29
2.6.2	Módulos fotovoltaicos.	31
2.6.3	Inversor.	34
2.6.4	Baterías.	37
2.7	Área necesaria para el generador fotovoltaico	39
2.8	Sala de Equipos	41
2.8.1	Dimensiones internas y externas	41
2.8.2	Distribución de equipos	41
2.8.3	Acceso y ventilación	42
2.8.4	Materiales y seguridad	42
2.8.5	Requisitos estructurales para los paneles.	43
2.9	Conductores.	43
2.10	Protecciones.	46
2.10.1	Protecciones para los módulos fotovoltaicos.	46
2.10.2	Protecciones para las baterías.	47
2.10.3	Protecciones para inversor.	48
2.10.4	Puesta a tierra.	48
2.11	Esquema del sistema fotovoltaico.	48
2.12	Simulación de la instalación fotovoltaica.	50
3	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO	53
3.1	Introducción	53
3.2	Indicadores Económicos	53
3.2.1	Valor Actual Neto (VAN)	53
3.2.2	Tasa Interna de Retorno (TIR)	54
3.2.3	Período de Recuperación (Payback Period)	55
3.3	Costo del proyecto	55
3.3.1	Costo de inversión inicial	55
3.3.2	Costos de operación y mantenimiento	56
3.3.3	Amortización de activos intangibles.	56
3.4	Análisis de la viabilidad económica	57
3.4.1	Flujo de fondos del proyecto	57
3.4.2	Aplicación de los indicadores económicos	60
3.4.2.1	Valor Actual Neto (VAN)	61
3.4.2.2	Tasa Interna de Retorno (TIR)	62
3.4.2.3	Período de Recuperación (Payback Period)	64
3.5	Análisis de impacto ambiental	64
3.5.1	Desarrollo sostenible	64
3.5.2	Huella de carbono	65
4	Conclusiones	67

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Tipos de radiación. [1]	4
1.2	Irradiancia diaria (figura extraída de. [2])	5
1.3	. Rectificador-Cargador de 125 (VCC) (figura extraída de [3])	7
1.4	Sistema fotovoltaico aislado directo sin acumulación (figura extraída de [4]).	10
1.5	Sistema fotovoltaico aislado con convertidor sin acumulación (figura extraída de [4]).	10
1.6	Sistema fotovoltaico aislado con inversor sin acumulación (figura extraída de [4]).	10
1.7	Sistema fotovoltaico aislado con regulador y acumuladores (figura extraída de [4]).	11
1.8	Sistema fotovoltaico con regulador y convertidor (CC)/(CC) (figura extraída de [4]).	11
1.9	Sistema fotovoltaico con acumulación e inversor (figura extraída de [4]).	11
1.10	Ángulo de acimut (α) de un módulo fotovoltaico (figura extraída de [4]).	12
1.11	Ángulo de inclinación (β) de un módulo fotovoltaico (figura extraída de [4]).	12
1.12	Variación anual del ángulo cenital de un lugar A de latitud (figura extraída de [4]).	13
1.13	Medida de la tensión de la batería (figura extraída de [4]).	19
2.1	Ubicación geográfica de la subestación Gualaquiza extraída de Google Earth (2024).	27
2.2	Panel a utilizar SR-72M 570NHLPro de ENF SOLAR (extraída de anexo 1.)	32
2.3	Hybrid Inverter AF10K-THA (extraída de anexo 2).	34
2.4	Rack tipo High Voltage Lithium Battery System 256V-512V 100Ah (extraída del anexo 3).	37
2.5	Duración de radiación solar (extraída de Meteonorm v8.2.0).	38
2.6	Dimensiones del módulo (Elaborado por autores).	39
2.7	Arreglo de módulos fotovoltaicos (Elaboración por autores).	39
2.8	Separación entre paneles (Elaborado por autores).	39
2.9	Disposición de los dos arreglos los módulos (Elaborado por autores).	40
2.10	Dimensiones del generador fotovoltaico (Elaborado por autores).	40
2.11	Espaciamiento entre sala técnica y generador fotovoltaico (Elaborado por autores).	41
2.12	Distribución y medidas de la sala técnica (Elaborado por autores).	42
2.13	RELIAGINT Kit de 1.5 m (extraída de anexo 4)	43
2.14	Porta fusibles modelo DF (extraída de anexo 7)	46

2.15	Fusible DF 1000 V (extraída de anexo 8)	47
2.16	Fusible SFU-160 (extraída del anexo 9)	47
2.17	Termomagnético tetrapolar siemens 3VM1112-3GE42-0AA0 (extraída de anexo 10)	48
2.18	Cuadro de la pantalla de inicio (extraída de PVSYST V.7.4).	50
2.19	Titulo del proyecto y selección del lugar (extraída de PVSYST V.7.4). 50	
2.20	Ubicación del lugar de interés en el mapa interactivo (extraída de PVSYST V.7.4).	50
2.21	Selección de la fuente de datos meteorológicos (extraída de PVSYST V.7.4).	51
2.22	Datos meteorológicos anuales (extraída de PVSYST V.7.4).	51
2.23	Inclinación de los módulos fotovoltaicos (extraída de PVSYST V.7.4). 51	
2.24	Consumo de energía (figura extraída de PVSYST V.7.4).	51
2.25	Interfaz para el dimensionamiento del sistema (figura extraída de PVSYST V.7.4).	52
2.26	Resultados obtenidos de la simulación (figura extraída de PVSYST V.7.4).	52
2.27	Producción y consumo energético anual.	52
3.1	Eficiencia del panel solar (figura extraída del anexo 1).	59
3.2	Logotipo ODS 7. Nota: Figura obtenida de la página oficial de Naciones Unidas [5].	65
3.3	Logotipo ODS 12. Nota: Figura obtenida de la página oficial de Naciones Unidas [5].	65
3.4	Logotipo ODS 13. Nota: Figura obtenida de la página oficial de Naciones Unidas [5].	65
3.5	Ingreso de datos para la huella de carbono. Nota: Figura obtenida de la página web [6].	66
3.6	Ingreso de datos para la huella de carbono. Nota: Figura obtenida de la página web [6].	66

Índice de tablas

1.1	Hora solar pico (Subestación Gualaquiza)	6
1.2	Inclinación óptima para diferentes tipos de instalación solares	14
2.1	Recurso solar disponible (Subestación Gualaquiza)	28
2.2	Valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal y con ángulo óptimo	29
2.3	Inventario de consumo medio diario eléctrico de las cargas auxiliares en 125 VCC.	29
2.4	Sección calculada y sección comercial seleccionada para los conductores.	45
3.1	Costos de inversión inicial. Fuente: [7].	56
3.2	Flujo de fondos del proyecto. Fuente: [7].	58
3.3	Flujo de fondos del proyecto 3. Fuente: [7].	60
3.4	Flujo de fondos del proyecto 3. Fuente: [7].	61
3.5	Flujo de fondos del proyecto 4. Fuente: [7].	62
3.6	Flujo de fondos del proyecto 5. Fuente: [7].	63

INTRODUCCIÓN

En el contexto actual de transición hacia fuentes de energía más sostenibles y respetuosas con el medio ambiente, el uso de sistemas fotovoltaicos aislados se ha convertido en una alternativa clave para garantizar un suministro energético fiable. Este enfoque innovador se ha vuelto fundamental en la búsqueda de reducir la dependencia de fuentes convencionales y disminuir la huella de carbono asociada a la generación eléctrica.

El presente trabajo de titulación se enmarca en el diseño de un sistema fotovoltaico destinado a alimentar circuitos de cargas auxiliares en corriente continua en la subestación eléctrica del cantón Gualaquiza, provincia de Morona Santiago. Inspirado en el compromiso internacional de Ecuador por promover energías renovables, este proyecto se alinea con las regulaciones establecidas para fomentar el uso de fuentes de energía limpia y sostenible en el país.

A través de una exhaustiva investigación y análisis, se pretende no solo implementar una solución auto sostenible para la subestación eléctrica, sino también sentar las bases para una metodología replicable en proyectos similares. Desde el análisis de la demanda energética hasta el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, pasando por el diseño de la configuración y la evaluación de la viabilidad económica, este trabajo busca aportar conocimientos y herramientas prácticas para la implementación exitosa de sistemas fotovoltaicos aislados en entornos de infraestructuras eléctricas críticas.

A lo largo de este documento, se detallarán los antecedentes que fundamentan la relevancia de este proyecto, la justificación de su realización, los objetivos planteados, el marco teórico que sustentan la propuesta, así como la metodología empleada para su desarrollo. Con el respaldo de referencias y estudios previos relevantes, se espera contribuir al avance de la ingeniería eléctrica en el ámbito de las energías renovables y la eficiencia energética.

CAPÍTULO 1

REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS PARA UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

1.1 Introducción

En este Capítulo se abordan los requerimientos energéticos para el diseño de un sistema fotovoltaico. Inicialmente se explican los conceptos básicos sobre la radiación solar, su medición y los factores que influyen en la cantidad de energía que se puede captar en un sitio determinado. Posteriormente, se detalla el cálculo de las cargas eléctricas que deben satisfacer el sistema, incluyendo los diferentes tipos de consumo y sus patrones de uso a lo largo del día y año. Se presentan las herramientas para dimensionar preliminarmente el sistema con base en el recurso solar disponible y la demanda energética proyectada. Además, se describen las principales configuraciones de sistemas fotovoltaicos, desde instalaciones aisladas de pequeña escala hasta grandes plantas conectadas a la red eléctrica. Finalmente, se discuten aspectos prácticos como la selección de equipos y componentes, normativas y regulaciones aplicables, así como consideraciones económicas básicas.

1.2 Antecedentes

Ecuador, en línea con su compromiso internacional en la promoción de energías renovables, ha establecido regulaciones para fomentar el uso de fuentes de energía limpia y sostenible, con el objetivo de reducir la emisión de gases contaminantes derivados de la generación eléctrica mediante combustibles fósiles. La Constitución de la República del Ecuador [8] en sus Artículos 15 y 413, estipula la responsabilidad del Estado en promover tanto las tecnologías amigables con el medio ambiente como el uso de energías renovables.

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. EERSSA, tiene como actividades principales, generación, distribución y comercialización de energía eléctrica [9]. Su área de concesión comprende las Provincias de Loja, Zamora Chinchipe y el cantón Gualaquiza ubicada en la Provincia de Morona Santiago [10]. La empresa posee tres centrales de generación: dos centrales hidroeléctricas, Carlos Mora Carrión, Central Isimanchi; y Central térmica Catamayo [11].

En lo relacionado a la actividad de distribución el sistema de subtransmisión opera a 69 kV. A nivel de alimentadores, con los niveles de 13.8 kV en la provincia de Loja y 22 kV en la provincia de Zamora Chinchipe. Y el cantón Gualaquiza en baja tensión mediante redes y acometidas en los niveles de 240V, 220 V, 127 V y 120 V [11]. El Sistema Eléctrico de Potencia de EERSSA, recibe la potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado (SNI) a través de dos puntos de entrega a 138 kV. Actualmente TRANSELECTRIC se encuentra adecuando el patio de 69 kV en la subestación Virgenpamba y construyendo la subestación Bomboiza en el cantón Gualaquiza aislada a 230 kV. Con lo cual la EERSSA tendrá 4 puntos de entrega de energía con el SNI [11].

La empresa distribuidora EERSSA [11], opera 24 subestaciones, cuya capacidad total es de 162,4 MVA. Las (S/E)'s Obrapía con una, Catamayo con cinco y Cumaratzta con 23, son actualmente las principales, debido a que reciben directamente la energía del (SNI). Además, se utilizan como enlace para el resto de subestaciones. Se clasifican en subestaciones de elevación, interconexión y distribución. En el sistema de sub-transmisión de la empresa, la longitud de líneas es de 591.73 km. El sistema cuenta con 24 transformadores de potencia con una capacidad de transformación de 162,4 MVA. Dentro de la longitud de alimentadores primarios 7.712,65 km. El número de alimentadores primarios es de 71. El número de transformadores de distribución es de 16,655. La capacidad en transformadores de distribución es de 293,10 MVA y en los circuitos de distribución secundaria se dispone de una longitud de 4.700,80 km.

En el cantón Gualaquiza se requiere la instalación de una subestación debido a que en la actualidad es alimentada desde la (S/E) Pangui que es un circuito externo al cantón. Esto ocasiona una reducción en calidad de energía y una saturación debido a la alta demanda de la (S/E) Pangui. Como resultado de estas condiciones no se puede incrementar la carga en el sistema. Con esta problemática, la empresa eléctrica Regional del Sur SA ha decidido crear una subestación en el cantón de Gualaquiza para mejorar la calidad de energía del sector [11].

1.3 Radiación solar

La radiación solar es la energía emitida por el sol en forma de ondas electromagnéticas de acuerdo con [12], esta llega a la atmósfera de la Tierra considerablemente debilitada (aproximadamente 1350 vatios por metro cuadrado W/m^2), debido a la distancia entre el Sol y la Tierra. Después dicha radiación sufre una atenuación debido a la capa atmosférica, por lo que la radiación en la superficie terrestre es de aproximadamente $1000 W/m^2$.

Esta, a su vez, se puede clasificar en tres tipos:

- Directa: Cuando esta se recibe los rayos del sol son directos.

- Difusa: Es aquella que se dispersa debido a la difusión o reflexión en la atmósfera.
- Reflejada o Albedo: Procedente de la reflexión en una superficie terrestre que depende de la topografía y el entorno.

Como se puede observar en la figura 1.3, los tipos de radiación solar.

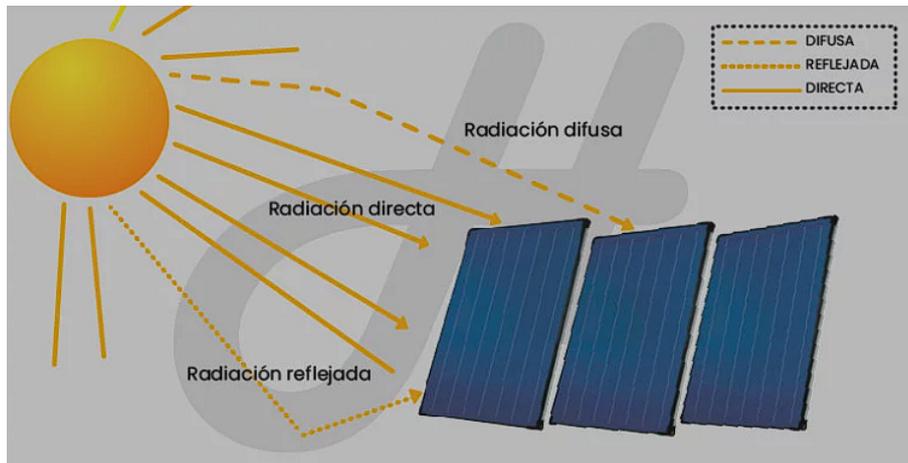


Figura 1.1: Tipos de radiación. [1]

La más importante de las mencionadas es la directa siendo la más relevante para aplicaciones fotovoltaicas. La radiación global es el producto de sumar las tres además de ser la que aprovechan los receptores.

1.4 Unidades de radiación solar.

Para dimensionar adecuadamente el sistema fotovoltaico, es necesario establecer un valor de radiación solar expresado en kW/m^2 , aunque en algunas fuentes se utilizan los joules como unidad de energía. Para determinar la radiación solar en una zona específica, se deben considerar varios factores:

Irradiancia: se define como el flujo de radiación solar que incide sobre una unidad de superficie en un tiempo dado. Se expresa normalmente en W/m^2 , aunque también se expresa en kW/m^2 .

Irradiación: se define como la energía por unidad de superficie a lo largo de un período de tiempo. Se expresa en julios (energía) por metro cuadrado (J/m^2), aunque también se expresa en Wh/m^2 , mediante la conversión de unidades.

Los cálculos en este campo se basan en la medición de la irradiación. Existen diversas fuentes y métodos para obtener los datos de irradiación necesarios. Algunas opciones para acceder a esta información incluyen:

- Estación meteorológica instalada en el lugar de interés.
- Las bases de datos oficiales en línea, ampliamente utilizadas en proyectos del sector, ofrecen acceso a información sobre irradiación solar. Ejemplos notables incluyen PVGIS, NASA Power Data Access Viewer, GLOBAL SOLAR ATLAS, Meteonorm y Solargis.

1.4.1 Horas solar pico.

Las Horas Solar Pico (HSP) son clave en el ámbito de la energía solar. Este indicador simplifica la medición de la radiación diaria, transformándola en un período de máxima intensidad lumínica. Su comprensión es esencial para el diseño de sistemas fotovoltaicos y la estimación de su rendimiento figura 1.2.

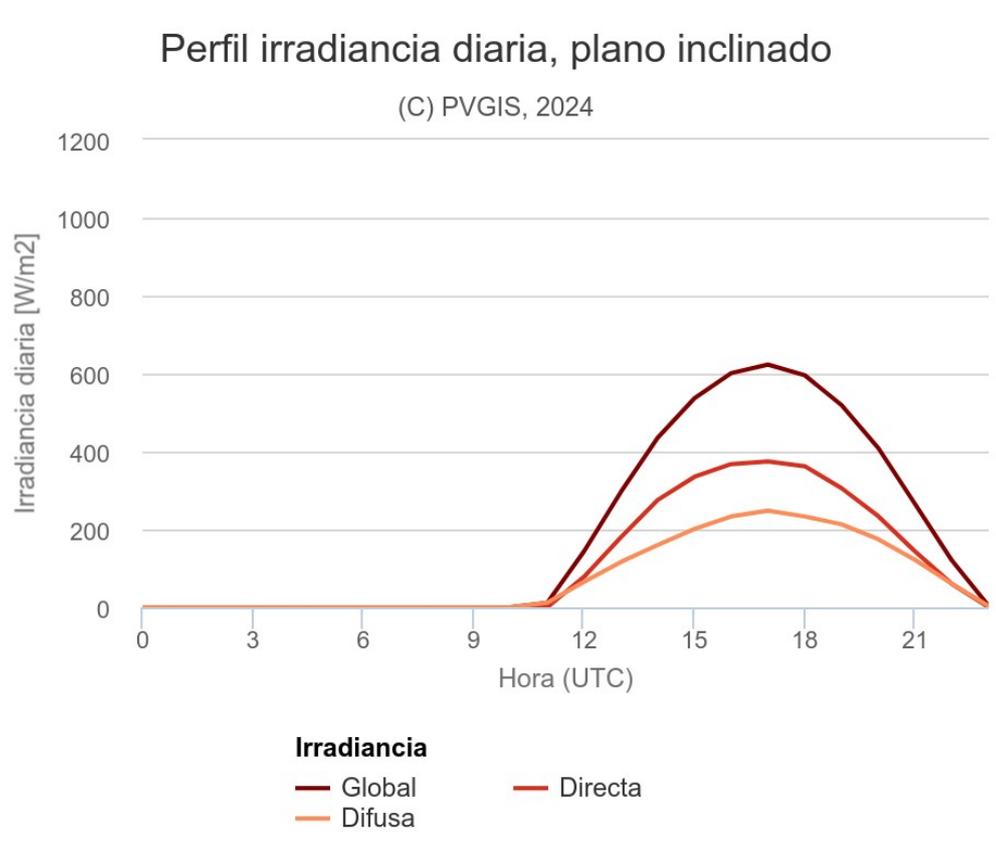


Figura 1.2: Irradiancia diaria (figura extraída de. [2])

Para calcular el valor de (HSP) se pueden utilizar los datos de radiación proporcionados por distintos programas como Meteonorm Version 8, la tabla 1.1. A continuación, se presentan estos datos para el lugar de interés del estudio:

Tabla 1.1: Hora solar pico (Subestación Gualaquiza)

	Irradiación global horizontal (kWh/m²)	Irradiación global difusa (kWh/m²)	Irradiación global normal (kWh/m²)	Temperatura diaria máxima (°C)	Temperatura diaria mínima (°C)
En	166	69	141	23.2	18.1
Feb	138	80	84	23.5	18.4
Mar	163	76	121	23.8	18.7
Abr	154	72	117	23.6	18.7
May	160	66	142	22.6	18.4
Jun	147	56	140	21.2	17.4
Jul	140	67	112	20.1	16.5
Agos	132	75	82	19.8	16
Sept	132	69	92	20	16
Oct	140	85	81	20.1	16.3
Nov	154	78	113	20.7	16.4
Dic	167	71	142	22.2	17.2
Anual	1793	866	1367	21.7	17.3

Fuente: (Datos obtenidos de Meteonorm, Versión 8.)

1.5 Cargas eléctricas

Las cargas eléctricas en un sistema de energía representan el consumo de energía eléctrica por parte de los dispositivos conectados. La gestión eficiente de estas cargas es crucial para garantizar un suministro de energía estable y optimizado. Este marco teórico aborda los tipos de consumo eléctrico y los métodos para calcular la demanda energética, con un enfoque en aplicaciones de sistemas fotovoltaicos.

1.5.1 Cargas auxiliares en corriente continua

Las cargas auxiliares en (CC) de una subestación incluyen sistemas de control y protección, sistemas de comunicación, equipos de medición y monitoreo. Estas cargas son esenciales para la operación segura y eficiente.

1.5.2 Rectificador-Cargador

Como se menciona en [3]. "En el caso de subestaciones y generadores los únicos tipos de rectificadores que se utilizan son los trifásicos." estos cumplen dos funciones.

1. **Alimentar las cargas auxiliares:** Proporciona energía continua y estable a todos los sistemas auxiliares necesarios para el funcionamiento de la subestación.

2. **Cargar las baterías de respaldo:** Mantiene las baterías cargadas para que puedan proporcionar energía en caso de una falla en la alimentación principal.

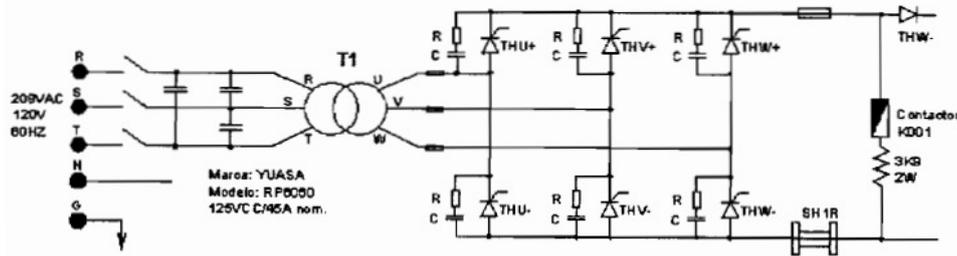


Figura 1.3: . Rectificador-Cargador de 125 (VCC) (figura extraída de [3])

1.5.3 Métodos para calcular la demanda energética

Calcular la demanda energética es esencial para diseñar sistemas eléctricos y dimensionar adecuadamente los componentes de generación y almacenamiento de energía. Los métodos más utilizados para calcular la demanda energética incluyen:

1. **Perfil de Carga:** Este método se basa en la recopilación y análisis de datos históricos de consumo de energía. Se generan perfiles de carga a partir de mediciones realizadas en diferentes periodos, lo cual permite identificar patrones de consumo y picos de demanda [13].
2. **Análisis de Componentes:** Consiste en descomponer el consumo total en sus componentes individuales y calcular el consumo de cada uno. Este método requiere conocer la potencia y el tiempo de uso de cada dispositivo [14].
3. **Modelos de Simulación:** Utilizan software especializado para simular el comportamiento de las cargas eléctricas bajo diferentes escenarios. Estos modelos consideran factores como la variabilidad en la ocupación de edificios y el comportamiento de los usuarios para predecir el consumo de energía [13].
4. **Algoritmos de Aprendizaje Automático:** Recientemente, se han desarrollado modelos basados en aprendizaje automático que pueden predecir con alta precisión la demanda energética en función de variables como la ocupación, el clima y el comportamiento de los usuarios. Estos modelos incluyen redes neuronales profundas y técnicas de aprendizaje supervisado que permiten mejorar continuamente las predicciones a medida que se dispone de más datos [14].

1.6 Herramientas de simulación

En el diseño de sistemas fotovoltaicos, las herramientas de simulación desempeñan un papel crucial al permitir la evaluación del rendimiento del sistema antes de su implementación física. Estas herramientas computacionales permiten analizar diversos

escenarios y variables, lo que resulta invaluable para garantizar un diseño eficiente y rentable.

1.6.1 PVsystem

Para simulaciones de sistemas fotovoltaicos uno de los programas recomendados es el PVSyst [2]. Este es un paquete de herramientas computacionales que permite la modelación sistemas fotovoltaicos. Este programa fue desarrollado por la Universidad de Ginebra e integra soporte de prefactibilidad, dimensionamiento y simulación para sistemas de energía fotovoltaica. Después de definir la ubicación y las cargas, el usuario selecciona los diferentes componentes de una base de datos de productos y esta herramienta dimensiona el sistema.

Una de las características destacadas de PVSyst es su capacidad para realizar análisis detallados de sombreado, lo que resulta fundamental para mejorar el diseño de los sistemas fotovoltaicos y aumentar su eficiencia energética. Además, el software proporciona herramientas de análisis financiero que permiten evaluar la viabilidad económica de un proyecto, calculando métricas clave como el costo nivelado de la electricidad y el período de recuperación de la inversión.

Análisis Financiero: Incluye herramientas para el análisis financiero, lo que permite a los usuarios estimar la viabilidad económica de los proyectos (FV) mediante el cálculo de métricas como El costo nivelado de la electricidad (LCOE), el período de recuperación y la Tasa interna de retorno (TIR).

Base de Datos de Componentes: PVSyst incluye una base de datos integral de módulos (FV), inversores y otros componentes del sistema, con datos de rendimiento para una simulación precisa.

1.6.2 HOMER (Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources):

Es una herramienta de optimización utilizada para diseñar sistemas de energía híbridos. Según [15], HOMER es un modelo de simulación desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable para sistemas de generación de energía con recursos renovables. Esta herramienta es útil para evaluar la integración de múltiples fuentes de energía renovable.

1.6.3 MATLAB/Simulink

El entorno de programación MATLAB, junto con su herramienta de simulación Simulink, ha sido utilizado ampliamente en el modelado y simulación de sistemas fotovoltaicos. Según [16], Simulink es una herramienta de simulación de sistemas

dinámicos que puede utilizarse para modelar y simular sistemas fotovoltaicos. Permite la creación de modelos personalizados y la simulación de diversos escenarios.

1.7 Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos no solo nos permiten aprovechar el sol, sino que también ofrecen una alternativa limpia y sostenible a las fuentes de energía tradicionales. Como se menciona en [4], el proceso de generación de energía se realiza a través de los Paneles Solares, los cuales aprovechan la energía recibida por el sol y en un proceso de conversión, los fototransistores, elemento activo en los Paneles, convierten esta radiación solar en energía eléctrica. La clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas la podemos realizar en función de la aplicación a la que están destinadas. Así, distinguiremos entre aplicaciones autónomas y aplicaciones conectadas a la red.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos se pueden clasificar en sistemas fotovoltaicos directos sin acumulación y sistemas fotovoltaicos con acumulación [17].

1.7.1 Sistemas fotovoltaicos autónomos sin acumulación

Un sistema fotovoltaico autónomo sin acumulación es aquel que opera de manera independiente a la red eléctrica, convirtiendo directamente la energía solar en electricidad. La energía generada se consume en tiempo real, sin almacenamiento en baterías o acumuladores.

1. **Sistemas directos:** Un sistema directo transforma la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua, suministrándola directamente a los equipos que funcionan con este tipo de corriente. Esta configuración autosuficiente representa la opción más sencilla y asequible, aunque su aplicación se limita a dispositivos alimentados por corriente continua.

Esta configuración se muestra en la figura 1.4.

2. **Sistemas con convertidor (CC)/(CC)** Este tipo de configuraciones fotovoltaicas autosuficientes incorpora un dispositivo que ajusta los niveles de voltaje y corriente de la electricidad continúa generada por los paneles solares, antes de suministrarla directamente a las cargas eléctricas.

Esta configuración se muestra en la figura 1.5.

3. **Sistemas con inversor:** Algunas instalaciones fotovoltaicas autónomas incorporan un componente inversor que transforma la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna. Esta configuración representa la opción más compleja y costosa, pero brinda una gran versatilidad al permitir la alimentación de cargas que requieren suministro de corriente alterna.

Esta configuración se muestra en la figura 1.6.

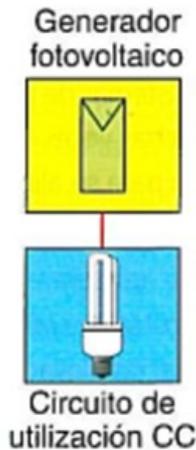


Figura 1.4: Sistema fotovoltaico aislado directo sin acumulación (figura extraída de [4]).

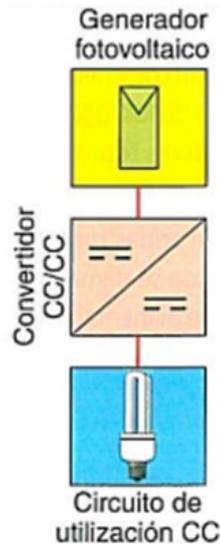


Figura 1.5: Sistema fotovoltaico aislado con convertidor sin acumulación (figura extraída de [4]).

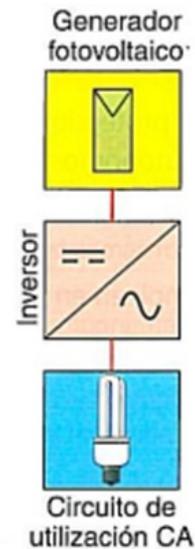


Figura 1.6: Sistema fotovoltaico aislado con inversor sin acumulación (figura extraída de [4]).

1.7.2 Sistemas fotovoltaicos autónomos con acumulación

Este tipo de configuración se puede describir de la siguiente manera. Se utilizan en aquellas aplicaciones que requieren un suministro de energía eléctrica en cualquier momento, independientemente de la presencia de radiación solar. El sistema de acumulación, formado normalmente por una batería de acumuladores, almacena la energía eléctrica sobrante, producida durante el día, para devolverla en las horas de baja o nula radiación solar [4].

1. **Sistema con acumulador y regulador:** Se caracteriza por la presencia de un regulador el cual se encarga de controlar el proceso de carga y descarga. Esto con el fin de extender la durabilidad del acumulador.

Esta configuración se muestra en la figura 1.7.

2. **Sistema con acumulador y convertidor (CC)/(CC):** Aquí se incorporan convertidores de corriente (CC)/(CC) después del regulador de carga. Estos componentes electrónicos tienen la función de adaptar el voltaje variable proveniente del sistema de almacenamiento a los niveles de tensión estables requeridos por los equipos o cargas eléctricas alimentadas.

Esta configuración se muestra en la figura 1.8.

3. **Sistema fotovoltaico con acumulación e inversor:** Cuando los dispositivos o cargas a alimentar requieren suministro de corriente alterna, se incorpora un inversor a la instalación fotovoltaica autónoma. Este componente convierte la electricidad continua generada en corriente alterna apta para el funcionamiento de dichos circuitos. Dependiendo de los requerimientos específicos de la aplicación, la configuración puede modificarse, por ejemplo, omitiendo

salidas de corriente continua si no se contempla la conexión de receptores que operen con este tipo de suministro. Esta configuración se muestra en la figura 1.9.

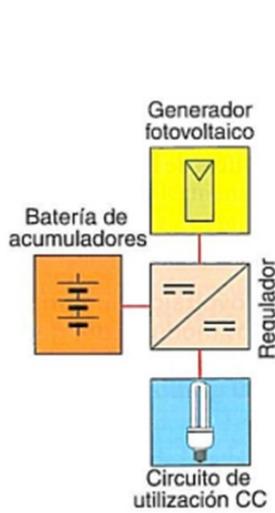


Figura 1.7: Sistema fotovoltaico aislado con regulador y acumuladores (figura extraída de [4]).

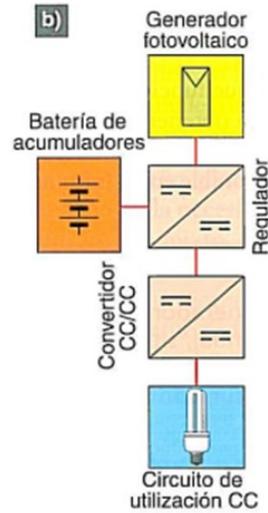


Figura 1.8: Sistema fotovoltaico con regulador y convertidor (CC)/(CC) (figura extraída de [4]).

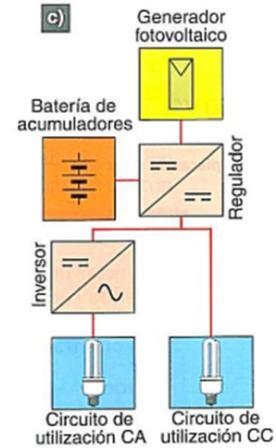


Figura 1.9: Sistema fotovoltaico con acumulación e inversor (figura extraída de [4]).

1.8 Aspectos a considerar para la selección de equipos y componentes

El diseño e implementación de un sistema fotovoltaico autónomo requiere un análisis meticuloso de los diferentes elementos que lo conforman. Cada componente desempeña un papel crucial en el rendimiento, fiabilidad y vida útil de la instalación. Previo a la adquisición de los equipos, es fundamental evaluar factores como la demanda energética, las condiciones climáticas locales, los requerimientos de voltaje y corriente, así como las características específicas de cada dispositivo. Una selección adecuada de paneles solares, baterías, reguladores y demás accesorios, garantizará un suministro estable de energía renovable.

1.8.1 Posicionamiento del generador fotovoltaico.

Una vez que hemos establecido las coordenadas necesarias en donde estableceremos el sistema fotovoltaico, es esencial posicionar la superficie del generador fotovoltaico de manera que capte la máxima cantidad de energía solar posible. Esto se determina por:

- La orientación del plano del generador fotovoltaico.

- El periodo de uso: anual, estacional, entre otros.
- El tipo de aplicación: aislado, con conexión a la red u otro.

La orientación de un generador fotovoltaico se define mediante coordenadas angulares, similares a las utilizadas para definir la posición del sol.

1. **Ángulo de acimut (α):** Es el ángulo entre la proyección en el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección sur. Este ángulo es 0° si el generador está orientado hacia el sur, es positivo cuando se orienta hacia el oeste y negativo cuando se orienta hacia el este. Si está orientado hacia el este, el ángulo es -90° , y si está orientado hacia el oeste, el ángulo es $+90^\circ$ esto se aprecia en la figura 1.10.

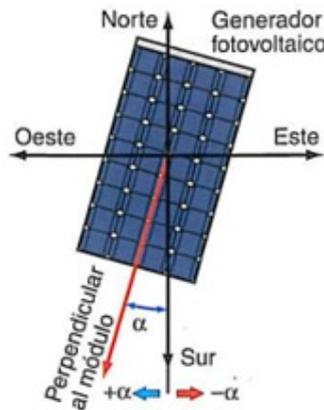


Figura 1.10: Ángulo de acimut (α) de un módulo fotovoltaico (figura extraída de [4]).

2. **Ángulo de inclinación (β):** Es el ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal. Cuando el generador está completamente horizontal, este ángulo es 0° , y cuando está completamente vertical, el ángulo es 90° esto se observa en la figura 1.11.

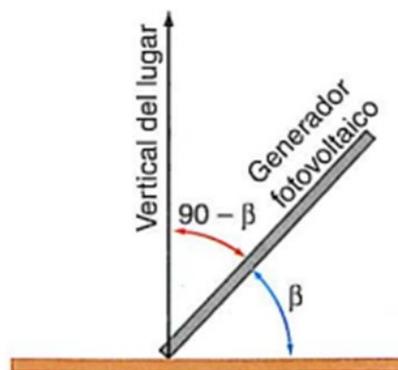


Figura 1.11: Ángulo de inclinación (β) de un módulo fotovoltaico (figura extraída de [4]).

3. **Ángulo de declinación y cenital:** Una superficie capta la máxima cantidad de energía cuando está perpendicular a la dirección del sol además está también dependerá de la latitud (ϕ). Dado que la posición del Sol cambia a lo largo del día, la orientación óptima de la superficie también debe ajustarse continuamente a esto se le conoce como la declinación (δ). Se menciona en [4]. A lo largo del año el ángulo cenital θ_{ZS} que forma la vertical de un lugar A con la dirección de la radiación solar varía desde $\theta_{ZS} = \phi - \delta$ en el solsticio de verano a $\theta_{ZS} = \phi + \delta$ en el solsticio de invierno, pasando dos veces por el valor $\theta_{ZS} = \phi$ en los equinoccios del año. Se aprecia en la figura 1.12.

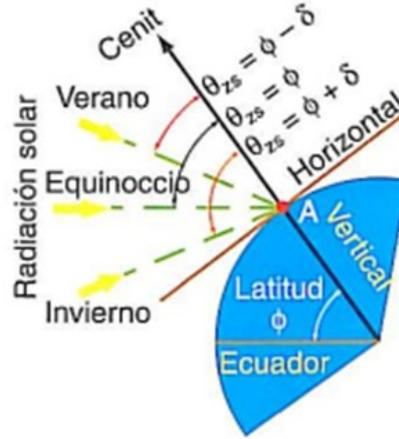


Figura 1.12: Variación anual del ángulo cenital de un lugar A de latitud (figura extraída de [4]).

1.8.2 Inclinación óptima.

Es aquella que permite maximizar la captación solar, como se menciona en [17]. Los valores del ángulo de inclinación varían por cada autor, no hay una relación matemática única ni intervalos de variación similares, lo que sí coinciden en las investigaciones, que depende de la latitud del lugar de estudio.

Las inclinaciones óptimas para los generadores fotovoltaicos se pueden determinar mediante expresiones basadas en la experiencia y la observación. Estas expresiones consideran factores como el periodo de tiempo y el uso que se le dará al generador esto se observa en la tabla 1.2.

Para calcular la inclinación óptima se usa la ecuación 1.1, es ideal para aplicaciones que se utilizan durante todo el año y que buscan aprovechar al máximo la energía solar a lo largo del ciclo anual.

$$\beta_{\text{opt}} = 3.7 + 0.69 \cdot |\phi| \quad (1.1)$$

Tabla 1.2: Inclinación óptima para diferentes tipos de instalación solares

Instalación	Periodo	Máxima captación de energía	Inclinación óptima
Conexión a la red	Anual	Anual	$\beta_{\text{opt}} = \phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{\text{opt}} = \phi - 20$
Autónomas con consumo anual constante	Anual	Periodo radiación mínima (por ejemplo, invierno)	$\beta_{\text{opt}} = \phi + 10$

Fuente: Autores.

1.8.3 Factor de irradiación.

Es recomendable ajustar la orientación de los paneles o dispositivos de captación de forma óptima. Pero, cumplir con esta condición no siempre es factible. Factores como la estructura, condiciones meteorológicas, y otros pueden influir en la orientación de la superficie.

Para tener en cuenta las pérdidas causadas por una inclinación y orientación no ideales, se utiliza un coeficiente de reducción de la energía conocido como factor de irradiación (FI). Este se puede determinar mediante las siguientes ecuaciones:

Con ángulos que contemplen la inclinación de: $15^\circ < \beta \leq 90^\circ$:

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

Para inclinaciones de: $\beta \leq 15^\circ$:

$$FI = 1 - [1.2 \cdot 10^{-4}(\beta - \beta_{\text{opt}})^2] \quad (1.3)$$

Donde:

(FI): Factor de Irradiación (adimensional)

β : Inclinación real de la superficie ($^\circ$)

β_{opt} : Inclinación óptima de la superficie ($^\circ$)

α : Acimut de la superficie ($^\circ$)

1.8.4 Irradiación diaria sobre la superficie de un generador.

Para aprovechar al máximo la captación de energía considerando la latitud, se recomienda en [4] una constante K que indica la relación entre el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano horizontal $G_{dm}(0)$ y el mismo valor para un plano inclinado un ángulo óptimo $G_{dm}(0, \beta_{opt})$ como se muestra en la ecuación 1.4:

$$K = \frac{G_{dm}(0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)} \quad (1.4)$$

Para determinar la irradiación solar promedio diaria mensual que incide sobre una superficie generadora de energía, como un panel solar inclinado a un ángulo β y orientado con un ángulo de acimut γ , se emplea un cálculo que toma como base el valor promedio mensual de irradiación diaria sobre una superficie horizontal. Esta se expresa con la ecuación 1.5 [4]:

$$G_{dm}(0, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS \quad (1.5)$$

Donde:

$G_{dm}(0)$: Valor medio de irradiación diaria sobre una superficie horizontal ($\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}}$)

(FI): Factor de irradiación (adimensional)

(FS): Factor de sombreado (adimensional)

1.8.5 Parámetros eléctricos del generador fotovoltaico.

Las pérdidas en un sistema fotovoltaico son un factor crucial que afecta su eficiencia global. En [18] se menciona que la experiencia y distintos estudios muestran que la energía producida por un módulo fotovoltaico es sensiblemente inferior. Esta disminución de la energía entregada por el generador respecto de la energía solar incidente puede ser explicada mediante una serie de pérdidas energéticas:

- Pérdidas por orientación e inclinación de los módulos.
- Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.
- Pérdidas de conexionado.
- Pérdidas por polvo y suciedad.
- Pérdidas por caídas ohmicas en el cableado.
- Pérdidas por temperatura.

- Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico.
- Pérdidas por rendimiento (CC)/(CA) del inversor

Para simplificar el cálculo de la potencia del generador, se agrupan las pérdidas en un coeficiente denominado Performance Ratio (PR), que representa el rendimiento energético de la instalación. Se recomienda usar los siguientes valores típicos según [17].

- Sistemas con inversor: (PR) = 0,7
- Sistemas con inversor, batería y regulador de carga: (PR) = 0,6
- Sistemas con batería y regulador de carga (sin inversor): (PR) = 0,7

Para determinar los parámetros eléctricos restantes, utilizaremos las siguientes ecuaciones propuestas por [4]:

Potencia mínima del generador fotovoltaico ecuación 1.6:

$$P_{G_{\min}} = \frac{W_d \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR} \quad (1.6)$$

- $P_{G_{\min}}$: Potencia del generador (W).
- G_{CEM} : Irradiancia en condiciones estándar de medición (CEM) (constante de valor 1.000 W/m²).
- W_d : Consumo de energía diario (Wh).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie del generador inclinada a un ángulo β y orientada al ángulo de acimut α (Wh/m²).
- PR : Rendimiento energético de la instalación. Expresado en tanto por uno.

Para garantizar un dimensionamiento del generador, es necesario verificar que la capacidad máxima del módulo seleccionado no exceda en más de un 20 % el valor de $P_{G_{\min}}$ ecuación 1.7.:

$$P_{G_{\min}} \leq P_{G_{\max}} \leq 1.2 \cdot P_{G_{\min}} \quad (1.7)$$

Los demás parámetros se presentan por las siguientes ecuaciones:

$$P_{G_{\max}} = N_s \cdot N_p \cdot P_{\max} \quad (1.8)$$

- $P_{G_{\max}}$: Potencia máxima del generador (W)
- P_{\max} : Potencia máxima del módulo (W)
- N_p : Número de ramas conectadas en paralelo
- N_s : Número de módulos conectados en serie

$$U_{G_{oc}} = N_s \cdot U_{oc} \quad (1.9)$$

- $U_{G_{oc}}$: Tensión de circuito abierto del generador (V)
- U_{oc} : Tensión de circuito abierto del módulo (V)

$$I_{G_{sc}} = N_p \cdot I_{sc} \quad (1.10)$$

- $I_{G_{sc}}$: Intensidad de cortocircuito del generador (A)
- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito del módulo (A)

$$U_{G_{mpp}} = N_s \cdot U_{mpp} \quad (1.11)$$

- $U_{G_{mpp}}$: Tensión máxima del generador (V)
- U_{mpp} : Tensión máxima del módulo (V)

$$I_{G_{mpp}} = N_p \cdot I_{mpp} \quad (1.12)$$

- $I_{G_{mpp}}$: Intensidad máxima del generador (A)
- I_{mpp} : Intensidad máxima del módulo (A)

$$\alpha_G = N_p \cdot \alpha \quad (1.13)$$

- α_G : Coeficiente intensidad-temperatura del generador (mA/°C o %/°C)
- α : Coeficiente intensidad-temperatura del módulo (mA/°C o %/°C)

$$\beta_G = N_s \cdot \beta \quad (1.14)$$

- β_G : Coeficiente tensión-temperatura del generador (mV/°C o %/°C)
- β : Coeficiente tensión-temperatura del módulo (mV/°C o %/°C)

$$U_{oc(T)} = U_{oc} + \beta(T - 25) \quad (1.15)$$

- $U_{oc(T)}$: Tensión de circuito abierto en un módulo a la temperatura más desfavorable (V).
- T : Temperatura más desfavorable (°C).

1.8.6 Selección de los acumuladores.

Uno de los parámetros más importantes que tener en cuenta a la hora de elegir un acumulador es la capacidad. Se define como la cantidad de electricidad que puede lograrse en una descarga completa del acumulador partiendo de un estado de carga total del mismo. Se mide en amperios hora (Ah), y se calcula como el producto de la intensidad de descarga del acumulador durante el tiempo en el que está actuando [17].

Eficiencia de carga: relación entre la energía empleada para recargar la batería y la energía realmente almacenada. Interesa que sea un valor lo más alto posible (próximo al 100%), lo que indicaría que toda la energía utilizada para la recarga es factible de ser empleada en la salida de la instalación). Si la eficiencia es baja, será necesario aumentar el número de paneles solares para obtener los resultados deseados [17].

Auto descarga: proceso mediante el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse [17].

Profundidad de descarga: cantidad de energía, en tanto por ciento, que se obtiene de la batería durante una determinada descarga, partiendo del acumulador totalmente cargado. Está relacionada con la duración o vida útil del acumulador. Si los ciclos de descargas son cortos (en torno al 20 % por ejemplo), la duración del acumulador será mayor que si se le somete a descargas profundas (por ejemplo, del 80 %) [17].

1.8.6.1 Tipos de Baterías.

Además de los parámetros eléctricos, las características que serían deseables para las baterías a utilizar en las instalaciones solares son:

- Buena resistencia al ciclado (proceso de carga-descarga).
- Bajo mantenimiento.
- Buen funcionamiento con corrientes pequeñas.
- Amplia reserva de electrolito.
- Depósito para materiales desprendidos.
- Vasos transparentes.

Existen diferentes tecnologías en la fabricación de baterías, si bien unas son más adecuadas que otras para utilizarlas en las instalaciones solares.

1.8.7 Selección del regulador.

El regulador controla el estado de carga de los acumuladores midiendo la tensión en bornes de dicha batería. A partir de la tensión medida se desarrolla la estrategia de control de la carga figura (1.13), de ahí la importancia de efectuar una medida correcta evitando las caídas de tensión que se producen en los cables de conexión y en los dispositivos de protección que puede haber entre la batería de acumuladores y el regulador [4].

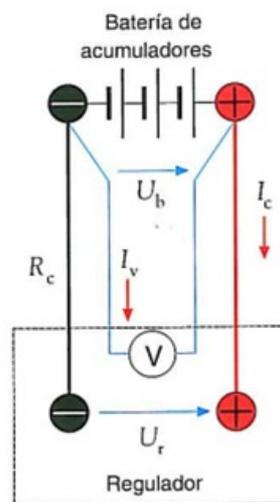


Figura 1.13: Medida de la tensión de la batería (figura extraída de [4]).

Los valores de tensión utilizados como referencia en los procesos de carga y descarga de una batería de acumuladores varían significativamente según la temperatura y el tipo de batería. La mayoría de los reguladores tienen un sensor interno que mide la temperatura, lo que requiere que el regulador esté cerca de la batería.

Otros reguladores permiten la conexión de un sensor de temperatura directamente adosado a la batería. Además de monitorear la tensión de la batería, los

reguladores modernos cuentan con un sistema de autoaprendizaje que considera la capacidad, antigüedad y grado de sulfatación de la batería para optimizar la estrategia de control de carga.

Con base a su conexión o desconexión se pueden clasificar en:

- Regulador en serie.
- Regulador paralelo.
- Regulador todo o nada.
- Reguladores PWM.

Otros aspectos para considerar son los siguientes.

La tensión nominal: Se refiere a la tensión del sistema fotovoltaico para la cual se ha diseñado el regulador, y usualmente coincide con la tensión nominal del sistema de acumulación. Las tensiones más comunes son 12, 24 y 48 V, aunque existen reguladores que pueden trabajar con diferentes tensiones, las cuales pueden ser seleccionadas manual o automáticamente según las necesidades del sistema. La intensidad nominal: Es el valor de la corriente del generador fotovoltaico que el regulador debe controlar. Por lo general, este valor es el mismo tanto para la entrada del generador fotovoltaico como para la salida hacia el circuito de utilización. Se determina en función de la corriente de cortocircuito (I_{sc}), del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (CEM), que incluyen una irradiancia de 1.000 W/m^2 , una temperatura del módulo de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ y un factor de masa del aire AM 1,5. Se recomienda aplicar un factor de seguridad de 1,25 para tener en cuenta días con sol y nubes, donde la irradiancia puede exceder los 1.000 W/m^2 .

Otras características importantes incluyen la tensión máxima en la entrada, la cual no debe exceder la tensión máxima de circuito abierto del generador fotovoltaico, y la corriente de consumo propio del regulador. Dado que el regulador se alimenta del sistema fotovoltaico, es crucial que su consumo sea mínimo para evitar pérdidas de energía innecesarias y maximizar la eficiencia del sistema.

1.8.8 Selección del Inversor.

Un inversor es un dispositivo que convierte corriente continua (CC) en corriente alterna (CA). Este proceso es esencial para utilizar la energía de fuentes de (CC), como paneles solares o baterías, para alimentar dispositivos que funcionan con CA, como electrodomésticos, herramientas eléctricas y equipos electrónicos [19]

1.8.8.1 Funciones del inversor.

1. **Conversión de energía:** Convierte la (CC) en (CA) para que pueda ser utilizada por equipos de (CA).
2. **Regulación de voltaje:** Mantiene un voltaje de salida constante y adecuado para los dispositivos conectados.
3. **Protección:** Protege contra sobrecargas, cortocircuitos y otros fallos eléctricos.

1.8.8.2 Tipos de inversores.

1. Inversores de onda cuadrada

Los inversores de onda cuadrada son dispositivos electrónicos que convierten la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA) de forma que la señal de salida tiene una forma de onda cuadrada. Estos inversores son una de las formas más simples y económicas de inversores, pero su uso está limitado debido a la baja calidad de la señal de salida comparada con otros tipos de inversores, como los de onda sinusoidal modificada o pura [20].

Un inversor de onda cuadrada funciona cambiando la polaridad de la entrada de corriente continua a intervalos regulares para producir una salida de corriente alterna que tiene una forma de onda cuadrada. El proceso de conmutación se puede llevar a cabo utilizando componentes como transistores, MOSFETs, o tiristores [20].

2. Inversores de Onda Sinusoidal Modificada

Los inversores de onda sinusoidal modificada son dispositivos electrónicos que convierten la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA) y producen una forma de onda que es una aproximación escalonada de una onda sinusoidal pura. Estos inversores están diseñados para ser más eficientes y proporcionar una mejor calidad de señal que los inversores de onda cuadrada, pero sin la complejidad y el costo de los inversores de onda sinusoidal pura [20].

Un inversor de onda sinusoidal modificada genera una salida en forma de una serie de pasos que imitan la forma de una onda sinusoidal. Esta forma de onda escalonada reduce algunos de los armónicos presentes en la onda cuadrada, proporcionando una salida más suave que es más adecuada para una variedad más amplia de dispositivos electrónicos [20].

3. Inversores de Cadena (String Inverters)

Los inversores de cadena, también conocidos como string inverters, son dispositivos utilizados en sistemas fotovoltaicos para convertir la (CC) generada por los paneles solares en (CA) utilizable por la red eléctrica o en aplicaciones domésticas e industriales. Estos inversores están diseñados para gestionar la producción de energía de una cadena (o string) de paneles solares conectados en serie [20].

En un sistema de inversor de cadena, varios paneles solares se conectan en serie para formar una cadena. La energía generada por cada panel se suma y se entrega al inversor de cadena, que convierte la corriente continua de la cadena en corriente alterna. Este tipo de configuración es común en instalaciones solares de tamaño mediano a grande debido a su simplicidad y costo relativamente bajo [20].

4. Inversores Centrales

Los inversores centrales son dispositivos utilizados en sistemas fotovoltaicos a gran escala para convertir la (CC) generada por una gran cantidad de paneles solares en (CA) utilizable por la red eléctrica. A diferencia de los inversores de cadena, los inversores centrales gestionan la conversión de energía de múltiples cadenas de paneles solares conectados en paralelo [21].

En un sistema con inversor central, varias cadenas de paneles solares se conectan en paralelo y se agrupan para formar un bloque de energía que se entrega a un único inversor central. Este inversor convierte la corriente continua de todas las cadenas en corriente alterna, que luego se sincroniza y se inyecta en la red eléctrica. Los inversores centrales suelen tener capacidades que van desde varios cientos de kilovatios hasta varios megavatios [21].

5. Microinversores

Los microinversores son dispositivos utilizados en sistemas fotovoltaicos para convertir la (CC) generada por cada panel solar individual en (CA) utilizable por la red eléctrica. A diferencia de los inversores de cadena y los inversores centrales, cada panel solar tiene su propio microinversor, lo que permite una conversión de energía más eficiente y flexible [22].

Cada microinversor se conecta directamente a un único panel solar, convirtiendo la corriente continua generada por el panel en corriente alterna. Esta configuración permite que cada panel opere de manera independiente, optimizando el rendimiento del sistema al minimizar las pérdidas debidas a sombras, suciedad, o fallos individuales de los paneles [22].

6. Inversores Híbridos

Los inversores híbridos son dispositivos versátiles que permiten la integración y gestión de múltiples fuentes de energía, como paneles solares, baterías de almacenamiento y redes eléctricas convencionales. Estos inversores están diseñados para operar en sistemas autónomos (off-grid), sistemas conectados a la red (grid-tied) o sistemas híbridos que combinan ambas modalidades [23].

Un inversor híbrido puede gestionar y optimizar la energía procedente de diversas fuentes de manera simultánea. Por ejemplo, durante el día puede utilizar la energía solar para alimentar la carga y almacenar el exceso en baterías, y por la noche o en momentos de baja producción solar, puede complementar con la energía de la red eléctrica o de las baterías [23].

1.8.9 Tensión de entrada en el inversor.

Este parámetro es importante para asegurar su funcionamiento en [24], se mencionan las siguientes consideraciones para su selección. La tensión de entrada en el inversor de una instalación fotovoltaica no será siempre constante, por lo que el inversor debe ser capaz de transformar distintas tensiones continuas dentro de un determinado rango. Ese rango suele ser de un 15%. El valor de la tensión nominal es un dato de referencia dentro del intervalo de actuación que sirve para identificar el tipo de convertidor.

1.8.9.1 Tipos de onda que generan los inversores.

1. Onda Sinusoidal Pura

Los inversores de onda sinusoidal pura son dispositivos electrónicos que convierten la (CC) en (CA) con una forma de onda que es idéntica a la de la red eléctrica convencional. Estos inversores son conocidos por su capacidad para proporcionar una señal de salida de alta calidad, que es ideal para dispositivos sensibles y equipos electrónicos que requieren una alimentación limpia y estable [20].

Un inversor de onda sinusoidal pura utiliza técnicas avanzadas de modulación para producir una forma de onda que es casi perfectamente sinusoidal. Esto asegura que la salida sea compatible con todo tipo de dispositivos electrónicos, incluyendo aquellos sensibles a las variaciones de la forma de onda, como computadoras, equipos médicos y sistemas de comunicación [20].

2. Onda Sinusoidal Modificada

Los inversores de onda sinusoidal modificada son dispositivos electrónicos que convierten la (CC) en (CA) mediante una forma de onda que consiste en una aproximación escalonada de una onda sinusoidal. Aunque no es tan pura como la onda sinusoidal pura, este tipo de inversor ofrece una mejora significativa sobre los inversores de onda cuadrada en términos de calidad de la señal de salida [20].

Los inversores de onda sinusoidal modificada utilizan técnicas de modulación que generan una forma de onda compuesta por segmentos que imitan la forma de una onda sinusoidal. Esta aproximación escalonada reduce la distorsión armónica en comparación con los inversores de onda cuadrada, lo que los hace más adecuados para dispositivos electrónicos sensibles y aplicaciones que requieren una calidad de energía razonablemente buena a un costo más bajo que los inversores de onda sinusoidal pura [20].

3. Onda Cuadrada

Los inversores de onda cuadrada son dispositivos electrónicos utilizados para convertir la (CC) en (CC) mediante una forma de onda que consiste en pulsos cuadrados. Esta forma de onda es la más básica y menos sofisticada en términos de calidad de la señal de salida [20].

En un inversor de onda cuadrada, la corriente continua se convierte en una forma de onda que alterna entre niveles máximos y mínimos de manera abrupta, formando un patrón de onda cuadrada. Este tipo de inversor es relativamente simple en diseño y menos costoso de fabricar, pero tiene limitaciones significativas en términos de calidad de la energía que puede suministrar [20].

1.8.10 Dimensionado de los conductores del sistema.

La sección de dimensionado de los conductores en un sistema fotovoltaico se enfoca en asegurar que los conductores eléctricos sean capaces de transportar la corriente generada sin sufrir daños ni causar pérdidas excesivas [4].

1. **Criterios de Dimensionado:** El dimensionado de los conductores considera la intensidad de la corriente, la caída de tensión permitida, la capacidad de corriente de los conductores y la temperatura ambiente. Estos factores determinan el tamaño y tipo de conductor adecuado para una instalación específica.
2. **Caída de Tensión:** Para mantener la eficiencia del sistema, la caída de tensión en los conductores debe ser mínima. El autor [4], recomienda que no supere el 3% en sistemas de corriente continua y el 1% en sistemas de corriente alterna.
3. **Capacidad de Corriente:** Es esencial que los conductores puedan soportar la corriente máxima esperada. Esto se determina utilizando tablas de capacidad de corriente, que consideran el tipo de aislamiento del conductor y la temperatura ambiente.
4. **Tipos de Conductores:** Se utilizan diferentes tipos de conductores en instalaciones fotovoltaicas:
 - **Cobre:** Tiene una excelente conductividad eléctrica y térmica, lo que lo hace ideal para la mayoría de las aplicaciones fotovoltaicas. Es más caro que el aluminio pero ofrece menores pérdidas.
 - **Aluminio:** Es más ligero y menos costoso que el cobre, pero tiene una conductividad inferior y requiere conductores de mayor sección para la misma capacidad de corriente.
 - **Aislamiento y Protección:** Los conductores pueden tener diferentes tipos de aislamiento para proteger contra condiciones ambientales y mecánicas. Los conductores aislados con PVC, XLPE o goma son comunes.
5. **Protección de los Conductores:** Para garantizar la seguridad y la integridad de los conductores:
 - **Sobrecargas y Cortocircuitos:** Se deben instalar dispositivos de protección como fusibles y disyuntores que corten la corriente en caso de sobrecarga o cortocircuito. Estos dispositivos deben estar dimensionados para proteger los conductores sin activarse en condiciones normales de operación.

- **Condiciones Ambientales:** Los conductores deben ser resistentes a la radiación (UV), humedad, productos químicos y temperaturas extremas. Los conductores utilizados en exteriores deben tener un aislamiento resistente a los rayos (UV) y una protección adicional contra la intemperie.

Para determinar la sección de conductores se aplica la ecuación 1.16, en función de la corriente y la ecuación 1.17, en función de la corriente y el factor de potencia respectivamente.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta U\% \cdot \sigma} \quad (1.16)$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot fp}{\Delta U\% \cdot \gamma_{\theta}} \quad (1.17)$$

Donde:

S : Sección del conductor (mm^2).

L : Longitud del trayecto (m).

I : Corriente de línea (A).

$U\%$: Caída de tensión máxima permisible porcentual por tensión (%).

Fp : Factor de potencia (adimensional).

σ : Conductividad del cable $\left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}\right)$

CAPÍTULO 2

DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

2.1 Introducción.

El propósito principal de este capítulo es desarrollar un diseño para un sistema fotovoltaico aislado capaz de alimentar las cargas auxiliares de corriente continua de la Subestación Gualaquiza, operada por EERSSA – Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A. Este proyecto se concibe como una alternativa ecológica, buscando integrar energía renovable en la infraestructura de la subestación. El sistema está diseñado para diversificar la fuente de alimentación actual de las cargas, promoviendo el uso de energías renovables y reduciendo la dependencia de fuentes de energía convencionales.

2.2 Condiciones climáticas de la zona.

El cantón Gualaquiza, situado en la provincia de Morona Santiago, Ecuador con latitud: $-3,4544272^{\circ}$, y longitud: $-78,5533086^{\circ}$ Como se muestra en la figura 2.1. Presenta condiciones climáticas características de la región amazónica. Su ubicación geográfica le confiere un régimen de radiación solar relativamente constante a lo largo del año, factor relevante para consideraciones energéticas.

La zona experimenta temperaturas cálidas, con promedios anuales que oscilan entre los 18°C y 25°C , como se puede comprobar en la tabla 2.1. Este rango térmico se mantiene estable, sin variaciones estacionales significativas. La topografía del cantón presenta variaciones de altitud, lo que puede influir positivamente en la exposición solar y en la formación de microclimas locales, favoreciendo la recepción de radiación solar según la ubicación específica dentro del cantón.

La región se beneficia de una radiación solar constante durante todo el año, ideal para sistemas fotovoltaicos. La estabilidad térmica del área minimiza el riesgo de sobrecalentamiento en los paneles solares, prolongando su vida útil. Además, la variada topografía y vegetación contribuyen a la regulación natural del microclima, creando condiciones favorables para la generación de energía solar.

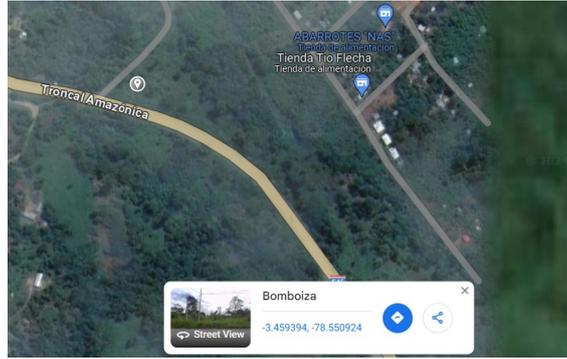


Figura 2.1: Ubicación geográfica de la subestación Gualaquiza extraída de Google Earth (2024).

2.3 Ángulo de Inclinación óptimo.

Se determina el ángulo de inclinación óptimo para los paneles fotovoltaicos con base en la latitud del lugar de instalación juntamente con la ecuación 2.1, además de considerar la recomendación de [25], donde menciona que este no tiene que ser menor a 5° . Para maximizar la captación de energía solar y no dificultar la limpieza del panel, se calculó que el ángulo de inclinación adecuado corresponde a $6,08^\circ$. Esto asegura que los paneles reciban la máxima cantidad de radiación solar directa durante todo el año, mejorando así la eficiencia y la producción energética del sistema.

Las coordenadas geográficas que se utilizaron son:

Latitud: $-3,45^\circ$

Longitud: $-78,55^\circ$

$$\beta_{\text{opt}} = 1 + 0.69 \cdot |\phi| \quad (2.1)$$

donde:

- β_{opt} : Inclinación óptima (grados sexagesimales).
- $|\phi|$: Latitud (grados sexagesimales).

$$\begin{aligned} \beta_{\text{opt}} &= 3,7 + 0,69 \cdot |-3,45| \\ \beta_{\text{opt}} &= 6,08^\circ \end{aligned}$$

2.4 Recurso solar disponible.

Para determinar el recurso solar disponible en el sitio del proyecto, se ha utilizado la herramienta en línea PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), para el año 2020. Esta plataforma proporcionó un conjunto de datos específicos para la ubicación, como se muestra en la tabla 2.1, incluyendo información mensual sobre irradiación global horizontal, estimaciones de irradiación en un plano inclinado y la temperatura del lugar. Previamente, se determinó el ángulo óptimo de inclinación para calcular la radiación solar incidente en el plano de los paneles.

Tabla 2.1: Recurso solar disponible (Subestación Gualaquiza)

Meses	IGH (kWh/m ²)	IG con β_{opt} (kWh/m ²)	Temperatura mensual
Enero	129,83	125,16	20,5°
Febrero	136,03	133,12	20,4°
Marzo	133,77	133,55	20,3°
Abril	98,52	100,22	19,7°
Mayo	95,01	98,27	19,1°
Junio	107,37	112,3	19°
Julio	109,8	114,18	18,4°
Agosto	142,04	145,77	19,2°
Septiembre	134,65	135,36	19,3°
Octubre	148,5	146,29	19,7°
Noviembre	144,98	140,47	20,4°
Diciembre	137,56	132,36	18,9°
Anual	1518,06	1517,05	19,58°

Fuente: (JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)-European Commission, n.d.)

A partir de los datos de irradiación obtenidos, se determina el valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal y con la inclinación óptima que se muestran en la tabla 2.2. Los datos presentados se utilizarán posteriormente para el diseño del generador fotovoltaico.

Incluir la temperatura en la tabla de recurso solar disponible es esencial para comprender el impacto en los parámetros eléctricos de los paneles solares, como el voltaje y la corriente. Aunque la irradiación solar proporciona una estimación de la energía disponible, la temperatura ambiente juega un papel crucial en la determinación del comportamiento eléctrico del sistema fotovoltaico.

Tabla 2.2: Valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal y con ángulo óptimo

Meses	Días	Irradiación diaria. $G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² · día)]	Irradiación diaria con β_{opt} $G_{dm}(0, \beta_{opt})$ [kWh/(m ² · día)]
Enero	31	4,18	4,04
Febrero	29	4,69	4,59
Marzo	31	4,31	4,31
Abril	30	3,28	3,34
Mayo	31	3,06	3,17
Junio	30	3,58	3,74
Julio	31	3,54	3,68
Agosto	31	4,58	4,7
Septiembre	30	4,49	4,51
Octubre	31	4,79	4,72
Noviembre	30	4,83	4,68
Diciembre	31	4,44	4,26

2.5 Demanda energética promedio.

En este apartado se presenta el análisis de la demanda media diaria proyectada para la subestación en estudio. Para esto, se considera el consumo medio diario previsto para la subestación. Este enfoque permite evaluar de manera precisa las necesidades energéticas y la capacidad requerida para satisfacer dichas demandas mediante el generador fotovoltaico. El consumo que se muestra en la tabla 2.3 puede compararse con lo expuesto en [3], donde se analiza el impacto de estas cargas en relación a la demanda total de este tipo en instalaciones.

Tabla 2.3: Inventario de consumo medio diario eléctrico de las cargas auxiliares en 125 VCC.

Receptor	Tensión	Cantidad	Demanda: (W)	Uso diario: (h)	Consumo diario (W _d) : (kWh)
Cargar a suminitrar	125 VCC	1	2700	24	64,8

2.6 Dimensionamiento.

2.6.1 Irradiación global diaria sobre la superficie del generador.

Una vez obtenida la latitud $\phi = -3.45^\circ$ donde se encuentra la subestación, y determinado el valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal. Para este caso, se utiliza el criterio del peor mes, siendo mayo, con una irradiación $G_{dm}(0) = 3.06 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}\right)$.

Para determinar la constante de periodo de diseño se toma los valores de la tabla 2.2 y la ecuación 2.2

$$k = \frac{G_{dm}(0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)} \quad (2.2)$$

donde:

k : Constante del periodo de diseño (adimensional)

$G_{dm}(0, \beta_{opt})$: Irradiación diaria para un plano inclinado con ángulo óptimo $\left[\frac{\text{kWh}}{(\text{m}^2 \cdot \text{día})} \right]$

$G_{dm}(0)$: Irradiación diaria sobre el plano horizontal $\left[\frac{\text{kWh}}{(\text{m}^2 \cdot \text{día})} \right]$

$$k = \frac{3,17}{306}$$

$$k = 1,035$$

La irradiación diaria media sobre el plano inclinado a la inclinación óptima es 1.035 veces la irradiación diaria media sobre un plano horizontal.

Sabiendo que los paneles se van a colocar en una superficie plana ósea $\beta = 0^\circ$, distinto al de la inclinación óptima, con esto se determina el factor de irradiación haciendo uso de la ecuación 2.3.

Para inclinaciones de: $\beta \leq 15$:

$$FI = 1 - [1,2 \cdot 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2] \quad (2.3)$$

donde:

FI : Factor de irradiación (adimensional)

β : Inclinación de la superficie (grados sexagesimales)

β_{opt} : Inclinación de la superficie (grados sexagesimales)

$$FI = 1 - [1,2 \cdot 10^{-4}(0 - 6.08)^2]$$

$$FI = 0,996$$

El FI muy cercano a 1 demuestra que la configuración es bastante eficiente, con una pérdida mínima en la captación de energía solar.

Para este diseño se considera un factor de sombreado (FS) de uno en ausencia de sombras, además como se menciona en [4], el acimut tendrá relevancia para ángulos mayores a 15 grados influyendo en el FI. Para zonas ecuatoriales el α tiende a tener una inclinación de 0. Una vez definido todos estos parámetros se tiene el siguiente valor de irradiación global diaria sobre la superficie del generador. Aplicándolo en la ecuación 2.4.

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS \quad (2.4)$$

donde:

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: irradiación global diaria sobre la superficie del generador inclinada un ángulo β y orientada un acimut α ($\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$)

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = (3,06) \cdot (1.035) \cdot (0,996) \cdot (1)$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 3,15 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right)$$

2.6.2 Módulos fotovoltaicos.

El modelo módulo fotovoltaico seleccionado es SR-72M 570NHLPro de ENF SOLAR de la figura 2.2, se muestran sus características técnicas extraídas del anexo 1: $P_{\text{máx}}=570$ W, $U_{\text{oc}}=50.89$ V, $I_{\text{sc}}=14,40$ A, $U_{\text{mpp}}=42,05$ V, $I_{\text{mpp}}=13,56$ A, $\alpha_o=0,045$ %/°C, $\beta=-0.249$ %/°C.

donde:

- $P_{\text{máx}}$: Potencia máxima del módulo (W).
- U_{oc} : Tensión de circuito abierto del módulo (V).
- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito del módulo (A).
- U_{mpp} : Tensión máxima del módulo (V).
- I_{mpp} : Intensidad máxima del módulo (A).

ENGINEERING DRAWINGS

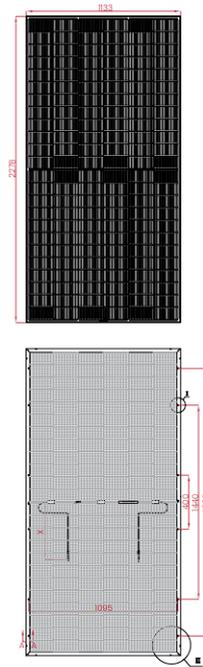


Figura 2.2: Panel a utilizar SR-72M 570NHLPro de ENF SOLAR (extraída de anexo 1.)

- α_o : coeficiente intensidad-temperatura del módulo ($\%/^{\circ}\text{C}$ o $\text{mA}/^{\circ}\text{C}$).
- β : coeficiente tensión-temperatura del módulo ($\%/^{\circ}\text{C}$ o $\text{mA}/^{\circ}\text{C}$).

El parámetro de U_{oc} es un valor que tiende a cambiar con temperaturas distintas a las de los ensayos normalizados. Por lo que en [4], recomienda realizar la corrección de este en base a la temperatura más baja del lugar, de la tabla 2.1 se obtiene que esta corresponde a $18,4^{\circ}\text{C}$. Con la ecuación 2.5 se obtiene el siguiente valor.

$$U_{oc(T)} = U_{oc} + \beta(T - 25) \quad (2.5)$$

donde:

$U_{oc(T)}$: Tensión de circuito abierto por panel con temperatura más desfavorable (V)

β : Coeficiente de tensión-temperatura ($\%/^{\circ}\text{C}$)

T : Temperatura más desfavorable ($^{\circ}\text{C}$)

$$U_{oc(T)} = 50,89 + (-0,249)(18,4 - 25)$$

$$U_{oc(T)} = 52,53 \text{ V}$$

Considerando que este es un sistema aislado, que contara con un inversor y baterías, se ha tomado en cuenta un rendimiento energético de la instalación (PR) de

0.6 esto siguiendo la recomendación de [4] y [26]. Una vez establecido este parámetro, se calcula la potencia mínima del generador fotovoltaico con la ecuación 2.6.

$$P_{Gmin} = \frac{W_d \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta_{opt}) \cdot PR} \quad (2.6)$$

donde:

P_{Gmin} : Potencia mínima del generador fotovoltaico (W)

W_d : Consumo de energía diario (Wh)

G_{CEM} : Irradiancia en condiciones CEM (constante valor 1000 W/m²)

PR : Rendimiento energético de la instalación (adimensional)

donde:

$$P_{Gmin} = \frac{64.800 \cdot 1000}{3150 \cdot 0,7}$$

$$P_{Gmin} = 29.387,76 \text{ W}$$

Además [4] recomienda que la potencia máxima del generador no sobrepasara el 20 % del valor P_{Gmin} calculado. Esto se observa mediante la siguiente ecuación 2.7.

$$P_{Gmin} \leq P_{Gmax} \leq 1,2 \cdot P_{Gmin} \quad (2.7)$$

donde:

P_{Gmax} : Potencia máxima del generador fotovoltaico (W)

$$29.387,76 \text{ W} \leq P_{Gmax} \leq 35.265,31 \text{ W}$$

El número de módulos totales se determina mediante la ecuación 2.8.

$$N_T \geq N_s \cdot N_p \geq \frac{P_{Gmin}}{P_{máx}} \quad (2.8)$$

donde:

N_s : Número de módulos en serie.

N_p : Número de módulos en paralelo.

$P_{\text{máx}}$: Potencia máxima producida por módulo (W).

N_T : Número total de paneles para el arreglo fotovoltaico.

donde:

$$N_T \geq \frac{29.387,76}{570}$$
$$N_T \geq 51,56 \text{ Paneles.}$$

El cálculo presentado constituye una estimación preliminar que será objeto de refinamiento en etapas posteriores del diseño y se acompañarán de la correspondiente justificación técnica.

2.6.3 Inversor.

Para el diseño del sistema fotovoltaico, se ha seleccionado el inversor trifásico híbrido Hybrid Inverter AF10K-THA figura 2.3. La elección se fundamenta en la necesidad de adaptarse a la alimentación trifásica del cargador-rectificador del sistema de cargas auxiliares en corriente continua de la subestación. Este modelo cuenta con las siguientes características extraídas de su ficha técnica disponible en el anexo 2. $U_{\text{max-pv}}=1000$ V, $N_{\text{trk}}=2$, $I_{\text{max-trk}}=20$ A y $P_{\text{max-trk}}=15.000$ W.

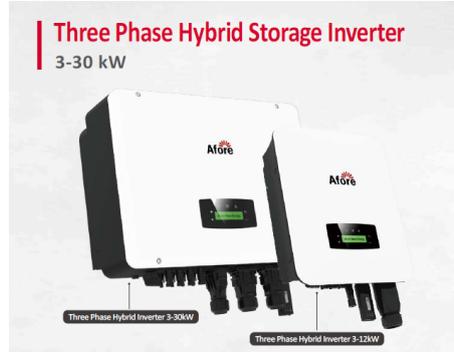


Figura 2.3: Hybrid Inverter AF10K-THA (extraída de anexo 2).

donde:

$U_{\text{max-pv}}$: Voltaje máximo admisible del generador fotovoltaico (V).

N_{trk} : Número de rastreadores (Adimensional).

$I_{\text{max-trk}}$: Corriente máxima por rastreador (A).

$P_{\text{max-trk}}$: Potencia máxima admisible del generador fotovoltaico por entrada (W).

Como se ha señalado previamente, existe una interdependencia significativa entre los componentes de un sistema fotovoltaico. En consecuencia, el cálculo inicial del

número de módulos del modelo seleccionado será ajustado para su integración con el inversor establecido. Este proceso implica la determinación del número de paneles en configuración serie-paralelo que se adapten las especificaciones técnicas del regulador de carga.

Para determinar el N_{TI} (Número de módulos por inversor) se adapta la P_{max} a la $P_{max-trk}$ mediante la ecuación 2.9.

$$N_{TI} = \frac{P_{max/trk}}{P_{max}} \quad (2.9)$$

donde:

$$N_{TI} = \frac{15000}{570}$$

Lo que resulta en:

$$N_{TI} = 26,32$$

El cálculo realizado arrojó un resultado decimal para el número del N_{TI} . Sin embargo, dado que no es posible instalar fracciones de paneles solares, se toma el número entero inferior, sin redondear automáticamente. Esta decisión se fundamenta en que al redondear al entero superior y multiplicarse por la P_{max} este supera el valor establecido para la $P_{max/trk}$ por lo tanto se dispone en:

$$N_{TI} = 26 \text{ Paneles por inversor.}$$

Ahora se determina el número de inversores mediante la ecuación 2.10.

$$N_i = \frac{N_T}{N_{TI}} \quad (2.10)$$

donde:

N_i : Número de inversores (adimensional).

$$N_i = \frac{51.56}{26}$$

$$N_i = 1,98$$

En este caso se opta por redondear al entero superior. Esta decisión asegura que se pueda manejar el número de módulos necesarios en el cálculo preliminar. Cabe recalcar que, debido a esto, es necesario volver a calcular el número de paneles, que será el número definitivo de módulos, con la ecuación 2.11.

$$N_i = 2 \text{ Inversores.}$$

$$N_{Ta} = N_i \cdot N_{TI} \quad (2.11)$$

donde:

N_{Ta} = Número total de módulos ajustado al N_i (adimensional)

$$N_{Ta} = 2 \cdot 26$$

$$N_{Ta} = 52 \text{ Paneles.}$$

Con este valor se calcula la P_{Gmax} usando la ecuación 2.12.

$$P_{Gmax} = N_{Ta} \cdot P_{max} \quad (2.12)$$

$$P_{Gmax} = 52 \cdot 570$$

$$P_{Gmax} = 29.640 \text{ W}$$

Finalmente, con el fin de asegurar el dimensionamiento tanto de los módulos como el inversor, se verifica que cumpla con las condiciones de la ecuación 2.7.

$$29.387,76 \text{ W} \leq P_{Gmax} \leq 35.265,31 \text{ W}$$

$$29.387,76 \text{ W} \leq 29.640 \text{ W} \leq 35.265,31 \text{ W}$$

Se observa que el valor de la P_{Gmax} calculada se encuentra del rango permisible siendo mayor que la P_{Gmin} pero menor que el 120 % de la misma.

Ahora para poder distribuir los módulos para cada inversor se considera que cada uno tiene la capacidad para albergar hasta 26 módulos del modelo seleccionado. Considerando que cada inversor cuenta con dos entradas, se distribuye el total de módulos entre estas, resultando en dos N_{si} (cadena/as independiente/es) de 13 módulos por entrada y un $N_p = 1$ este ultimo no puede ser mayor debido a que superaría la $I_{max-trk}$.

Es necesario verificar que los parámetros eléctricos de cada cadena no excedan los límites admisibles del inversor. Por lo tanto, se procede a realizar una comprobación con las ecuaciones 2.13 y 2.14.

$$N_{si} \cdot U_{oc(T)} \leq U_{max-PV} \quad (2.13)$$

$$N_p \cdot (I_{sc} \cdot 1,25) \leq I_{max-trk} \quad (2.14)$$

Entonces:

$$13 \cdot (52,53 \text{ V}) \leq 1000 \text{ V}$$

$$682,89\text{V} \leq 1000\text{V}$$

El voltaje que produce la N_{si} es admisible por que no supera el U_{max-PV} .

$$1 \cdot (14,40 \text{ A} \cdot 1,25) \leq 20 \text{ A}$$

$$18 \text{ A} \leq 20 \text{ A}$$

La corriente que produce la N_{si} es admisible por que no supera el $I_{max-trk}$.

2.6.4 Baterías.

Dado que se trata de un sistema aislado que opera continuamente durante las 24 horas del día, el uso de baterías es fundamental para esta instalación. Por esta razón, se ha seleccionado el modelo High Voltage LiFePO4 Battery, como se muestra en la figura 2.4. Las especificaciones detalladas de esta batería se encuentran en el anexo (3). Se determina ahora su consumo medio diario en Ah con la ecuación 2.15.



Figura 2.4: Rack tipo High Voltage Lithium Battery System 256V-512V 100Ah (extraída del anexo 3).

$$q_d = \frac{W_d}{U_B} \quad (2.15)$$

donde:

q_d : Consumo medio diario (Ah/día)

U_B : Voltaje nominal de la batería (V)

$$q_d = \frac{64800}{512}$$

$$q_d = 126,56 \text{ Ah/día}$$

La radiación solar en esta localidad presenta una variación del 6,7%. Considerando esto, se establece una autonomía de un día para el sistema. Se determina una capacidad de descarga para 20 horas, representando el peor escenario, dado que la duración de la radiación solar es de 4 horas, como se observa en la figura 2.5. Para este tipo de baterías, el fabricante recomienda una profundidad de descarga del 80%. La capacidad de las baterías se calcula aplicando la ecuación 2.16.

$$C = \frac{q_d \cdot A}{P_{dmax}} \quad (2.16)$$

donde:

C : Capacidad de los acumuladores (Ah)

P_{dmax} : Profundidad de descarga (adimensional)

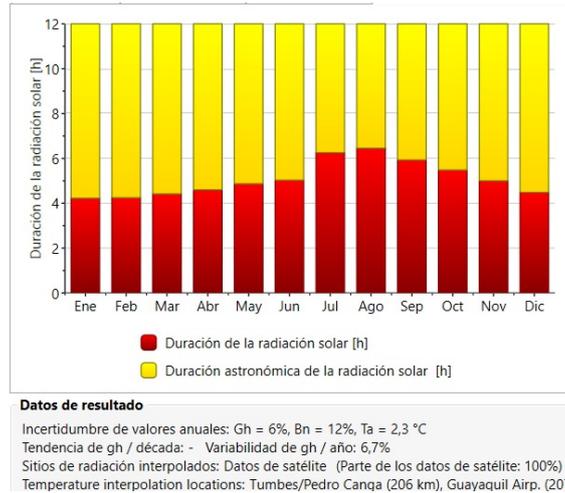


Figura 2.5: Duración de radiación solar (extraída de Meteonorm v8.2.0).

$$C = \frac{126,56 \cdot 1}{0,8}$$

$$C = 158,2 \text{ Ah}$$

Utilizando este valor de capacidad y aplicando la ecuación 2.17, se procede a calcular el número de baterías que deben conectarse en paralelo para alcanzar la capacidad total requerida por el sistema.

$$N_{bp} = \frac{C}{c_b} \quad (2.17)$$

Donde se tiene que:

N_{bp} : Número de baterías en paralelo

c_b : Capacidad nominal del acumulador (Ah)

$$N_{bp} = \frac{158,2}{100}$$

$$N_{bp} = 1,582 \approx 2$$

Una vez determinado el número de baterías en paralelo, se procede a recalculer los días de autonomía del sistema que puede ofrecer . Este cálculo inverso se realiza utilizando las ecuaciones 2.18 y 2.19 previamente establecidas.

$$N_{bp} = 2$$

$$C = C_b \cdot N_{bp} \quad (2.18)$$

$$A = \frac{C \cdot P_{dmax}}{q_d} \quad (2.19)$$

Entonces:

$$C = 100 \cdot 2$$

$$C = 200 \text{ Ah}$$

Con esta nueva capacidad determinamos los días de autonomía.

$$A = \frac{200 \cdot 0,8}{126,56}$$

$$A = 1,26$$

La verificación indica que el sistema de baterías proporciona 1 día y 6 h de autonomía extra aproximadamente. Con el fin de no paralelizar los racks baterías estas se pueden conectar de manera independiente a cada uno de los inversores.

2.7 Área necesaria para el generador fotovoltaico

La distribución del espacio se organiza para clarificar el área necesaria para implementar el sistema fotovoltaico destinado a alimentar el circuito de cargas auxiliares. Se sabe que para esta instalación se necesitan 52 módulos con las dimensiones expuestas en la figura 2.6.

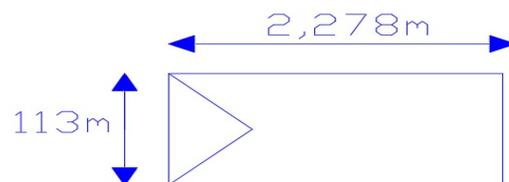


Figura 2.6: Dimensiones del módulo (Elaborado por autores).

Se establece que cada inversor alberga un máximo de 26 paneles, distribuidos en dos cadenas compuesta por 13 módulos cada una como se muestra en la figura 2.7. En consecuencia, se configuran dos arreglos con esa cantidad de paneles.

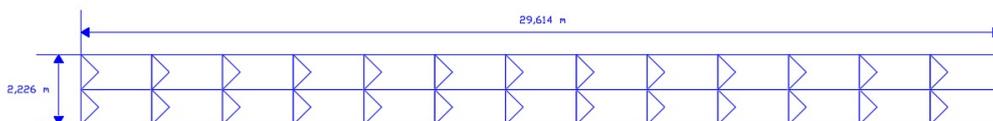


Figura 2.7: Arreglo de módulos fotovoltaicos (Elaboración por autores).

Para determinar la separación entre arreglos figura 2.8, se considera la disposición mostrada en la figura 2.9. Siguiendo la recomendación de [27], esta separación se calcula utilizando las ecuaciones 2.20 y 2.21:

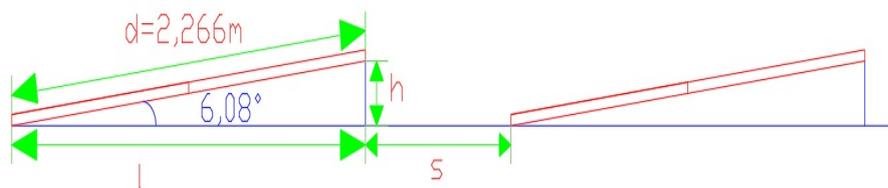


Figura 2.8: Separación entre paneles (Elaborado por autores).

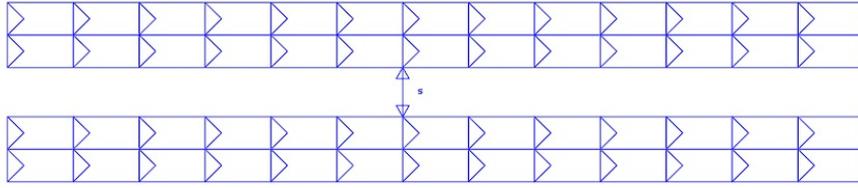


Figura 2.9: Disposición de los dos arreglos los módulos (Elaborado por autores).

Se determina primero la altura del arreglo fotovoltaico (h).

$$h = d \cdot \tan(\beta_{opt}) \quad (2.20)$$

donde:

$$h = (2,266) \cdot \tan(6,08)$$

$$h = 0,24 \text{ m}$$

Con ese dato ya es posible determinar la separación.

$$s = \frac{h}{\tan(61 - \phi)} \quad (2.21)$$

donde:

s : Separación entre arreglos de paneles (m).

$$s = \frac{0,24}{\tan(61 + 3,45)}$$

$$s = 0,11 \text{ m}$$

Dado que la distancia calculada resulta muy pequeña debido al bajo ángulo de inclinación, se establece una separación mayor entre arreglos para facilitar los temas de mantenimiento y la limpieza. Se añaden 2 m adicionales a la distancia calculada, resultando en $s = 2,11 \text{ m}$. Con estos valores se establecen las siguientes dimensiones para el generador fotovoltaico figura 2.10.

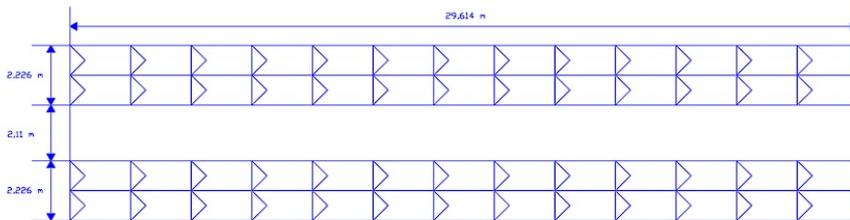


Figura 2.10: Dimensiones del generador fotovoltaico (Elaborado por autores).

Con las dimensiones presentadas en la figura 2.10, se determina el área necesaria

para la colocación de los módulos (A_n).

$$A_n = (2,226m + 2,11m + 2,226m)(29,614m)$$

$$A_n = 194,32 \text{ m}^2$$

se debe asegurar que el espacio disponible cumpla con estas dimensiones para garantizar una correcta instalación y funcionamiento de los módulos. Este valor permite planificar la disposición de los módulos, asegurando que haya suficiente espacio para su colocación y mantenimiento.

2.8 Sala de Equipos

Para el diseño de la sala de equipos que albergue 2 bancos de baterías (B.B) de 0.442 m x 0.44 m, 2 inversores híbridos (Inv) de 0.371 m x 0.192 m, un cuadro de protecciones (C.P), además de considerar una distancia de 5 m desde los paneles hasta la pared que contienen los inversores, figura 2.11. Con todo esto, se han considerado las siguientes especificaciones y recomendaciones, que se mencionan en [28]:

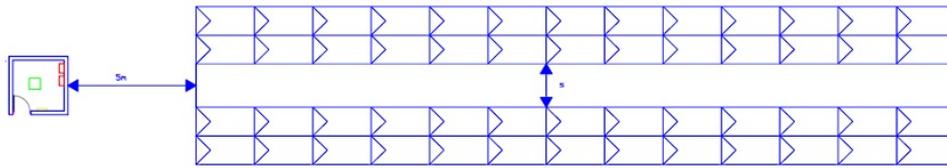


Figura 2.11: Espaciamiento entre sala técnica y generador fotovoltaico (Elaborado por autores).

2.8.1 Dimensiones internas y externas

Las dimensiones internas mínimas de la sala son de 2 m de largo por 2 m de ancho. El grosor típico de las paredes de bloques de concreto o ladrillos es de 0.15 m. Por lo tanto, las dimensiones externas de la sala son de 2.3 m de largo por 2.3 m de ancho. La altura recomendada para la sala es de 2.5 m, asegurando suficiente espacio para la ventilación y el acceso al equipo.

2.8.2 Distribución de equipos

- **Banco de baterías:** Se ubicará aproximadamente en el centro de la sala, dejando un espacio de al menos 0.69 m alrededor entre las paredes.
- **Inversor híbrido:** El montaje se realizará en la pared adyacente, dejando un espacio mínimo de 0.73 m alrededor desde las baterías. Se propone instalar un

armazón para albergar los dos inversores. Esta estructura facilita una posible ampliación futura de la instalación, evitando daños adicionales a la pared.

- **Cuadro de protecciones:** Se colocará al ingreso de la puerta haciéndolo accesible, dejando 0.74 m en referencia al espacio ubicado de las baterías.

Esta distribución se observa en la figura 2.12.

2.8.3 Acceso y ventilación

La puerta de acceso debe ser de al menos 0.7 m de ancho y 2 m de alto. Para asegurar una buena ventilación y evitar el sobrecalentamiento del equipo, se deben instalar rejillas de ventilación en la parte superior e inferior de las paredes. Además, se puede considerar un ventilador extractor si la ventilación natural no es suficiente.

2.8.4 Materiales y seguridad

Las paredes deben ser de bloques de concreto o ladrillos, con un revestimiento para protección contra la humedad. El techo debe ser de material resistente a las condiciones climáticas, con aislamiento térmico, y el piso debe ser de cemento con un recubrimiento antideslizante y resistente a productos químicos. Se recomienda instalar luces LED en el techo, así como sensores de temperatura y alarmas para mayor seguridad. Es importante destacar que estas sugerencias son solo una guía general y no representan necesariamente el diseño final que se implementará. Estas propuestas están orientadas a proporcionar una base sólida sobre la cual se puede desarrollar un diseño más detallado y adaptado a las condiciones específicas del proyecto.

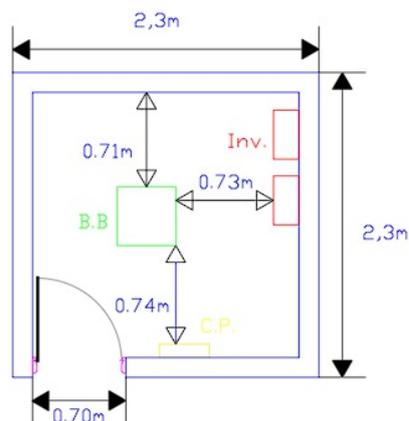


Figura 2.12: Distribución y medidas de la sala técnica (Elaborado por autores).

2.8.5 Requisitos estructurales para los paneles.

El diseño de las estructuras de soporte para los paneles solares requiere considerar diversos parámetros esenciales para la estabilidad del sistema. Cada arreglo consta de dos cadenas de 13 paneles, totalizando 26 paneles por arreglo. Las dimensiones de cada panel son 2,278 m de largo, 1,133 m de ancho, 35 mm de espesor, con un peso de 28 kg. Los paneles se disponen en una estructura tipo rampa, colocados de manera contigua. Esto resulta en un ancho total de 2,266 m y un largo de 29,614 m por arreglo. La inclinación de los paneles es de 6,08 grados, configuración que favorece la captación de energía solar. La carga estructural es un aspecto crítico. El peso total de los paneles en cada arreglo es de 728 kg. El diseño de la estructura debe contemplar, además del peso propio de los paneles, cargas adicionales como viento y condiciones sísmicas de la región.

Entre los dos arreglos se establece una distancia de separación de 2,11 m para facilitar el mantenimiento. Esta separación, aunque no afecta directamente los cálculos estructurales, es relevante para la operatividad y el acceso.

El diseño de las estructuras debe realizarse en colaboración con el fabricante. Este enfoque busca que las especificaciones del sistema sean precisas y que las estructuras cumplan con los estándares de seguridad y durabilidad necesarios. Se plantea la solicitud de dos estructuras con las características mencionadas, capaces de soportar el peso y las condiciones ambientales específicas de la instalación.

2.9 Conductores.

En Ecuador, según [4], para sistemas solares fotovoltaicos establece ciertos límites de caída de tensión para asegurar una operación eficiente y segura de los sistemas. Generalmente, se recomienda que la caída de tensión máxima en sistemas de energía solar fotovoltaica no exceda el 3%. Para la conexión entre módulos se sigue la recomendación del fabricante cable y conector 4 mm^2 . Por lo que selecciona el RELIAGINT Kit de 1.5 m figura 2.13, se ocupan un conjunto de 48 kits.



Figura 2.13: RELIAGINT Kit de 1.5 m (extraída de anexo 4)

Para el cálculo de la sección de los conductores en CC Y AC se utilizan las

ecuaciones 2.22 y 2.23 correspondientemente.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta U_{\%} \cdot \sigma} \quad (2.22)$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot fp}{\Delta U_{\%} \cdot \gamma_{\theta}} \quad (2.23)$$

donde:

S : Sección del conductor (mm^2).

L : Longitud del trayecto (m).

I : Corriente de línea (A).

$\Delta U_{\%}$: Caída de tensión máxima permisible porcentual por tensión (%).

fp : factor de potencia (adimensional).

σ : Conductividad del cable $\left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}\right)$

γ_{θ} : Conductividad del cable $\left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}\right)$ a una temperatura específica.

La determinación de la máxima caída de tensión permisible se realiza considerando la trayectoria de corriente más desfavorable y el $U_{\%} = 3\%$ de caída de tensión máxima.

Calculamos la caída de voltaje con la ecuación 2.24.

$$\Delta U = U_s \cdot \Delta W_{\%} \quad (2.24)$$

donde:

ΔU : Caída de voltaje máxima (V)

U_s : Voltaje de salida (V)

Para la conductividad en DC $\sigma = 45\left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}\right)$, y para AC $\sigma = 56\left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}\right)$, las fichas técnicas de los conductores seleccionados se encuentran en el anexo 4 y anexo 5.

Trayecto 1: Conexión entre módulos e inversor tomamos $I_{sc} = 14,40$ A con un coeficiente de seguridad de 1,25, entonces se tiene: $I_{T1} = 1,25 \cdot 14,40 = 18$ A con una longitud de $L = 10$ m.

$$\Delta U_{\%1} = 420,24 \cdot 3\%$$

$$\Delta U_1 = 12,60 \text{ V}$$

$$S_1 = \frac{2 \cdot 10 \cdot 18}{45 \cdot 12,60}$$

$$S_1 = 0,63 \text{ mm}^2$$

Trayecto 2: Conexión entre el inversor y banco de baterías. La $I_{cn} = 30$ A con un coeficiente de seguridad de 1,25, entonces se tiene: $I_{T2} = 1,25 \cdot 30 = 37,5$ A con una longitud de $L = 2$ m.

$$\Delta U\%_2 = 512 \cdot 3\%$$

$$\Delta U_2 = 15,36 \text{ V}$$

$$S_2 = \frac{2 \cdot 2 \cdot 37,5}{45 \cdot 15,36}$$

$$S_2 = 1,95 \text{ mm}^2$$

Trayecto 3: Conexión entre el inversor y el cuadro de protecciones. En este caso la intensidad será el resultado de dividir la potencia generada por los inversores 20,00 kW y el voltaje trifásico 220 AC que manejan entonces $I_{(i-ca)} = 58,31$ A entonces $I_{T3} = 1,25 \cdot 58,31 = 72,89$ A con una longitud de $L=2,5$ m.

$$\Delta U\%_3 = 220 \cdot 3\%$$

$$\Delta U_3 = 6.6 \text{ V}$$

$$S_3 = \frac{2 \cdot 2,5 \cdot 72,89 \cdot 0,9}{56 \cdot 6.6}$$

$$S_3 = 0,88 \text{ mm}^2$$

Trayecto 4: Cuadro de protecciones y el cargador. En este caso $I_{(i-ca)} = 58,31$ A entonces $I_{T4} = 1,25 \cdot 58,31 = 72,89$ A con una longitud de $L=2,5$ m.

$$\Delta U\%_4 = 220 \cdot 3\%$$

$$\Delta U_4 = 6.6 \text{ V}$$

$$S_4 = \frac{2 \cdot 2,5 \cdot 72,89 \cdot 0,9}{56 \cdot 6.6}$$

$$S_4 = 8,87 \text{ mm}^2$$

Tabla 2.4: Sección calculada y sección comercial seleccionada para los conductores.

Sección	Sección calculada por caída de tensión e intensidad	Tipo de corriente CC/CA	Sección comercial y intensidad del conductor
S1	0,63 mm ² /18 A	CC	1.5 mm ² /29 A
S2	1,95 mm ² /37,5 A	CC	2,5 mm ² /39 A
S3	0,88 mm ² /72,89 A	CA	13,3 mm ² /75 A
S4	8,87 mm ² /72,89 A	CA	13,3 mm ² /75 A

Para los conductores en continua se utiliza el CABLE CENTELSA FOTO-VOLTAICO H1Z2Z2-K 1,0 kV AC (1,5 kV DC) 90°C HF FR anexo (5) y para los conductores en alterna Conductor de cobre para 0.6 kV aislado con policloruro de vinilo (PVC) 90 °C, y chaqueta de poliamida (nylon) anexo (6).

2.10 Protecciones.

2.10.1 Protecciones para los módulos fotovoltaicos.

En este caso, no existen módulos en paralelo, puesto que cada entrada del inversor funciona de manera independiente. Por consiguiente, se utiliza directamente la $I_{sc} = 14.40$ A, mediante la ecuación 2.25 para calcular corriente del fusible, el cual ha sido seleccionado como elemento de protección debido a la accesibilidad que se tiene al área de los paneles.

$$I_{fpv} = 1,5 \cdot I_{SC} \quad (2.25)$$

donde:

I_{fpv} : Corriente del fusible para protección por (string/cadena) de paneles (A)

$$I_{fpv} = 1,5 \cdot 14,40$$

$$I_{fpv} = 21,6 \text{ A}$$

Para el voltaje se usa la ecuación 2.26:

$$U_{fpv} = 1.2 \cdot N_{si} \cdot U_{OC(T)} \quad (2.26)$$

donde:

U_{fpv} : Voltaje del fusible para protección por string/cadena de paneles (V)

$$U_{fpv} = (1,2) \cdot (13) \cdot (52,53)$$

$$U_{fpv} = 819,47 \text{ V}$$

El diseño requiere 4 unidades, cada una con su base porta fusible correspondiente, como se muestra en la Figura 2.14. Estos están diseñados específicamente para sistemas fotovoltaicos.



Figura 2.14: Porta fusibles modelo DF (extraída de anexo 7)

Con estos valores se selecciona el fusible DF modelo 14x51-CIL-gPV, como se muestra en la Figura 2.15.



Figura 2.15: Fusible DF 1000 V (extraída de anexo 8)

2.10.2 Protecciones para las baterías.

La determinación de la intensidad y tensión del fusible que protege los acumuladores se basa en la corriente de carga y descarga $I_{c/d} = 30$ A y el voltaje nominal del rack de baterías $U_{nb} = 512$ V. El cálculo se realiza mediante las ecuaciones 2.27 y 2.28, respectivamente.

$$I_{fb} = 1,5 \cdot I_{c/d} \quad (2.27)$$

$$U_{fb} = 1,2 \cdot U_n(d) \quad (2.28)$$

donde:

I_{fb} : Corriente del fusible para protección de baterías (A)

$$I_{fb} = 1,5 \cdot 30$$

$$I_{fb} = 40 \text{ A}$$

U_{fb} : Voltaje del fusible para protección de baterías (V)

$$U_{fb} = 1,2 \cdot 512$$

$$U_{fb} = 614,4 \text{ V}$$

Se selecciona el fusible marca AMNOUR modelo SFU-160 de la figura 2.16.



Figura 2.16: Fusible SFU-160 (extraída del anexo 9)

2.10.3 Protecciones para inversor.

Se obtiene la corriente para la salida de los inversores I_n mediante la ecuación 2.29 y la corriente de salida de los inversores $I_{ca} = 58,31$ A.

$$I_n = I_{ca} \cdot 1,25 \quad (2.29)$$

donde:

I_n : Corriente nominal en la salida del inversor (A)

$$I_n = 58,31 \cdot 1,25$$

$$I_n = 72,89 \text{ A}$$

U_n : Voltaje nominal a la salida del inversor (V)

$$U_n = 220 \text{ V}$$

Se selecciona un interruptor automático tipo fijo y regulable tetrapolar.

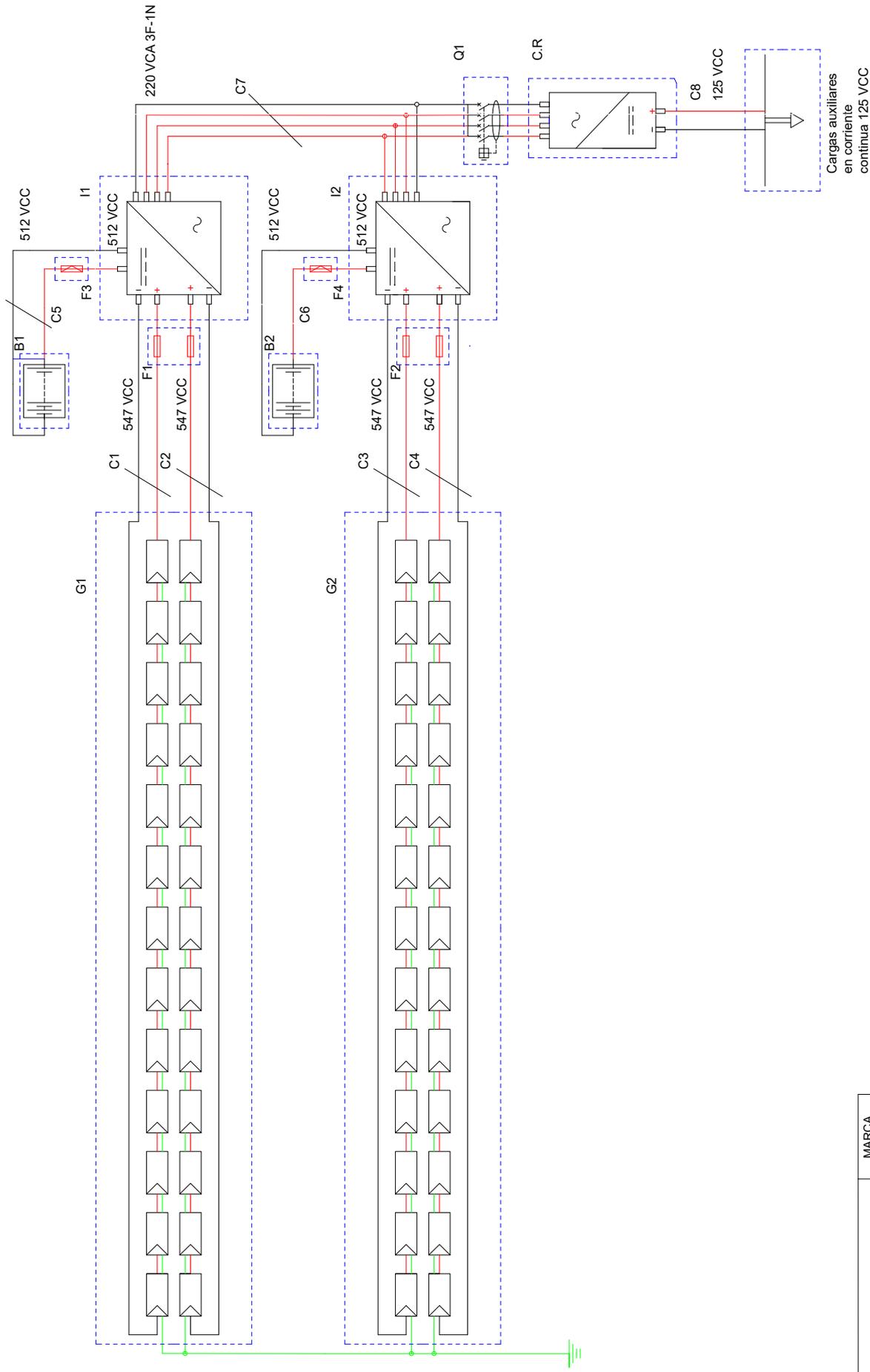


Figura 2.17: Termomagnético tetrapolar siemens 3VM1112-3GE42-0AA0 (extraída de anexo 10)

2.10.4 Puesta a tierra.

Es necesario dimensionar una puesta a tierra que asegure que los marcos metálicos de los módulos y la estructura de soporte de estos estén conectados a un conductor con sección de cobre de al menos 16 mm^2 . Sin embargo, debido a que no se conoce la resistividad exacta del terreno en la ubicación de los módulos, no se incluye este cálculo específico en el documento. Para evitar errores en los resultados, se ha decidido omitir este detalle.

2.11 Esquema del sistema fotovoltaico.



SIMBOLO	TIPO	MARCA
B1-B2	10 BATERIAS DE LITIO (TIPO RACK) 512 V-100 AH	HV/LiFePO4
C.R	CARGADOR RECTIFICADOR 220 VCA/125 VCC	S.M
C1...C4	CONDUCTOR S.F. 1.5 mm ² / 29 A	CENTELSA
C5-C6	CONDUCTOR S.F. 2.5 mm ² / 39 A	CENTELSA
C7	CONDUCTOR THHN 13.3 mm ² / 75 A	Elec. Cables
C8	2#4 AWG	S.M
F1-F2	FUSIBLE S.F. 1000 V-32 A	dElectric
F3-F4	FUSIBLE S.F. 1000 V-50 A	AMINOUR
G1-G2	26 PANELES (2 STRINGS-13 PANELES POR STRING) 570 W/POR PANEL	SUNRISE
I1-I2	INVERSOR HIBRIDO TRIFASICO 10 KVA 1000 VCC/220 VCA	Afore
Q1	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO TETRAPOLAR 220 VCA	SIEMENS

DISEÑO: K.I.S.A.M.Y	REVISION: N.X.G	NOMBRE DEL ARCHIVO: DISEÑO FOTOVOLTAICO	FECHA: 31/7/2024	ESCALA: 1:100
ESQUEMA DE INSTALACIÓN			SUBSTACIÓN GUALAQUIZA	
INSTALACIÓN ELÉCTRICA BELS F				

2.12 Simulación de la instalación fotovoltaica.

En el presente apartado se realizó el procedimiento de simulación para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico propuesto utilizando el programa PVSYS. Este proceso permite modelar y evaluar el rendimiento del sistema en función de las condiciones específicas del sitio. La versión empleada para la simulación es la 7.4, Se inicia el programa y se selecciona el tipo de instalación, en este caso la opción independiente figura 2.18.



Figura 2.18: Cuadro de la pantalla de inicio (extraída de PVSYS V.7.4).

Tras seleccionar el tipo de instalación, se procede a completar el campo del nombre del proyecto: "Subestación Gualaquiza". A continuación, se utiliza el icono de verde para introducir las coordenadas del proyecto, como se muestra en la figura 2.19.

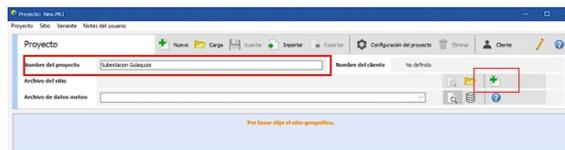


Figura 2.19: Titulo del proyecto y selección del lugar (extraída de PVSYS V.7.4).

Se localiza el lugar de interés en el mapa ya sea de forma manual o ingresando las coordenadas específicas del lugar. La confirmación se realiza mediante el recuadro señalado en la figura 2.20.

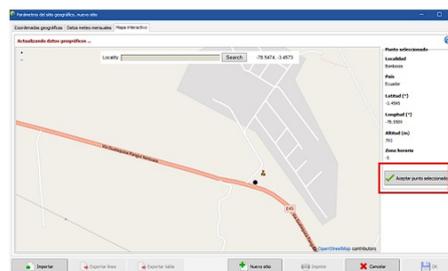


Figura 2.20: Ubicación del lugar de interés en el mapa interactivo (extraída de PVSYS V.7.4).

Se selecciona la fuente de datos a utilizar. Para este proyecto se emplea la de PVGIS TMY, importando los datos como se muestra en la figura 2.21. Una vez completado este proceso, el sistema presenta los datos meteorológicos relevantes para el estudio. Estos se verifican y confirman según se ilustra en la figura 2.22.

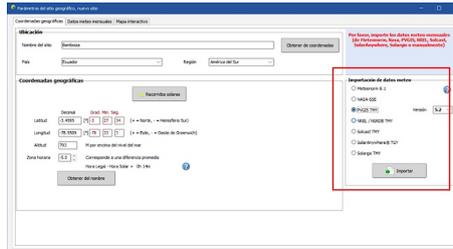


Figura 2.21: Selección de la fuente de datos meteorológicos (extraída de PVSYS V.7.4).

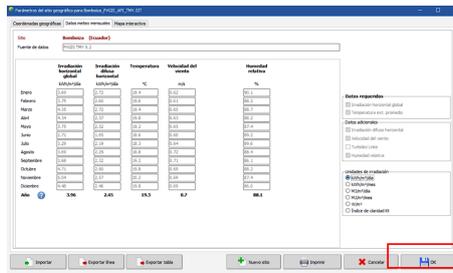


Figura 2.22: Datos meteorológicos anuales (extraída de PVSYS V.7.4).

En el apartado de la inclinación del plano se introduce el valor de $\beta_{opt}=6.08^\circ$ previamente calculado, como se muestra en la figura 2.23.

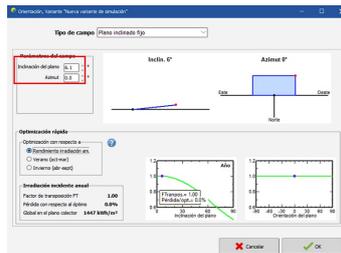


Figura 2.23: Inclinación de los módulos fotovoltaicos (extraída de PVSYS V.7.4).

Se ingresan los datos del consumo medio diario $W_d=64,8$ kWh para un año. Ante la falta de un historial de consumo, se establece un consumo constante fijo para la instalación, como se muestra en la figura 2.24.

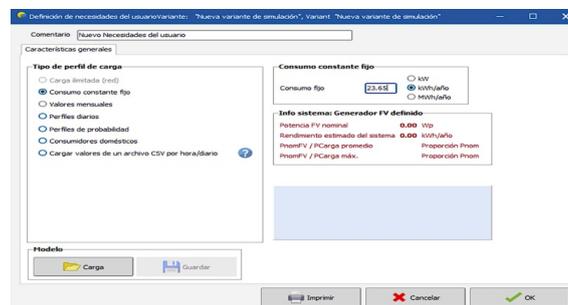


Figura 2.24: Consumo de energía (figura extraída de PVSYS V.7.4).

Una vez planteado el consumo, se ingresan los elementos previamente calculados en el apartado que permite la configuración del sistema figura 2.25. Establecido el sistema, se da la confirmación en el recuadro señalado.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

3.1 Introducción

El propósito del análisis técnico-económico es evaluar la viabilidad y sostenibilidad del proyecto de un sistema fotovoltaico aislado para alimentar el circuito de cargas auxiliares en corriente continua. Este análisis se enfoca en determinar si el diseño del sistema es técnicamente factible y económicamente rentable a largo plazo. Para ello, se examinarán los costos iniciales y de mantenimiento, y se evaluarán los beneficios económicos mediante indicadores financieros clave. Además, se considerarán los impactos ambientales y sociales para proporcionar una visión integral del proyecto.

La importancia de este análisis radica en su capacidad para fundamentar decisiones informadas sobre la implementación del sistema fotovoltaico. En un contexto de sistema aislado, es crucial que el diseño propuesto no solo satisfaga los requisitos energéticos de las cargas auxiliares, sino que también sea económicamente viable y sostenible a largo plazo. Este análisis ayuda a identificar riesgos y beneficios potenciales, facilitando una planificación estratégica y una asignación eficiente de recursos. Asimismo, al evaluar los impactos ambientales y sociales, se asegura que el proyecto contribuya positivamente al desarrollo sostenible, promoviendo la reducción de la dependencia de combustibles fósiles y el uso de energías renovables.

3.2 Indicadores Económicos

Los indicadores económicos son métricas utilizadas para evaluar la salud financiera y el rendimiento de un proyecto o de una economía en su totalidad. Estos indicadores proporcionan información clave sobre aspectos como la rentabilidad, la eficiencia y la sostenibilidad económica de un proyecto [29].

3.2.1 Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) es una métrica financiera que se utiliza para evaluar la viabilidad de una inversión o proyecto. Representa la diferencia entre el valor

presente de los flujos de caja futuros generados por el proyecto y la inversión inicial [29].

La fórmula para calcular el VAN es la ecuación 3.1:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (3.1)$$

donde:

FC_t : es el flujo de caja en el tiempo t

r : es la tasa de descuento, que refleja el costo de oportunidad del capital.

I_0 : es la inversión inicial.

n : es el número de periodos.

El VAN se interpreta de la siguiente manera:

- **VAN mayor a 0:** El proyecto generará más valor del que cuesta, por lo que es económicamente viable.
- **VAN igual a 0:** El proyecto ni gana ni pierde valor.
- **VAN menor a 0:** El proyecto no recuperará su inversión inicial y no es económicamente viable.

3.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que hace que el VAN de un proyecto sea igual a cero. Es una medida de la rentabilidad esperada del proyecto [29]. Esta se calcula resolviendo la siguiente ecuación 3.2:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad (3.2)$$

Interpretación de la TIR:

- **TIR mayor a la tasa de descuento:** El proyecto es rentable y se debería considerar.
- **TIR igual a la tasa de descuento:** El proyecto genera un rendimiento igual al costo de oportunidad.

- **TIR menor a la tasa de descuento:**El proyecto no es rentable y no se debería considerar.

3.2.3 Período de Recuperación (Payback Period)

El Período de Recuperación es el tiempo necesario para que una inversión inicial se recupere a través de los flujos de caja netos del proyecto. Se calcula sumando los flujos de caja anuales hasta que el valor acumulado sea igual a la inversión inicial [29].

Aunque este indicador no considera el valor del dinero en el tiempo ni los flujos de caja después del período de recuperación, es útil para evaluar rápidamente el riesgo de una inversión.

La ecuación para calcular este índice es 3.6:

$$\text{Período de Recuperación} = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Flujo de Caja Anual}} \quad (3.3)$$

3.3 Costo del proyecto

3.3.1 Costo de inversión inicial

El análisis del costo inicial del sistema fotovoltaico se centra en la adquisición e instalación de los componentes esenciales, incluyendo paneles solares, inversores, baterías y otros elementos necesarios para el funcionamiento óptimo del sistema. La Tabla 3.1. proporciona una evaluación detallada de estos costos, permitiendo determinar el costo total de la inversión inicial para este proyecto.

Al analizar la tabla 3.1, se observa que el costo de inversión inicial es de \$37.136,01.

La justificación de estos valores se detallan en el anexo 12

Tabla 3.1: Costos de inversión inicial. Fuente: [7].

Costo de Inversión inicial	
Artículo	Costo total
Paneles solares	\$7.678,44
Inversor híbrido	\$3.998,00
Baterías	\$14.245,00
Estructura de soporte	\$2.600,00
Tendido de cable	\$814,95
Protecciones	\$641,00
Transporte	\$200,00
Herramientas adicionales	\$250,00
Materiales de obra adicionales	\$1.500,00
Importación	\$5.208,62
Total	\$37.136,01

3.3.2 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de mantenimiento son aquellos gastos recurrentes destinados a mantener en buen estado y funcionamiento óptimo un equipo, sistema o infraestructura durante su vida útil. Estos costos son esenciales para prevenir fallas, asegurar la eficiencia operativa y prolongar la vida útil del activo [29].

Según [30], el mantenimiento de sistemas fotovoltaicos suele representar entre el 4% y el 6% del costo inicial del proyecto. Adicionalmente, [31] indica que el costo de mantenimiento puede variar entre el 1% y el 5% de la inversión inicial. En este proyecto, se ha establecido un costo de mantenimiento del 4% de la inversión inicial. Así, con una inversión inicial de \$37.136,01, el costo de mantenimiento asciende a \$1.485,44.

3.3.3 Amortización de activos intangibles.

La amortización de activos intangibles se refiere al proceso contable mediante el cual se distribuye el costo de un activo intangible a lo largo de su vida útil. Este procedimiento es similar a la depreciación de activos tangibles, pero se aplica a activos que no tienen una existencia física, como patentes, marcas comerciales, derechos de autor y fondos de comercio. La amortización permite que las empresas reflejen en sus estados financieros el desgaste y la disminución del valor de estos activos a lo largo del tiempo [32].

Dentro de este proyecto no consideramos la existencia de activos intangibles, por lo tanto, no se incluye una tabla de amortización de estos activos.

3.4 Análisis de la viabilidad económica

3.4.1 Flujo de fondos del proyecto

El flujo de fondos del proyecto se refiere al movimiento de dinero dentro y fuera del proyecto durante un periodo específico. Este flujo incluye todas las entradas y salidas de efectivo, como inversiones iniciales, ingresos generados, gastos operativos, costos de mantenimiento, y cualquier otro gasto relacionado con el proyecto. El análisis del flujo de fondos es crucial para evaluar la viabilidad financiera del proyecto y su capacidad para generar retornos suficientes para cubrir sus costos y proporcionar beneficios [33].

Para obtener el flujo de fondos del proyecto, primero es necesario determinar la energía anual generada, que se obtiene de la ecuación 3.4:

$$E_{ppt} = E_{pp} \cdot h \cdot d \quad (3.4)$$

donde

E_{ppt} : es la energía total producida por los paneles solares (KWh)

E_{pp} : es la energía producida por los paneles solares (KWh)

h : es el número de horas que produce energía al día (adimensional)

d : es el número de días que produce energía (adimensional)

Dado que el sistema es autónomo y opera las 24 horas del día durante los 365 días del año, se calcula:

$$E_{ppt} = 2,700 \text{ KWh} \cdot 24 \cdot 365$$

$$E_{ppt} = 23.652 \text{ KWh}$$

Una vez obtenida la energía anual producida en el primer año, es necesario considerar las especificaciones del fabricante sobre la eficiencia del panel solar para calcular la producción de los años siguientes. La eficiencia del panel a lo largo del tiempo se puede analizar en la figura 3.1.

La gráfica indica que la eficiencia se reduce en un 1% del año 0 al primer año, y posteriormente disminuye aproximadamente un 0.04% cada año.

Tabla 3.2: Flujo de fondos del proyecto. Fuente: [7].

Flujo de Fondos del Proyecto 1						
Años	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Eficiencia del panel (%)	1	0,99	0,986	0,982	0,978	0,974
Energía producida anual (KWh)		23.652	23.415,48	23.320,87	23.226,26	23.131,66
Precio de venta		\$0,11	\$0,11	\$0,11	\$0,11	\$0,11
Ingresos por Ventas		\$2.601,72	\$2.575,70	\$2.565,30	\$2.554,89	\$2.544,48
Costos variables		\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44
Egresos totales		\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44
Utilidad antes de impuestos		\$1.116,28	\$1.090,26	\$1.079,86	\$1.069,45	\$1.059,04
Impuestos		\$167,44	\$163,54	\$161,98	\$160,42	\$158,86
Utilidad posterior a impuestos		\$948,84	\$926,72	\$917,88	\$909,03	\$900,19
Inversión de activos tangibles	\$37.136	0	0	0	0	0
Cambio de baterías	\$14.245					
Flujo Neto de Efectivo	\$51.381	\$948,84	\$926,72	\$917,88	\$909,03	\$900,19

Con estos datos, ya podemos calcular el flujo de fondos del proyecto, que se presenta en la Tabla 3.2. Este cálculo abarca un período de 25 años. (Al ser muy extensa se presentara en partes).

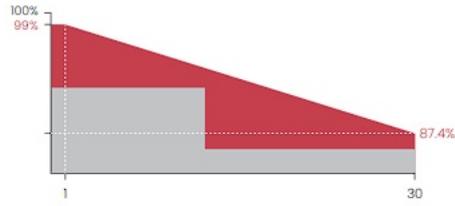


Figura 3.1: Eficiencia del panel solar (figura extraída del anexo 1).

Al analizar la Tabla 3.2, se obtiene el flujo neto de efectivo, el cual permitirá determinar los indicadores económicos. El flujo neto de efectivo presenta variabilidad, por lo que se calculó un promedio para simplificar los cálculos, que resulta en \$345,62.

Tabla 3.3: Flujo de fondos del proyecto 3. Fuente: [7].

Flujo de fondos del proyecto 2					
Años	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Eficiencia del panel (%)	0,97	0,966	0,962	0,958	0,954
Energía producida anual (KW)	23.037,05	22.942,44	22.847,83	22.753,22	22.658,62
Precio de venta	\$0,11	\$0,11	\$0,11	\$0,11	\$0,11
Ingresos por Ventas	\$ 2.534,08	\$ 2.523,67	\$ 2.513,26	\$ 2.502,85	\$ 2.492,45
Cambio de componentes					
Costos variables	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44
Egresos totales	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44
Utilidad antes de impuestos	\$ 1.048,63	\$1.038,23	\$ 1.027,82	\$ 1.017,41	\$ 1.007,01
Impuestos	\$ 157,30	\$ 155,73	\$ 154,17	\$ 152,61	\$ 151,05
Utilidad posterior a impuestos	\$ 891,34	\$882,49	\$ 873,65	\$ 864,80	\$ 855,96
Inversión de activos tangibles	0	0	0	0	0
Flujo Neto de Efectivo	\$ 891,34	\$ 882,49	\$ 873,65	\$ 864,80	\$ 855,96

3.4.2 Aplicación de los indicadores económicos

Tabla 3.4: Flujo de fondos del proyecto 3. Fuente: [7].

Flujo de fondos del proyecto 3					
Años	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Eficiencia del panel (%)	0,95	0,946	0,942	0,938	0,934
Energía producida anual (KW)	22.564,01	22.469,4	22.374,79	22.280,18	22.185,58
Precio de venta	\$0,11	\$0,11	\$0,11	\$0,11	\$0,11
Ingresos por Ventas	\$ 2.482,04	\$2.471,63	\$2.461,23	\$2.450,82	\$2.440,41
Costos variables	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44
Egresos totales	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44
Utilidad antes de impuestos	\$996,60	\$986,19	\$975,79	\$965,38	\$954,97
Impuestos	\$ 149,49	\$147,93	\$146,37	\$144,81	\$143,25
Utilidad posterior a impuestos	\$847,11	\$838,26	\$824,42	\$820,57	\$811,73
Cambio de baterías	0	0	0	0	0
Flujo Neto de Efectivo	\$847,11	\$838,26	\$824,42	\$820,57	\$811,73

3.4.2.1 Valor Actual Neto (VAN)

Se aplicará el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) al proyecto del sistema fotovoltaico, utilizando los parámetros detallados anteriormente. De acuerdo con la recomendación de [34], las tasas de descuento para proyectos públicos, especialmente en infraestructura y energías renovables, suelen encontrarse en el rango del 3% al 5%. En este contexto, y considerando que la inflación económica ha sido del 1,6% en la última década, como se indica en [35], se seleccionará una tasa de descuento del 3% para el análisis.

Al sustituir los datos en la fórmula original, obtenemos la siguiente ecuación 3.5:

$$VAN = \sum_{t=1}^{25} \frac{829,95}{(1 + 0,03)^t} - 51.381,01 \quad (3.5)$$

Tabla 3.5: Flujo de fondos del proyecto 4. Fuente: [7].

Flujo de fondos del proyecto 4					
Años	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Eficiencia del panel (%)	0,93	0,926	0,922	0,918	0,914
Energía producida anual (KW)	22.090,97	21.996,36	21.901,75	21.807,14	21.712,54
Precio de venta	\$0,11	\$0,11	\$0,11	\$0,11	\$0,11
Ingresos por Ventas	\$2.430,01	\$2.419,60	\$2.409,19	\$2.398,79	\$2.388,38
Costos variables	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44
Egresos totales	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44
Utilidad antes de impuestos	\$944,57	\$934,16	\$923,75	\$913,35	\$902,94
Impuestos	\$141,68	\$140,12	\$138,56	\$137,00	\$135,44
Utilidad posterior a impuestos	\$802,88	\$794,04	\$785,19	\$776,34	\$767,50
Cambio de baterías	0	0	0	0	0
Flujo Neto de Efectivo	\$802,88	\$794,04	\$785,19	\$776,34	\$767,50

$$VAN = -36.718,27$$

Realizando los cálculos correspondientes, determinamos que el Valor Actual Neto (VAN) es de: \$-36.718,27, esto indica que, bajo las condiciones y parámetros establecidos, el proyecto de sistema fotovoltaico no es económicamente viable. Un VAN negativo sugiere que los flujos de caja descontados generados por el proyecto son insuficientes para recuperar la inversión inicial y generar una rentabilidad aceptable.

3.4.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es una métrica fundamental en la evaluación de proyectos de inversión, ya que representa la tasa de descuento que iguala el valor presente neto (VAN) de los flujos de efectivo futuros con la inversión inicial. En

Tabla 3.6: Flujo de fondos del proyecto 5. Fuente: [7].

Flujo de fondos del proyecto 5					
Años	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Eficiencia del panel (%)	0,91	0,906	0.902	0,898	0,894
Energía producida anual (KW)	21.617,93	21.523,32	21.428,71	21.334,10	21.239,50
Precio de venta	\$0,11	\$0,11	\$0,11	\$0,11	\$0,11
Ingresos por Ventas	\$ 2.377,97	\$ 2.367,57	\$ 2.357,16	\$ 2.346,75	\$ 2.336,34
Costos variables	\$ 1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44
Salidas totales	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44	\$1.485,44
Utilidad antes de impuestos	\$ 892,53	\$ 882,12	\$ 871,72	\$ 861,31	\$ 850,90
Impuestos	\$ 133,88	\$ 132,32	\$ 130,76	\$ 129,20	\$ 127,64
Utilidad posterior a impuestos	\$ 758,65	\$ 749,81	\$ 740,96	\$ 732,11	\$ 723,27
Cambio De Baterías	0	0	0	0	0
Flujo Neto de Efectivo	\$ 758,65	\$ 749,81	\$ 740,96	\$ 732,11	\$ 723,27

términos precisos, la TIR es la tasa a la cual el valor actual de los ingresos del proyecto es igual al valor actual de los costos, resultando en un VAN de cero. Esta métrica es crucial para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones, y un proyecto se considera financieramente viable si su TIR excede la tasa mínima de rendimiento requerida por los inversionistas.

En este caso, luego de aplicar la ecuación 3.2, obtenemos

$$0 = \sum_{t=1}^{25} \frac{829,95}{(1 + TIR)^t} - 51.381,01$$

$$TIR = -0.0624675$$

La TIR de 0.0624675 negativa sugiere que el proyecto no es rentable, ya que el valor actual neto de los flujos de efectivo no puede cubrir la inversión inicial incluso

en un período de 25 años. Esto podría indicar que los flujos de efectivo anuales son insuficientes para hacer que el proyecto sea viable financieramente.

3.4.2.3 Período de Recuperación (Payback Period)

Para calcular el período de recuperación usamos la ecuación 3.6.

$$\text{Período de Recuperación} = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Flujo de Caja Anual}} \quad (3.6)$$

$$\text{Período de Recuperación} = \frac{\$51.381,01}{\$829,95}$$

$$\text{Período de Recuperación} = 61,9086 \text{ Años}$$

Un período de recuperación de 61,9086 años indica que el proyecto requiere más de seis décadas para recuperar la inversión inicial a través de los flujos de efectivo generados. Este extenso período sugiere que la inversión no es viable en el contexto actual, especialmente al considerar el valor del dinero en el tiempo y los posibles cambios en el entorno económico o tecnológico.

Un período de recuperación tan prolongado señala que el proyecto no es financieramente atractivo bajo las condiciones actuales, ya que el retorno de la inversión es muy lento. Además, implica que los flujos de efectivo futuros no son lo suficientemente robustos como para justificar la inversión inicial en un plazo razonable.

3.5 Análisis de impacto ambiental

3.5.1 Desarrollo sostenible

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son una serie de metas y compromisos adoptados por todos los países miembros de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) en 2015. Forman parte de la Agenda 2030 y tienen como objetivo enfrentar los diversos desafíos sociales, económicos y ambientales del planeta. En total, hay 17 ODS que abarcan diversas áreas [28].

Este proyecto aborda específicamente tres de estos ODS, los cuales son:

- Objetivo 7 que se muestra en la figura 3.2: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.
- Objetivo 12 que se muestra en la figura 3.3: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.



Figura 3.2: Logotipo ODS 7. Nota: Figura obtenida de la página oficial de Naciones Unidas [5].



Figura 3.3: Logotipo ODS 12. Nota: Figura obtenida de la página oficial de Naciones Unidas [5].

- Objetivo 13 que se muestra en la figura 3.4: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.



Figura 3.4: Logotipo ODS 13. Nota: Figura obtenida de la página oficial de Naciones Unidas [5].

3.5.2 Huella de carbono

En la actualidad, la preocupación por el cambio climático y la sostenibilidad ha llevado a un aumento significativo en el interés por medir y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. La huella de carbono es una herramienta clave en este esfuerzo, proporcionando una medida cuantitativa del impacto ambiental asociado a actividades humanas, procesos o productos [36].

El cálculo de la huella de carbono se basa en la estimación de las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) y otros gases de efecto invernadero (GEI) que resultan de actividades específicas. Este proceso implica identificar y cuantificar las fuentes de emisiones a lo largo del ciclo de vida de un producto o proceso, desde la extracción de materias primas hasta el desecho final. La huella de carbono se expresa típicamente en unidades de (CO_2) equivalente (CO_2e), que permite sumar el impacto de diferentes gases de efecto invernadero en un único indicador.

El propósito del cálculo de la huella de carbono es proporcionar una base sólida para la toma de decisiones informadas y la implementación de estrategias de mitigación. Al comprender el impacto ambiental de sus actividades, las organizaciones, empresas y individuos pueden identificar áreas de mejora, establecer objetivos de reducción de emisiones y evaluar la eficacia de las iniciativas sostenibles [37].

Este proceso de cálculo no solo ayuda a cumplir con normativas y estándares ambientales, sino que también contribuye a la creación de valor mediante la mejora de la eficiencia operativa y el fortalecimiento de la reputación corporativa. En un contexto global donde la presión para reducir la huella ambiental es cada vez mayor, entender y gestionar la huella de carbono se ha convertido en una responsabilidad esencial para avanzar hacia un futuro más sostenible [37].

Con base en la información previa, hemos optado por calcular la huella de carbono utilizando la herramienta disponible en la página web [6]. Esta herramienta permite realizar el cálculo considerando cuatro componentes principales: el gas natural utilizado en la generación de electricidad, la gasolina empleada para el transporte, el gasoil necesario o el consumo de electricidad.

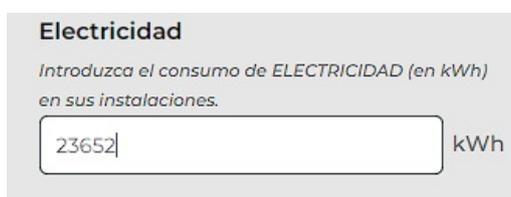


Figura 3.5: Ingreso de datos para la huella de carbono. Nota: Figura obtenida de la página web [6].

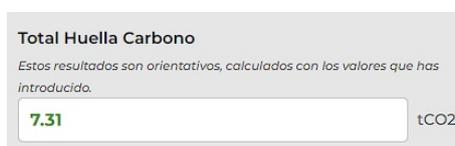


Figura 3.6: Ingreso de datos para la huella de carbono. Nota: Figura obtenida de la página web [6].

Para el cálculo de la huella de carbono en nuestro proyecto, utilizaremos el consumo energético de nuestra instalación, que es de 23.652,00 kWh anuales. Como se observa en la figura 3.5

Con este consumo, se ha estimado una huella de carbono de 7,31 toneladas de (CO_2), según los resultados proporcionados por [6] la herramienta en línea. Como se observa en la figura 3.6

CAPÍTULO 4

Conclusiones

- El diseño del sistema fotovoltaico para alimentar las cargas auxiliares de corriente continua en una subestación eléctrica demuestra la viabilidad técnica de implementar soluciones de energía renovable en las cargas auxiliares de corriente continua en una subestación. A través de una selección de componentes, se logró configurar un sistema capaz de satisfacer las demandas energéticas específicas de las cargas auxiliares. La simulación en PVSYST se utilizó para determinar la producción energética esperada del sistema.
- En la evaluación de las cargas auxiliares en corriente continua para una subestación, se ha evidenciado que las simulaciones realizadas con PVSYST logran satisfacer la demanda energética esperada. El sistema muestra una capacidad adecuada para producir y almacenar la energía, cumpliendo con los requisitos necesarios. La variabilidad de la radiación solar se ha manejado de manera adecuada, y el sistema demuestra que tiene la capacidad para cumplir con la demanda incluso en periodos de baja irradiación. Además, la selección del inversor híbrido permite mantener abierta la posibilidad de implementar un sistema híbrido o conectado a la red, facilitando así la expansión y adaptación del sistema a futuras necesidades energéticas, esta opción podría mejorar la viabilidad económica del proyecto al reducir o eliminar la necesidad de baterías, que representan una de las mayores inversiones iniciales.
- El análisis financiero del proyecto del sistema fotovoltaico aislado presenta varios desafíos significativos que comprometen su viabilidad económica. El extenso período de recuperación de 61,91 años sugiere que se requiere más de seis décadas para recuperar la inversión inicial a través de los flujos de efectivo generados. Este prolongado período de recuperación se atribuye en gran medida al bajo costo actual de la energía eléctrica, que es de 11 centavos por kWh. Dada esta tarifa reducida y considerando el valor temporal del dinero, así como la posible evolución del entorno económico y tecnológico, la inversión en el sistema fotovoltaico resulta inviable.

Además, la Tasa Interna de Retorno (TIR) calculada de -0,0625 refuerza la conclusión de que el proyecto no es rentable. Esta TIR negativa indica que el valor actual neto de los flujos de efectivo generados por el proyecto no es suficiente para cubrir la inversión inicial, incluso en un período de 25 años. Este resultado negativo se ve exacerbado por el hecho de que el costo de las baterías representa un 38,36% del costo inicial del proyecto. Los flujos

de efectivo anuales son inadecuados para asegurar la viabilidad financiera del proyecto, dado que los elevados costos asociados con las baterías contribuyen significativamente a la falta de rentabilidad..

Asimismo, el Valor Actual Neto (VAN) calculado es de \$-36.718,27, lo que evidencia que el proyecto no es económicamente viable bajo las condiciones actuales. Un VAN negativo indica que los flujos de caja descontados generados por el proyecto son insuficientes para recuperar la inversión inicial y obtener una rentabilidad aceptable.

En conjunto, el extenso período de recuperación, la TIR negativa y el VAN negativo demuestran que el proyecto del sistema fotovoltaico aislado no cumple con los criterios económicos de viabilidad.

Sin embargo, a pesar de sus limitaciones económicas, el sistema fotovoltaico aislado ofrece una ventaja significativa en términos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. La generación anual de 23.652,00 kWh de energía a partir de fuentes solares evita la emisión de aproximadamente 7,31 toneladas de CO por año en comparación con fuentes de energía convencionales basadas en combustibles fósiles. A lo largo de un período de 25 años, que corresponde a la vida útil del sistema, esta reducción se acumula a aproximadamente 182,75 toneladas de CO. Este impacto positivo contribuye de manera importante a los objetivos de sostenibilidad y mitigación del cambio climático, abordando los Objetivos de Desarrollo Sostenible 7, 12 y 13.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. P. Aparicio, *Radiación solar y su aprovechamiento energético*. Marcombo, 2020.
- [2] Grupo de Energía Renovable (GER)., “Pvsyst paguina principal,” 2020.
- [3] F. M. L. Tingo, “Análisis técnico-económico de la funcionalidad de los servicios auxiliares en subestaciones del sistema nacional de transmisión,” tech. rep., ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, 2001.
- [4] A. Castejón Oliva and G. Santamaría Herranz, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. EDITEX, 2010.
- [5] United Nations, “Objetivos de desarrollo sostenible,” 2024.
- [6] Acuerdo de Paris, “Cómo calcular la huella de carbono,” 2024.
- [7] A. Mantilla, N. R. Fierrpo, and J. Viviana, “Diseño de un sistema de energía alternativa solar para conectar los servicios auxiliares de corriente continua en cinco (5) subestaciones eléctricas de codensa s.a. esp. en bogotá,” tech. rep., Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas, 2017.
- [8] Asamblea Nacional del Ecuador, “Constitución de la república del ecuador,” 2021.
- [9] Superintendencia de compañías, valores y seguros, “Cambio de objeto social,” 2010.
- [10] Empresa Eléctrica Regional del Sur SA (EERSSA), “Plan estratégico,” 2022.
- [11] Empresa Eléctrica Regional del Sur SA (EERSSA), “Plan estratégico,” 2021.
- [12] O. Style and R. Grove, *Energía Solar Autónoma: Planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo*. Itaca Appropriate Technology, 2012.
- [13] K. Förderer and H. Schmeck, “State-based load profile generation for modeling energetic flexibility,” *Energy Informatics*, vol. 2, no. Suppl 1, p. 18, 2019.
- [14] L. H. M. Truong, K. H. K. Chow, R. Luevisadpaibul, G. S. Thirunavukkarasu, M. Seyedmahmoudian, B. Horan, S. Mekhilef, and A. Stojcevski, “Accurate prediction of hourly energy consumption in a residential building based on the occupancy rate using machine learning approaches,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 5, 2021.

- [15] D. S. de Juan and J. A. B. Fidalgo, “Energías renovables. combustibles de última generación para los motores agrícolas,” *Agricultura: Revista agropecuaria y ganadera*, no. 967, pp. 766–769, 2013.
- [16] S. Silvestre, L. Castañer, and D. Guasch, “Herramientas de simulación para sistemas fotovoltaicos en ingeniería,” *Formación universitaria*, vol. 1, no. 1, pp. 13–18, 2008.
- [17] T. Díaz Corcobado and G. Carmona Rubio, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. McGraw-Hill Interamericana de España S.L., 2010.
- [18] A. TorrubiaBercebal, “Proyecto de planta fotovoltaica con paneles bifaciales,” tech. rep., UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID, 2020.
- [19] J. D. González, “Inversores pwm,” *Lección de oposición para optar a la plaza de profesor titular de la Universidad de Oviedo*, 1999.
- [20] M. H. Rashid, *Power Electronics: Circuits, Devices & Applications*. Pearson Education, 2013.
- [21] R. A. Messenger and J. Ventre, *Photovoltaic Systems Engineering*. CRC Press, 2010.
- [22] C. Hua and C.-L. Shen, “Comparative study of peak power tracking techniques for solar storage system,” *APEC '98 Thirteenth Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition*, vol. 2, pp. 679–685 vol.2, 1998.
- [23] M. R. Islam and M. H. Ali, “Techno-economic feasibility analysis of a hybrid renewable energy system for a remote area in bangladesh,” *Renewable Energy*, vol. 50, pp. 931–937, 2013.
- [24] J. Aguilera, L. Hontoria, and F. J. Muñoz, “Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos,” *Grupo Idea, Departamento de electrónica, Escuela politécnica superior, Universidad de Jaén*, 2011.
- [25] D. Alvarez, “Evaluación de la orientación y el ángulo de inclinación óptimo de una superficie plana para maximizar la captación de irradiación solar en cuenca-ecuador,” tech. rep., Universidad Politécnica Salesiana, 2017.
- [26] J. R. C. Medina, “Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico aislado para electrificar al caserío flor del valle en yamborasbamba provincia de bongará departamento de amazonas,” tech. rep., Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2019.
- [27] A. M. de la Torre Artos, “Diseño e un sistema de generación distiuida fotovoltaica para el bloque ”d” del campus sur de la universidad politécnica salesiana,” tech. rep., Universidad Politécnica Salesiana, 2022.
- [28] A. F. Borgoñoz, “Diseño de una instalación fotovoltaica aislada,” tech. rep., Universidad politécnica de valencia, 2023.
- [29] R. A. Brealey, S. C. Myers, and F. Allen, *Principles of Corporate Finance*. McGraw-Hill Education, 2020.

- [30] G. Martinopoulos, “Are rooftop photovoltaic systems a sustainable solution for europe? a life cycle impact assessment and cost analysis,” *Applied Energy*, vol. 257, p. 114035, 2020.
- [31] T. M. Ligia Moga, *Impacto ambiental y humano de los edificios una perspectiva energética*. Springer, 2021.
- [32] D. E. Kieso, J. J. Weygandt, and T. D. Warfield, *Intermediate Accounting*. Wiley, 17th ed., 2019.
- [33] S. A. Ross, R. W. Westerfield, J. F. Jaffe, and B. D. Jordan, *Corporate Finance*. McGraw-Hill Education, 12th ed., 2019.
- [34] D. F. Burgess and R. O. Zerbe, “The most appropriate discount rate,” *Journal of Benefit-Cost Analysis*, vol. 4, no. 3, p. 391–400, 2013.
- [35] FocusEconomics, “Ecuador inflation,” 2024.
- [36] S. Barua, D. Acharya, K. Sarigamala, and A. P. Ramaswamy, “Carbon footprint assessment and mitigation strategies for sustainable development issn: 2643-6930 (print). issn: 2643-6949 (online),” *Environmental Science Policy*, vol. 2, 01 2020.
- [37] A. Çelekli and Zariç, “From emissions to environmental impact: Understanding the carbon footprint,” *International Journal of Environment and Geoinformatics*, vol. 10, p. 146, 12 2023.

ANEXOS

Anexo 1. Panel solar N-type-M10-144-cells-560-580w-bifacial



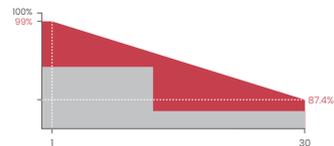
Excellent technical advantages and system design scheme to achieve high reliability, power generation effective gain and EPC cost reduction. Products can match different installation conditions, taking into account high adaptability and high compatibility. With mature support and inverter scheme, customized design for industrial and commercial and centralized ground power stations.

MODULE CHARACTER

-  PID Resistance
-  Salt mist resistance/Ammonia resistance /dust and hail resistance
-  Production process reliability test
-  0~+5W Positive Tolerance
-  Mono MBB half cut
-  Reduce BOS cost increase ROI
-  Non-destructive cutting
-  Double-sided electricity generation

CERTIFICATION

- IEC61215/IEC61730
- ISO9001:Quality Management System
- ISO14001:Environmental Management System
- ISO45001:Occupational Health and Safety Management System



 Linear performance warranty  Product warranty

SUNRISE ENERGY CO., LTD

TEL:+86-519-81688389 E-mail:info@sunriseenergy.cn
 ADD:No.20 Tongzi River West Road, Zhonglou Development Zone, Changzhou, Jiangsu



SR-72MNHLPro 560w-580w Aquaman series



Module Type	SR-72M 560NHLPro		SR-72M 565NHLPro		SR-72M 570NHLPro		SR-72M 575NHLPro		SR-72M 580NHLPro	
Module Efficiency (%)	21.7		21.9		22.09		22.28		22.48	
Tolerance(W)	0-+5		0-+5		0-+5		0-+5		0-+5	
Test Environment	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power Pmax(W)	560	422.46	565	426.23	570	430.00	575	433.77	580	437.55
Open Circuit Voltage Voc(V)	50.51	48.24	50.70	48.43	50.89	48.61	51.09	48.80	51.28	48.98
Short Circuit Current Isc(A)	14.18	11.45	14.25	11.50	14.32	11.56	14.40	11.62	14.46	11.67
Maximum Power Voltage Vm(V)	41.73	39.16	41.89	39.31	42.05	39.46	42.21	39.61	42.37	39.76
Maximum Power Current Im(A)	13.43	10.83	13.49	10.88	13.56	10.93	13.63	10.99	13.69	11.04
Cell Type(mm)	MBB(Mono-Crystalline Silicon)									
Number of Cells(Pcs)	144(6×24)									
Maximum System Voltage(V)	DC1500									
Temp.Coeff.of Voc (%/°C)	-0.249									
Temp.Coeff.of Isc (%/°C)	0.045									
Temp.Coeff.of Pm (%/°C)	-0.3									
Operating Temperature (°C)	-40 to 85									
Nominal Operating Cell Temperature(NOCT) (°C)	45±2									
Max.Series Fuse (A)	25									
Pressure Bearing(Pa)	5400									
Wind Bearing (Pa)	2400									

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind speed 1m/s

Different backside power gains(580W)	10%	15%	20%	25%
Peak Power Pmax(W)	638	667	696	725
Open Circuit Voltage Voc(V)	51.32	51.34	51.35	51.36
Short Circuit Current Isc(A)	15.85	16.57	17.28	18.00
Maximum Power Voltage Vm(V)	42.37	42.38	42.39	42.40
Maximum Power Current Im(A)	15.06	15.74	16.42	17.1

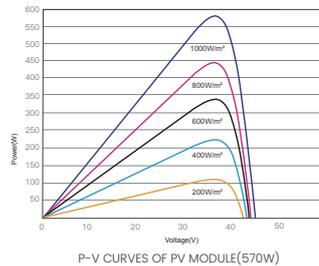
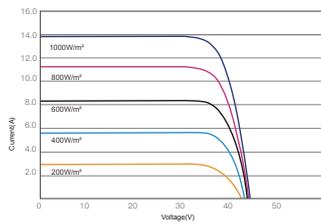
MATERIAL DETAILS

Frame	Anodized aluminum	Cable&Connector	4mm ² , EVO2 or EVO2 compatible
Cell	6×24pcs mono solar cell	Junction Box	Ip≥68, TÜV&UL
Glass	3.2mm Anti-Reflection Coating Heat Strengthened Glass	Net length of Cable	350mm or as customer's requirements

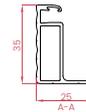
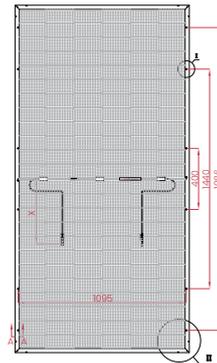
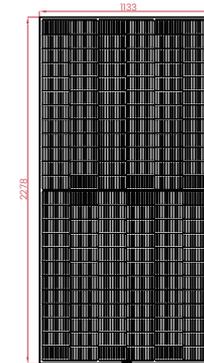
PACKING DETAILS

Dimension	2278×1133×35mm	Weight	28kg
Loading Capacity	620pcs/40'HC	Packing	31pcs/pallet

IV CURVES



ENGINEERING DRAWINGS



Anexo 2. Inversor híbrido trifásico Afore 3-30kW

Three Phase Hybrid Storage Inverter 3-30 kW



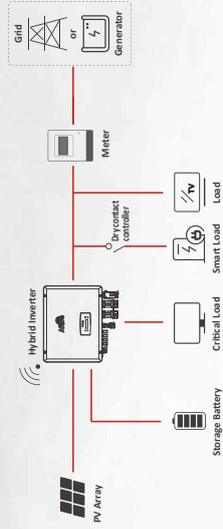
The Afore AF-Series three phase storage inverters are designed to increase energy independence for homeowners and commercial users. The power range is from 3.0kW to 30kW, compatible with high voltage (150-800V) batteries.

Energy management is based on time-of-use and demand charge rate structures, significantly reduce the amount of energy purchased from public grid.

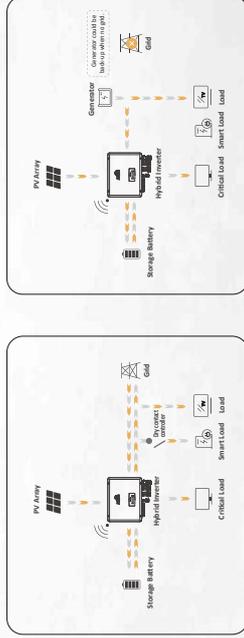
Thanks for the UPS function (switch time < 10ms), enable the crucial loads power on during outages. Additionally, under the backup operation mode, the inverter provides you up to 150% peak output overloading.

- SODIUM-ION BATTERY**
Support Sodium-ion battery
- WIDE RANGE**
Voltage Range (150-800V)
- 100% UNBALANCE**
Support Unbalance Load
- Max. 1.5**
PV OVERSIZE
1.5 Times PV Oversize
- Max. 40A**
MAX. 40Aac
String Current Up To 40A
- <10 ms**
UPS FUNCTION
Switch Time < 10ms
- INPUT**
Support Generator
- Support for Time-of-use Optimization**
- Build in Anti-feed-in Function**
- Configurable Operation Modes**
- 100% unbalanced output, each phase**
- 200% unbalanced output, each phase (Below 20kW)**
- Smart Monitoring & Remote Firmware Upgrade**
- AFCI (Optional) & Rapid Shutdown Ready**

For New Storage System:

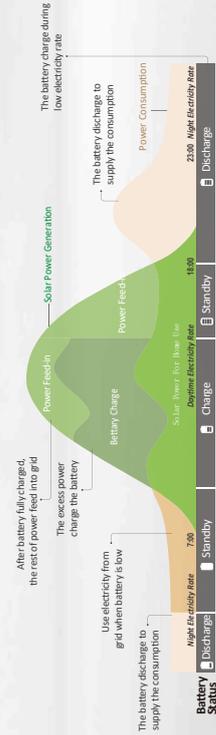


Optimizing Self-Consumption (on-grid) + Emergency Power Supply (off-grid)



Optimizing Self-Consumption Mode

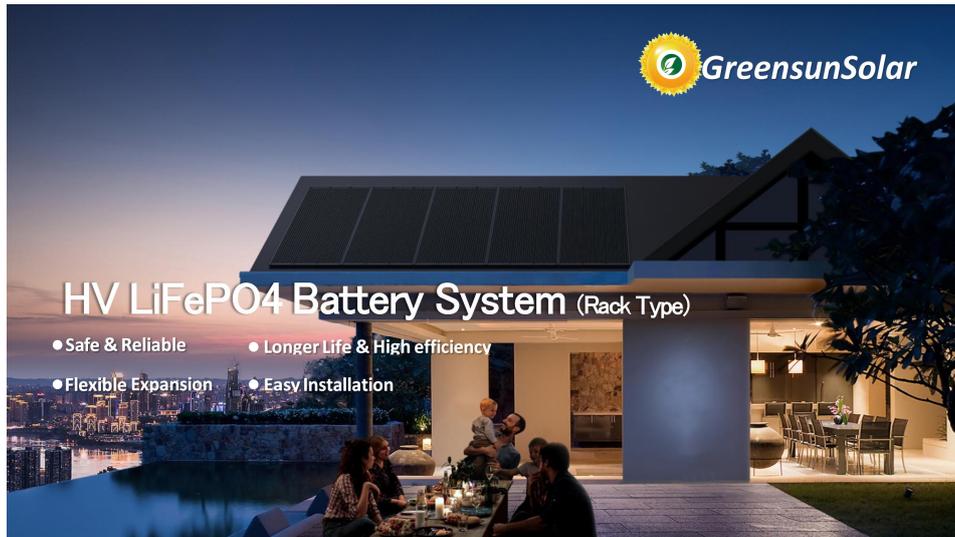
With energy storage system installed, users may also be able to change from a flat rate electricity tariff to a time-of-use tariff. For the areas and regions, where peak shaving can be applied.



PV Input	AF4K3TH	AF4K4TH	AF5K3TH	AF6K3TH	AF6K4TH	AF8K3TH	AF8K4TH	AF10K3TH
Max. DC Input Power (kW)	5	6	7.5	9	12	15		
Max. PV Voltage (V)			1000					
Rated DC Input Voltage (V)			620					
DC Input Voltage Range (V)			150-1000					
MPPT Voltage Range (V)			150-850					
Full MPPT Range (V)		200-850	250-850	300-850	500-850			
Start-up Voltage (V)		160						
Max. DC Input Current (A)		20x2						
Max. Short Current (A)		30x2						
No. of MPPT Tracker / Strings		2/2						
Battery Port								
Battery Nominal Voltage (V)	200	200	200	250	300	400		
Battery Voltage Range (V)			150-800					
Max. Charge/Discharge Current (A)			30					
Max. Charge/Discharge Power (kW)				6	8	10		
Charging Curve			3 Stages					
Compatible Battery Type			Li-ion / Sodium-ion battery					
AC Grid	AF4K3TH	AF4K4TH	AF5K3TH	AF6K3TH	AF6K4TH	AF8K3TH	AF8K4TH	AF10K3TH
Nominal AC Output Power (kW)	3	4	5	6	8	10		
Max. AC Input/Output Power (kVA)	4.5 / 3.3	6 / 4.4	7.5 / 5.5	9 / 6.6	12 / 8.8	15 / 11		
Max. AC Output Current (A)	5.3	7	8.5	10.5	13.5	17		
Nominal AC Voltage (V)			230 / 600					
Nominal AC Frequency (Hz)			50 / 60					
Power Factor (PF)			1 (0.8-0.9 adjustable)					
Efficiency			<3%					
AC Load Output (Back-up)								
Max. Output Power (kW)	3000	4000	5000	6000	8000	10000		
Nominal Output Voltage (V)			133 / 230					
Nominal Output Frequency (Hz)			50 / 60					
Nominal Output Current (A)	4.4	5.8	7.3	8.7	11.6	14.5		
Peak Output Power	3000VA, 60s	4000VA, 60s	5500VA, 60s	6600VA, 60s	8800VA, 60s	11000VA, 60s		
THDI (with linear load)			<3%					
Switching Time (ms)			<10					
Efficiency								
Europe Efficiency			98.00%	97.50%	98.20%			
Battery Charge/Discharge Efficiency			98.00%	98.00%				
Protection								
Reverse Polarity Protection			Yes					
Over Current / Voltage Protection			Yes					
Anti-Islanding Protection			Yes					
AC Short-circuit Protection			Yes					
Leakage Current Detection			Yes					
Ground Fault Monitoring			Yes					
Grid Monitoring			Yes					
Enclosure Protect Level			IP65					
General Data	AF4K3TH	AF4K4TH	AF5K3TH	AF6K3TH	AF6K4TH	AF8K3TH	AF8K4TH	AF10K3TH
Dimensions (W x H x D, mm)			370 x 497 x 197					
Weight (kg)			20.8kg					
Topology			Transformerless					
Cooling Concept			Natural Convection					
Relative Humidity			0-100%					
Operating Temperature Range (°C)			-25 to 60 °C					
Operating Altitude (m)			<4000					
RoHS (Directive 2002/95/EC)			<30					
CE Marking (EN 60950-1)			LCD, LED, RS485, CAN, WiFi, GPRS, 4G					
CE Marking (EN 60950-2)			C10/C11, AS4777.2, VDE-AR-N14105, VDE0126, IEC62109-1, IEC62109-2					
CE Marking (EN 60950-3)			EN61000-6-2, EN61000-6-3					
Certification & Approvals								
EMC								

PV Input	AF12K3TH	AF15K3TH	AF17K3TH	AF20K3TH	AF25K3TH	AF30K3TH
Max. DC Input Power (kW)	18	22.5	25.5	30	37.5	45
Max. PV Voltage (V)			1000			
Rated DC Input Voltage (V)			620			
DC Input Voltage Range (V)			150-1000			
MPPT Voltage Range (V)			150-850			
Full MPPT Range (V)			500-850			
Start-up Voltage (V)			160			
Max. DC Input Current (A)	20x2	20x2	32x2	40x2	40x2	40x2
Max. Short Current (A)	30x2	30x2	48x2	60x2	60x2	60x2
No. of MPPT Tracker / Strings	2/2	2/3	2/4	2/4	2/4	2/4
Battery Port						
Battery Nominal Voltage (V)	450	500	400	500	500	550
Battery Voltage Range (V)			150-800			
Max. Charge/Discharge Current (A)	30	50	50	50	60	60
Max. Charge/Discharge Power (kW)	12	15	17	20	25	30
Charging Curve			3 Stages			
Compatible Battery Type			Li-ion / Sodium-ion battery			
AC Grid	AF12K3TH	AF15K3TH	AF17K3TH	AF20K3TH	AF25K3TH	AF30K3TH
Nominal AC Output Power (kW)	12	15	17	20	25	30
Max. AC Input/Output Power (kVA)	18 / 13.2	22.5 / 16.5	25.5 / 18.7	30 / 22	37.5 / 27.5	45 / 33
Max. AC Output Current (A)	21.5	27	30	280 / 600	40	48
Nominal AC Voltage (V)			230 / 600			
Nominal AC Frequency (Hz)			50 / 60			
Power Factor (PF)			1 (0.8-0.9 adjustable)			
Efficiency			<3%			
AC Load Output (Back-up)						
Max. Output Power (kW)	12000	15000	17000	20000	25000	30000
Nominal Output Voltage (V)			133 / 230			
Nominal Output Frequency (Hz)			50 / 60			
Nominal Output Current (A)	17.4	21.8	24.7	29	36.3	43.5
Peak Output Power	13200VA, 60s	16500VA, 60s	18700VA, 60s	22000VA, 60s	27500VA, 60s	33000VA, 60s
THDI (with linear load)			<3%			
Switching Time (ms)			<10			
Efficiency						
Europe Efficiency			97.50%	97.80%	98.00%	98.10%
Battery Charge/Discharge Efficiency			98.30%	97.80%	98.00%	98.50%
Protection						
Reverse Polarity Protection			Yes			
Over Current / Voltage Protection			Yes			
Anti-Islanding Protection			Yes			
AC Short-circuit Protection			Yes			
Leakage Current Detection			Yes			
Ground Fault Monitoring			Yes			
Grid Monitoring			Yes			
Enclosure Protect Level			IP65			
General Data	AF12K3TH	AF15K3TH	AF17K3TH	AF20K3TH	AF25K3TH	AF30K3TH
Dimensions (W x H x D, mm)	370 x 497 x 192		298g	558 x 435 x 260		368g
Weight (kg)	20.8kg		Transformerless			
Topology			Intelligent Fan			
Cooling Concept						
Relative Humidity			0-100%			
Operating Temperature Range (°C)			-25 to 60 °C			
Operating Altitude (m)			<4000			
RoHS (Directive 2002/95/EC)			<30			
CE Marking (EN 60950-1)			LCD, LED, RS485, CAN, WiFi, GPRS, 4G			
CE Marking (EN 60950-2)			C10/C11, AS4777.2, VDE-AR-N14105, VDE0126, IEC62109-1, IEC62109-2			
CE Marking (EN 60950-3)			EN61000-6-2, EN61000-6-3			
Certification & Approvals						
EMC						

Anexo 3. Baterias Hv LiFePO4 Battery System (Rack Type)



Rack Type High Voltage Lithium Battery System 256V-512V 100Ah

-  **Safety & Reliable**
LiFePO4 & Smart BMS
-  **Optimal Electricity Cost**
Long cycle life and superior performance
-  **Compact Size & East Installation**
Module and Rack design for quick installation
-  **Expand capacity flexibly**
Parallel to expand capacity easily
-  **High compatibility BMS**
Seamless communication with most brands inverters
-  **Wide Applications:**
Self-Use, Peak Shaving, UPS, Backup, ESS, HESS,
BESS, Bank, Hospital, School, Hotel, Telecom, Base Station

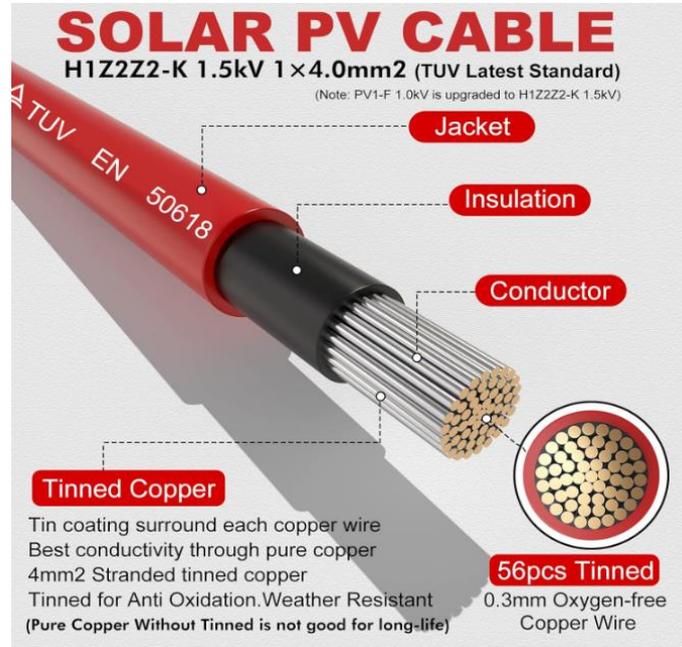




Specifications(HV Rack Type Battery System)

MODEL	GRB-25.60H	GRB-30.72H	GRB-35.84H	GRB-40.96H	GRB-46.08H	GRB-51.20H
Battery Type	LiFePO4(LFP)					
Battery Module Data						
Nominal Voltage	51.2V					
Nominal Capacity	100AH					
Nominal Energy	5.12KWH					
Dimension	440*442*133mm					
Battery System Data						
Module Qty&Configuration	5pcs in series	6pcs in series	7pcs in series	8pcs in series	9pcs in series	10pcs in series
Nominal Voltage	256V	307.2V	358.4V	409.6V	460.8V	512V
Battery System Energy	25.60KWH	30.72KWH	35.84KWH	40.96KWH	46.08KWH	51.20KWH
System Usable Energy 90% DOD	23.04KWH	27.64KWH	32.25KWH	36.86KWH	41.47KWH	46.08KWH
Operating Voltage Range	224-288V	268.8-345.6V	313.6-403.2V	358.4-460.8V	403.2-518.4V	448-576V
Dimension(W*D*H)	600*400*985mm	600*400*1135mm	600*400*1285mm	600*400*1435mm	600*400*1585mm	600*400*1735mm
Weight	265KG	310KG	355KG	400KG	445KG	490KG
Charge Current	100A(MAX); 50A(Recommended)					
Discharge Current	100A(MAX); 50A(Recommended)					
Cycle Life	6000Cycles, 25°C					
Monitoring Parameters	SOC, System voltage, current, cell voltage, cell temperature, module temperature					
Communication	CAN/RS485					
IP Rating of Enclosure	IP20					
Operating Temp. Range	Charge: 0~55°C; Discharge: -20~55°C					
Transport or Storage Temperate Range	-20°C-45°C					
Humidity	10% - 95% (No Condensing)					
Altitude	≤2000m					
Design Life	15Years+					

Anexo 4. Cable y conector S.F RELIAGINT Kit de 1.5 m





RELIAGINT™**H1Z2Z2-K 1x4mm²****Solar Cable Technical Specifications****CABLE SPECIFICATION**

Conductor	Stranded Tinned Copper
Size	4mm ²
Stranding Conductor	56/0.3mm
Conductor Diameter	2.5mm
Primary/Secondary Insulation	XLPO
Insulation Thickness	1 st 0.7mm / 2 nd 0.8mm
Voltage Rating	TUV H1Z2Z2-K DC: 1.5kV AC: 0.6/1kV
Operating Temperature	-40°C up to 90°C
Insulation Resistance At 20°C	≥10 ¹¹ Ω.m
Current Carrying Capacity @ 30°C	55A
Spark Test	10000 VAC
Rated Power Frequency Withstand Voltage	6500 VAC / 5min
Conductor Resistance AT 20C	≤5.09 Ω/km



Anexo 5. Cable solar fotovoltaico Centelsa

Líderes

CENTELSA
CABLES DE ENERGÍA Y DE TELECOMUNICACIONES S.A.
Una empresa Viakable

Cables para el aprovechamiento
de la energía solar

CENTELSA FOTOVOLTAICOS

RoHS

www.centelsa.com

FOTOVOLTAICOS

CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO H1Z2Z2-K 1,0 kV AC (1,5 kV DC) 90°C HF FR

Conductor		Aislamiento		Cubierta		Peso Total Aproximado	Ampacidad ⁽¹⁾		
Calibre	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Espesor Nominal	Diametro Aproximado	Espesor Nominal	Diametro Aproximado		Un Cable al Aire	Un Cable Sobre una Superficie	Dos Cables en Contacto Sobre Superficie
mm ²	Ω/km	mm	mm	mm	mm	kg/km	A		
1,5	13,2980	0,70	3,06	0,80	4,74	31	30	29	24
2,5	7,9693	0,70	3,53	0,80	5,21	42	41	39	33
4	4,9408	0,70	4,08	0,80	5,76	58	55	52	44
6	3,2906	0,70	4,66	0,80	6,34	78	70	67	57
10	1,8928	0,70	5,65	0,80	7,33	120	98	93	79
16	1,2036	0,70	6,54	0,90	8,44	183	132	125	107
25	0,7717	0,90	8,21	1,00	10,31	280	176	167	142
35	0,5484	0,70	9,38	1,10	11,66	380	218	207	176
50	0,3815	1,00	11,08	1,20	13,58	537	276	262	221
70	0,2689	1,10	13,05	1,20	15,55	752	347	330	278
95	0,2038	1,10	15,24	1,30	17,94	980	416	395	333
120	0,1592	1,20	17,26	1,30	19,96	1254	488	464	390
150	0,1281	1,40	19,31	1,40	22,23	1549	566	538	453
185	0,1048	1,60	21,40	1,60	24,72	1893	644	612	515
240	0,0793	1,70	27,77	1,70	31,31	2593	775	736	620

CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO PV XLPE 2000 V 90°C SR

Conductor		Aislamiento		Peso Total Aproximado	Ampacidad ⁽²⁾	
Calibre	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Espesor Nominal	Diametro Aproximado		Un Cable al Aire	Hasta Tres Conductores en Ducto
AWG	Ω/km	mm	mm	kg/km	A	
14	8,4443	1,90	5,92	50	30	23
12	5,3149	1,90	6,42	65	41	30
10	3,3436	1,90	7,06	88	56	41
8	2,1021	2,16	8,36	126	78	55
6	1,3226	2,16	9,42	182	106	73
4	0,8478	2,16	10,44	263	141	96
2	0,5332	2,16	11,98	389	190	129
1/0	0,3351	2,67	14,94	604	259	172
2/0	0,2659	2,67	16,08	739	300	194
4/0	0,1688	2,67	19,52	1140	405	260
250	0,1429	3,05	21,56	1365	455	290
500	0,0728	3,05	30,69	2650	703	430

Notas:

Los datos aquí registrados son nominales y están sujetos a las tolerancias según las normas y las prácticas normales de fabricación. Otras configuraciones y calibres no especificados en este catálogo, están disponibles bajo pedido.

(1) Criterios de ampacidad según UNE (Tabla A.3), temperatura conductor de 120°C y temperatura ambiente de 60°C.

(2) Capacidad de corriente según NTC 2050 (NEC), temperatura conductor de 90°C y temperatura ambiente de 30°C.



Anexo 6. Conductores de cobre THHN (ELECTRO CABLES)

CONDUCTORES DE COBRE

THHN



Conductor de cobre para 0.6 kV aislado con policloruro de vinilo (PVC) 90 °C, y chaqueta de poliamida (nylon), resistente a la humedad, calor elevado, aceite y gasolina.

CONSTRUCCIÓN

Los conductores tipo THHN o THWN-2 pueden ser sólidos o cableados y están contruidos con cobre de temple suave, están además aislados con una capa uniforme de material termoplástico policloruro de vinilo (PVC) resistente a la humedad y al calor elevado, sobre la cual se aplica una cubierta protectora de nylon o poliamida. Pueden ser suministrados en colores variados según su calibre y con distintas formas de embalaje.

APLICACIONES

Los conductores de cobre tipo THHN o THWN-2 son utilizados para circuitos de fuerza y alumbrado en edificaciones industriales, comerciales y residenciales, son especialmente aptos para instalaciones especiales por ductos difíciles y para usarse en zonas abrasivas o contaminadas con aceites, grasas, gasolinas, etc. y otras sustancias químicas corrosivas como pinturas, solventes, etc., tal como se especifica en el National Electrical Code. Este tipo de conductor, cuando es utilizado como THHN puede ser usado en lugares secos con temperatura máxima de operación de 90 °C, pero si es utilizado como THWN-2 puede ser usado en lugares secos y húmedos con temperatura máxima de operación de 90 °C, así mismo cuando están expuestos a aceites, grasas, pinturas, solventes químicos, etc. En cuanto a su tensión de servicio, para todas las aplicaciones, es de 0.6 kV.

ESPECIFICACIONES

Los conductores de cobre tipo THHN o THWN-2 fabricados por ELECTROCABLES C.A., cumplen con las siguientes especificaciones y normas:

- **ASTM B3:** Alambres de cobre recocido o suave.
- **ASTM B8:** Conductores trenzados de cobre en capas concéntricas.
- **ASTM B787:** Conductores trenzados de cobre de 19 hilos, formación unilay para ser aislados posteriormente.
- **UL 83:** Alambres y cables aislados con material termoplástico.
- **ANSI/NEMA WC-70 ICEA S-95-658** : Cables de potencia nominal 2 kV o menos, para distribución de energía eléctrica.
- **NTE INEN 2 345:** Conductores y alambres aislados con material termoplástico.

Además de todos los requerimientos del National Electrical Code.



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

www.electrocable.com

Conductor de cobre para 0.6 kV aislado con policloruro de vinilo (PVC) 90 °C, y chaqueta de poliamida (nylon), resistente a la humedad, calor elevado, aceite y gasolina.

CONDUCTOR			Espesor de Aislamiento (mm)	Espesor de Chaqueta (mm)	Diámetro Externo Aprox. (mm)	Peso total Aprox. (kg / km)	*Capacidad de Corriente (A)
CALIBRE (AWG o kcmil)	Sección Transversal (mm ²)	No. Hilos					
FORMACIÓN SÓLIDO Y CABLEADO CONCÉNTRICO							
14	2,08	1	0,38	0,10	2,59	22,56	25
12	3,31	1	0,38	0,10	3,01	34,32	30
10	5,261	1	0,51	0,10	3,81	54,74	40
8	8,367	1	0,76	0,13	5,04	89,55	55
8	8,367	7	0,76	0,13	5,48	94,93	55
6	13,3	7	0,76	0,13	6,44	144,57	75
4	21,15	7	1,02	0,15	8,22	231,68	95
FORMACIÓN UNILAY							
14	2,08	19	0,38	0,1	2,76	23,58	25
12	3,31	19	0,38	0,1	3,26	35,93	30
10	5,261	19	0,51	0,1	4,11	55,95	40
8	8,367	19	0,76	0,13	5,40	93,62	55
6	13,3	19	0,76	0,13	6,34	142,58	75
4	21,15	19	1,02	0,15	8,09	228,51	95
2	33,62	19	1,02	0,15	9,59	350,90	130
1	42,4	19	1,27	0,18	11,04	437,08	145
1/0	53,49	19	1,27	0,18	12,05	560,77	170
2/0	67,44	19	1,27	0,18	13,17	697,21	195
3/0	85,02	19	1,27	0,18	14,43	868,29	225
4/0	107,2	19	1,27	0,18	15,85	1083,04	260
FORMACIÓN CABLEADO CONCÉNTRICO							
250	126,7	37	1,52	0,2	18,06	1289,56	290
300	152	37	1,52	0,2	19,44	1533,75	320
350	177	37	1,52	0,2	20,74	1774,71	350
400	203	37	1,52	0,2	21,93	2023,85	380
500	253	37	1,52	0,2	24,10	2502,47	430
600	304	61	1,78	0,23	26,70	3015,86	475
750	380	61	1,78	0,23	29,37	3740,80	535
1000	507	61	1,78	0,23	33,28	4947,40	615

*Capacidad máxima de corriente, para no más de 3 conductores en tensión en ducto, cable o tierra (directamente enterrados), para temperatura ambiente de 30 °C. Ref NEC (Edición 2020) [Tabla 310.16]

• Los valores indicados en esta tabla pueden variar según las tolerancias permitidas en las normas de fabricación del conductor.

Anexo 7. Portafusible S.F df Electric 32 A



HORUS
PHOTOVOLTAIC
PROTECTION



**PROTECTING
THE WORLD**

FOTOVOLTAICOS

FUSIBLES & BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

PMX 1000V DC

Bases portafusibles PV
para fusibles cilíndricos

PMX 10x38



10x38

14x51

22x65

dfelectric.es



CORRIENTE ASIGNADA 32A
TENSIÓN ASIGNADA 690V AC 1000V DC
POTENCIA DISPONIBLE MÁXIMA 4W
ÍNDICE DE PROTECCIÓN IP20
NORMAS IEC/EN 60269-1 IEC/EN 60269-2 UL4248-1 UL4248-19 UL486E CSA C22.2 N° 4248-1 CSA 22.2 N° 65



PATENTED DESIGN

Base portafusibles modular que ofrece una tensión asignada de 1000V DC

Base portafusibles modular para utilizar con fusibles cilíndricos talla 10x38 según norma IEC/EN 60269.

Diseño compacto, de dimensiones reducidas.

Zonas de ventilación optimizadas para una mejor disipación del calor.

Fabricadas con materiales de calidad

- Contactos de cobre electrolítico plateados.
- Materiales plásticos autoextinguibles y de alta resistencia a la temperatura.
- Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea RoHS.



Amplia gama de accesorios disponible.

Certificación UL (File E359201).
Certificación CSA (File 221680).



Accesorios

REFERENCIA	DESCRIPCIÓN	EMBALAJE Unid./CAJA
480005	PINZA PARA UNIÓN MULTIPOLAR	12
485050	PASADOR PARA UNIÓN MULTIPOLAR	12
485051	ACCESORIO DE BLOQUEO	5
485052	ACCESORIO PROTECCIÓN ESPECIAL IP20	24
485053	ACCESORIO SEPARADOR FASES	12
485056	RECAMBIO INDICADOR DE FUSIÓN NEÓN 1000V DC	12
485656	ACCESORIO PROTECCIÓN TORNILLOS	20

Referencias

REFERENCIA	INDICADOR	POLOS	MÓDULOS	EMBALAJE Unid./CAJA
485150	-	1P	1	12/192
485151	-	2P	2	6/96
485152	•	1P	1	12/192
485153	•	2P	2	6/96



PMX
1000V DC
Bases portafusibles PV
para fusibles cilíndricos

10x38

FOTVOLTAICOS

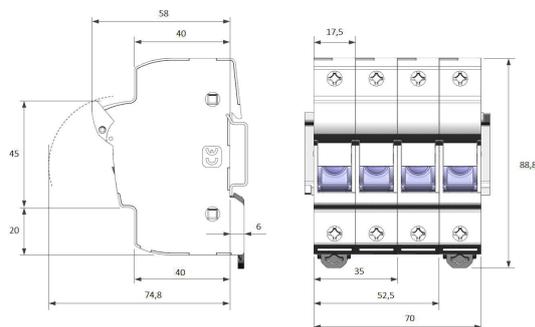
HORUS
PHOTOVOLTAIC
PROTECTION

Datos técnicos

Corriente asignada	32A	
Tensión asignada	690V AC 1000V DC	
Potencia disipable máxima	4W	
Potencia disipada por polo	80% $I_n > 0,27W$ 100% $I_n > 0,43W$	
Categoría de empleo según EN 60947-3	690V > AC-21B 1000V DC > DC-20B	
Grado de polución	3	
Índice de protección *	IP20	
Tensión asignada soportada al impulso	6kV U imp	
Temperatura ambiente de servicio	-40°C ... 70°C (con accionamiento del tractor) -50°C ... 80°C (sin accionamiento del tractor)	
Temperatura de almacenaje	-50°C ... 80°C	
Coefficiente de aplicación en bases multipolares	POLOS	I_{MAX}
	1 ... 4	I_n
	5 ... 6	$0,8 \times I_n$
	7 ... 9	$0,7 \times I_n$
	≥ 10	$0,6 \times I_n$
Corrección de corriente admisible en función de la temperatura ambiente	20° C	1
	30° C	0,95
	40° C	0,90
	50° C	0,80
	60° C	0,70
	70° C	0,60

* Para cables de sección $\leq 8\text{mm}^2$ es necesario un accesorio para garantizar IP20 en bornes. ► FIG. 4

Dimensiones



Peso

1P	57gr
2P	114gr

Peso sin embalaje

Normas

IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-2
UL4248-1 Portafusibles
UL4248-19 Portafusibles fotovoltaicos
UL486E Terminales de conexión
CSA C22.2 N° 4248-1 Portafusibles
CSA 22.2 N° 65 Terminales de conexión

Certificaciones



10x38 PMX PV 1000V DC Bases portafusibles
Ed 16
2023.31.10

dfelectric.es

Anexo 8. Fusible df Electric

df Electric

HORUS
PHOTOVOLTAIC
PROTECTION

FOTVOLTAICOS
FUSIBLES & BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTVOLTAICAS

gPV
CILINDRICOS
fusibles

CIL 14x51

df 491655
gPV
32A
1000 V DC
I_n=30 kA

10x38 **14x51** **10x65** **10/14/65** **22x65**

PROTECTING THE WORLD

dfelectric.es



gPV
CILINDRICOS
fusibles

FOTVOLTAICOS

HORUS
PHOTOVOLTAIC
PROTECTION

14x51

14x51

TENSIÓN ASIGNADA
1100V DC
1000V DC

CORRIENTE ASIGNADA
15A | 20A
25A | 32A

PODER DE CORTE
10kA
30kA

NORMAS
IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-6
UL248-1
UL248-19



Fusibles cilíndricos para aplicaciones fotovoltaicas

Los fusibles cilíndricos 14x51 DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica de los módulos fotovoltaicos en tensiones hasta 1.000/1.100V DC.

La gama comprende los siguientes fusibles:

- Size 14x51 1100V DC 15A and 20A
- Size 14x51 1000V DC 25A and 32A

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19).

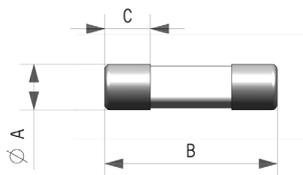
Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio.

Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las **bases portafusibles PMX-PV 14x51**



Dimensiones



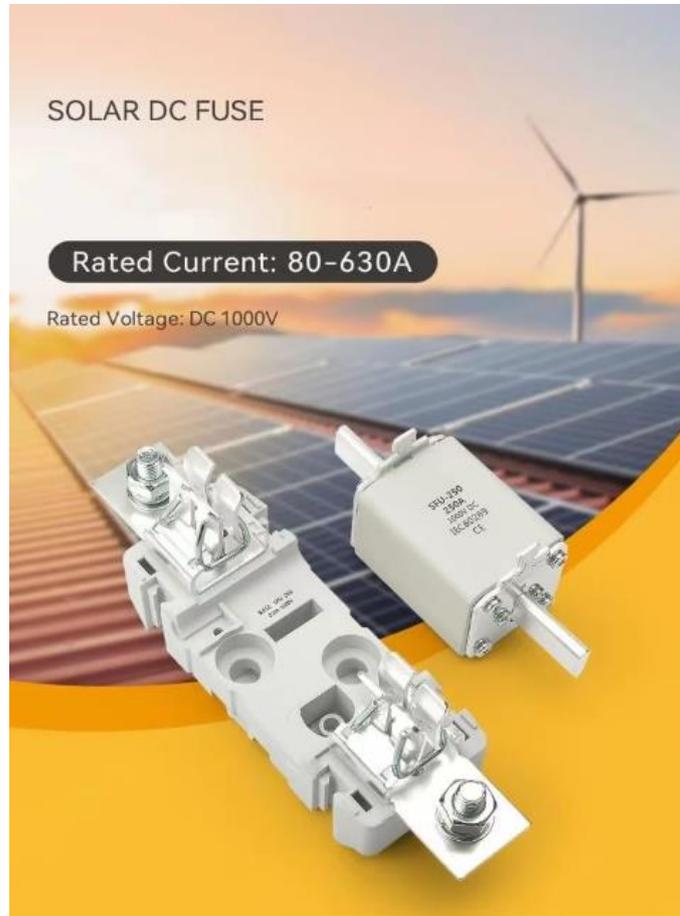
A	B	C
14,3	51	13

Peso 18gr

Referencias

U (V DC)	I _n (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Uni /CAJA
1100	15	491647	10/50
	20	491648	10/50
1000	25	491650	10/50
	32	491655	10/50

Anexo 9. Fusible de la batería Solar DC Fuse



WIDE RANGE USE



Fuses are often used in low-voltage distribution networks and power drag systems for short-circuit protection and severe overload protection.

Product parameter

[LEARN MORE](#)



Rated Voltage U_e	1000V	
Rated Current I_n	SFU-160	40/50/63/80/100/125/160A
	SFU-250	32/40/50/63/80/100/125/160/200/250A
	SFU-400	125/160/200/250/300/315/355/400A
	SFU-630	315/355/400/425/500/630A
Biggest Block Ability	50kA	

Anexo 10. Interruptor tetrapolar de caja moldeada

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE CAJA MOLDEADA 3VM



Interruptores automáticos tipo fijo y regulable BIPOLAR, TRIPOLAR y TETRAPOLAR, hasta hasta 630A.

Tensión de operación Ue	Capacidad de ruptura Icu:
415 V (2 polos), 500 V (3 y 4 polos)	25 kA / 415V (2 polos)
Tensión de aislamiento UI	16 kA / 415V (3 polos)
500 V (2 polos), 690 V (3 y 4 polos)	25 kA / 415V (3 polos)
Tensión de Impulso Uimp	36 kA / 415V (3 polos)
8 kV	36 kA / 415V (4 polos)

Código (MLFB)	Regulación (A)		Capacidad de Ruptura (kA)			Precio Lista Unit. \$.
	Sobrecarga	Cortocircuito	220 VAC	380/415 VAC	440 VAC	
Disparador por sobreintensidad termomagnético, BIPOLAR TM tipo fijo TM210 FTFM, capacidad "N"						
ZVM1196-3ED22-Q1AO	16	320	36	25	-	238
ZVM1120-3ED22-Q1AO	20	320	36	25	-	238
ZVM1125-3ED22-Q1AO	25	320	36	25	-	238
ZVM1133-3ED22-Q1AO	32	320	36	25	-	238
ZVM1140-3ED22-Q1AO	40	400	36	25	-	238
ZVM1150-3ED22-Q1AO	50	500	36	25	-	238
ZVM1163-3ED22-Q1AO	63	630	36	25	-	238
ZVM1180-3ED22-Q1AO	80	800	36	25	-	266
ZVM1110-3ED22-Q1AO	100	1000	36	25	-	303
Disparador por sobreintensidad termomagnético, TRIPOLAR TM tipo fijo TM210 FTFM, capacidad "B" y "N"						
ZVM1020-2ED32-Q1AO	20	320	25	16	8	256
ZVM1025-2ED32-Q1AO	25	320	25	16	8	256
ZVM1032-2ED32-Q1AO	32	320	25	16	8	256
ZVM1040-2ED32-Q1AO	40	400	25	16	8	256
ZVM1050-2ED32-Q1AO	50	500	25	16	8	256
ZVM1063-2ED32-Q1AO	63	630	25	16	8	256
ZVM1080-2ED32-Q1AO	80	800	25	16	8	279
ZVM1010-2ED32-Q1AO	100	1000	25	16	8	317
ZVM1113-3ED32-Q1AO	125	1250	36	25	16	541
ZVM1116-3ED32-Q1AO	160	1600	36	25	16	634
ZVM1220-4ED32-Q1AO	200	2000	55	36	25	854
ZVM1225-4ED32-Q1AO	250	2500	55	36	25	970
Disparador por sobreintensidad termomagnético, TRIPOLAR TM, sobrecarga: regulable (I_n=0.7 a 1xI_n), cortocircuito fijo TM220 ÁTFM, capacidad "N"						
ZVM1196-3EE32-Q1AO	11 - 16	320	36	25	16	343
ZVM1120-3EE32-Q1AO	14 - 20	320	36	25	16	343
ZVM1125-3EE32-Q1AO	18 - 25	320	36	25	16	343
ZVM1133-3EE32-Q1AO	22 - 32	320	36	25	16	343
ZVM1140-3EE32-Q1AO	28 - 40	400	36	25	16	343
ZVM1150-3EE32-Q1AO	35 - 50	500	36	25	16	343
ZVM1163-3EE32-Q1AO	44 - 63	630	36	25	16	343
ZVM1180-3EE32-Q1AO	56 - 80	800	36	25	16	376
ZVM1110-3EE32-Q1AO	70 - 100	1000	36	25	16	374
ZVM1113-3EE32-Q1AO	88 - 125	1250	36	25	16	497
ZVM1116-3EE32-Q1AO	112 - 160	1600	36	25	16	577

Siemens Perú - El precio Lista no incluye IGV vigente - Precios sujetos a cambio sin previo aviso

2.15

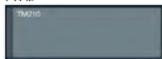
INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE CAJA MOLDEADA 3VM

Código (MLFB)	Regulación (A)		Capacidad de Ruptura (kA)			Precio Lista Unit. \$.
	Sobrecarga	Cortocircuito	220 VAC	380/415 VAC	440 VAC	
Disparador por sobreintensidad termomagnético, TRIPOLAR TM, sobrecarga: regulable (I _n =0.7 a 1xI _n), cortocircuito fijo TM220 ATFM, capacidad "S"						
3VM1196-4EE32-QAAO	11-16	320	55	36	20	390
3VM1120-4EE32-QAAO	14-20	320	55	36	20	390
3VM1125-4EE32-QAAO	18-25	320	55	36	20	390
3VM1132-4EE32-QAAO	22-32	320	55	36	20	390
3VM1140-4EE32-QAAO	28-40	400	55	36	20	390
3VM1150-4EE32-QAAO	35-50	500	55	36	20	390
3VM1163-4EE32-QAAO	44-63	630	55	36	20	390
3VM1180-4EE32-QAAO	56-80	800	55	36	20	427
3VM1110-4EE32-QAAO	70-100	1000	55	36	20	495
3VM1112-4EE32-QAAO	88-125	1250	55	36	20	659
3VM1116-4EE32-QAAO	112-160	1600	55	36	20	694
3VM1220-4EE32-QAAO	140-200	2000	55	36	20	935
3VM1225-4EE32-QAAO	175-250	2500	55	36	20	979
3VM1340-4EE32-QAAO	280-400	4000	55	36	36	1,465
3VM1463-4EE32-QAAO	440-630	6300	55	36	36	1,882
Disparador por sobreintensidad termomagnético, TRIPOLAR TM, sobrecarga: regulable (I _n =0.7 a 1xI _n), cortocircuito fijo TM220 ATFM, capacidad "M"						
3VM1340-5EE32-QAAO	280-400	4000	85	55	55	1,690
3VM1463-5EE32-QAAO	440-630	6300	85	55	55	2,306
Disparador por sobreintensidad termomagnético, TETRAPOLAR TM, sobrecarga: regulable (I _n =0.7 a 1xI _n), cortocircuito fijo TM220 ATFM, capacidad "N" y "S", polo neutro 100% protegido						
3VM1196-3GE42-QAAO	1-16	320	36	25	16	422
3VM1120-3GE42-QAAO	14-20	320	36	25	16	422
3VM1125-3GE42-QAAO	18-25	320	36	25	16	422
3VM1132-3GE42-QAAO	22-32	320	36	25	16	422
3VM1140-3GE42-QAAO	28-40	400	36	25	16	422
3VM1150-3GE42-QAAO	35-50	500	36	25	16	422
3VM1163-3GE42-QAAO	44-63	630	36	25	16	422
3VM1180-3GE42-QAAO	56-80	800	36	25	16	463
3VM1110-3GE42-QAAO	70-100	1000	36	25	16	535
3VM1112-3GE42-QAAO	88-125	1250	36	25	16	866
3VM1116-3GE42-QAAO	112-160	1600	36	25	16	886
3VM1220-4GE42-QAAO	140-200	2000	55	36	25	1,137
3VM1225-4GE42-QAAO	175-250	2500	55	36	25	1,269

Código (MLFB)	Descripción	Precio Lista Unit. \$.
Accesorios internos 3VM		
3VM9988-0AA13	Contacto auxiliar 1 NA + 1 NC	89
3VM9908-0BL33	Bobina de disparo 208-277 VAC / 220-250 VDC.	212

TM210

FTFM



TM220

ATFM



Siemens Perú - El precio Lista no incluye IGV vigente - Precios sujetos a cambio sin previo aviso

2.16

Anexo 11. Informe de simulación PVSYST.



Version 7.4.8

PVsyst - Simulation report

Standalone system

Project: Proyecto Subestacion Gualaquiza

Variant: Nueva variante de simulación

Standalone system with batteries

System power: 29.64 kWp

Bomboiza - Ecuador

Author



Project: Proyecto Subestacion Gualaquiza

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
02/08/24 10:16
with V7.4.8

Project summary

Geographical Site Bomboiza Ecuador	Situation Latitude -3.46 °S Longitude -78.55 °W Altitude 793 m Time zone UTC-5	Project settings Albedo 0.20
Weather data Bomboiza Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

System summary

Standalone system	Standalone system with batteries		
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 6.1 / 0 °	User's needs Fixed constant load 2700 W Global 23.65 MWh/Year		
System information		Battery pack	
PV Array		Technology	Lithium-ion, LFP
Nb. of modules	52 units	Nb. of units	40 units
Pnom total	29.64 kWp	Voltage	512 V
		Capacity	400 Ah

Results summary

Useful energy from solar	23652 kWh/year	Specific production	798 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	44.99 %
Missing Energy	0 kWh/year	Available solar energy	44499 kWh/year	Solar Fraction SF	100.00 %
Excess (unused)	19913 kWh/year				

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6



Project: Proyecto Subestacion Gualaquiza

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
02/08/24 10:16
with V7.4.8

General parameters

Standalone system		Standalone system with batteries	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	
Fixed plane		No 3D scene defined	
Tilt/Azimuth	6.1 / 0 °	Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteorom
		Circumsolar	separate
User's needs			
Fixed constant load			
2700 W			
Global			
23.65 MWh/Year			

PV Array Characteristics

PV module		Battery	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	AXIbiperfect FXXL TS AC-570TFB/144TS (Original PVsyst database)	Model	VT-48100E-P2 51-2V 5.12 kWh Rack
Unit Nom. Power	570 Wp	Technology	Lithium-ion, LFP
Number of PV modules	52 units	Nb. of units	4 in parallel x 10 in series
Nominal (STC)	29.64 kWp	Discharging min. SOC	10.0 %
Modules	4 string x 13 In series	Stored energy	184.3 kWh
At operating cond. (50°C)		Battery Pack Characteristics	
Pmpp	27.35 kWp	Voltage	512 V
U mpp	508 V	Nominal Capacity	400 Ah (C10)
I mpp	54 A	Temperature	Fixed 20 °C
Controller		Battery Management control	
Universal controller		Threshold commands as	SOC calculation
Technology	MPPT converter	Charging	SOC = 0.96 / 0.80
Temp coeff.	-5.0 mV/°C/Elem.	Discharging	SOC = 0.10 / 0.35
Converter			
Maxi and EURO efficiencies	97.0 / 95.0 %		
Total PV power			
Nominal (STC)	30 kWp		
Total	52 modules		
Module area	134 m²		
Cell area	124 m²		

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Series Diode Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	155 mΩ	Voltage drop	0.7 V			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	0.1 % at STC			
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.2 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Project: Proyecto Subestacion Gualaquiza

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
02/08/24 10:16
with V7.4.8

Main results

System Production

Useful energy from solar 23652 kWh/year
Available solar energy 44499 kWh/year
Excess (unused) 19913 kWh/year

Perf. Ratio PR 44.99 %
Solar Fraction SF 100.00 %

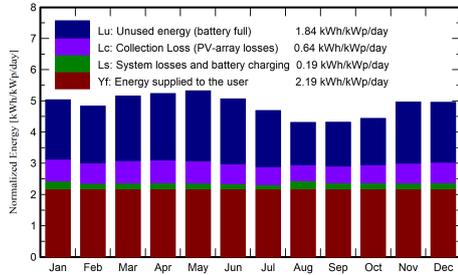
Loss of Load

Time Fraction 0.0 %
Missing Energy 0 kWh/year

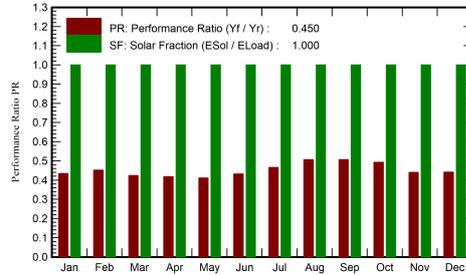
Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW 97.8 %
Static SOW 93.3 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	161.9	150.5	3876	1738	0.000	2009	2009	1.000
February	138.0	130.7	3381	1505	0.000	1814	1814	1.000
March	160.3	155.0	3981	1900	0.000	2009	2009	1.000
April	153.8	152.5	3904	1887	0.000	1944	1944	1.000
May	158.5	160.0	4148	2062	0.000	2009	2009	1.000
June	144.6	146.9	3845	1843	0.000	1944	1944	1.000
July	139.1	140.7	3685	1644	0.000	2009	2009	1.000
August	131.0	129.4	3384	1240	0.000	2009	2009	1.000
September	128.7	125.2	3259	1246	0.000	1944	1944	1.000
October	139.4	132.9	3438	1360	0.000	2009	2009	1.000
November	153.4	143.6	3748	1732	0.000	1944	1944	1.000
December	159.6	147.9	3850	1756	0.000	2009	2009	1.000
Year	1768.4	1715.2	44499	19913	0.000	23652	23652	1.000

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	E_User	Energy supplied to the user
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E_Load	Energy need of the user (Load)
E_Avail	Available Solar Energy	SolFrac	Solar fraction (EUsed / ELoad)
EUnused	Unused energy (battery full)		
E_Miss	Missing energy		

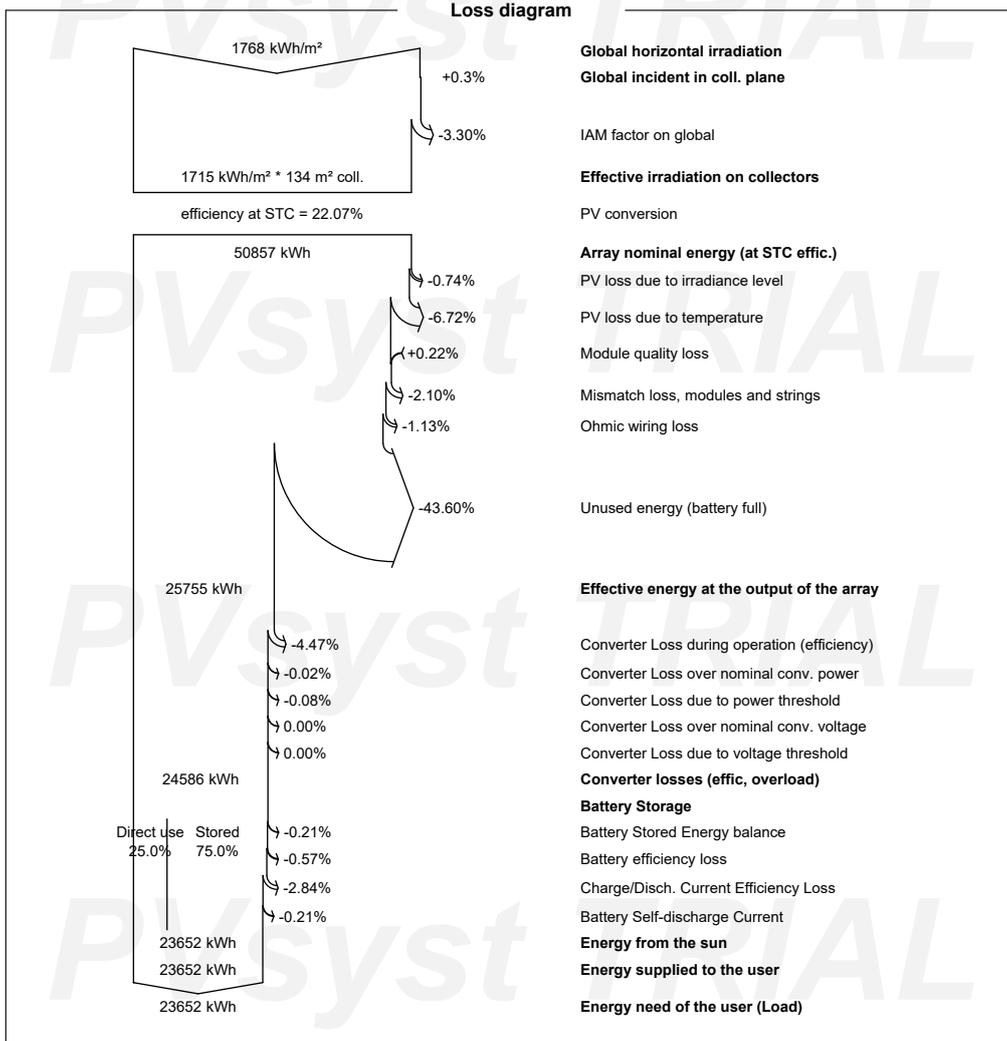


Project: Proyecto Subestacion Gualaquiza

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
02/08/24 10:16
with V7.4.8



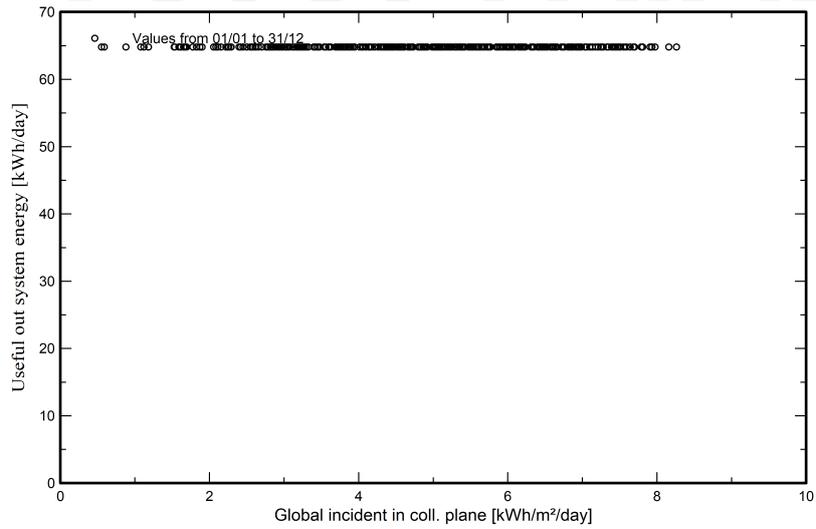


PVsyst V7.4.8

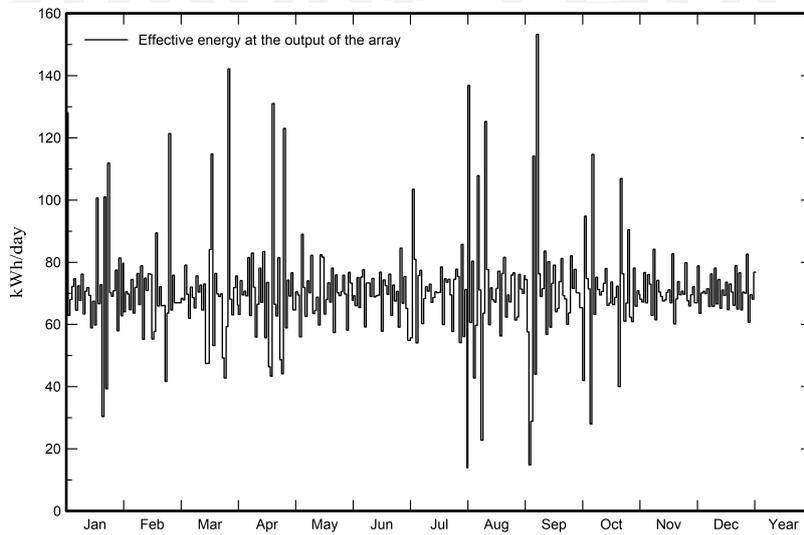
VC0, Simulation date:
02/08/24 10:16
with V7.4.8

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Energía diaria a la salida del conjunto



Anexo 12. Justificación de precios

Desglose de precios panel solar

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Panel Solar	Unidad	52	\$ 120.00	\$ 6,240.00
Conector MC4 y accesorios	Unidad	52	\$ 12.97	\$ 674.44
Mano de Obra	Horas	40	\$ 5.00	\$ 200.00
Tornillos y fijación riel	Unidad	52	\$ 2.00	\$ 104.00
Dirección técnica	Horas	40	\$ 10.00	\$ 400.00
Herramientas Menores	Unidad	3	\$ 20.00	\$ 60.00
Total				\$ 7,678.44

Desglose de precios inversor

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Inversor	Unidad	2	\$ 1,889.00	\$ 3,778.00
Mano de Obra	Horas	4	\$ 5.00	\$ 20.00
Configuración y Puesta en Marcha	Unidad	2	\$ 50.00	\$ 100.00
Dirección técnica	Unidad	4	\$ 10.00	\$ 40.00
Herramientas menores	Unidad	3	\$ 20.00	\$ 60.00
Total				\$ 3,998.00

Desglose de precios Baterías

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Rack Batería	Unidad	2	\$ 7,075.00	\$ 14,150.00
Mano de Obra	Horas	2	\$ 5.00	\$ 10.00
Material Menudo	Unidad	1	\$ 15.00	\$ 15.00
Dirección técnica	Unidad	2	\$ 5.00	\$ 10.00
Herramientas menores	Unidad	3	\$ 20.00	\$ 60.00
Total				\$ 14,245.00

Desglose de precios Estructura

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Estructura de Soporte	Unidad	52	\$ 40.00	\$ 2,080.00
Mano de Obra	Horas	24	\$ 5.00	\$ 120.00
Material Menudo	Unidad	1	\$ 100.00	\$ 100.00
Dirección técnica	Horas	24	\$ 10.00	\$ 240.00
Herramientas menores	Unidad	3	\$ 20.00	\$ 60.00
Total				\$ 2,600.00

Desglose de precios Cableado

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Conductor 50 mm ² 2 CC	M	100	\$ 0.85	\$ 85.00
Conductor 1,5 mm ² 2 CC	M	10	\$ 0.995	\$ 9.95
Conductor #6 THHN	M	100	\$ 3.20	\$ 320.00
Material Menudo	Unidad	1	\$ 100.00	\$ 100.00
Dirección técnica	Horas	24	\$ 10.00	\$ 240.00
Herramientas menores	Unidad	3	\$ 20.00	\$ 60.00
Total				\$ 814.95

Desglose de precios Protecciones

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Fusible DF 14x51-CIL-PV 32A 1000V	Unidad	4	\$ 17.00	\$ 68.00
Portafusibles PMX 1000V DF	Unidad	4	\$ 27.000	\$ 108.00
Fusible SFU-160 50A	Unidad	2	\$ 100.00	\$ 200.00
Breaker Caja moldeada Tetrapolar	Unidad	1	\$ 160.00	\$ 160.00
Mano de Obra	Horas	3	\$ 5.00	\$ 15.00
Dirección técnica	Horas	3	\$ 10.00	\$ 30.00
Herramientas menores	Unidad	3	\$ 20.00	\$ 60.00
Total				\$641.00

Desglose de precios Transporte

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Transporte de materiales y equipos	Unidad	1	\$ 200.00	\$ 200.00
Total				\$200.00

Desglose de precios Herramientas adicionales

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Herramientas varias (Taladro, Amoladora y Rotomartillo)	Día	1	\$ 250.00	\$ 250.00
Total				\$ 250.00

Desglose de precios Materiales de obra adicionales

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Materiales de Obra adicionales (Imprevistos)	Proyecto	1	\$ 1,500.00	\$1,500.00
Total				\$1,500.00

Desglose de precios Importación

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Flete Marítimo Fob Shanghai	CBM	5.5	\$ 875.00	\$ 1,500.00
Almacén GYE	CBM	5.5	\$ 150.00	\$ 150.00
Manejo de Aduanas (Trámites Administrativos)	Unidad	1	\$ 300.00	\$ 300.00
Seguro	Unidad	1	\$ 40.00	\$ 40.00
Manejo de Cargas Peligrosas	Unidad	1	\$ 1,415.00	\$ 1,415.00
Flete Interno	Unidad	1	\$ 200.00	\$ 200.00
Impuestos Aduanas	Unidad	1	\$ 1,603.62	\$ 1,603.62
Total				\$ 5,208.62