

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EL EDIFICIO
DEL GOBIERNO AUTÓNOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE FRANCISCO
DE ORELLANA EN BASE A LA NORMATIVA ECUATORIANA VIGENTE.**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE
QUITO
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EL EDIFICIO
DEL GOBIERNO AUTONOMO DESENTRALIZADO MUNICIPAL DE FRANCISCO
DE ORELLANA EN BASE A LA NORMATIVA ECUATORIANA VIGENTE.**

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

AUTOR: JEAN ALEXANDER REVELO LANDAZURI
TUTOR: ROGELIO ALFREDO ORIZONDO MARTINEZ

Quito - Ecuador
2023

Jean Alexander Revelo Landazuri

DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EL EDIFICIO DEL GOBIERNO AUTÓNOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE FRANCISCO DE ORELLANA EN BASE A LA NORMATIVA ECUATORIANA VIGENTE.

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2023

Carrera de Electricidad

Breve reseña histórica e información de contacto.



Jean Alexander Revelo Landazuri (Y'1996). Realizó sus estudios de nivel secundario en la Unidad Educativa Borja 3 Cavanis de la ciudad de Quito. Egresado de la carrera de Electricidad de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la implementación de un sistema de generación fotovoltaica jrevelol@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Rogelio Alfredo Orizondo Martínez (Y'1972). Nació en Caracas, Venezuela. Recibió su título en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Simón Bolívar en 1999 y el MSc. en la Universidad Simón Bolívar en 2006. Actualmente es docente en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus áreas de investigación incluyen electrónica de potencia, especialmente FACTS, sistemas de puesta a tierra y protección catódica. rorizondo@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2023 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO – ECUADOR

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO
DE TITULACIÓN**

Yo, Jean Alexander Revelo Landazuri con documento de identificación N° 1724054497 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo 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.

Quito, 10 de noviembre del año 2023

Atentamente,



Jean Alexander Revelo Landazuri
1724054497

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

Yo, Jean Alexander Revelo Landazuri con documento de identificación No. 1724054497, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Proyecto Técnico : "Diseño de un sistema de generación fotovoltaica para el edificio del gobierno autónomo Descentralizado Municipal de Francisco de Orellana en base a la normativa Ecuatoriana vigente", 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, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 10 de noviembre del año 2023

Atentamente,



Jean Alexander Revelo Landazuri
1724054497

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Rogelio Alfredo Orizondo Martínez con documento de identificación N° 1757424195, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EL EDIFICIO DEL GOBIERNO AUTÓNOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE FRANCISCO DE ORELLANA EN BASE A LA NORMATIVA ECUATORIANA VIGENTE, realizado por Jean Alexander Revelo Landazuri con documento de identificación N° 1724054497, 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.

Quito, 10 de noviembre del año 2023

Atentamente,



Ing. Rogelio Alfredo Orizondo Martínez, MSc

1757424195

ÍNDICE GENERAL

1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	5
1.2. Alcance	5
1.3. Objetivo Principal	5
1.4. Objetivos específicos.....	6
2. Marco teórico	7
2.1. Energías renovables.....	7
2.1.1. Energía Solar (SE).....	8
2.2. Generación Distribuida (DG)	12
2.2.1. Micro-redes	13
2.3. Sistema Fotovoltaico	16
2.3.1. Celda Fotovoltaica.....	17
2.3.2. Paneles fotovoltaicos.....	17
2.3.3. Disposición de los Paneles Solares	17
2.3.4. Ángulo de Elevación	18
2.3.5. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	18
2.3.6. Tipos de conexión de paneles solares	18
2.4. Diseño del sistema generación fotovoltaica	20
2.4.1. Energía total producida	20
2.4.2. Cálculo de sombra entre paneles fotovoltaicos	21
2.4.3. Dimensionamiento de paneles solares fotovoltaicos.....	23
2.4.4. Dimensionamiento de banco de baterías.....	25
2.4.5. Dimensionamiento de regulador de carga.....	27
2.4.6. Dimensionamiento del inversor	27
2.5. Regulación ARCERNNR 001/2021	28
2.5.1. Características de la Regulación ARCERNNR 001/2021.....	28
3. Metodología de diseño	31
3.1. Análisis y Descripción del predio del GAD de Francisco de Orellana	31
3.1.1. Área destinada a la implementación de paneles solares fotovoltaicos.....	34
3.1.2. Cálculo de variables climatológicas disponibles.....	35

4. Dimensionamiento del sistema PV	39
4.1. Estimación de la potencia a instalar	39
4.1.1. Cálculo Del Sistema Fotovoltaico.....	39
4.1.2. Determinación de Pmax de generación.....	41
5. Simulación del sistema de generación en el software PV*SOL	45
6. Análisis financiero.....	50
6.1. Conceptos generales	50
6.1.1. VAN	50
6.1.2. TIR	51
6.2. Realización del análisis financiero	52
6.2.1. Cálculo de los indicadores económicos	57
7. Conclusiones	59
8. Recomendaciones.....	61
9. Bibliografía.....	62
10. Anexos.....	67

Índice de figuras

Figura 1. Tipos de energías renovables	7
Figura 2. Representación del proceso PV.	8
Figura 3. Tipos de radiación.....	10
Figura 4. Horas solares pico	11
Figura 5. Generación Distribuida	13
Figura 6. Banco de Baterías Eléctricas.....	14
Figura 7. Sistema característico de PV.....	16
Figura 8. Conexión en paralelo	19
Figura 9. Conexión en serie.....	19
Figura 10. Conexión Paralelo – Serie.....	20
Figura 11. Distancia entre paneles fotovoltaicos	22
Figura 12. Render del GAD de Francisco de Orellana	31
Figura 13. Historial de consumo eléctrico GAD Francisco De Orellana.....	33
Figura 14. Superficie designada para la instalación de paneles solares.	35
Figura 15. Disposición física de los paneles solares en el área disponible	40
Figura 16. Ubicación de paneles en superficie disponible.	41
Figura 17. Diagrama de Conexión del sistema PV.	44
Figura 18. Disposición de los paneles solares según PV*SOL.....	46
Figura 19. Superficie fotovoltaica - Edificio principal	46
Figura 20. Diagrama de conexiones- Edificio Principal	47
Figura 21. Cobertura consumo total del GAD Fráncico de Orellana.....	49
Figura 22. Evolución de los costos a pagar por facturación.....	49
Figura 24. Comparativa de consumo mensual con y sin generación fotovoltaica	55
Figura 25. Porcentaje de aporte ménsulas de energía por sistema PV	56
Figura 26. Proyección del sistema.....	58

Índice de tablas

Tabla 1 Historial de consumo eléctrico GAD Francisco De Orellana.	32
Tabla 2 Consumo energético: diario, semanal y mensual.	34
Tabla 3 Datos de radiación Solar (kWh/m ² /día)	36
Tabla 4. Datos temperatura media °C.	37
Tabla 5. Datos de velocidad del viento m/s.	38
Tabla 6. Modelos de Paneles Solares 410W.	40
Tabla 7: Número de paneles por edificio	42
Tabla 8. Número máximo de paneles y potencia máxima.	42
Tabla 9 Inversores a utilizar en el sistema PV para el GAD Francisco de Orellana.....	43
Tabla 10. Tabla resumen de la simulación del sistema PV.....	48
Tabla 11: Valores a pagar mensualmente	53
Tabla 12: Balance neto de energía y índice de ahorro	54
Tabla 13 Costo de inversión sistema de generación fotovoltaica	57

Índice de anexos

Anexo 1 Historial de Facturaciones GAD Municipio de Francisco de Orellana	67
Anexo 2 Panel Fotovoltaico SPR-P19-40	68
Anexo 3 Panel Fotovoltaico Yingli Solar 410W.....	70
Anexo 4 Hoja de Datos de inversores y cotización.....	72
Anexo 5. Simulación del sistema por el software PV*SOL	77
Anexo 6.Tabla de cálculo de VAN y TIR.....	105
Anexo 7 Edificio principal del GAD de Francisco de Orellana.....	106
Anexo 8 Edificio auxiliar del GAD de Francisco de Orellana.....	106

RESUMEN

En este proyecto, se llevará a cabo la planificación y diseño un sistema solar que generará energía eléctrica y estará conectado a la red de distribución. El mismo que se implementará en las instalaciones pertenecientes al GAD Municipal de Francisco De Orellana, ubicadas en su propiedad en la ciudad del El Coca, en dónde, debido a los valores elevados en la facturación correspondiente al consumo de energía eléctrica se opta con buscar una manera de reducir el monto de facturación, por lo que se implementa un sistema de generación solar fotovoltaico conectado a la red de distribución fomentando así la producción de energías verdes.

En donde, para realizar el dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaica, el cual se determina en base a un análisis de consumo de energía, con la utilización del historial de facturación de los últimos dos años, mismo que fue proporcionada por CNEL - EP Sucumbios. El proceso de diseño involucra las siguientes etapas: primero la evaluación del lugar de instalación, el cálculo de la energía solar aprovechable y el dimensionamiento de todos los equipos del sistema solar fotovoltaico. Los cálculos se realizarán a partir de las fórmulas de dimensionamiento y con la utilización del software PV*SOL el cual proporciona los gráficos y cálculos para un correcto dimensionamiento, teniendo como resultado la instalación de 168 paneles solares fotovoltaicos los cuales tiene una potencia máxima de 410 W, en conjunto de 9 inversores quienes forman parte del sistema de generación fotovoltaica mismo que genera 68,8 kWp, aportando así un 21.1% al total del consumo eléctrica del GAD de Francisco de Orellana.

Finalmente se calculó los valores correspondientes al VAN y TIR, para corroborar la viabilidad del proyecto. El análisis económico da como resultado que el proyecto es rentable a partir del año 13, es decir, se recupera la inversión puesto que el valor del VAN pasa a ser positivo. Además, la TIR al final del proyecto es positiva, por lo tanto, este proyecto es aceptable ya que la rentabilidad es mayor a la rentabilidad mínima requerida.

Palabras clave: Ahorro económico, autoabastecimiento, celdas fotovoltaicas, fuentes de energía renovables, inversores, sistema de distribución, sistema fotovoltaico de generación.

ABSTRACT

In this project, the planning and design of a solar system that will generate electricity and will be connected to the distribution network will be carried out. The same that will be implemented in the facilities belonging to the Municipal GAD of Francisco De Orellana, located on its property in the city of El Coca, where, due to the high values in the billing corresponding to the consumption of electrical energy, it is decided to find a way to reduce the amount of billing, so a photovoltaic solar generation system connected to the distribution network is implemented, thus promoting production of green energies.

Where, to carry out the dimensioning of the photovoltaic generation system, which is determined based on an analysis of energy consumption, using the billing history of the last two years, which was provided by CNEL - EP Sucumbios. The design process involves the following stages: first, the evaluation of the installation site, the calculation of the usable solar energy and the dimensioning of all the equipment of the photovoltaic solar system. The calculations will be made from the sizing formulas and with the use of the PV*SOL software which provides the graphs and calculations for a correct sizing, resulting in the installation of 168 photovoltaic solar panels which have a maximum power of 410 W, together with 9 investors who are part of the same photovoltaic generation system that generates 68.8 kWp, thus contributing 21.1% to the total electricity consumption of the Francisco de Orellana GAD. Finally, the values corresponding to the NPV and IRR were calculated to corroborate the viability of the project. The economic analysis shows that the project is profitable from year 12, that is, the investment is recovered since the value of the NPV becomes positive. In addition, the IRR at the end of the project is positive, therefore, the project is acceptable since the profitability is greater than the minimum profitability required.

Keywords: Generation photovoltaic system, inverters, photovoltaic cells, power distribution network, renewable energy sources, saving cost, self-service.

1. INTRODUCCIÓN

La industria fotovoltaica solar a nivel global ha experimentado un notable crecimiento, principalmente debido a su capacidad para generar electricidad limpia y sostenible valiéndose de la radiación sol como recurso energético primario [1], [2]. Por los beneficios que esta ofrece como: la reducción de emisiones de CO₂ y del impacto ambiental, el aumento de la seguridad energética, así como la productividad y la sostenibilidad, garantizar un acceso asequible a la energía, mejorar la calidad del aire local, minorizar la huella de carbono, crear prosumidores (cliente que puede generar y consumir) [1], [2] entre otros, es que a lo largo del mundo varios investigadores han enfocado sus conocimientos para diseñar sistemas fotovoltaicos (PV por sus siglas en inglés) con el propósito de “inserta aquí tu propósito”.

Por ejemplo, en [3] Alblooshi & Masoud diseñan en MATLAB SIMULINK un sistema PV conectado a la red que puede alcanzar 1 MW a través de diferentes etapas capaz de ajustarse al voltaje y a la frecuencia requeridas por la red como proyecto para la Universidad de Sheffield, Reino Unido. Haciendo uso de un arreglo PV (TSM-315pa14a) de 3180 módulos: 20 en serie y 159 en paralelo, dos convertidores electrónicos de potencia, un filtro, un transformador y dos controladores los cuales maximizan la potencia de los módulos PV y mantienen constante el voltaje; el conjunto PV logra producir un voltaje de aproximadamente 0,75 kV y una corriente igual a 1,33 kA en condiciones nominales, alcanzando una potencia de salida de 1 MW.

En [4] Chen et al, utilizando el software PVsyst, diseñan un sistema de generación de energía PV sobre cubierta de 10 kW que se integra a la red eléctrica de bajo voltaje mediante inversores y cajas de distribución conectadas a la red, en la ciudad de Luohe, provincia de Henan, China. Utilizando 55 módulos PV de silicio policristalino de 260 W (JLS60P-260), un inversor de 12 kW, una caja de distribución fotovoltaica y cable profesional fotovoltaico PV1-F4mm², se logra crear un sistema con una eficiencia del 83.8% capaz de producir en sus condiciones más favorables 15421.72 kWh reduciendo 352.64 toneladas de CO₂ y generando en sus 25 años de vida útil un total de 156964.84 CNY.

Realizar el diseño y análisis económico de un sistema PV conectado a la red para abastecer al pueblo de Thattepally, India, cuyo consumo eléctrico medio mensual es de 848 MWh es lo que se proponen Myathari et al en [5] utilizando la calculadora de vatios fotovoltaicos de NREL, System Advisor Model y los datos meteorológicos TMY de la herramienta NSRDB. En una

superficie de 37,3 acres, haciendo uso de 27744 módulos PV (SPR-E19-310-COM, 310.149 W) repartidos en 4 sub-arreglos de 12 en serie y 578 en paralelo y 136 inversores, el sistema genera una cantidad de energía específica de 13.993.213 KWh con factor de capacidad de funcionamiento del 18,6%. Además, gracias a los incentivos y beneficios del gobierno se logra reducir los costes de inversión en la mayor medida posible, de tal manera que el periodo de amortización del sistema es de 4,2 años, lo que hace que el diseño se considere rentable.

En [6] Vilca Choque et al, ocupando la herramienta de simulación Sketchup, presentan los resultados obtenidos en el diseño, implementación y análisis económico del sistema PV conectado a red instalado en la Universidad Nacional de Juliaca, sede Ayabaca, región altiplánica de Puno, Perú. Ocupando un área de 32 m², el sistema conformado por 8 módulos fotovoltaicos policristalinos de 270W modelo TP660P, 8 micro inversores con potencia de salida de 215 W con su sistema de protección, genera una potencia de 2.16 kW, con lo que se estima una producción anual de energía de 3374.87 kWh/año. El costo de operación del sistema PV es de 20734.20 soles, obteniendo un VAN de 1367.00 soles y un TIR de 6%, determinando que el sistema PV con micro inversores es viable en su instalación.

En [7] Mendoza expone el diseño, implementación y evaluación energética de un sistema PV autónomo de 1 kW instalado en el Bioparque La Reserva de Cota, Cundinamarca Colombia. El sistema que consta de 4 paneles PV TSM-280PD05 de 280 W con una inclinación de 11°, un controlador con carga MPPT el cual alimenta 4 baterías de 12V y 140 Ah, y un inversor con voltajes de entrada y salida de 24 VDC, 120 VAC y 1200 W; genera 3,36 kWh/mes, representando un ahorro económico de 122,31 USD/año y una reducción de CO₂ de aproximadamente 0,028 Tn/año.

El sistema es también capaz de alimentar las cargas eléctricas de un congelador y luminarias LED, mismas que representan una demanda eléctrica de 1876 Wh al día. Los resultados muestran que existe un ahorro monetario y que las emisiones de gases de efecto invernadero disminuyen, ayudando a mitigar el cambio climático.

Romero et al [8] llevan a cabo el diseño el de una estación de carga fotovoltaica aislada de la red eléctrica, que garantice la recarga de baterías para vehículos y scooters eléctricos en el Campus La Estancia "Luis Cordero el Grande" de la Universidad Católica de Cuenca, Ecuador mediante el software de simulación PVsyst. El sistema cuenta con dos arreglos de seis paneles

en paralelo y dos en serie, dando un total de 24 paneles de 327 W dispuestos en un área aproximada de 40 m², un banco de 32 baterías de 6V- 453Ah, un regulador, un inversor/cargador y cableado; y es capaz de suplir un total de 24.56kWh correspondiente al consumo de los dos vehículos y dos Scooter eléctricos.

Topon et al [9] presentan el diseño y dimensionamiento de un sistema PV usando el software Homer Pro para la generación de energía en lugares de Patrimonio Histórico Urbano en Quito, Ecuador. Teniendo en cuenta una casa promedio referencial de 117 m², el índice de consumo eléctrico y el gasto promedio mensual, que según el estudio equivale a 143,31 kWh mensuales (valor reportado por la Empresa Electrica Quito), se propone un sistema compuesto por un arreglo de 14 paneles solares de 100 W, un banco de 14 baterías en conexión mixta capaz de almacenar 24 V a 3080 Ah, un controlador tipo MPPT, un inversor DC/AC y un regulador de carga mixto. Como resultado se obtiene un sistema con: un TER 10. 46 kW de retorno considerando sus 25 años de vida, capaz de reducir 42 veces menos emisiones de CO₂ en el mismo lapso y que puede brindar una autonomía de 4 días de funcionamiento.

Ecuador, un país ubicado en una región ecuatorial con una abundante irradiación solar, ha reconocido el potencial de la energía fotovoltaica como una oportunidad para disminuir la dependencia del recurso energético fósil, así como variar su matriz energética. En las últimas décadas, Ecuador ha llevado a cabo iniciativas para promover la adopción de esta tecnología y aprovechar al máximo su recurso solar [10].

Ecuador se sitúa en una ubicación geográfica privilegiada debido a su proximidad al ecuador, lo que le confiere un gran potencial para la generar energía solar fotovoltaica (PV por sus siglas en inglés). De acuerdo con investigaciones realizadas, el país cuenta con un promedio de una radiación solar (SR por sus siglas en inglés) de alrededor 4-6 kWh/m² al día, lo cual es considerado óptimo para la implementación de sistemas fotovoltaicos. Tanto la región costera como la Sierra ecuatoriana presentan condiciones favorables para aprovechar al máximo a la energía solar (SE por sus siglas en inglés) [11].

El Gobierno de Ecuador ha implementado medidas y regulaciones buscando incentivar la producción de energías eco amigables, incluyendo específicamente PV. En 2011, la Ley que Fomenta la Eficiencia Energética y Energías Renovables fue aprobada, esta establece beneficios fiscales y mecanismos de promoción para la construcción de proyectos

fundamentados en energía renovable (RE por sus siglas en inglés), incluyendo aquellos relacionados con la generación distribuida (DG por sus siglas en inglés). Además, el organismo ministerial encargado del recurso energético, el cual incentiva programas destinados a fomentar la inversión en RE, a fin de incentivar la adopción y el desarrollo de estas tecnologías en el país [12].

En este informe se presenta un exhaustivo análisis acerca de la implementación de un sistema de generación PV integrado a la red de distribución. El primer capítulo aborda la razón que impulsa esta iniciativa por parte del GAD Municipal de Francisco de Orellana. El objetivo principal es reducir los costos de facturación mediante la adopción de fuentes de generación alternativas, en particular, la energía solar fotovoltaica. Además, se busca promover la implementación de fuentes RE en consonancia con el propósito de sostenibilidad y aprovechamiento de fuentes de energía limpia.

En el Capítulo II en donde se encuentra todos los conceptos básicos que se tienen que conocer sobre los tipos de generación fotovoltaica, tales como son los equipos, condiciones climatológicas, tipos de generación renovable y las fórmulas para el cálculo y dimensionamiento.

En el Capítulo III se detalla el método utilizado, el enfoque de diseño utilizado para dimensionar un sistema PV acoplado a la red de distribución, considerando varios factores como, el espacio disponible, las condiciones climáticas y los datos de facturación del consumo eléctrico. Estos elementos son fundamentales para llevar a cabo la elaboración del diseño del sistema

En el Capítulo IV en donde una vez detallada la metodología de diseño se procede a realizar el dimensionamiento matemático de los componentes pertenecientes al sistema de generación fotovoltaica, en busca del diseño óptimo en base al área disponible.

En el Capítulo V en donde se realizó el diseño del sistema PV acoplado a la red de distribución utilizando el software PVsyst mismo que es especializado en el dimensionamiento de centrales de generación fotovoltaica, y posteriormente se realizó la comparación con el cálculo matemático del mismo.

En el Capítulo VI se realiza el estudio financiero en donde se comprueba si el proyecto es viable y en cuantos años se recuperará el capital de inversión.

1.1. Planteamiento del problema

En base a la resolución Nro. ARCERNNR -001/2021 la cual facilita la implementación de sistemas de DG eliminando las formalidades con la agencia de control de electricidad, haciéndolos más simples ya que únicamente se debe tratar con las empresas distribuidoras, por lo que el Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Francisco de Orellana en busca disminuir el gasto público energético convencional e incentivar la migración hacia este tipo de DG ha decidido realizar un sistema de generación fotovoltaica el cual cubra con las cargas de sus instalaciones aprovechando las irradiancia solar característica de esta en la zona.

1.2. Alcance

Según la Resolución Nro. ARCERNNR-001/2021, que determina los términos y condiciones para la conexión y habilitación de los sistemas eléctricos DG que utilizan energías renovables, se propone realizar un sistema PV (conectada a la red).

El propósito es alcanzar una generación eléctrica adecuada para abastecer las cargas críticas del edificio del Gobierno autónomo descentralizado de Francisco de Orellana, para esto se realizará el diseño de un sistema de GD fotovoltaico en donde inicialmente se obtendrá la curva de demanda de la carga, haciendo uso de una toma de carga en el tablero de distribución principal. Una vez obtenida la demanda de la carga, se procede a realizar los cálculos para el dimensionamiento y diseño de todos los componentes que integran un sistema de PV como son: paneles fotovoltaicos, banco de baterías, regulador de carga e inversor, para garantizar que el sistema sea eficiente se utilizará programas computacionales que determinen los parámetros adecuados.

En función al diseño resultante se realizará un estudio económico con fundamento en el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) quienes presentan la viabilidad y rentabilidad de este proyecto.

1.3. Objetivo Principal

- Realizar el diseño y análisis de prefactibilidad de un sistema DG fotovoltaico acoplado a la red de distribución para el edificio del Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Francisco de Orellana.

1.4. Objetivos específicos

- Realizar un estudio de carga y el análisis de las variables climatológicas, para el diseño del sistema PV que abastezca la demanda del edificio del Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Francisco de Orellana.
- Diseñar un sistema de generación fotovoltaica que cumpla con la normativa vigente ARCERNNR-001/2021.
- Realizar el estudio económico para la implementar un sistema PV en el edificio del Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Francisco de Orellana.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Energías renovables

Comúnmente con la utilización del término energías renovables se tiende a relacionar directamente con cualquier forma de energía, las cuales tienen recursos comparativamente inagotables y que pueden renovarse mediante ciclos que se cumplen en la naturaleza. Dentro de las diversas alternativas de energía sustentable, en donde se destacan: hidroeléctrica, eólica, mareomotriz y undimotriz. Estas fuentes primarias de energía se caracterizan por estar ampliamente disponibles en prácticamente todos los entornos y al generar electricidad con las fuentes renovables, las cuales, aporta directamente con la reducción del impacto medioambiental, generando un alto nivel de energía [13].



Figura 1. Tipos de energías renovables

2.1.1. Energía Solar (SE)

Esta hace referencia a la energía proveniente del sol a modo de radiación. A lo largo de los años, los humanos han implementado tecnologías vanguardistas para transformar esta SE en electricidad ecológica, sin causar daño al medio ambiente.

Se puede producir SE de dos maneras la primera a través de la captación de luz es decir energía fotovoltaica y la segunda en forma de calor es decir energía termosolar, siendo el caso de energía fotovoltaica quien con utilización de paneles solares los que transforman la luz y la radiación en energía eléctrica; o en el caso de la energía termosolar la cual colecta el calor entregado por el sol, con la ayuda de espejos los que concentran el calor y los transfieren a líquidos comúnmente utilizados como calefacción [14].

Teniendo en cuenta que esta fuente de energía se puede considerar infinita y renovable debido a que esta proviene del sol, y es aprovechada por medio de espejos o paneles, los dispositivos encargados de transformar SE en electricidad desempeñando la función de generar energía verde, es decir, una forma de energía más amigable con el medio ambiente. Esta tecnología contribuye significativamente a la reducción de la contaminación ambiental. [15].

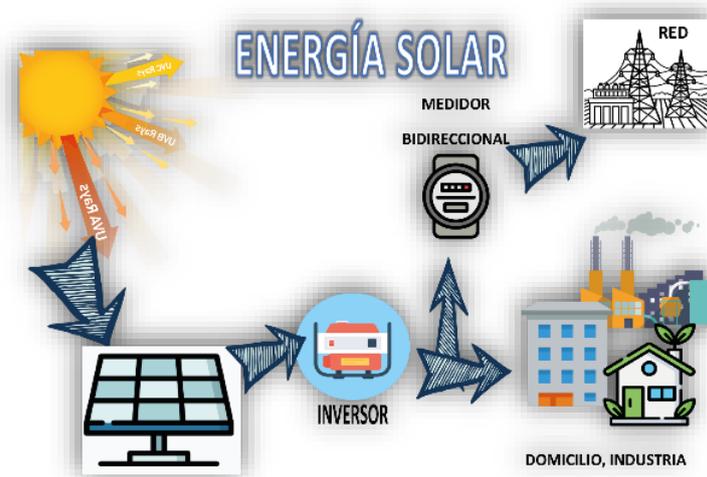


Figura 2. Representación del proceso PV.

- **Energía Fotovoltaica**

Una manera de generar energía basándose en el aprovechamiento del recurso solar es mediante el uso tecnología PV, mediante la utilización de paneles los cuales se encargan de aprovechar la radiación solar. Estos dispositivos tienen la función de convertir la SE en eléctrica [16].

- **Energía Termosolar**

Esta es una manera en la que presenta en donde la SE la aprovecha para generar energía. Este enfoque utiliza dicho calor del sol para producir energía, el mismo que es almacenado con la utilización de espejos o paneles solares, este tipo de energía es comúnmente utilizado para el calentamiento de líquidos o como un sistema de calefacción [16].

- **Radiación Solar**

Misma que es proveniente de los rayos del sol en forma de ondas electromagnéticas la cual está encargada de transportar cierta cantidad de energía, a esto se lo conoce como radiación.

La cual es fundamental en la mayoría de las aplicaciones que implican la utilización de SE , dado que, ya que la energía generada por el recurso solar en forma de radiación electromagnética es aprovechada, abarcando las regiones del espectro visible, infrarrojo y ultravioleta. Para este tipo de aplicaciones la amplitud de onda de radiación se encuentra en un rango entre (0,15 - 3,0) μm [17].

La cual impacta con el planeta tierra y otros cuerpos absorben la radiación, la mayor parte de la radiación aproximadamente el 51% quien la absorbe superficie terrestre, el 19% de la radiación quien la absorbe de manera directa las nubes y los componentes atmosféricos, mientras que el 30% restante mismo que es reflejado hacia la superficie, las partículas de la atmosfera y los gases siendo devueltas [17].

La radiación solar se clasifica en tres categorías en función de su dirección hacia la Tierra, en donde:

Radiación reflejada: se caracterizan cuando al momento de llegar hacia la tierra los rayos solares tienen la tendencia de ser reflejados en las superficies, este tipo de radiación tiene una mínima contribución hacia los paneles solares.

- **Radiación directa:** se caracterizan debido a que al momento que los rayos del sol llegan hacia la tierra no tiene ningún tipo de interferencia que pueda alterarla.
- **Radiación difusa:** se caracterizan debido a que al momento que los rayos del sol llegan hacia la tierra tienen contacto con las nubes causando que los rayos solares se dispersen en muchas direcciones.



Figura 3. Tipos de radiación

- **Irradiancia (G)**

La irradiancia se refiere a la sumatoria de energía radiante que choca en una zona por unidad de tiempo y área. Se expresa en unidades radiométricas (W/m^2) y se utiliza ampliamente en la física para describir la SE que llega hacia el planeta tierra [18].

- Irradiación (H)

La irradiación es la sumatoria de energía que incide en un objeto o en un tiempo determinado. Se mide en (W/m^2) y se utiliza en varios campos como la física, ingeniería, medicina y agricultura, para describir la sumatoria de SE que se dirige o impacta sobre un objeto o superficie [18].

- Horas solares pico (HSP)

La duración de máxima radiación solar es un indicador de la cantidad de SE disponible para determinado momento. Estas horas representan el periodo del día en el cual es más intensa la luz del sol, donde, alcanza su sitio más alto en un día típico. La duración de estas horas de máxima radiación solar varía según la temporada y el punto geográfico.

Dentro del ámbito de la SE, las horas de máxima radiación solar desempeñan un papel crucial en el diseño de sistemas solares. Estas horas solares pico son de gran importancia, ya que representan el período del día en el cual los paneles solares tienen el potencial de producir mayor magnitud de energía. Estas horas determinan la máxima capacidad de producción de energía PV en un momento específico. En regiones con altos niveles de radiación solar, se esperan más horas solares pico, lo cual se traduce en una mayor producción de SE [18].

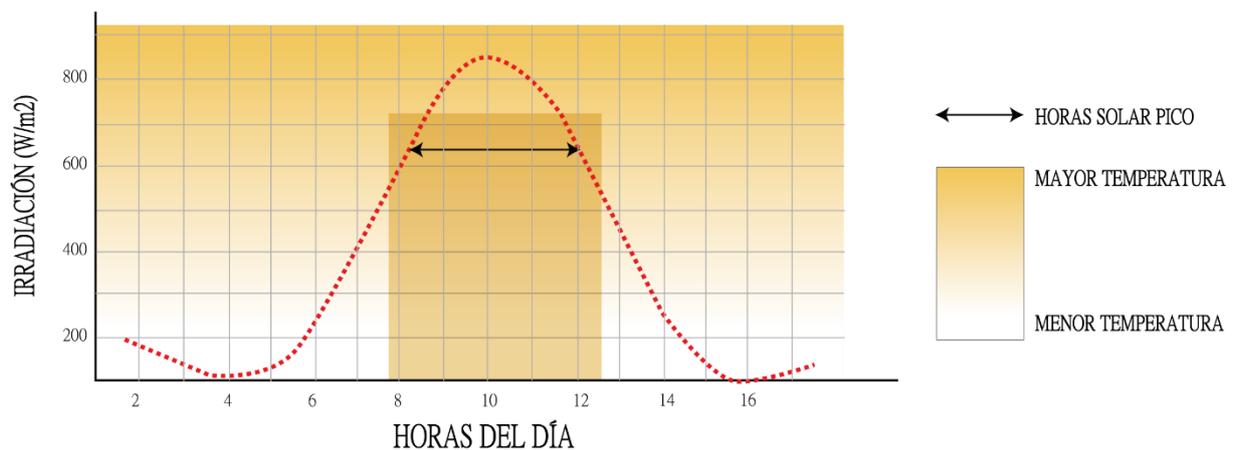


Figura 4. Horas solares pico

2.2. Generación Distribuida (DG)

DG es un modelo alternativo de generación que ha surgido en los últimos años, el cual, se puede considerar que prácticamente es reciente en consecuencia a la constante evolución en los sistemas eléctricos los cuales aprovechan las nuevas tecnologías, en donde la DG se encuentra principalmente enfocada en generación de energía en escalas pequeñas y estratégicamente ubicadas cerca al usuario final, que cuentan con la energía necesaria para abastecer con la demanda de cada sistema [19], [29].

La DG o comúnmente llamada generación de energía descentralizada es una opción alterna a los sistemas de generación convencionales, la cual se encuentra conformada de pequeñas fuentes de energía eléctrica renovable, quienes aprovechan los recursos naturales. Las tecnologías más utilizadas en este tipo de generación son: eólica, solar térmica, PV. Un inversor realiza un trabajo esencial al transformar la corriente continua (CC) producida mediante el uso de paneles solares en corriente alterna (AC). Esta conversión permite la compatibilidad con la red de distribución. Es importante destacar que los sistemas PV tienen la opción de estar conectados o no a la red de distribución [19], [20].

Las principales características con las que cuenta la GD son:

- Minimiza las pérdidas en distribución y transmisión.
- Implementación de generadores con potencias pequeñas.
- Minimiza el costo de la energía.
- Utilización de recursos energéticos

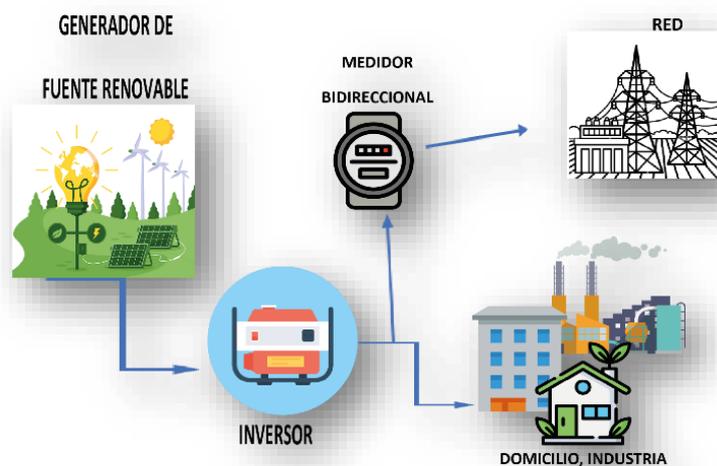


Figura 5. Generación Distribuida

2.2.1. Micro-redes

La micro-red es una red inteligente la cual está conformada por: fuentes generación renovables (eólica, fotovoltaica), cargas las mismas que pueden variar y módulos de almacenamiento de energía. Teniendo en cuenta la capacidad de una micro-red es variable y depende de las características en la cuales se conecte, las unidades de almacenamiento (Banco de Baterías) y el sistema en de acople que se utilice para conectar al sistema de GD [21].

Las micro-redes pueden ser conectadas o funcionar de dos formas:

- **Micro-red modo conectada**

La característica distintiva de una micro-red es su conexión a la red de distribución, lo cual permite un suministro eficiente de energía para la operación de la generación, de manera similar a un generador en escala reducida.

- **Micro-red modo isla**

Una de las características principales de una micro-red es su conexión a la red de distribución, pero se distingue por su capacidad de desconectarse y operar de manera autónoma en situaciones en las que la red principal experimenta un fallo.

- Bancos de Baterías

Son quienes tienen la función de almacenar las reservas del suministro eléctrico son dispositivos que en el caso de ser requeridos pueden ser parte de las micro-redes, teniendo en cuenta que su utilización es primordial al momento de almacenar la producción de energía y evitar que esta se desperdicie, las mismas que están encargadas en almacenar la energía generada en la micro-red en el instante que esta se encuentre generando en las horas picos y distribuir esta energía al momento que la micro-red no se encuentre generando la energía suficiente [22].

Los bancos de baterías pueden conectarse de cualquier manera puede ser en paralelo a su vez en serie, debido a que su fabricación es tal que proporcionan que la electricidad pueda ser entregada y almacenada de una manera eficiente, teniendo como prioridad que la energía pueda ser compartida con los usuarios en el momento que lo requieran.

Las baterías son de primordial importancia a la hora de ser instaladas en los sistemas fotovoltaicos, con el inconveniente que son aparatos sumamente delicados por lo que al momento de la instalación se tiene que ser cuidadoso para evitar fallas en la micro-red [23].

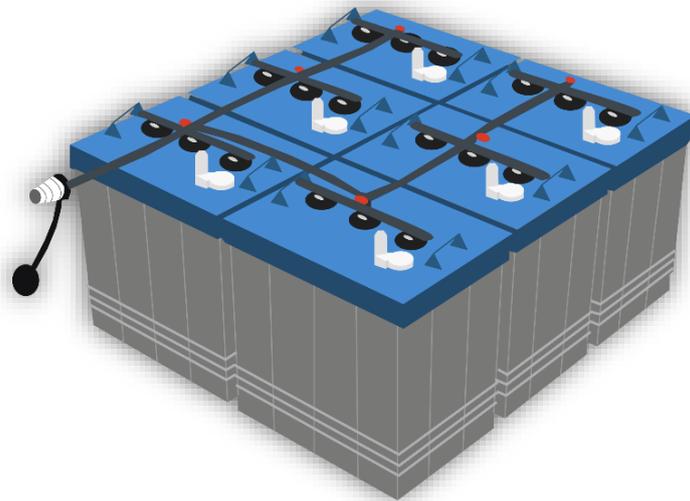


Figura 6. Banco de Baterías Eléctricas

- **Inversor**

La función del inversor eléctrico es transformar CC producida mediante paneles solares en AC, lo cual resulta de utilidad en hogares o industrias. Además, los inversores también pueden emplearse en aplicaciones de respaldo de energía, donde una batería de respaldo alimenta el inversor para convertir la energía almacenada en la batería en corriente alterna y suministrar energía a dispositivos eléctricos durante interrupciones de energía [24].

Tipos de Inversores

- **Inversor modo conectado**

Este tipo de inversor tiene la característica de estar conectados de una manera directa hacia el sistema de paneles solares, con la función de modificar la CC producida por los paneles en AC y enviarla hacia la red de distribución.

Entre sus principales características es que su reconexión es de manera inmediata y automática ante cualquier tipo de falla causando la desconexión, de igual manera para que su funcionamiento sea el óptimo estos inversores tienen que funcionar entre los límites de voltaje de salida y frecuencia, evitando afectar a la red.

- **Inversor modo isla**

Este tipo de inversor tiene la característica de estar fuera de la red es decir no necesita estar conectado, funcionan independientemente, comúnmente se lo utiliza en proyectos rurales en donde no se tenga acceso a la red.

- **Regulador de carga**

Es aquel con la función de inspeccionar de manera periódica los niveles de voltaje en el que se encuentra el banco de baterías. Siendo el caso que los niveles en los bancos de baterías se encuentren próximos a llegar al valor máximo de almacenamiento, en donde, el regulador de carga instantáneamente procede a suspender momentáneamente con la carga. Por el contrario, Siendo el caso contrario donde los niveles en los bancos de baterías se encuentren

próximos a agotarse, el regulador de carga realizará la maniobra de reconexión hacia la red de distribución.

En resumen, el regulador de carga cumple con un papel importante en la micro-red puesto que, es quien tiene la función de conservar los niveles de corriente y voltaje constantes y estables, mismo que si no se coloca puede perjudicar directamente a los bancos de baterías [25].

Las principales características con las que cuenta el regulador de carga son:

- Proporciona protección contra cortocircuitos para las cargas.
- Resguarda los componentes en caso de inversión de polaridad.
- Interrupciones en presencia de alta temperatura y tensión.
- Protege en caso de picos de tensión a la carga.

2.3. Sistema Fotovoltaico

Los sistemas solares fotovoltaicos, son una parte importante en las energías renovables, es la principal fuente energética no convencional utilizada en la actualidad, el sistema solar fotovoltaico mismo que se puede observar en la Figura 7, se encuentra conformado por cuatro componentes: paneles fotovoltaicos, regulador de carga, equipo de acople (inversor) y de ser necesario una batería [26].

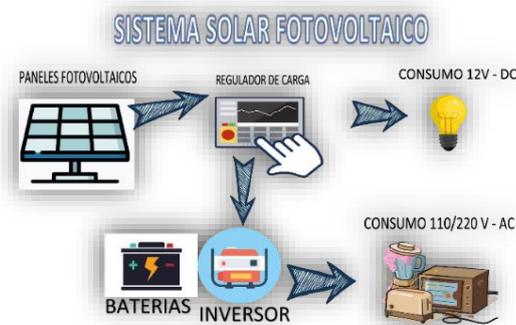


Figura 7. Sistema característico de PV.

2.3.1. Celda Fotovoltaica

Las celdas fotovoltaicas las cuales se encuentran fabricadas comúnmente por silicio por ser un material semiconductor, quienes aprovechan la luz del solar. Cuando esta hace contacto con la célula, esta absorbe energía dentro del material semiconductor. La energía trasladada desprende electrones que fluyen libremente generando así electricidad.

En donde los tipos principales de células son:

- Silicio monocristalino
- Silicio policristalino
- Silicio amorfo

2.3.2. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos quienes son la unión de celdas fotovoltaicas unidas por un marco de aluminio, quienes son cubiertas por un vidrio que protege a las células fotovoltaicas del medio ambiente, y tiene las conexiones que permiten la salida para la energía eléctrica.

2.3.3. Disposición de los Paneles Solares

Los paneles solares fotovoltaicos deben ser instalados de manera que aprovechen al máximo la energía solar, teniendo en cuenta que la posición en la cual se encuentra el sol varía con respecto a la hora del día. Por lo que se busca encontrar la inclinación y ángulo óptimo para el diseño [34].

La adecuada orientación se da cuando se apunta directamente hacia el sol, pero muchas veces existen los limitantes como que los edificios se encuentran obstruyendo por lo que no es posible elegir la dirección o la caída de la sombra sobre la superficie del sol. Sobre eso durante horas. En tales casos, es mejor cambiar de dirección [26].

2.3.4. Ángulo de Elevación

Mediante la utilización de dos ángulos se puede definir la posición del sol con punto como referencia estos ángulos son: acimut y altitud o altura del sol. La altitud del sol (o altitud solar) se podría definir como el ángulo resultante entre el plano horizontal y el centro del sol en donde se encuentra quien realiza la medición. La altitud del sol también se puede expresar mediante el ángulo cenital, que es solo un ángulo adicional al ángulo de altitud del sol [26].

2.3.5. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Se puede clasificar a los sistemas fotovoltaicos en dos grupos: sistemas interconectados y aislados, en donde a los sistemas aislados los cuales se caracterizan por que la energía generada se procede a almacenar en bancos de baterías con el fin de utilizar la energía cuando esta sea solicitada, es recurrente emplear dichos sistemas en zonas rurales en caracterizado por un acceso complicado, buscando que mediante los sistemas aislados energizar zonas específicas. Aprovechando que los equipos recurrentes que conforman este tipo sistemas son de bajo peso es decir sencillos de transportar y su instalación no es complicada [26],[33].

Los sistemas interconectados se destacan por estar conectados a la red, lo que permite emplear la energía producida mediante el sistema PV. Además, en situaciones inesperadas o cuando sea necesario, también tienen la opción de adquirir y utilizar la energía de la red eléctrica convencional.

2.3.6. Tipos de conexión de paneles solares

Existen tres variaciones en la manera de conexión de las celdas fotovoltaicas las cuales son: mixta, paralelo y serie, en donde mediante el tipo de conexión se puede establecer el número de paneles y cuál sería el tipo de conexión para mantener la generación de energía eléctrica [28].

- Conexión en paralelo

Este tipo de conexión se caracteriza por la forma en la cual se conecta, como se puede observar en la Figura 8 en donde los polos positivos de cada panel se conectan entre sí, de igual manera

los polos negativos de cada panel se conectan entre sí, como consecuencia el valor de la corriente se suma resultando un valor de corriente equivalente, manteniendo el valor de voltaje constante es decir no varía [27].

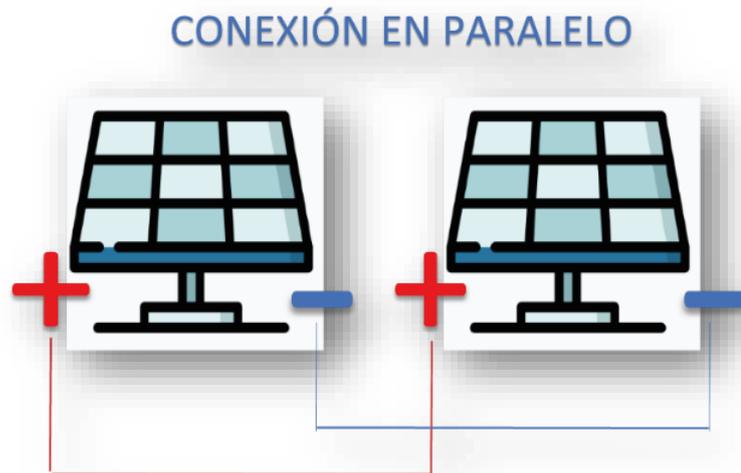


Figura 8. Conexión en paralelo

- Conexión en serie

Este tipo de conexión se caracteriza por que se conecta de manera directa, como se puede observar en la Figura 9 en forma de cadena, es decir se conectan el positivo de cada panel con negativo del siguiente panel, en donde el valor de la corriente es constante es decir no varía en relación con el número de paneles, el valor de voltaje es equivalente a la suma de voltajes [28].

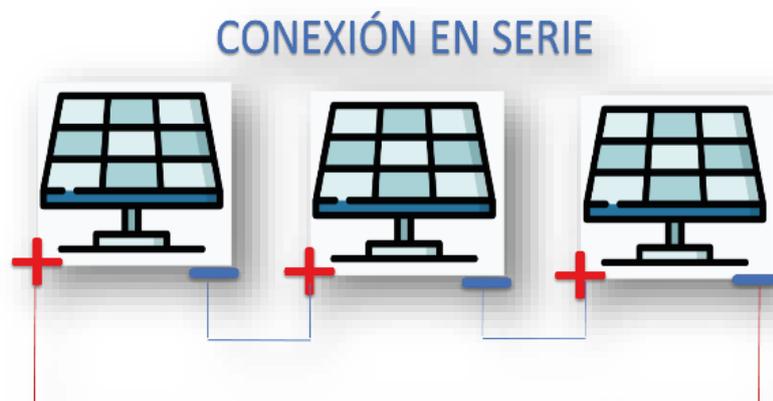


Figura 9. Conexión en serie

- Conexión mixta

Este tipo de conexión se caracteriza por ser unión de las dos formas de conexión explicadas en los puntos anteriores resultando como la combinación entre la conexión en serie y paralelo, es decir el valor de corriente y voltaje se suman [28].

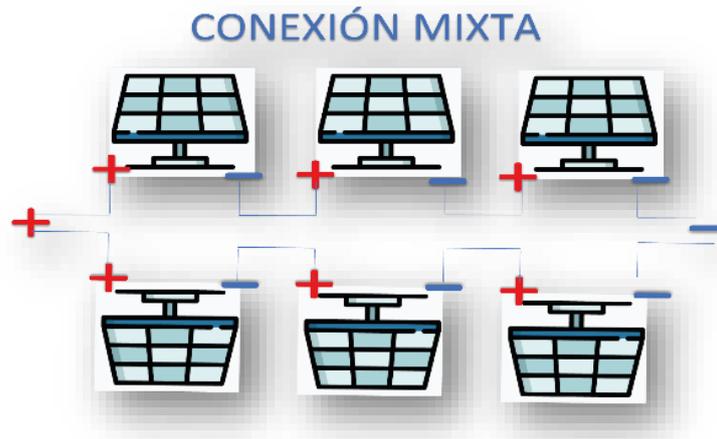


Figura 10. Conexión Paralelo – Serie

2.4. Diseño del sistema generación fotovoltaica

Para iniciar con dimensionamiento de Sistema PV, se inicia con el análisis de la demanda energética a satisfacer. Para ello, se estudian los patrones de consumo eléctrico en el lugar, de manera similar a lo que se haría en un diseño eléctrico convencional.

2.4.1. Energía total producida

Se comienza estimando el consumo diario de electricidad, teniendo en cuenta tanto las cargas de CC como las de AC. Para determinar la energía total requerida, se suman los consumos individuales de cada carga. Este cálculo se realiza utilizando las siguientes fórmulas: [29],[37]

$$ECC = \sum \text{Num. Equipos} \times \text{Horas} \times PEq \quad (1)$$

$$EAC = \sum \text{Num. Equipos} \times \text{Horas} \times PEq \quad (2)$$

$$E_{\text{total}} = ECC + EAC \quad (3)$$

En donde:

PEq = Potencia nominal del equipo

EAC =Energía consumida por equipos de corriente alterna.

ECC = Energía consumida por equipos de corriente continua.

E_{Total} = Energía total consumida por los equipos.

Se puede determinar la cuantía de energía necesaria para ser generada por el sistema de GD a partir de los cálculos realizados.

2.4.2. Cálculo de sombra entre paneles fotovoltaicos

Las sombras pueden afectar negativamente la generación de energía en un sistema fotovoltaico, dependiendo de la magnitud de la sombra, la temporada del año, la disposición de los paneles, sus características, etc.

Para reducir estas pérdidas, es importante colocar los paneles y demás componentes del sistema en posiciones que minimicen las sombras. En sistemas estáticos, se considera un factor de sombra del 4% y se analizan las sombras mutuas, teniendo en cuenta el área disponible [29].

En sistemas fotovoltaicos, es crucial garantizar una separación adecuada entre los paneles para evitar sombras durante ciertos momentos del día. La Ecuación 4 puede ser utilizada como referencia para calcular el espacio recomendado entre las filas de paneles solares, como se puede observar en la Figura 11 es necesario que la distancia entre paneles sea la adecuada para que se evite la sombra mutua y de esa manera se disminuya la eficiencia del sistema PV.

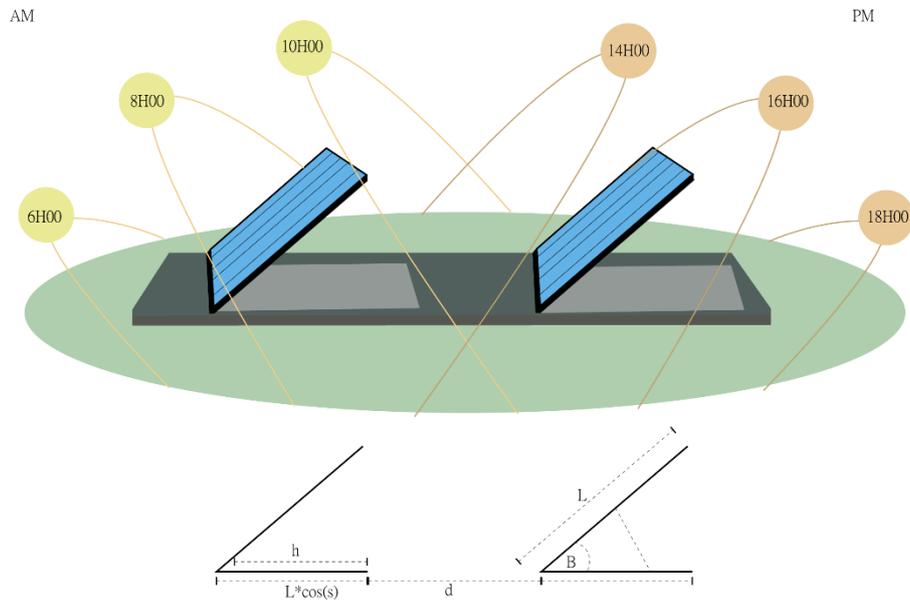


Figura 11. Distancia entre paneles fotovoltaicos

$$d = \frac{h}{\tan(\gamma_s)} \quad (4)$$

En donde:

h = altura de la fila siguiente

d= distancia entre paneles

γ_s = Altura del sol en grados

La altura del sol puede ser estimada utilizando la Ecuación 5, teniendo en cuenta un período de aproximadamente 4 a 5 horas sin sombras durante el momento del mediodía. Esto permite especificar la óptima posición del sol y aumentar su captación de SE en el sistema fotovoltaico.

$$\gamma_s = 90^\circ - 23,45^\circ - |\varphi| \approx 67 - |\varphi| \quad (5)$$

En donde:

$|\varphi|$ = Latitud en grados

γ_s = Altura del sol en grados

Para determinar la altura del panel adyacente (h), se utiliza la Figura 8 y se aplica la Ecuación 6 correspondiente. Esto nos permite calcular la altura óptima del panel en relación con el ángulo de inclinación y la orientación solar. De esta manera, se garantiza una captación eficiente de SE en el sistema fotovoltaico.

$$h = L \times \sin(\beta) \quad (6)$$

En donde:

h= Altura de la fila próxima

L = Longitud del panel fotovoltaico

β = Ángulo de inclinación del panel

2.4.3. Dimensionamiento de paneles solares fotovoltaicos

Al realizar el dimensionamiento de los paneles solares, resulta crucial tener en cuenta el HSP (Horas Solares Pico), que representa el período en el cual estos generan la cantidad máxima de energía. En el caso específico de Ecuador, se estima un promedio de 4 a 5 horas de generación efectiva durante este período. Para calcular la cantidad de energía producida por cada panel, se aplica la Fórmula 7 [35].

$$E_{panel} = \frac{E_{Total}}{HSP} \quad (7)$$

En donde:

E_{panel} = Energía del panel

E_{Total} = Energía total consumida por los equipos.

HSP = Hora Solar Pico.

Al momento de realizar el cálculo de la energía producida por cada panel debe generar, se selecciona un panel disponible en el mercado y se calcula la cantidad necesaria en función de la potencia de generación efectiva. Algunos paneles solares especifican su potencia efectiva, que tiene en cuenta las posibles pérdidas de energía causadas por factores como la resistencia de los materiales utilizados.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{E_{\text{panel}}}{P_{\text{real}}} \quad (8)$$

En donde:

N_{paneles} = Numero de paneles

E_{panel} = Energía del panel

P_{real} = Potencia real de generación

Luego, se realiza el cálculo de la potencia máxima a generar utilizando la fórmula número 9, la cual requiere conocer el número de paneles fotovoltaicos a ser instalados y su potencia nominal respectiva. Este cálculo es fundamental para determinar la capacidad total del sistema fotovoltaico y asegurar que pueda generar la potencia necesaria para cubrir las demandas energéticas requeridas.

$$PG_{\text{máx}} = N_{\text{paneles}} \times P_{\text{máx}} \quad (9)$$

En donde:

$PG_{\text{máx}}$: Potencia máxima de generación, [kWp].

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

N_{paneles} : Número de paneles fotovoltaicos.

Posteriormente, se calcula el espacio físico necesario en donde se instala la cantidad de paneles solares requeridos para satisfacer el gasto de energía. Esto se ejecuta tomando en cuenta el

tamaño estándar de los paneles, la separación entre ellos, así como también una zona de acceso para el mantenimiento. Con esto, se puede calcular el área total necesaria para la instalación [29].

$$\text{Área}_{\text{Instalación}} = \# \text{Paneles} \times 3.6 \text{m}^2 \quad (10)$$

En donde:

#paneles= Numero de paneles

$\text{Área}_{\text{Instalación}}$ = Área de instalación

Para concluir con la disposición de paneles solares, se debe decidir cómo conectar los paneles entre sí. La conexión puede ser en serie si se requiere aumentar el voltaje, en paralelo si se requiere aumentar la corriente, o en una combinación de ambos si se requiere una combinación de voltaje y corriente. La opción óptima depende de otros equipos en la red, como inversores y reguladores, que cumpla la demanda a la que se someterá el sistema [29].

2.4.4. Dimensionamiento de banco de baterías

El usuario puede seleccionar por una instalación fotovoltaica aislada o conectada de acuerdo con su presupuesto y sus necesidades. Un sistema conectado a la red de distribución no requiere baterías, ya que puede obtener energía de la red en caso de alguna falla. Por otro lado, un sistema aislado necesita baterías para suministrar y almacenar la energía producida mediante los paneles solares, incluso en situaciones de baja radiación solar [26],[33].

Para establecer la capacidad necesaria de un banco de acumuladores en una instalación fotovoltaica aislada se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_{nb} = \frac{Ect \times (Dout + 1)}{Vnom \times PD_{max} \times \eta D} \quad (11)$$

En donde:

C_{nb} = Capacidad del banco de baterías por día (Amperios)

Ect = Energía total en la carga

$Dout$ = Días de autonomía con poca generación

$Vnom$ = Voltaje nominal del sistema

PD_{max} = Valor máximo de descarga de las baterías

ηD = Eficiencia de descarga

Para asegurar energía eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos sea suficiente para cubrir las necesidades de la carga, es necesario calcular la cantidad adecuada de baterías y la forma en que estas deben conectarse utilizando la siguiente ecuación:

- **Numero de Baterías**

$$Nbat = \frac{Vnom \times Capacidad}{V nom bat \times Capacidad nom bat} \quad (12)$$

En donde:

$Nbat$ = número de baterías

$Capacidad$ = capacidad nominal

$Vnom$ = voltaje nominal

$V nom bat$ = voltaje nominal

$Capacidad nom bat$ = Capacidad nominal

- **Numero de Baterías conexión serie**

$$NBS = \frac{V fv}{T bat} \quad (13)$$

En donde:

NBS = número de baterías en serie

$V fv$ = voltaje fotovoltaico

V_{bat} = voltaje nominal de las baterías

- **Numero de Baterías en paralelo**

$$NBP = \frac{N_{bat}}{N_{Bs}} \quad (14)$$

En donde:

NBP = número de baterías en paralelo

N_{bat} = número de baterías

N_{Bs} = número de baterías en serie

2.4.5. Dimensionamiento de regulador de carga

En busca de obtener la mejor eficiencia en la generación de energía, se debe calcular el tamaño adecuado del regulador y conectarlo en serie con los paneles fotovoltaicos. Se recomienda incluir un margen adicional del 20% a 25% para prevenir sobrecargas [29].

2.4.6. Dimensionamiento del inversor

Es crucial que la capacidad del inversor sea compatible con la potencia necesaria para alimentar los equipos conectados en el sistema y su uso simultáneo. Además, el rendimiento del inversor también es un factor determinante en la selección adecuada. Esto asegura que el inversor pueda manejar eficientemente la carga eléctrica y optimizar la conversión de SE en energía utilizable. [29].

$$S_{inv} = \frac{P_{carga AC}}{fp} \times 1.25 \times F_s \quad (15)$$

En donde:

S_{Inv_out} = potencia del inversor.

$P_{carga\ CA}$ = potencia de la carga AC.

F_p = factor de potencia.

F_s = factor de simultaneidad.

El factor de simultaneidad mide la probabilidad de uso simultáneo de los equipos en un sistema. Se determina a partir del análisis del uso de los equipos en relación con sus procesos específicos.

2.5. Regulación ARCERNR 001/2021

Dicha regulación se implementó con el propósito de definir los requisitos y procedimientos para la conexión, habilitación y funcionamiento de los sistemas de GD. Tiene como objetivo asegurar que los usuarios tengan acceso a una fuente de energía sostenible y limpia, promoviendo de esta manera el uso de fuentes renovables y contribuyendo a la reducción de la huella ambiental [37].

2.5.1. Características de la Regulación ARCERNR 001/2021

Resolución enfocada en sistemas de GD para el autoabastecimiento (SGDA) los cuales solo podrán instalar energía renovable no convencional para su autosuficiencia energética, además podrán vender los excedentes tomando en cuenta condiciones comerciales y técnicas para la instalación de sistema se tiene que cumplir con estos requisitos mínimos:

- Determinar la ubicación del inmueble o terreno donde se instalará el SDGA
- Elaborar una memoria técnica del proyecto que incluya el dimensionamiento, especificaciones y diagrama unifilar.
- Garantizar que todos los suministros de energía eléctrica a nombre del consumidor estén al día en los pagos a la Distribuidora del Sistema de Pequeños Consumidores (SPEE) y al Suministrador de Último Recurso (SAPG).
- Diseñar las obras nuevas o las adecuaciones necesarias para la instalación del SGDA.

- El consumidor es responsable de construir las obras, instalar el Sistema de Generación Distribuida de Autoconsumo (SGDA) y el campo de conexión.
- El consumidor es responsable del mantenimiento y operación segura y confiable del SGDA.

Bajo estas condiciones, la norma indica la existencia de dos modalidades para suministro de sistemas de DG con el fin de manejar eficientemente los recursos, como:

- La carga postulante e infraestructuras SGDA se encuentran ubicadas en el mismo terreno, lo que permite tener un único terminal y medición con el sistema de distribución.

Estas cargas eléctricas se clasifican en dos categorías según su aplicación y requisitos de seguridad. Cada categoría requiere adecuaciones específicas y procedimientos a seguir por parte de los solicitantes para obtener la habilitación correspondiente. Además, se describen las condiciones para la operación normal y las medidas a tomar en caso de fallas en la red de distribución. Estas dos categorías son:

- **Clase 1:** en esta categoría se encuentran los SGDA quienes tienen potencias nominales que sean menores o iguales a 10kW monofásicas, menores o iguales a 20kW bifásicas y menores o iguales a 30kW trifásicas. Después de este paso, se procede a evaluar la viabilidad de conexión, las representaciones de conexión y las circunstancias de funcionamiento.
- **Clase 2:** en esta categoría se encuentran los SGDA quienes superen las potencias que pertenecen a la Categoría 1. En donde existen variaciones en el proceso para habilitar el SGDA, mismo que tendrá que efectuarse en un plazo de hasta 45 días, en donde se procede a verificar los ajustes a realizar en la red de distribución implementando los diagramas de conexión, además de las condiciones de operación y falla.

- **Balance de energía, comercialización y medición**

La regulación establecida en el documento 001/2021 establece que los sistemas de GD deben utilizarse para compensar la demanda energética de los usuarios. Sin embargo, en situaciones activas o cambios en el consumo, la energía no utilizada puede ser inyectada a la red de distribución, generando así créditos energéticos para el consumidor. Estos créditos se evalúan mensualmente por parte de la empresa distribuidora y existen dos modalidades según si el consumidor cuenta con un medidor de demanda horaria o no [37].

3. METODOLOGÍA DE DISEÑO

Para describir el método utilizado en el dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaica, se sigue un proceso de diseño que involucra las siguientes etapas: una evaluación minuciosa del lugar de instalación (propiedad del Gobierno Autónomo Descentralizado de Francisco de Orellana), el cálculo de la SE aprovechable y el dimensionamiento de todos los equipos del sistema PV.

3.1. Análisis y Descripción del predio del GAD de Francisco de Orellana

- **Ubicación Geográfica**

EL GAD de Francisco de Orellana, mismo que se encuentra ubicado, en la ciudad del Coca sobre las Calles Napo y Francisco Uquillas, con latitud (-0.4658778) y longitud (-76.98713). En la Figura 12, como se observa el render que representa los edificios correspondientes al GAD de Francisco de Orellana. En donde en color naranja se presenta el área designada para la implementación de los paneles.



Figura 12. Render del GAD de Francisco de Orellana

- **Área total del terreno**

El terreno correspondiente al GAD Municipal De Francisco De Orellana cuenta con área aproximada de 3990,25 m², el cual está conformado por tres edificios administrativos que juntos poseen un área aproximada de 350 m² y el espacio restante corresponde a una plaza cultural y parqueaderos, pero para la colocación de los paneles solares se designa correspondiente a dos de los tres edificios administrativos como se puede observar en la Figura 12.

- **Registro de consumo eléctrico**

Para el análisis se utiliza el historial de facturaciones correspondientes al GAD Municipal De Francisco De Orellana mismas que fueron proporcionadas por CNEL - EP Sucumbios. Como se puede apreciar la Figura 13 y Tabla 1, donde detallan el historial de consumo energético del año 2022.

Tabla 1 Historial de consumo eléctrico GAD Municipal De Francisco De Orellana.

Meses	Consumo de energía [kWh/mes]
Ene	29904
Feb	28833
Mar	25410
Abr	25851
May	25851
Jun	24801
Jul	28119
Ago	27405
Sept	28644
Oct	41160
Nov	28308
Dic	27027

- **Nota: Fuente: Autor.**

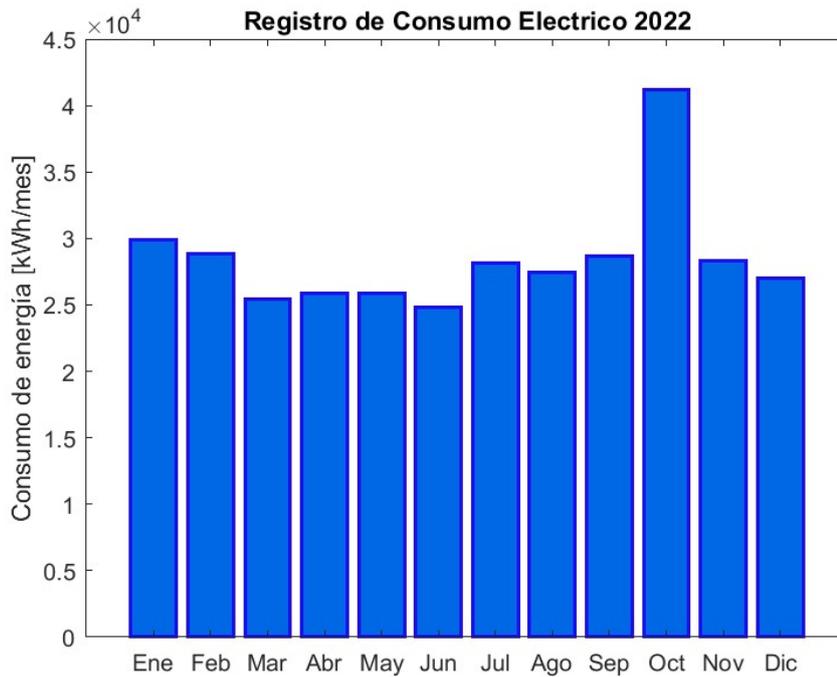


Figura 13. Historial de consumo eléctrico GAD Municipal De Francisco De Orellana.

- **Valoración del consumo diario**

Considerando que la etapa de diseño del sistema de PV se basa en una conexión a la red de distribución sin la utilización de un banco de baterías, se toma como referencia el consumo durante el intervalo horario comprendido entre las 7:30 y las 16:30 durante el mes de octubre, ya que se ha identificado como el período de mayor consumo según los datos suministrados por CNEL - EP Sucumbios

El GAD de Francisco De Orellana atiende desde las 7:30 y las 16:30 de lunes a viernes (días laborables), en promedio 20 días al mes. Como se puede observar en la Figura 13 en donde el mes de octubre registra un valor de consumo más alto con 41160 [kWh/mes], se calcula en la Tabla 2 el consumo aproximado diario 2058 [kWh/día] y de igual manera se calcula el consumo aproximado semanal 10290 [kWh/semana].

Tabla 2 Consumo energético: diario, semanal y mensual.

Meses	Horario	Consumo energético [kWh/día]	Consumo energético kWh/semanal]	Consumo energético [kWh/mes]
Ene	7:30-16:30	1495,2	7476	29904
Feb	7:30-16:30	1441,65	7208,25	28833
Mar	7:30-16:30	1270,5	6352,5	25410
Abr	7:30-16:30	1292,55	6462,75	25851
May	7:30-16:30	1292,55	6462,75	25851
Jun	7:30-16:30	1240,05	6200,25	24801
Jul	7:30-16:30	1405,95	7029,75	28119
Ago	7:30-16:30	1370,25	6851,25	27405
Sept	7:30-16:30	1432,2	7161	28644
Oct	7:30-16:30	2058	10290	41160
Nov	7:30-16:30	1415,4	7077	28308
Dic	7:30-16:30	1351,35	6756,75	27027

• **Nota: Fuente: Autor.**

3.1.1. Área destinada a la implementación de paneles solares fotovoltaicos

Una consideración a tener en cuenta para el proyecto es la disponibilidad de superficie para la implementación de paneles, mismos que serán situados en las dos cubiertas de los edificios administrativos como se puede observar en la Figura 14 donde están de color naranja, mismos que sumados tiene un área de 350 m² en sus dos cubiertas, en el edificio principal se tiene un área aproximada de 200 m² y en el edificio administrativo B se tiene un área aproximada de 150 m², área que será aprovechada de la mejor manera posible.



Figura 14. Superficie designada para la instalación de paneles solares.

3.1.2. Cálculo de variables climatológicas disponibles

Se procede a determinar variables climatológicas las cuales son determinantes al momento de dimensionar un sistema PV, a continuación las variables climatológicas que utilizan como fuente de referencia a las bases de datos proporcionadas por: la NASA , PVGIS y se emplea el software PVSyst para llevar a cabo este cálculo.

- Cálculo del recurso solar disponible

Teniendo en cuenta que la estimación de la producción eléctrica mediante paneles se basa en la radiación solar específica del lugar geográfico del proyecto, se utiliza como fuente de referencia a las bases de datos proporcionadas por: la NASA , PVGIS y se emplea el software PVSyst para llevar a cabo este cálculo.

Tabla 3 Datos de radiación Solar (kWh/m²/día)

Irradiación Horizontal Global kWh/ m2			
Mes	PVGIS	NASA	PVSyst
Enero	4,31	4,6	4,81
Febrero	4,74	4,05	4,55
Marzo	4,67	4,02	4,85
Abril	4,6	3,81	5,03
Mayo	3,98	3,79	5,07
Junio	4,1	3,88	4,86
Julio	4,35	3,62	4,64
Agosto	4,95	4,22	4,52
Septiembre	5,18	4,7	4,89
Octubre	5,05	4,9	4,58
Noviembre	4,34	4,6	4,49
Diciembre	3,9	4,49	4,65

• **Nota: Fuente: Autor.**

Se considera que, en los datos proporcionados entre la NASA, PVGIS y PVSyst mismos que son obtenidos mediante mediciones con la utilización de satélites varían considerablemente, por lo cual se toma en consideración en que la información generada por la NASA es más reciente, razón por la cual se procede a utilizar los mismos para este estudio.

- **Cálculo de temperatura media**

Teniendo en cuenta que las instalaciones en donde se realizara el sistema PV se encuentran ubicadas, en la ciudad del Coca, en la provincia de Orellana, es decir en el Oriente ecuatoriano, mismo que se caracteriza por temperaturas cálidas como se puede observar en la Tabla 4, en donde, se utiliza como fuente de referencia a las bases de datos proporcionadas por: la NASA , PVGIS y se emplea el software PVSyst, teniendo como conclusión que entre las fuentes de referencia concuerda que el clima en la zona varia en el rango de 23 °C y 25 °C.

Tabla 4. Datos temperatura media °C.

Temperatura media °C			
Mes	PVGIS	NASA	PVSyst
Enero	25	24,55	24,90
Febrero	25	24,94	25,10
Marzo	24,7	23,94	24,80
Abril	24,4	24,13	24,80
Mayo	24,4	23,92	24,40
Junio	23,4	23,18	23,70
Julio	23,6	23	24,20
Agosto	24,5	24,43	24,50
Septiembre	26	25,44	24,60
Octubre	25,8	25,44	24,50
Noviembre	25,2	24,38	25,30
Diciembre	24,3	24,44	25,10
Promedio	24,69	24,32	24,66

• **Nota: Fuente: Autor.**

- **Cálculo de velocidad del viento**

Cómo se puede observar en la Tabla 5, en dónde, se muestran los valores de velocidad máxima del viento en el lugar en dónde se diseña el sistema PV, datos proporcionados entre la NASA y Satélite Giovanni, cuyos valores varían en el rango de 1,3 m/s y 1,4 m/s, es decir, la zona en dónde se implementará el diseño no se caracteriza por tener velocidades altas de viento.

Tabla 5. Datos de velocidad del viento m/s.

Velocidad del viento m/s		
Mes	Satélite Giovanni	NASA
Enero	1,197	1,26
Febrero	1,273	1,34
Marzo	1,273	1,34
Abril	1,2255	1,29
Mayo	1,3775	1,45
Junio	1,3015	1,37
Julio	1,368	1,44
Agosto	1,52	1,6
Septiembre	1,463	1,54
Octubre	1,2065	1,27
Noviembre	1,2825	1,35
Diciembre	1,311	1,38
Promedio	1,32	1,39

- **Nota: Fuente: Autor.**

4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA PV

Con el objetivo de realizar de manera apropiada el diseño preliminar del sistema de generación PV fotovoltaica conectada a la red de distribución, se considera la capacidad instalada con relación al espacio disponible. Asimismo, se realiza una valoración de generación energética anual para estimar la cantidad de electricidad generada a lo largo del año.

4.1. Estimación de la potencia a instalar

Para dimensionar la potencia nominal del sistema PV, en donde, se tiene como objetivo reducir la demanda de energía mostrada en el historial de consumo del GAD de Francisco De Orellana, teniendo en cuenta que la producción anual de energía del sistema PV, puede ser igual o menor al consumo anual del GAD De Francisco De Orellana [28].

En el proceso de diseño del sistema PV conectada a la red en el GAD de Francisco De Orellana, busca generar la mayor cantidad de energía teniendo en consideración el área máxima en la cual se podrá instalar los paneles solares. Esto implica calcular la potencia máxima que se puede generar utilizando dicha área y las características de los paneles solares seleccionados.

4.1.1. Cálculo Del Sistema Fotovoltaico

Para la correcta realización del cálculo del sistema de generación fotovoltaica, se procede a seleccionar un panel fotovoltaico con quien sea adecuado trabajar, e iniciar con el dimensionamiento de este proyecto en donde se prioriza la utilización de paneles solares monocristalinos, ya que considera que el área es limitada con la característica que son más pequeños necesita menos superficie en comparación de paneles solares policristalinos quienes generan similar cuantía de energía eléctrica, de igual forma se tiene en cuenta el tiempo de vida útil en los paneles solares monocristalinos es mayor al panel solar policristalino.

Se procede a ubicar a los paneles solares en las dos posiciones vertical y horizontal con respecto a la calle Napo como se puede observar en la Figura 12, llegando a la conclusión que se pueden instalar mayor número de paneles solares de manera vertical es decir paralelos a la calle Napo con un total de 168 paneles solares monocristalino.



Figura 15. Disposición física de los paneles solares monocristalinos en el área disponible

En este proyecto en particular, se decidió hacer uso paneles solares monocristalinos con una potencia de 410 Wp. En donde para elegir el modelo del panel solar adecuado se lo considera entre los siguientes modelos: SunPower SPR-P19-405, SunPower SPR-P19-410 y Yingli Solar YL410CG2536F2, como se puede observar en la Tabla 4 en donde se encuentra los datos de los modelos.

Tabla 6. Modelos de Paneles Solares 410W.

Modelo	SunPower SPR-P19-405	Yingli Solar YL410CG2536F2	SunPower SPR-P19-410
Tipo	Monocristalina	Monocristalina	Monocristalino
Peso	21 kg	23 kg	22 kg
Eficiencia	19,60%	20,40%	19,90%
Longitud	2,067 m	2,015m	2,464 m
Grosor	0,40 m	0,35m	0,035 m
Ancho	0,998m	0,996m	1,133 m
Tolerancia		0/ +5	

• **Nota: Fuente: Autor.**

En la Tabla 4 se puede observar los 3 modelos que inicialmente serán considerados y del cual se escogerá al panel adecuado para esta instalación, los modelos son: SunPower SPR-P19-405, SunPower SPR-P19-410 y Yingli Solar YL410CG2536F2, modelos que cuentan con similares características tanto en dimensiones, eficiencia y el material en el cual se fabricaron.

Considerando que el valor de los paneles solares se encuentra en el mismo rango de precio y que las características técnicas de estos paneles son similares como se puede observar más detalladamente en el Anexo 1, la mejor opción para este sistema PV por concepto de eficiencia es Yingli Solar YL410CG2536F2

4.1.2. Determinación de Pmax de generación

Teniendo en cuenta que este proyecto se diseña en base al área disponible tanto en el edificio principal, como en el edificio administrativo se puede decir que en total se pueden colocar 168 paneles monocristalino. La Figura 16 muestra una aproximación de la colocación de los paneles, mientras que su distribución se detalla en la Tabla 5.



Figura 16. Ubicación de paneles en superficie disponible.

Tabla 7: Número de paneles por edificio

Edificio	Total de paneles
Principal	102
Administrativo	66

- **Nota: Fuente: Autor.**

- **Cálculo de Pmax de generación**

Con el cálculo del valor de la potencia máxima a generar con la utilización en la Ecuación 9 en donde se encuentra la potencia pico, debido a que se conoce cuantos paneles y el valor de la Pmax de generación.

$$PG_{\text{máx}} = N_{\text{paneles}} \times P_{\text{máx}} \quad (9)$$

$$PG_{\text{máx}} = 168 \times 410$$

$$PG_{\text{máx}} = 68,88 \text{ [kWp]}$$

Tabla 8. Número máximo de paneles y potencia máxima.

Edificio	Total de paneles	Potencia máxima de generación [kWp]
Principal	102	41,82
Administrativo	66	27,06
Total	168	68,88

- **Nota: Fuente: Autor.**

- **Dimensionamiento de inversor fotovoltaico**

Cuando se determina la potencia nominal del inversor, es esencial tener en cuenta la capacidad máxima de generación del sistema. Se sugiere que la potencia del inversor se encuentre entre el 80% y el 90% de la capacidad máxima de generación. Esta elección asegura un dimensionamiento adecuado y un óptimo rendimiento del sistema PV.

Por lo que se realizará la comparación entre dos marcas de inversores fotovoltaicos con los que se realizaron las simulaciones en el software PV*SOL, con el fin de escoger a quienes presten las mejores características.

Como se puede observar en la Tabla 9, en donde se detallan las características de los inversores de las marcas Fronius y Sunny Tripower, mismos que cumplieron con las características de diseño, satisfaciendo con los parámetros simulados en PV*SOL.

Tabla 9 Inversores a utilizar en el sistema PV para el GAD de Francisco de Orellana

Modelo	Fronius			Sunny Tripower		
	Symo 15.0- 3	Galvo 3.8-1	Primo 6.0-1	STP 15000TL	STP 4.0	STP 6.0
Parámetros de Entrada						
Máximo voltaje [V]	420	420	420	1000	850	850
Voltaje nominal [V]	220	240	220	240	220	220
voltaje MPP [V]	80	80	80	120	140	140
Corriente Corto Circuito [A]	75	22.5	22.5	66	66	66
Parámetros de Salida						
Potencia nominal [kW]	15	3.8	6	15	4	6
Eficiencia %	97.3	95	95.5	96	97,2	95,2
Corriente máxima [A]	41,6	18.3	24.0	29	19	23

Nota: Fuente: Autor.

Una vez hecha la comparación entre las dos marcas de inversores como se puede observar en la tabla 9, en donde, se detallan las características de cada inversor, se puede concluir que los inversores marcan SUNNY TRIPOWER satisfacen de mejor manera las características determinadas por PV*SOL , teniendo como limitante la poca disponibilidad en el país, por lo contrario a la marca Fronius al ser más reconocida en el mercado, además de tener una empresa distribuidora en Quito es de mayor acceso. Por lo que se elige a la marca Fronius por la mayor probabilidad de adquisición.

Como se puede apreciar en la Figura 17, misma que ha sido generada por el Software PV*Sol indicando los modelos de inversores y como serán conectados en el sistema PV, siendo un total de 9 inversores los cuales son: un inversor Fronius Symo 15.0-3, dos inversores Fronius Galvo

3.8-1, tres inversores Fronius Primo 6.0-1 y tres inverores Fronius Primo 7.6-1. Quienes dieron dimensionados con el objetivo de que el sistema sea óptimo y no presente fallas en el sistemas, la información sobre datos técnicos y la proforma de inversores se encuentran en ANEXOS.

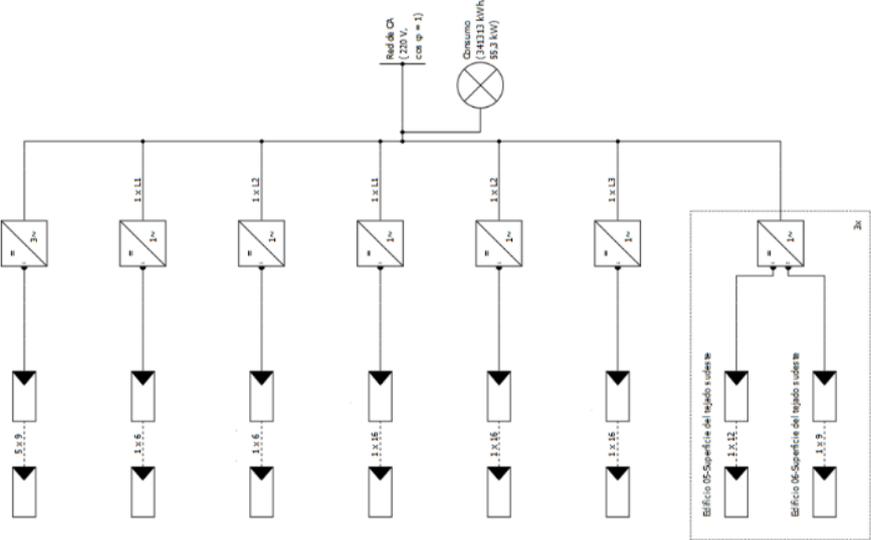


Figura 17. Diagrama de Conexión del sistema PV.

5. SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL SOFTWARE PV*SOL

Con la utilización del software PV*SOL herramienta que es utilizada para la realización de proyectos fotovoltaicos, obteniendo estudios detallados, en base a un dimensionamiento con datos actualizados de los datos climatológicos de lugar a diseñar, de igual manera posee una librería actualizada de todos los elementos que conforman una red de generación fotovoltaica, en donde al finalizar cada diseño se entrega un informe detallado del proyecto.

En esta simulación se le realizará con la utilización del software PV*SOL premium 2023, usando los mismos parámetros y características de los elementos previamente seleccionados en este estudio de central de generación PV conectada a la red de distribución. Finalmente, comparando los resultados proporcionados por el software frente a los datos obtenidos previamente.

- Datos de irradiancia

Antes de llevar a cabo la simulación del sistema de generación fotovoltaica, es necesario obtener los datos climatológicos específicos del lugar donde se realizará el proyecto. Para esto, se ingresará la ubicación precisa del Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal De Francisco De Orellana, que se encuentra en la provincia de Orellana, en las calles Napo y Luis Uquillas, con una latitud de -0.466159 y una longitud de -76.987085. Utilizaremos un software que cuenta con una base de datos de radiación solar, y haremos uso de los datos proporcionados por PV*SOL. Esto nos permitirá obtener información precisa sobre la disponibilidad del recurso solar específica en la ubicación y utilizarla para la simulación del sistema fotovoltaico.



Figura 18. Disposición de los paneles solares según PV*SOL.

Como se puede observar en la Figura 17, en donde muestra la vista satelital del GAD De Francisco de Orellana, se procede a seleccionar el área disponible para la instalación del sistema PV, es decir los dos edificios administrativos, como el área, material de los techos, ángulos de inclinación de estos, es decir toca la información necesaria para comenzar con el dimensionamiento.

Teniendo en cuenta que el Software PV*SOL presenta la característica que una vez seleccionado el tipo de modelo de panel solar y dimensionadas las áreas en las cuales se instalaran los paneles solares, este automáticamente colocara el mayor número de paneles en el área establecida, como se puede observar en la Figura 18, donde están colocados 48 paneles solares modelo Yingli Solar YL410CG2536F2 la cual se toma como referencia.

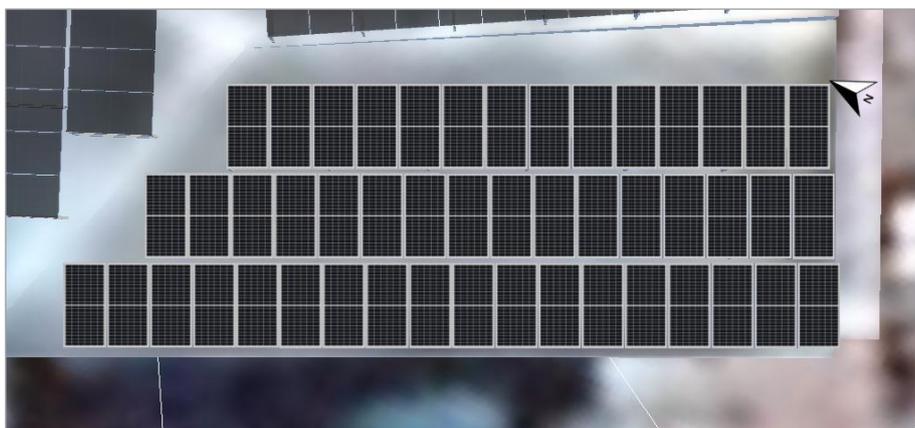


Figura 19. Superficie fotovoltaica - Edificio principal -Superficie a ocupar sudoeste

El software PV*SOL tiene la peculiaridad que posterior a la colocación de los paneles solares realiza automáticamente la conexión en los mismos, como se puede observar en la Figura 19, en donde está el diagrama de conexión de los paneles en el edificio principal, lo que ayudará posteriormente al momento de dimensionar los inversores.

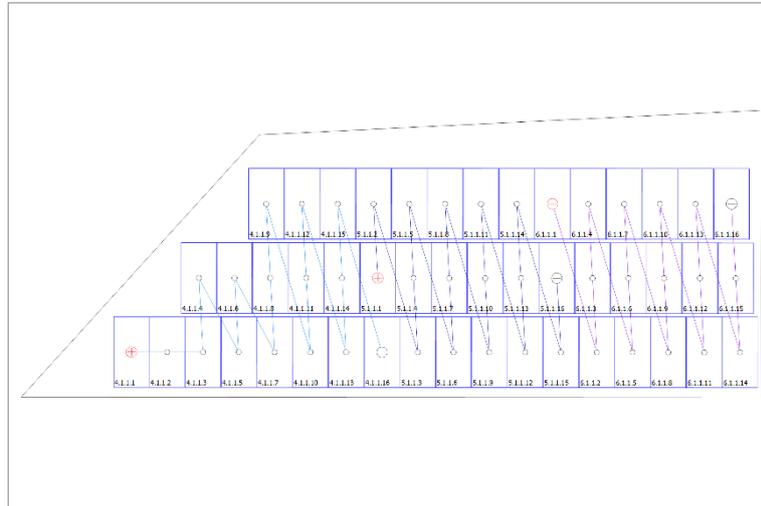


Figura 20. Diagrama de conexiones- Edificio Principal - Superficie a ocupar sudoeste

- Selección del sistema de generación fotovoltaica

Una ventaja significativa del software PV*SOL es su biblioteca incorporada, que incluye una amplia variedad de paneles solares e inversores fotovoltaicos. Esto permite seleccionar los mismos componentes utilizados en el proyecto y comparar los resultados obtenidos. De esta manera, se puede verificar si los resultados obtenidos coinciden con los previamente calculados.

Por lo que el posterior a la selección de paneles solares y conexión de estos el software PV*SOL dimensiona de manera automática en base a los inversores seleccionados cuál serían los adecuados de instalar en este proyecto.

Como se detalla en la Tabla 9, en donde posterior a la implementación del sistema PV conformado por 168 paneles fotovoltaicos que tienen una potencia de 410 W, mismos que fueron instalados en

el área disponible del GAD de Francisco de Orellana se concluye que la potencia a generar en el sistema es de 68,88 kWp, es decir que el consumo total que se muestren la planilla anual es de 341.397 kWh, mientras que mediante la instalación del sistema PV el cual generará 71,939 kWh cubriendo así un 21,1% de la energía total.

Tabla 10. Tabla resumen de la simulación del sistema PV.

Resultados Sistema completo		
Instalación FV		
Potencia generador FV	68,88	kWp
Energía de generador FV (Red CA)	82.043	kWh/Año
Consumo propio	71.939	kWh/Año
Consumidores		
Consumidores	341.313	kWh/Año
Consumo Standby (Inversores)	84	kWh/Año
Consumo total	341.397	kWh/Año
Cubierto mediante energía fotovoltaica	71.939	kWh/Año
Cubierto mediante red	269.458	kWh/Año
Fracción de cobertura solar	21,1	%

• **Nota: Fuente: Autor.**

Como se puede observar en la Figura 20, en dónde muestra el consumo mensual entre el periodo correspondiente a enero del 2022 hasta diciembre del 2022, como se muestra en la gráfica de barras en color gris se muestra el consumo normal sin la presencia del sistema PV, de color amarillo sí detalla la energía generada por el sistema PV y en color celeste se muestra la energía entregada por la red de media tensión, por lo que se puede decir que el sistema PV aporta con energía, por lo que el consumo a través de la red de media tensión disminuirá es decir el valor de la planilla eléctrica será menor.

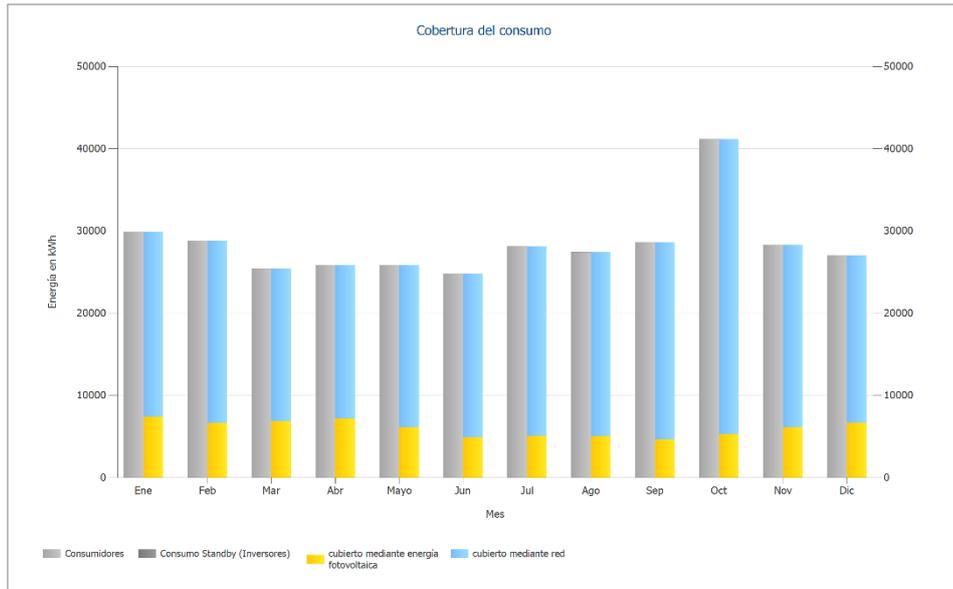


Figura 21. Cobertura consumo total del GAD de Fráncico de Orellana

Por lo que como se puede ver en la figura 21 en dónde en color gris muestra la tendencia de pagos por facturación sin la instalación del sistema PV, por lo contrario en color amarillo el cual interpreta el aporte por medio del sistema PV y en color celeste el cual representa el consumo que aún se tendría que tener por medio de la red de media tensión, como se puede ver gráficamente la reducción es un valor considerable el cual ayudaría a cumplir con el objetivo de reducir los costos de facturación para el GAD de Francisco de Orellana.

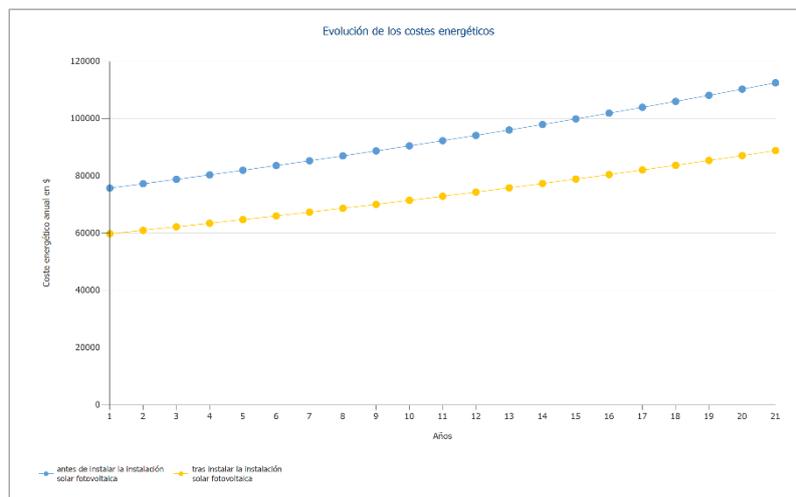


Figura 22. Evolución de los costos a pagar por facturación.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

Se procede a evaluar la viabilidad económica de implementar el sistema de generación PV acoplado a la red de distribución. El objetivo es determinar la rentabilidad del proyecto y establecerlo como un modelo para futuras iniciativas similares.

Para determinar la viabilidad del proyecto procederá a realizar algunos cálculos de inversión e indicadores económicos y de esta manera calcular si fuera el caso de un proyecto rentable con un retorno a la inversión inicial. De igual manera se busca cuantificar cuál es la magnitud del ahorro debido a que se disminuye el consumo eléctrico convencional; para lo cual se compara con los costos reales para este sistema basados en proformas proporcionadas.

6.1. Conceptos generales

6.1.1. VAN

VAN es un concepto económico que evalúa la Factibilidad financiera de un proyecto. Se basa en la diferencia actualizada entre los ingresos, los gastos y la inversión inicial.

VAN es un instrumento de fácil aplicación que permite evaluar los beneficios económicos de un proyecto una vez finalizado. Su principal función es determinar si los ingresos generados por el proyecto superan a los gastos, lo que indica su rentabilidad. Además, el VAN también proporciona información sobre el tiempo requerido para recobrar la inversión inicial [38].

Para determinar el VAN se aplica la Ecuación 20.

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

En donde:

V_i : Flujo de efectivo en cada periodo [\$]

γ : Tasa de actualización [%]

n : Número de periodos considerados [años]

C : Valor de desembolso inicial de la inversión [\\$]

En dónde a la tasa de actualización, es quién nos permite conocer cuál es sería el monto de dinero en el futuro.

Se puede determinar al VAN, dependiendo de su valor y de esta manera saber si el proyecto es factible o no.

- Sí el valor resultante del VAN es positivo esto quiere decir que el proyecto es viable pudiendo así recuperar el valor de la inversión inicial, en conclusión, es un proyecto rentable.
- Sí el valor resultante del VAN es igual a cero, esto quiere decir que en proyecto se va a recuperar la inversión inicial, es decir no habrá ni pérdidas ni ganancias, en conclusión, se recomienda reestructurar el proyecto.
- Si el producto del VAN es menor a cero, indica la no viabilidad del proyecto y por ende que no se podrá recuperar la inversión inicial.

6.1.2. TIR

El TIR es un instrumento económico que nos permite determinar la viabilidad de un proyecto. Se utiliza a manera referencial al flujo de efectivo futuro esperado. El TIR se calcula utilizando el flujo de efectivo anual y los valores iniciales de inversión y, lo que nos permite determinar el valor porcentual de los beneficios futuros en relación con el gasto inicial.

El TIR es una tasa de descuento que se utiliza para determinar cuándo el VAN de una inversión es igual a cero. En otras palabras, representa el rendimiento necesario para que las proyecciones del proyecto sean cercanas a la inversión inicial. Cuando el TIR es igual a la tasa de descuento empleada, significa que se logra recuperar únicamente el valor de la inversión inicial sin generar beneficios adicionales [38].

Para determinar el TIR se aplica la Ecuación 21.

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

En donde:

Vi : Flujo de efectivo en cada periodo [\$]

n : Número de periodos considerados [años]

C : Valor de desembolso inicial de la inversión [\$]

Se puede clasificar al TIR, dependiendo de su valor y de esta manera saber si el proyecto es factible o no.

- Si el TIR es positivo, se puede decir que existe rentabilidad en el proyecto.
- Cuando el TIR es igual a cero, esto implica que no existen ni utilidades ni pérdidas en el proyecto. En otras palabras, el flujo de efectivo futuro es insuficiente para superar el descuento empleado. En este caso, la decisión de invertir en el proyecto dependerá de otros factores, como el análisis de riesgos y consideraciones adicionales más allá de la rentabilidad financiera.

6.2. Realización del análisis financiero

Para iniciar el análisis financiero del proyecto, es necesario tener en cuenta los datos relevantes específicos de la implementación. Esto incluye determinar el costo total de implementación, identificando todos los equipos necesarios para la realización del proyecto. En este caso, no se considerará el costo del terreno, ya que este pertenece al GAD de Francisco de Orellana. Además, dado que se trata de un proyecto de generación PV acoplado a la red de distribución y no implica una central auxiliar, no se considerará la inclusión de un banco de baterías.

- **Tarifa promedio del cliente**

Para el cálculo del valor a pagar mensualmente se utiliza el historial de facturaciones correspondientes al GAD Municipal De Francisco De Orellana mismas que fueron proporcionadas por CNEL - EP Sucumbios, mismas que se utilizarán en el período del año 2022 desde enero hasta diciembre.

Tabla 11: Valores a pagar mensualmente

	Consumo kWh/ mes	Valor a pagar (\$)
Ene	29904	\$2.921,74
Feb	28833	\$2.817,10
Mar	25410	\$2.482,66
Abr	25851	\$2.525,75
May	25851	\$2.525,75
Jun	24801	\$2.423,16
Jul	28119	\$2.747,34
Agos	27405	\$2.677,58
Sept	28644	\$2.798,63
Oct	41160	\$4.021,50
Nov	28308	\$2.765,80
Dic	27027	\$2.640,65
Total año:	341313	\$33.347,64
Promedio mes:	28442,75	\$2.778,97
Tarifa de cobro:	0,097703984	

- **Nota: Fuente: Autor.**

Con los valores de la Tabla 10, en dónde se puede observar el consumo mensual y el valor a pagar en la planilla de luz, pudiendo determinar que el pago promedio al mes es de 2778.97 dólares.

- **Ahorro económico producto de la implementación del sistema de generación fotovoltaico**

Para establecer el ahorro se realizará mediante la comparación de la facturación del año 2022 desde enero a diciembre del GAD de Francisco De Orellana, con la potencia producida por el sistema de generación PV, los valores de energía generada por el sistema PV son datos que se obtuvieron del software PV*SOL, mismo que ayuda al cálculo cómo se puede observar a continuación:

Tabla 12: Balance neto de energía y índice de ahorro

	Energía facturada enero -diciembre 2022 (kWh)	Valor a Pagar sin generación FV	Energía generada por sistema FV (kWh)	Energía remanente (kWh)	Valor a pagar con sistema PV(\$)
Enero	29904	\$2.921,74	6126,85	23777,15	\$2.323,12
Febrero	28833	\$2.817,10	5670,35	23162,65	\$2.263,08
Marzo	25410	\$2.482,66	6243,25	19166,75	\$1.872,67
Abril	25851	\$2.525,75	6474,45	19376,55	\$1.893,17
Mayo	25851	\$2.525,75	6822,1	19028,9	\$1.859,20
Junio	24801	\$2.423,16	6146,4	18654,6	\$1.822,63
Julio	28119	\$2.747,34	6715	21404	\$2.091,26
Agosto	27405	\$2.677,58	6351,2	21053,8	\$2.057,04
Septiembre	28644	\$2.798,63	6317,25	22326,75	\$2.181,41
Octubre	41160	\$4.021,50	6573,05	34586,95	\$3.379,28
Noviembre	28308	\$2.765,80	5843,75	21734,95	\$2.123,59
Diciembre	27027	\$2.640,65	5543,2	21183,25	\$2.069,69
Total año:	341313	\$33.347,64	74826,85	266486,15	\$25.936,14
Promedio mes:	28442,75	\$2.778,97	6298,51	22144,24	\$2.161,34
Tarifa de cobro:	0,097703984				
Porcentaje de compensación	21,92%				

• **Nota: Fuente: Autor.**

La Tabla 11, muestra los datos de consumo de energía facturada en el transcurso de enero a diciembre de 2022. Según los registros, se consumieron un total de 341.313,00 kWh, generando una factura por un monto de \$33.347,64 en el año. Sin embargo, a través de las simulaciones realizadas con el software PV*SOL, se estima que el sistema de generación fotovoltaica generará

aproximadamente 74.826,85 kWh anualmente. El objetivo de esto es reducir el valor de la factura, de manera que, después de la implementación del sistema, el consumo se reduzca a \$25.936,14. Esto representa una tasa de compensación del 21,92% gracias a la implementación del sistema PV.

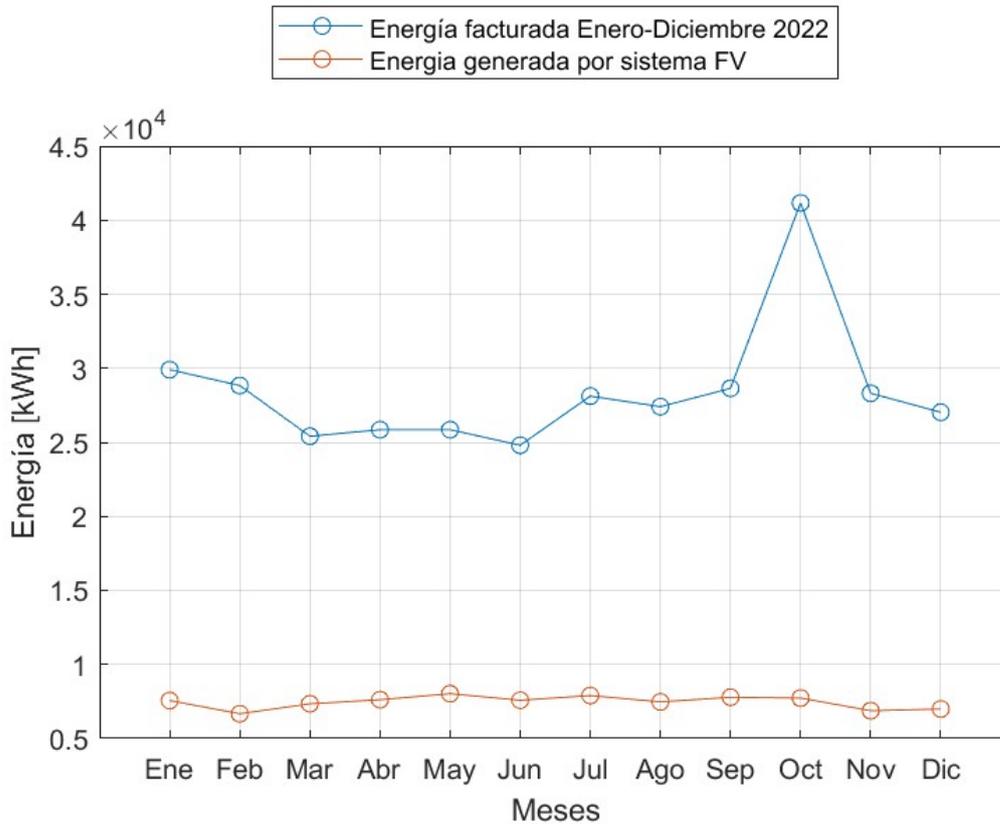


Figura 24. Comparativa de consumo mensual con y sin generación fotovoltaica

Como se puede observar en la Figura 24 en dónde con la información obtenida mediante el software PV*SOL con el cual se pudo determinar la energía generada en cada mes por el sistema PV, con lo que se logró reducir considerablemente el monto de facturación mensual, como se puede observar en la Tabla 11 en donde indica que existe una tasa de compensación del 21,92% la cual se acerca al calculado mediante el software PV*SOL.

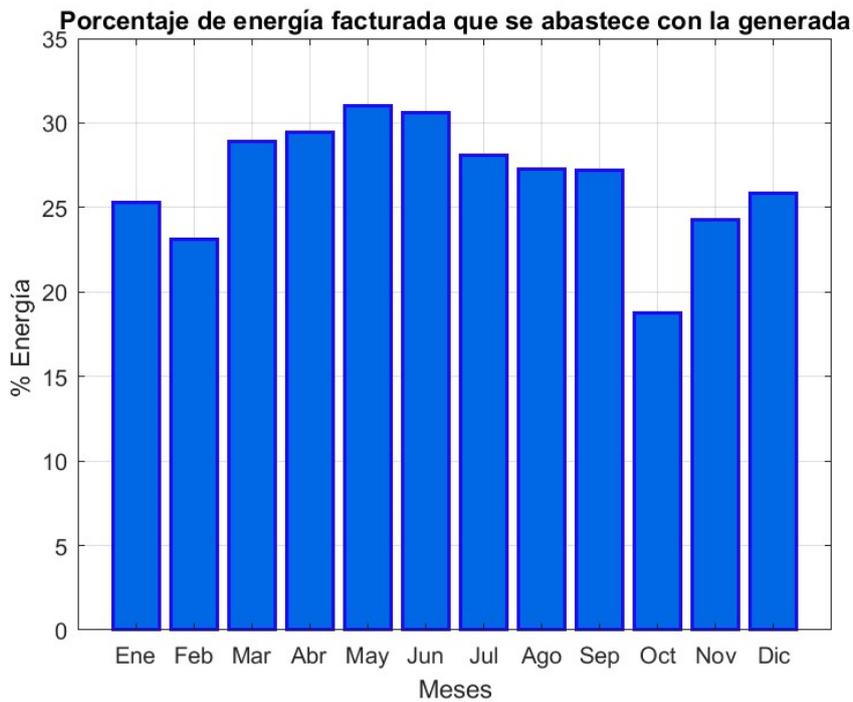


Figura 25. Porcentaje de aporte mensual de energía por sistema PV

Cómo se puede observar en la figura 25, en dónde, se muestra cuál es el porcentaje mensual de aporte por parte del sistema PV. Pudiendo observar que llega a aportar hasta un 32% de la energía a consumir en el mes, es decir, se tiene un promedio de aporte del 21,9 %.

- Inversión inicial

En la tabla 12 se encuentran los valores aproximados en dólares americanos de cada uno de los componentes que integran el sistema de generación PV, mismos valores son que se entregaron en la proforma solicitada la cual se encuentra en Anexos, así como el valor total de la implementación del proyecto. Cabe destacar que todos los montos están expresados en dólares americanos.

Tabla 13 Costo de inversión sistema de generación fotovoltaica

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio Total
Equipos				
1	Sistema de inversores Fronius Symo 15.0-3 480 Lite 4,210,092,801	1	\$4.775,00	\$4.775,00
2	Sistema de inversores Fronius Primo 3.8-1 208-240 Lite	2	\$1.847,00	\$3.694,00
3	Sistema de inversores Fronius Primo 6.0-1 208-240 Lite	3	\$2.150,00	\$6.450,00
4	Sistema de inversores Fronius Primo 7.6-1 208-240 Lite	3	\$2.653,00	\$7.959,00
5	Panel solar Tier 1	168	\$286,00	\$48.048,00
6	Monitoreo solar inteligente	1	\$1000,00	\$1000,00
	Estructura del Panel	6	\$835,00	\$5.010,00
Instalación				
7	Tableros y protecciones del sistema Sistema de cableado solar y conectores Ducteria metálica galvanizada	1	\$7.000,00	\$9.000,00
8	Costo de instalación	1	\$11.000,00	\$11.000,00
9	Cableado	1	\$7.000,00	\$7.000,00
			Total	\$103.936,00

• **Nota: Fuente: Autor.**

- **Periodo de proyección**

El tiempo en el que fue considerado este proyecto es de 20 años considerando a que en los paneles fotovoltaicos esa es su vida útil de igual manera este periodo se encuentra establecido en la regulación ARCONEL 003/18 [27].

6.2.1. Cálculo de los indicadores económicos

Se procede realizar el determinar el VAN considerando la tasa de descuento de 1%, con esto se estima que por lo menos se generará una ganancia igual a una inversión bancaria a largo plazo. Para llevar a cabo los análisis de VAN y TIR, se tomará en cuenta un horizonte de tiempo de 20 años. Este período corresponde a la vida útil estimada de los paneles de generación fotovoltaica utilizados en el proyecto,

$$VAN = \sum_{i=1}^{20} \frac{8750,46}{(1 + 0.01)^i} - 100.936$$

$$VAN = \$81.676,55$$

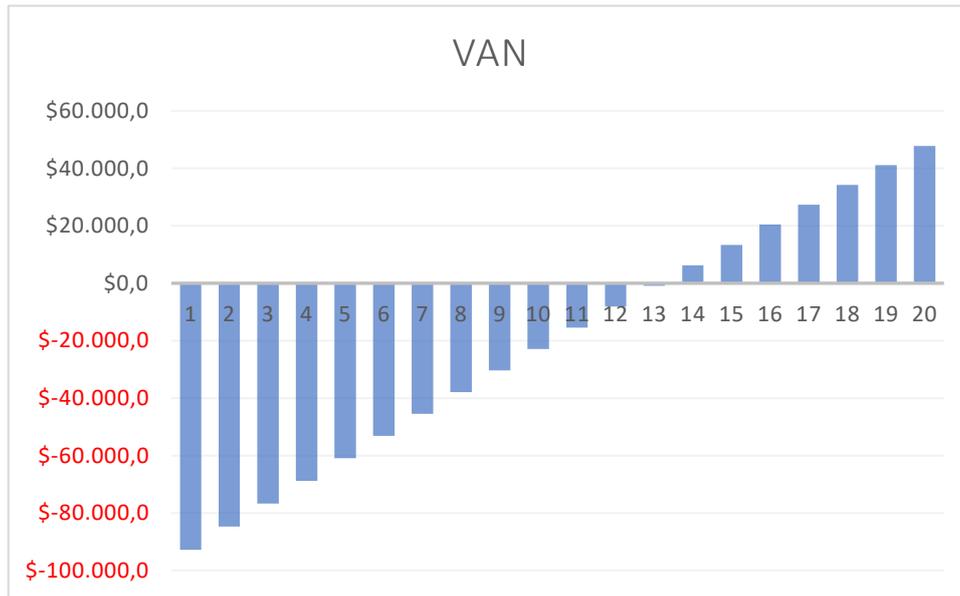


Figura 26. Proyección del sistema

En la Figura 25, la cual es la representación gráfica de la evolución del VAN en el periodo de 20 años, como se puede observar los valores VAN a partir del año 13 se vuelven positivos, es decir se recuperan los valores de inversión inicial y a partir del año 14 el proyecto empieza a ser rentable y comienza a generar ganancias por lo que nos indica que el proyecto es viable. Los cálculos realizados se pueden observar en el Anexo 5.

7. CONCLUSIONES

Posterior a la realización, dimensionamiento y análisis de este proyecto se puede llegar a las siguientes conclusiones:

El diseño de un sistema de generación fotovoltaica conectado a la red de distribución el cual se encuentra conformado de conformado por 168 paneles fotovoltaicos que tienen una potencia de 410 W en conjunto de 9 inversores mismos que fueron dimensionados buscando el mejor rendimiento con la utilización del software PV*SOL, puede generar hasta de 68,88 kWp (6298,5 kWh) promedio al mes, que en comparación con los 28442,7 kWh que es el consumo de energía promedio mensual, representa un porcentaje de cobertura del 21.1% de la carga total correspondiente al edificio del Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Francisco de Orellana.

Se realizó un análisis de consumo de energía, además se determinó que el consumo mensual promedio en predio del GAD de Francisco de Orellana es de 28442,75 kWh. Conociendo el valor del consumo y teniendo en cuenta las variables climatológicas del lugar, adquiridas de las bases de datos de la NASA, PVGIS y PVsyst, se determina que la irradiancia promedio propia del lugar de 4,02 Kwh/m² tiene la capacidad de suplir la demanda de energía del edificio. Tener conocimiento de estos datos es crucial para determinar correctamente el sistema fotovoltaico para satisfacer las necesidades energéticas del proyecto.

Se realizó el diseño en base de la normativa ARCERNNR-001/2021 en donde establece los estándares y requisitos que deben cumplir los sistemas de generación fotovoltaica en Ecuador. El diseño del sistema cumple con estas regulaciones para garantizar la seguridad, eficiencia y cumplimiento legal. El cumplimiento de la normativa también contribuye a la confiabilidad y calidad del sistema fotovoltaico implementado en el edificio del Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Francisco de Orellana.

Se realizó el estudio económico para evaluar la viabilidad financiera del proyecto: en donde en base a los valores de paneles fotovoltaicos, inversores y el costo de instalación se determina el valor de la inversión inicial como se puede observar en la Tabla 12. El análisis económico da como resultado que el proyecto es rentable a partir del año 13, es decir, se recupera la inversión

puesto que el valor del VAN pasa a ser positivo. Además, la TIR al final del proyecto es positiva, por lo tanto es proyecto es aceptable ya que la rentabilidad es mayor a la rentabilidad mínima requerida.

8. RECOMENDACIONES

Asegurarse de llevar a cabo un estudio exhaustivo para determinar la demanda energética del edificio y evaluar el potencial solar disponible en la ubicación. Esto te permitirá dimensionar correctamente el sistema fotovoltaico y optimizar su rendimiento.

Incluir un plan de mantenimiento y monitoreo periódico para el sistema fotovoltaico. Esto garantizará su operación óptima a lo largo del tiempo y permitirá identificar y resolver cualquier problema o falla de manera oportuna.

Realiza un estudio económico completo que incluya los costos de implementación del sistema fotovoltaico, los beneficios económicos esperados y el período de retorno de la inversión. Considera también posibles fuentes de financiamiento, como incentivos gubernamentales o programas de financiamiento específicos para energías renovables. Esto te ayudará a evaluar la viabilidad financiera del proyecto y a tomar decisiones informadas sobre la implementación.

9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Lee and M. M. Shepley, “Benefits of solar photovoltaic systems for low-income families in social housing of Korea: Renewable energy applications as solutions to energy poverty,” *J. Build. Eng.*, vol. 28, p. 101016, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.jobbe.2019.101016.
- [2] T. Gómez-Navarro, T. Brazzini, D. Alfonso-Solar, and C. Vargas-Salgado, “Analysis of the potential for PV rooftop prosumer production: Technical, economic and environmental assessment for the city of Valencia (Spain),” *Renew. Energy*, vol. 174, pp. 372–381, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.04.049.
- [3] A. Alblooshi and M. I. Masoud, “Design of a 1 MW Grid-tied Photovoltaic System,” in *2021 International Conference on Engineering and Emerging Technologies (ICEET)*, Oct. 2021, no. October, pp. 1–6, doi: 10.1109/ICEET53442.2021.9659704.
- [4] J. Chen *et al.*, “Design of a 10kW Rural Residential Roof Photovoltaic Power Generation System,” in *2022 4th International Conference on Intelligent Control, Measurement and Signal Processing (ICMSP)*, Jul. 2022, pp. 289–292, doi: 10.1109/ICMSP55950.2022.9859138.
- [5] V. Myathari, S. Siddiki, and M. Siddiki, “Design and Economic analysis of a Grid-tied PV system to power a small village,” in *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Jun. 2020, vol. 2020-June, pp. 1658–1664, doi: 10.1109/PVSC45281.2020.9300906.
- [6] M. C. Vilca Choque, J. Manuel Ramos Cutipa, R. C. Yucra, and N. Jesus Beltran Castanon, “Design, Implementation and Economic Analysis of a 2.16 kW Network Connected Photovoltaic System (SFCR) with Analyzed Microinversor in the Geographical and Climatological Conditions of the City of Juliaca,” in *2020 IEEE XXVII International Conference on Electronics, Electrical Engineering and Computing (INTERCON)*, Sep. 2020, pp. 1–4, doi: 10.1109/INTERCON50315.2020.9220238.

- [7] J. C. M. Mendoza, "Design, implementation and evaluation of the energy performance of a photovoltaic solar system in Cota, Colombia," *Int. J. Smart Grid Clean Energy*, pp. 843–854, 2020, doi: 10.12720/sgce.9.5.843-854.
- [8] R. R. Romero, A. R. Villacorta, and D. Icaza, "Design of a Photovoltaic Station for Electromobility to be located in the Campus 'Luis Cordero El Grande' of the Catholic University of Cuenca," in *2020 9th International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Sep. 2020, pp. 532–537, doi: 10.1109/ICRERA49962.2020.9242795.
- [9] B. Topon-Visarrea, M. Zapata, and R. Macias, "Renewable Energy System Design for Electric Power Generation on Urban Historical Heritage Places in Ecuador," in *Advances in Intelligent Systems and Computing*, vol. 1213 AISC, 2021, pp. 605–612.
- [10] J. Vaca-García, M. Parra-Santos, L. Solano-Peralta, and E. Velásquez-Bucán, "Assessment of the Solar Photovoltaic Potential in Ecuador," *Energies*, vol. 14, no. 5, p. 1411, 2021
- [11] L. Barros, A. Schlegel, and A. L. Schmalz, "Assessment of the PV potential in Ecuador and its influence on the national electricity system," *Energy Reports*, vol. 7, pp. 1625-1631, 2021
- [12] A. Vaca, D. López, C. Franco, and J. Vaca, "Design and Evaluation of a Solar Photovoltaic System in the Ecuadorian Coast," *Energies*, vol. 13, no. 14, p. 3579, 2020. (doi: 10.3390/en13143579).
- [13] P. Pérez Fernández, "Descripción e infraestructura de una microrred para un entorno residencial," pp. 1–105, 2017.
- [14] Martínez, P., Martín, G., & López, M. "Avances en tecnología fotovoltaica y su impacto en la industria energética". Pp. 145-152,2019.
- [15] P. S. Contreras Ortiz y M. X. Mora Alvarez, *Aplicación de técnicas de clustering y detección de anomalías para la clasificación de consumos de energía eléctrica.*, Cuenca, 2018.

- [16] Romero, M., García, A., & Monedero, I. “Análisis de la integración de sistemas fotovoltaicos en edificaciones”, 2019.
- [17] X. Serrano Guerrero, G. E. Escrivá, S. Luna Romero y J.-M. Clairand., «A Time-Series Treatment Method to Obtain Electrical Consumption Patterns for Anomalies Detection Improvement in Electrical Consumption Profiles.,» *Energies*, 2020.
- [18] SOLARES, «Eficiencia energética,» 2015. [En línea]. Available: <https://certificacionenergetica.info/hora-solar-pico-hsp/>. [Último acceso: 25 01 2023].
- [19] D. Flores, “Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito,” Tesis, , 2016.
- [20] Universidad do Porto. Faculdade de Engenharia, INESC TEC (Organización), Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, IEEE Power & Energy Society, IEEE Industrial Electronics Society, and Institution of Engineering and Technology, SEST'19: 2nd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies: 9 -11 de septiembre de 2019, Oporto, Portugal.
- [21] C. F. Bordón, L. Schenberger, F. Berterame, C. M. Chezzi, and J. J. Penco, “Estrategia para la Gestión de una Micro Red,” 2018 IEEE 9th Power, Instrum. Meas. Meet. EPIM 2018, 2018, doi: 10.1109/EPIM.2018.8756437.
- [22] E. Del, P. D. E. La, D. D. E. Energía, C. D. E. Una, and S. D. E. Tiempo, “Estudio Del Pronóstico De La Demanda De Energía Eléctrica, Utilizando Modelos De Series De Tiempo,” *Estud. Del Pronóstico La Demanda Energ. Electr. Util. Model. Ser. Tiempo*, vol. 3, no. 23, pp. 37–42, 2003, doi: 10.22517/23447214.7379.
- [23] T. Conectado, J. Quiroga, G. Zambrano, and S. Falcones, “Diseño y Simulación del Control de un Sistema de Generación Fotovoltaico Basado en un Convertidor DC-DC Elevador Aislado, un Convertidor DC-AC Trifásico Conectado a la Red y un Banco de Baterías,” no. 1, pp. 1–14, 2014, [Online]. Available: <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/25357/1/>

- [24] H. H. Fayek, "Load Frequency Control of a Power System with 100% Renewables," 2019 54th Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2019 - Proc., 2019, doi: 10.1109/UPEC.2019.8893587.
- [25] F. Vásquez, L. Urdiales, J. Espinoza, and M. García, *Energía Solar en el Ecuador*, no. January. 2015.
- [26] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, 2014.
- [27] U. Y. Tito, L. Quispe-Huaman y O.-A. Vilca-Huayta, «Evaluation of the Peak-Sun Hour on a Tilted Surface in the City of Juliaca,» *IEEE*, 2020.
- [28] G. D. E. C. Serie and P. Y. S. Paralelo, "Guía de conexión serie, paralelo y serie – paralelo •," vol. 4, no. figura 2, pp. 2–6.
- [29] S. Salamanca, "Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica *Revista Científica* , ISSN 0124-2253 • e-ISSN 2344-2350, septiembre, Bogotá-Colombia, pp. 263-277, AGOSTO 2017.
- [30] O. P. Lamigueiro y A. C. Santos, *Diseño de sistemas fotovoltaicos*, Madrid: J. de Haro Artes Gráficas, S.L., 2012.
- [31] Agencia de Regulación y Control de energía y Recursos Naturales no Renovables, «Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica,» 2021.
- [32] Á. Y. G. Xavier y V. V. H. Israel, *Diseño e implementación de una microred híbrida a base de energía fotovoltaica y energía térmica diesel en la empresa Trace Oilfield services Cia Ltda para reducir la contaminación ambiental.*, Latacunga: ESPE, 2014
- [33] F. Barquín Vidal, "Análisis de la ponderación de los diferentes parámetros en la producción de las instalaciones fotovoltaicas según PVsyst," 2019.
- [34] Energy SMA, *Generación aislada, sistemas auxiliares y aislados.*, España, 2020.

[35] TRAFOMEX, «Sistemas de baterías y transformadores,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.trafomex.com.mx/como-calculat-la-corriente-de-un-transformador/>. [Último acceso: 08 02 2023].

[36] S. Reyes and S. Vélez, “Diseño de un sistema aislado de energía fotovoltaica para los módulos didácticos del lti, ” Escuela Politécnica Nacional, 2022.

[37] Agencia de Regulación y Control de Energías y Recursos Naturales No Renovables, «Resolución Nro. ARCERNNR-013/2021 REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/2021», 2021. https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/res_nro__arcernnr-013-2021.pdf (accedido feb. 08, 2023).

[38] R. S. Lopez. "Valor Actual Neto &Tasa Interna de Retorno". https://www.academia.edu/45149058/VAN_y_TIR (accedido el 8 de junio de 2023).

[39] ARCONEL, -003-18 . Agencia de Regulación y Control de Electricidad 2018.

10. ANEXOS

Anexo 1 Historial de Facturaciones GAD Municipio de Francisco de Orellana



<FIHISG>

HISTORIA DE FACTURACIONES

CNEL - EP Sucumbios

Fecha: 09/01/23

Pag.: 1

Suministro:3938-1

Nombre GOBIERNO AUTONOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL FRANCI

Dirección:

Provincia: UQUILLAS Y NAPO N° y UQUILLAS Y NAPO

Barrio(o Urb. o Edif)

22

Canton: 1

Parroquia: 50

Meses Mora: 1

Tipo Reparto: 1

Plan: 97

Geocodigo: 98-95-095-1210

Tarifa: 409

Medidor: 22468790-HON

Factor: 210.0

Fecha Facturación	Consumo Activa	Consumo Reactiva	Factor Potencia	Demanda Leída	Demanda Facturada	Valor Factura	Saldo Anterior	Total a Pagar	Estado Factura
05/01/23	32487	2436	1.00		158	3,145.93	0.00	3,146.67	Impaga
03/1/22	27027	2352	1.00		158	2,709.89	0.00	2,711.45	Pagada
03/1/22	28308	2877	0.99		170	2,858.16	0.00	2,863.47	Pagada
04/1/22	41160	5019	0.99		166	3,886.01	0.00	3,886.01	Pagada
04/09/22	28644	2804	1.00		141	2,778.52	0.00	2,778.52	Pagada
03/08/22	27405	2342	1.00		137	2,656.68	0.00	2,656.68	Pagada
03/07/22	28119	2982	0.99		137	2,720.34	0.00	2,720.34	Pagada
05/06/22	24801	2268	1.00		116	2,372.80	0.00	2,372.80	Pagada
03/05/22	25851	2730	0.99		132	2,519.58	0.00	2,520.28	Pagada
04/04/22	25851	2541	1.00		143	2,554.45	0.00	2,554.45	Pagada
03/03/22	25410	2541	1.00		143	2,519.11	0.00	2,522.96	Pagada
02/02/22	28833	3381	0.99		149	2,820.73	0.00	2,820.73	Pagada
05/01/22	29904	3549	0.99		158	2,939.95	0.00	2,939.95	Pagada
03/1/21	28581	3633	0.99		153	2,818.09	0.00	2,818.09	Pagada
03/1/21	30618	3950	0.99		141	3,040.71	0.00	3,040.71	Pagada
03/1/21	28900	2671	1.00		97	2,853.34	0.00	2,853.34	Pagada
02/09/21	32130	2457	1.00		122	1,277.19	0.00	1,277.19	Pagada
05/08/21	24822	44831	0.48		124	4,611.33	0.00	4,618.19	Pagada
04/07/21	33810	4519	0.99		130	3,137.54	0.00	3,137.54	Pagada
03/06/21	7707	420	1.00		132	1,061.61	0.00	1,061.61	Pagada
04/05/21	42340	3478	1.00		118	1,366.90	9,832.75	11,239.77	Pagada
04/04/21	30110	3749	0.99		126	2,823.98	6,978.32	9,832.75	Pagada
03/03/21	29656	252	1.00		137	2,828.01	4,144.66	6,978.32	Pagada
11/02/21	12554	4553	0.94		147	3,839.62	0.00	4,144.66	Pagada

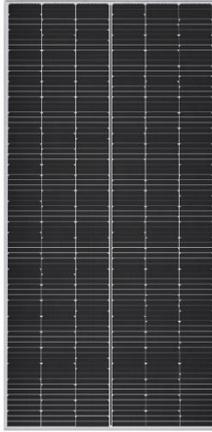
Anexo 2 Panel Fotovoltaico SPR-P19-40

SUNPOWER®

SunPower® P19-410-COM

Panel SunPower® Performance para instalaciones de uso comercial

Los paneles SunPower Performance combinan células de contacto frontal con los más de 30 años de experiencia en materiales y fabricación de SunPower. Los puntos más débiles del diseño de los paneles convencionales se eliminan para brindar una potencia, una fiabilidad, un valor y un ahorro superiores.¹



Diseñados para el desempeño



Diseño innovador

- Tecnología de conexión de células robusta y flexible. Fiabilidad sobresaliente.
- Adhesivo conductor probado en la industria aeroespacial.
- Conexiones recubiertas célula a célula.

Desempeño demostrado



- Mejor posicionado en todas las pruebas de fiabilidad de DNV-GL.
- Menor temperatura de panel gracias a las exclusivas conexiones al bus eléctrico.



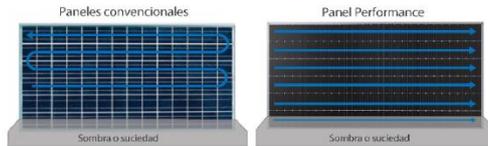
Alta potencia

Las mejoras en el área activa y en las células PERC monocristalinas optimizan la densidad de potencia a la vez que reducen los costos del sistema.



Elevado DESEMPEÑO

Hasta un 31% más de energía en el mismo espacio durante 25 años.² La exclusiva circuitería en paralelo maximiza la producción energética durante las primeras horas de la mañana y las últimas de la tarde, momentos en que las filas proyectan sombra unas sobre otras, o cuando los paneles se ensucian.

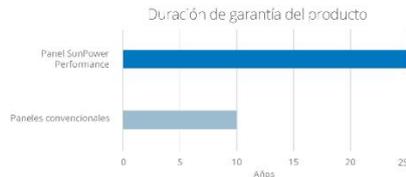


Elevada fiabilidad

Los paneles SunPower Performance son los paneles solares de tabillitas más desplegados en el mundo.³ El innovador diseño de tabillitas de las células mitiga los principales retos en cuanto a fiabilidad asociados con paneles convencionales de contactos frontales, al eliminar del diseño las frágiles cintas y uniones de soldadura sobre las células. SunPower respalda sus paneles con su Garantía de total confianza líder en el sector.



Total confianza de SunPower durante 25 años



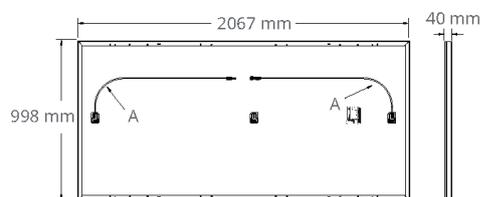
sunpower.com

P19-410-COM: Panel SunPower® Performance para instalaciones de uso comercial

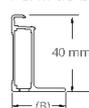
Datos eléctricos						
	SPR-P19-410-COM	SPR-P19-405-COM	SPR-P19-400-COM	SPR-P19-395-COM	SPR-P19-390-COM	SPR-P19-385-COM
Potencia nominal (P _{nom}) ⁴	410 W	405 W	400 W	395 W	390 W	385 W
Tolerancia de potencia	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%
Eficiencia de los paneles	19,9%	19,6%	19,4%	19,2%	18,9%	18,7%
Tensión nominal (V _{mpp})	45,7 V	45,3 V	44,8 V	44,4 V	44,1 V	43,8 V
Intensidad nominal (I _{mpp})	8,98 A	8,94 A	8,93 A	8,90 A	8,85 A	8,80 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	54,5 V	54,0 V	53,6 V	53,4 V	52,9 V	52,5 V
Intensidad de cortocircuito (I _{sc})	9,55 A	9,53 A	9,50 A	9,47 A	9,45 A	9,44 A
Máx. tensión del sistema	1000 V IEC					
Fusible de serie máxima	18 A					
Coef. potencia-temperatura	-0,36% / °C					
Coef. tensión-temperatura	-0,29% / °C					
Coef. intensidad-temperatura	0,05% / °C					

Pruebas y certificaciones	
Pruebas estándar ⁵	IEC 61215, IEC 61730
Certificados de gestión de calidad	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
Conformidad con EHS	OHSAS 18001:2007, plan de reciclaje
Prueba de amoníaco	IEC 62716
Prueba de soplado de arena	MIL-STD-810G
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máxima severidad)
Prueba PID	Sin degradación inducida por potencial: 1000 V
Normas disponibles	TUV, MCS

Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos	
Temperatura	-40°C a +85°C
Resistencia a impactos	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Células solares	PERC monocristalino
Cristal templado	Templado antirreflectante de alta transmisión
Caja de conexión	IP-67, Multicontacto (MC4), 3 diodos de derivación
Peso	22 kg
Máx. carga	Viento: 2400 Pa, 245 kg/m ² en cara frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m ² en cara frontal
Bastidor	Anodizado plata de clase 2



Perfil de bastidor



(A) Longitud del cable: 1000 mm +/-15 mm

(B) Lado largo: 32 mm
Lado corto: 24 mm

Lea la guía de instalación y seguridad.

- 1 Estudio de sombras independiente realizado por el laboratorio CFV.
- 2 SunPower 405 W, 219,6% de eficiencia, comparado con un panel convencional en matrices del mismo tamaño (310 W, 16% de eficiencia, aprox. 2 m²), 3% más de energía por vatio (según archivos PAN de PVsyst para clima promedio de la UE) e índice de degradación más lento de 0,25%/año (Informe de Leidos, "SunPower P-Series Technology Technical Review" (Reseña técnica sobre la tecnología de serie P de SunPower) 2017).
- 3 Osborne, "SunPower suministra módulos de la serie P a un proyecto NextEra de 125 MW" PV-Tech.org, Marzo de 2017.
- 4 Medido en condiciones de prueba estándar (STC), irradiancia de 1000 W/m², AM 1,5 y temperatura de células de 25 °C.
- 5 Calificación antincendios de clase C según IEC 61730.

Diseñado en EE. UU.
Ensamblado en China

Visite www.sunpower.com para obtener más información.
Las especificaciones incluidas en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin previo aviso.

©2019 SunPower Corporation. Todos los derechos reservados. SUNPOWER y el logotipo de SUNPOWER son marcas comerciales registradas de SunPower Corporation en Europa, Estados Unidos y otros países.

☎ 00 800 855 81111

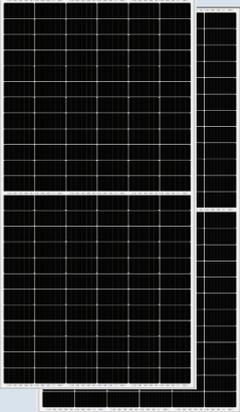
532379 REV B / A4_ES

sunpower.com

Anexo 3 Panel Fotovoltaico Yingli Solar 410W

YINGLI SOLAR

**YLM
144 CELL**

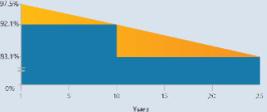


22.1%
CELL EFFICIENCY

12 YEAR
PRODUCT WARRANTY

0 - 5W
POWER TOLERANCE

25 Years Linear Warranty



97.5%
92.1%
81.1%
0%

0 5 10 15 20 25

Years

Yingli's Linear Performance Warranty
Industry Standard Warranty

YINGLISOLAR.COM



IMPROVED POWER NEVER SETTLE FOR LESS

YLM series product, using multi-busbar design, reduced the cells silver paste consumption, improved cells efficiency, achieved the higher modules power output.



Higher Durability

The multi-busbar design can decrease the risk of the cell micro-cracks and fingers broken.



High Power Density

High conversion efficiency and more power output per square meter, by lower series resistance and improved light harvesting.



Half-cell Design

Less energy loss caused by shading due to new cell string layout and split J-box, and lower cell connection power loss due to half-cell design.



Advanced Glass

Our high-transmission glass features a unique anti-reflective coating that directs more light on the solar cells, resulting in a higher energy yield.

Yingli Solar

Yingli Energy (China) Company Limited, known as "Yingli Solar", is one of the world's leading solar panel manufacturers with the mission to provide affordable green energy for all. Yingli Solar makes solar power possible for communities everywhere by using our global manufacturing and logistics expertise to address unique local challenges.

YLM 144 CELL

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type	YLM144-36b 1/2 (xxx=Pmax)					
	YLM144-36b 1500V 1/2 (xxx=Pmax)					
Power output	P_{max}	W	395	400	405	410
Power output tolerances	ΔP_{max}	W	0/+5			
Module efficiency	η_m	%	19.7	19.9	20.2	20.4
Voltage at P_{max}	V_{mp}	V	41.20	41.48	41.75	41.98
Current at P_{max}	I_{mp}	A	9.59	9.65	9.71	9.77
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	49.13	49.29	49.44	49.59
Short-circuit current	I_{sc}	A	10.22	10.27	10.32	10.37

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C module temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	P_{NOCT}	W	293.9	297.6	301.3	305.0
Voltage at P_{max}	V_{mp}	V	38.3	38.5	38.8	39.0
Current at P_{max}	I_{mp}	A	7.67	7.72	7.77	7.82
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	45.7	45.9	46.0	46.1
Short-circuit current	I_{sc}	A	8.26	8.30	8.34	8.38

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	45 ± 2
Temperature coefficient of P_{max}	γ	%/°C	-0.35
Temperature coefficient of V_{oc}	β_{Voc}	%/°C	-0.30
Temperature coefficient of I_{sc}	α_{Isc}	%/°C	0.05

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{DC} or 1500V _{DC}
Max. series fuse rating	20A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

*DO NOT CONNECT FUSE IN COMBINER BOX WITH TWO OR MORE STRINGS IN PARALLEL CONNECTION

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material)	144 / monocrystalline silicon
Frame (material)	anodized aluminum alloy
Junction box (protection degree)	≥ IP67
Cable (length / cross-sectional area)	400(300)mm / 4mm ²

- Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.
- The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730, CE, MCS, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, SA 8000



© Yingli Energy (China) Co., Ltd.

DS_YLM144CELL -36b_35mm_EU_EN_20200915_V04

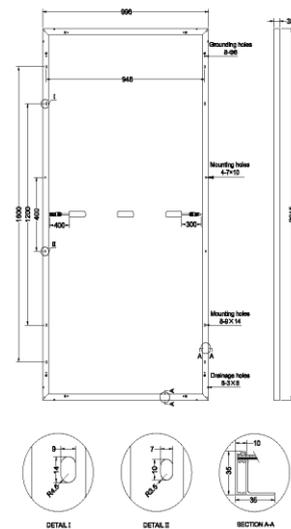
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	2015mm / 996mm / 35mm
Weight	22.7kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	30
Number of pallets per 40' container	22
Packaging box dimensions (L / W / H)	2055mm / 1110mm / 1150mm
Box weight	730kg

Unit: mm



Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing and operating Yingli Solar modules.

Yingli Partners:

Yingli Energy (China) Co., Ltd.

service@yingli.com

Tel: +86-312-2188055

YINGLISOLAR.COM



Anexo 4 Hoja de Datos de inversores y cotización



Cotización

Fecha: 26/07/2023 21:07:26 RENOVAENERGI A S.A. RUC: 1792187567001 Pasaje S. Melo OE1-37 y Av. Galo Plaza Lazo Quito - Ecuador Tlf: (593 2) 2403643 Ext. 101 y 102 Celulares: 0987000710, 0987593688 Email: info@renova-energia.com www.renova-energia.com	Proforma: RNV-OF-UIO-19878-26072023 Cliente: Cliente Final Ruc: Dirección: Email: Teléfono: Celular:
--	---

Oferta Económica

Equipo	Código y Modelo	Cantidad	P. Norm al	Dto .	P.Unit ario	P. Con Iva	Subtotal	Total (+IVA)	
Inversores Red	IR042.1 - Fronius Symo Advanced 15.0-3 480 Lite 4,210,092,801	1.00	\$4775.24	12%	\$4202.21	\$4706.48	\$4202.21	\$4706.48	
Inversores Red	IR015.1 - Fronius Primo Lite 4,210,064,801	2.00	\$1847.00	12%	\$1625.36	\$1820.40	\$3250.72	\$3640.80	
Inversores Red	IR017.1 - Fronius Primo Lite 4,210,062,801	3.00	\$2150.19	12%	\$1892.17	\$2119.23	\$5676.51	\$6357.69	
Inversores Red	IR018.1 - Fronius Primo Lite 4,210,061,801	3.00	\$2653.88	12%	\$2335.41	\$2615.66	\$7006.23	\$7846.98	
Son: VEINTIDOS MIL QUINIENTOS CINCUENTA Y UN DOLARES 95/100							Totales	\$20135.67	\$22551.95

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS SYMO

/ Powering commercial projects that last. The Fronius Symo.



/ Featuring ten models ranging from 10 kW to 24 kW, the transformerless Fronius Symo is the ideal compact three-phase inverter for all commercial applications. The high system voltage and wide input range ensure maximum flexibility in system design. With low roof loading, NEMA 4X and 1000 V DC rating, the Fronius Symo can be mounted in many different ways, including flat on a roof or on a pole. The modern design is equipped with the SnapINverter mounting system, allowing for lightweight, secure and convenient installation. Several industry leading features are available with the Fronius Symo including Wi-Fi®* and SunSpec Modbus interfaces for seamless monitoring and data logging, field proven Arc Fault Circuit Interruption (AFCI), NEC 2014 compliant, and Fronius' superb online and mobile monitoring platform Fronius Solar.web.

INPUT DATA	SYMO 10.0-3 208-240	SYMO 12.0-3 208-240	SYMO 10.0-3 480	SYMO 12.5-3 480	SYMO 15.0-3 208
Recommended PV power (kWp)	8.0 - 13.0		9.5 - 15.5		8.0 - 13.0
Max. usable input current (MPPT1/MPPT 2)			25.0 A / 16.5 A		50.0 A
Max. usable input current total (MPPT 1 + MPPT 2)			41.5 A		50.0 A
Max. array short circuit current			37.5 A / 24.8 A		75.0 A
Nominal input voltage	208 V	350 V	350 V	N/A	325 V
	240 V	370 V	370 V	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	675 V	685 V
Operating voltage range	200-600 V		200-1000 V		325-1000 V
DC startup voltage			200 V		360 V
MPP Voltage range	300-500 V		300-800 V		325-850 V
Max. input voltage	600 V		1000 V		
Admissible conductor size DC	AWG 14-AWG 6 copper direct, AWG 6 aluminum direct, AWG 4-AWG 2 copper or aluminum with input combiner				
Integrated DC string fuse holders			NA		6 and 6+
Max (Isc) input terminal rating			33A		12A
Number of MPPT			2		1

OUTPUT DATA	SYMO 10.0-3 208-240	SYMO 12.0-3 208-240	SYMO 10.0-3 480	SYMO 12.5-3 480	SYMO 15.0-3 208
Max. output power	208 V	9995 VA	11995 VA	NA	15000 VA
	240 V	9995 VA	11995 VA	NA	NA
	480 V	NA	NA	9995 VA	12495 VA
Output configuration	208/240 V		480 V Delta +N**		208 V
Frequency range (adjustable)			45-65 Hz		
Nominal operating frequency			60 Hz		
Admissible conductor size AC	AWG 14-AWG 6				
Total harmonic distortion	<1.5 %		<1.75 %		<1.5 %
Power factor range			0-1 ind./cap.		
Max. continuous output current	208 V	27.7 A	33.3 A	NA	41.6 A
	240 V	24.0 A	28.9 A	NA	NA
	480 V	NA	NA	12.0 A	15.0 A
OCPD/AC breaker size	208 V	35 A	45 A	NA	60 A
	240 V	30 A	40 A	NA	NA
	480 V	NA	NA	15 A	20 A
Max. Efficiency	97.0 %		97.0 %		98.1 %
CEC Efficiency	208 V	96.5 %	96.5 %	NA	96.5 %
	240 V	96.5 %	96.5 %	NA	NA
	480 V	NA	NA	96.5 %	97.0 %

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS PRIMO

EL FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR RESIDENCIAL ESTÁ AQUÍ



/ FC Board
Proceso de reemplazo



/ SnapInverter
Sistema de instalación



/ Integrated Data
Comunicación



/ Superflex
Diseño



/ Smart Grid & NEC
Certificación 2014



/ AFCI
Integrado

Con rangos de potencia desde 3.8 kW a 15.0 kW, el Fronius Primo es el inversor compacto monofásico sin transformador ideal para aplicaciones residenciales. Su diseño está basado en el sistema de instalación SnapInverter, el cual permite instalaciones y reparaciones sencillas y seguras.

El Fronius Primo tiene características únicas como dos seguidores de máxima potencia, alto voltaje de sistema, un amplio rango de voltaje de entrada y puede instalarse en interior y exterior. Como funciones estándar incluye interfaces Wi-Fi® y SunSpec Modbus para monitoreo y datalogging, interrupción de circuito por falla de arco (AFCI) probada en campo, certificación NEC 2014 y la plataforma en línea para monitoreo móvil Solar.web. Está diseñado para adaptarse a requerimientos futuros, por lo cual ofrece una solución completa a los cambios de normativas e innovaciones técnicas del mañana. También es compatible con la caja de apagado rápido Fronius Rapid Shutdown Box.

DATOS TÉCNICOS

DATOS GENERALES	FRONIUS PRIMO 3.8 - 8.2	FRONIUS PRIMO 10.0 - 15.0
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	50.5 x 63 x 20.6 centímetros	51.05 x 72.38 x 22.60 centímetros
Peso (kg)	21.45	37.42
Grado de protección	NEMA 4X	
Consumo durante la noche	< 1 W	
Tipología de inversor	Sin transformador	
Enfriamiento	Velocidad de ventilador variable	
Instalación	Interior y exterior	
Rango de operación a temperatura ambiente	-40°F - 131°F (-40 - 55°C)	-40 - 140°F (-40 - 60°C)
Humedad permitida	0 - 100 % (sin condensación)	
Terminales de conexión CD	4x CD+ y 4x CD- terminales de tornillo para cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)	4x CD+1, 2x CD-2 y 6x CD- terminales de tornillo para cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)
Terminales de conexión GA	Terminales de tornillo 12 6 AWG	
Certificaciones y cumplimiento de estándares	UL 1741-2010, UL1998 (para funciones AFCI monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22-2 No. 1071.01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2-2013, CSA TIL M-07 Issue 1-2013	UL 1741-2015, UL1998 (para funciones AFCI, RCMU y monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22-2 No. 1071-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2-2013, CSA TIL M-07 Issue 1-2013

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS PRIMO	INTERFACES	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS PRIMO
AFCI y NEC 2014	Si	Wi-Fi*/Ethernet/Serial	Estándar inalámbrico 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
Desconexión de CD	Si	6 entradas y 4 E/S digitales	Administración de carga, señales, E/S multipropósito
Protección contra polaridad inversa de CD	Si	USB (Socket)	Actualización de software y datalogging vía USB
Protección contra fallas de tierra con interruptor de monitor de aislamiento	Si	2x RS422 (RJ45 socket)	Fronius Solar Net, protocolo de interface
		Datalogger y servidor web	Incluidos

* El término Wi-Fi es una marca registrada de la Alianza Wi-Fi

DATOS TÉCNICOS

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Potencia FV recomendada (kWp)	3.0 - 6.0 kW	4.0 - 7.8 kW	4.8 - 9.3 kW	6.1 - 11.7 kW	6.6 - 12.7 kW
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)			18 A / 18 A		
CD total máxima			36 A		
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 Imax) (MPPT 1/MPPT 2)			22.5 A / 22.5 A		
Rango de voltaje operacional			80 V* - 600 V		
Voltaje de entrada máximo			600 V		
Voltaje nominal de entrada	410 V			420 V	
Tamaño admisible de conductor de CD			AAWG 14 - AWG 6		
Rango de voltaje MPP	200 - 480 V	240 - 480 V		250 - 480 V	270 - 480 V
Número de MPPT			2		

* Comenzando con el número de serie 26170960; anterior: 150 V

DATOS DE SALIDA	PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Potencia máxima de salida	208 240	3800 W 5000 W	5000 W 6000 W	6000 W 7600 W	7900 W 8200 W
Corriente continua máxima de salida	208 240	18.3 A 15.8 A	24.0 A 20.8 A	28.8 A 25.0 A	38.0 A 34.2 A
Capacidad de interruptor de CA	208 240	25 A 20 A	30 A 30 A	40 A 35 A	50 A 45 A
Eficiencia máxima		96.7 %			97.0 %
Eficiencia CEC		95.0 %	95.5 %	96.0 %	96.5 %
Tamaño admisible de conductor de CA			AWG 14 - AWG 6		
Conexión a red (U _{inv})			208 / 240		
Frecuencia (f _i)			60 Hz		
Distorsión armónica total			< 5.0 %		
Factor de potencia (cos φ _{inv}) predeterminado			1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.)		

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Potencia FV recomendada (kWp)	8.0 - 12.0 kW	9.1 - 13.7 kW	10.0 - 15.0 kW	12.0 - 18.0 kW
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)			33.0 A / 18.0 A	
CD total máxima			51 A	
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 Imax) (MPPT 1/MPPT 2)			41.3 A / 22.5 A	
Rango de voltaje operacional			80 V - 600 V	
Voltaje de entrada máximo			600 V	
Voltaje nominal de entrada	415 V	420 V	425 V	440 V
Tamaño admisible de conductor de CD	AWG 14 - AWG 6 cobre directo, AWG 6 aluminio directo [AWG 10 cobre o AWG 8 aluminio para dispositivos protectores de sobrecorriente de hasta 60 A, de 61 a 100 A mínimo AWG 8 para cobre o AWG 6 aluminio debe ser usado], AWG 4 - AWG 2 cobre o aluminio con combiador de entradas opcional			
Rango de voltaje MPP	220 - 480 V	240 - 480 V	260 - 480 V	320 - 480 V
Número de MPPT			2	

DATOS DE SALIDA	PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Potencia máxima de salida	208 240	9995 W 11400 W	11400 W 12500 W	12500 W 15000 W
Corriente continua máxima de salida	208 240	48.1 A 41.6 A	47.5 A 54.8 A	60.1 A 62.5 A
Capacidad de interruptor de CA	208 240	70 A 60 A		70 A 35 A
Eficiencia máxima			96.7 %	
Eficiencia CEC			96.0 %	96.5 %
Tamaño admisible de conductor de CA	AWG 10 - AWG 2 cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) [AWG 10 cobre o AWG 8 aluminio para dispositivos protectores de sobrecorriente de hasta 60 A, de 61 a 100 A mínimo AWG 8 para cobre o AWG 6 aluminio debe ser usado], AWG 6 - AWG 2 cobre (sólido / trenzado) Cableado multi contacto es posible con AWG 12			
Conexión a red (U _{inv})			208 / 240	
Frecuencia (f _i)			60 Hz	
Distorsión armónica total			< 2.5 %	
Factor de potencia (cos φ _{inv}) predeterminado			1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.)	

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3,000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1,000 patentes concebidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

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

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

Fronius Puebla
Calle 4 Pte. 2904, Col. Amor
72140 Puebla, Puebla
México
Teléfono +52 222 268 7664
ventas.mexico@fronius.com

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241-0
Fax +43 7242 241-3940
sales@fronius.com
www.fronius.com

Texto e imágenes según el estado técnico en el momento de la impresión. Sujeto a modificaciones. No podemos garantizar la exactitud de todos los datos a pesar de su cuidadosa edición. Declinamos por ello cualquier responsabilidad. Copyright © 2015 Fronius AG. Todos los derechos reservados.

Anexo 5. Simulación del sistema de Generación Fotovoltaica por el software PV*SOL

Su sistema FV

Dirección de la instalación

Vista general del proyecto



Figura: Vista general, Planificación 3D

Instalación FV

3D, Sistema FV conectado a la red con consumidores eléctricos

Datos climáticos	Bahia Decaraquez, ECU (1996 - 2015)	
Fuente de los valores	Meteonorm 8.1	
Potencia generador FV	68,88	kWp
Superficie generador FV	343,9	m ²

Número de módulos FV

168

Número de inversores

9

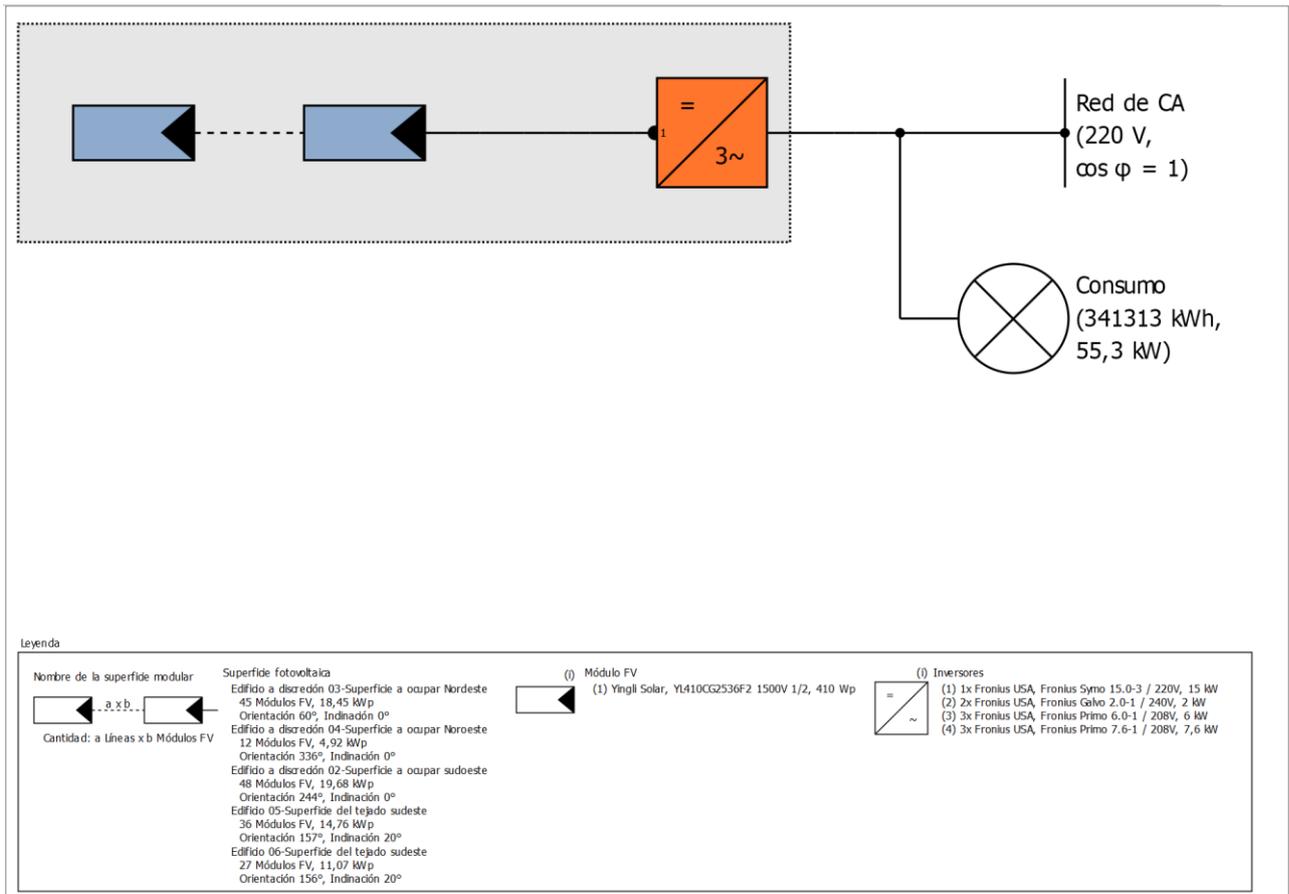


Figura: Diagrama esquemático

Pronóstico rendim.

Pronóstico rendim.

Potencia generador FV	68,88	kWp
Rendimiento anual espec.	1.189,87	kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	71,78	%
Reducción de rendimiento por sombreado	No calculado	
Energía de generador FV (Red CA)	82.043	kWh/Año
Consumo propio	71.939	kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0	kWh/Año
Inyección en la red	10.104	kWh/Año
Proporción de consumo propio	87,7	%
Emisiones de CO ₂ evitadas	38.520	kg / año
Grado de autarquía	21,1	%
Evaluación económica		
Su beneficio		
Costes totales de inversión	103.320,00	\$

Tasa interna de retorno (TIR)	16,70	%
Duración amortización	6,2	Años
Costes de producción de energía	0,0699	\$/kWh
Balance / Concepto de alimentación	Inyección del excedente en la red	

Los resultados han sido calculados mediante un modelo de cálculo matemático de la empresa Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Los resultados reales de la instalación fotovoltaica pueden mostrar variaciones debido a las variaciones meteorológicas, curvas de eficiencia de los módulos o de inversores así como a otras causas.

Disposición de la instalación

Resumen

Datos del sistema

Tipo de instalación	3D, Sistema FV conectado a la red con consumidores eléctricos
---------------------	---

Datos climáticos

Ubicación	Bahia Decaraquez, ECU (1996 - 2015)
Fuente de los valores	Meteonorm 8.1
Resolución de los datos	1 min

Modelos de simulación utilizados:

- Radiación difusa sobre la horizontal	Hofmann
- Radiación sobre superficie inclinada	Hay & Davies

Consumo

Consumo total	341313	kWh
Nuevo	341313	kWh
Pico de carga	55,3	kW

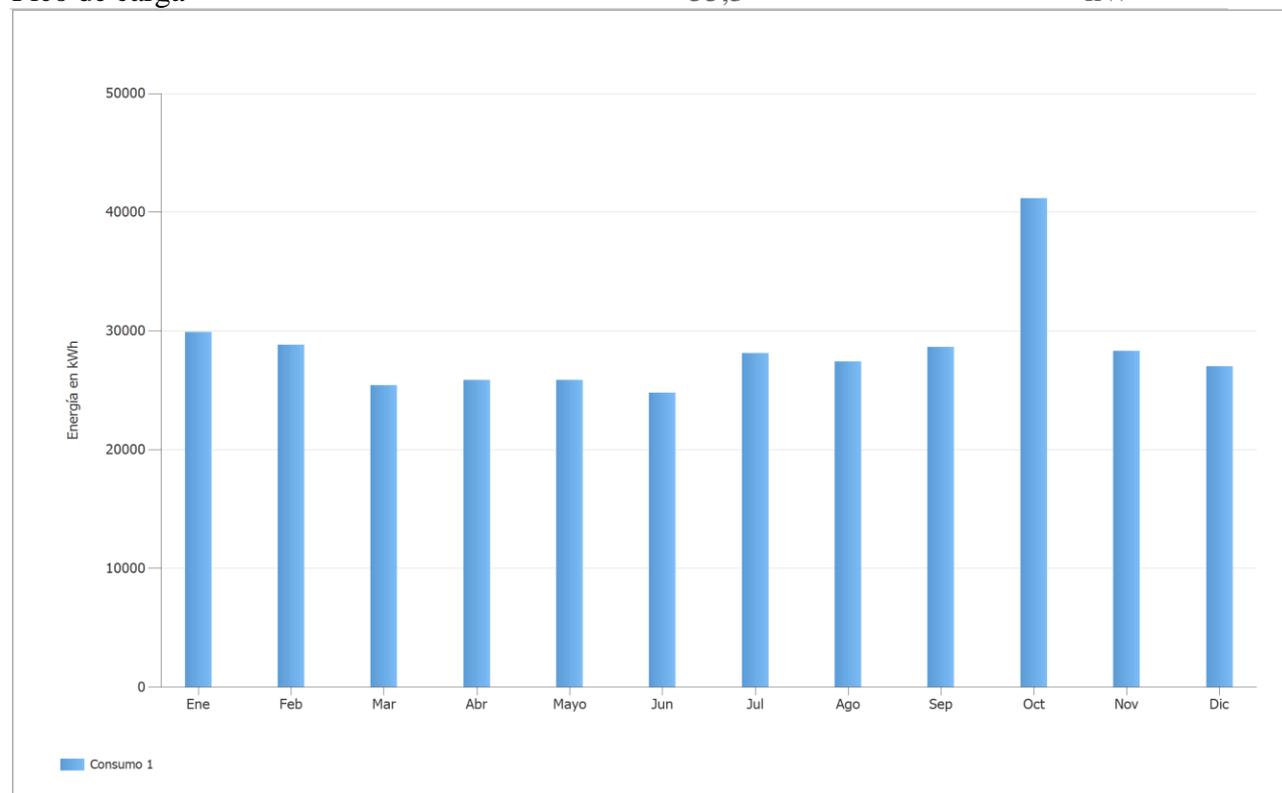


Figura: Consumo

Superficies de módulos

1. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 03-Superficie a ocupar Nordeste

Generador FV, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 03-Superficie a ocupar Nordeste

Nombre	Edificio a discreción 03-Superficie a ocupar Nordeste
Módulos FV	45 x YL410CG2536F2 1500V 1/2 (v1)
Fabricante	Yingli Solar
Inclinación	0 °
Orientación	Noreste 60 °
Situación de montaje	Sobre soportes - tejado
Superficie generador FV	92,1 m ²

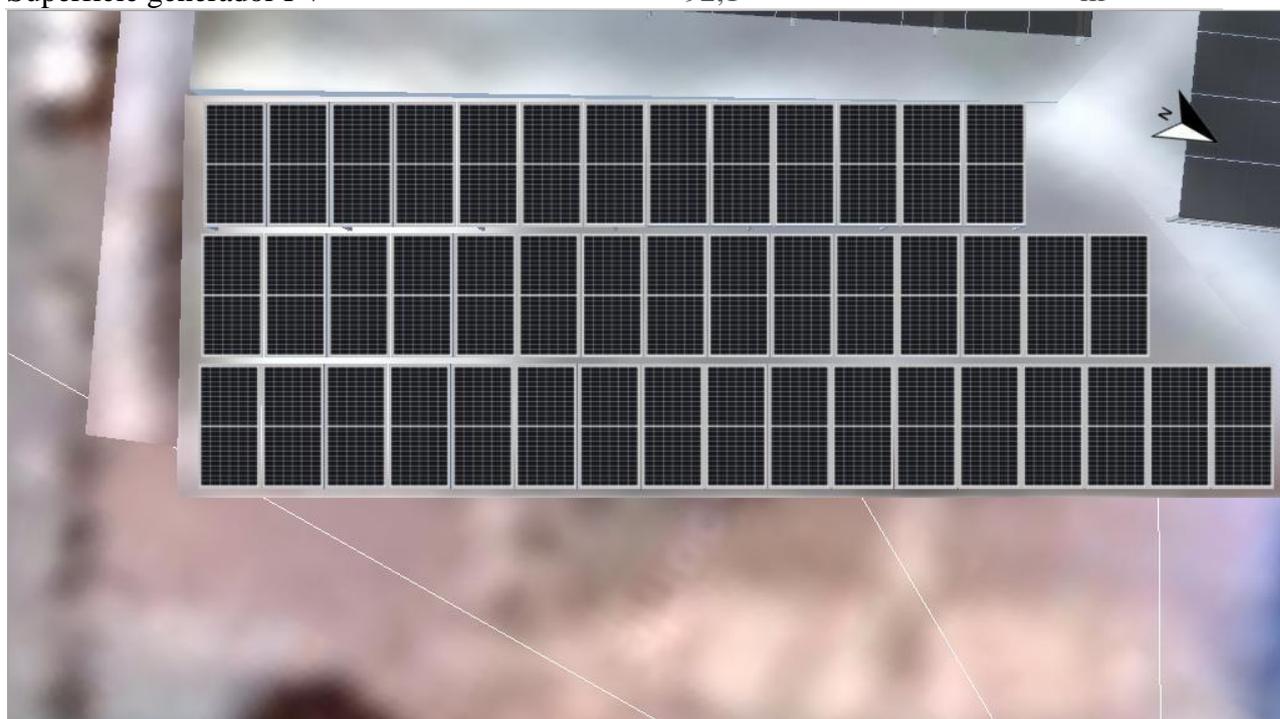


Figura: 1. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 03-Superficie a ocupar Nordeste

2. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 04-Superficie a ocupar Noroeste

Generador FV, 2. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 04-Superficie a ocupar Noroeste

Nombre	Edificio a discreción 04-Superficie a ocupar Noroeste
Módulos FV	12 x YL410CG2536F2 1500V 1/2 (v1)
Fabricante	Yingli Solar
Inclinación	0 °
Orientación	Noroeste 336 °
Situación de montaje	Sobre soportes - tejado
Superficie generador FV	24,6 m ²

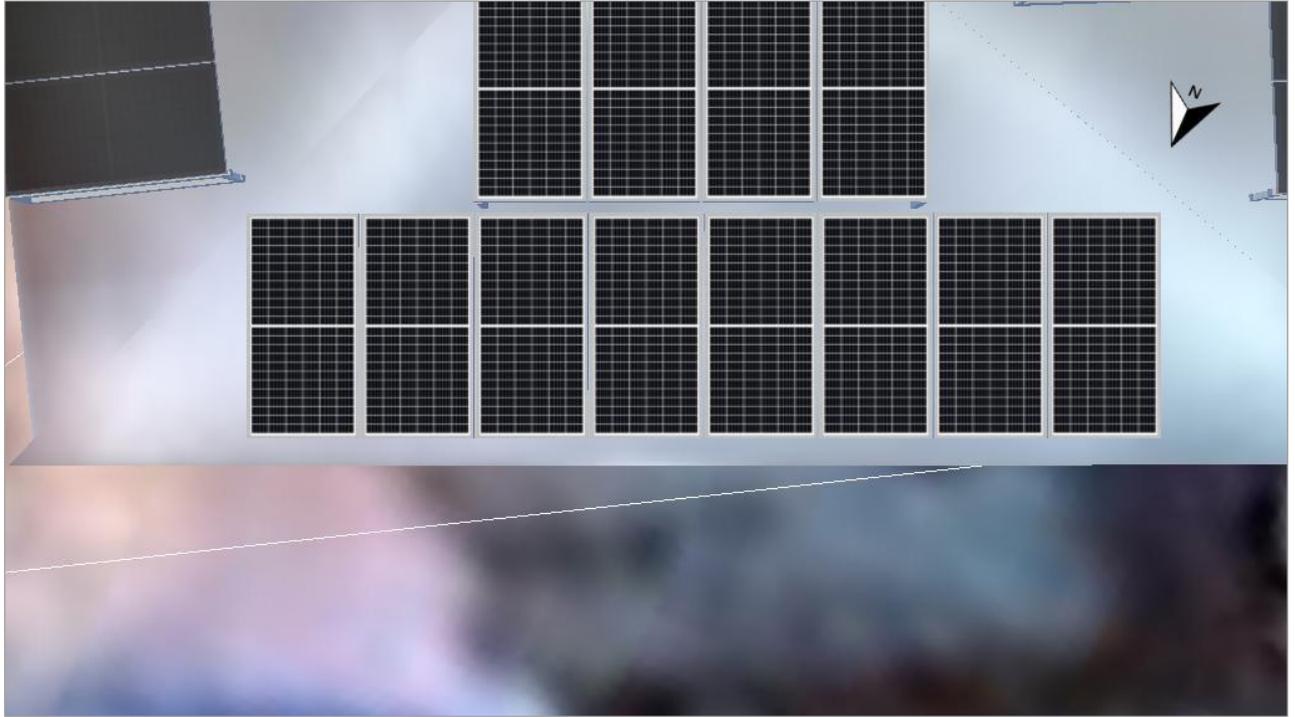


Figura: 2. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 04-Superficie a ocupar Noroeste

3. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 02-Superficie a ocupar sudoeste

Generador FV, 3. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 02-Superficie a ocupar sudoeste

Nombre	Edificio a discreción 02- Superficie a ocupar sudoeste	
Módulos FV	48 x YL410CG2536F2 1500V 1/2 (v1)	
Fabricante	Yingli Solar	
Inclinación	0	°
Orientación	Suroeste 244	°
Situación de montaje	Sobre soportes - tejado	
Superficie generador FV	98,3	m ²

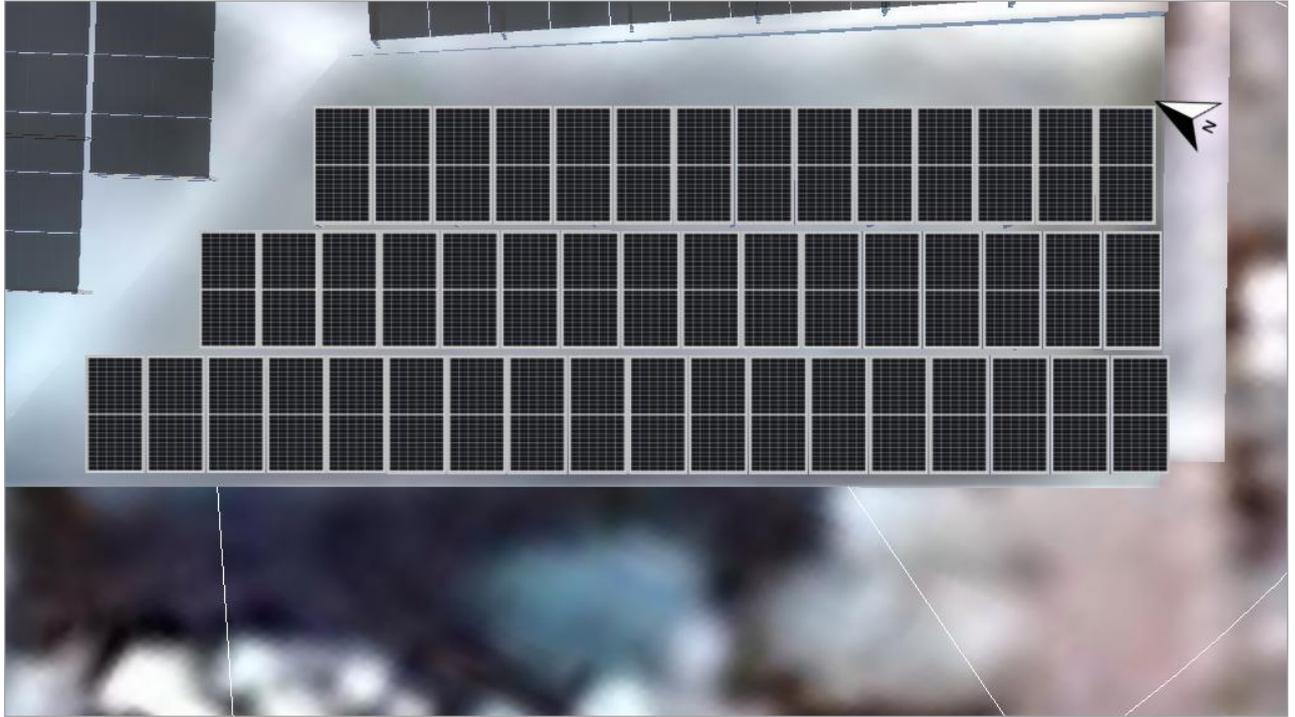


Figura: 3. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 02-Superficie a ocupar sudoeste
 4. Superficie fotovoltaica - Edificio 05-Superficie del tejado sudeste
 Generador FV, 4. Superficie fotovoltaica - Edificio 05-Superficie del tejado sudeste

Nombre	Edificio 05-Superficie del tejado sudeste	
Módulos FV	36 x YL410CG2536F2 1500V 1/2 (v1)	
Fabricante	Yingli Solar	
Inclinación	20	°
Orientación	Sureste 157	°
Situación de montaje	Sobre soportes - tejado	
Superficie generador FV	73,7	m ²

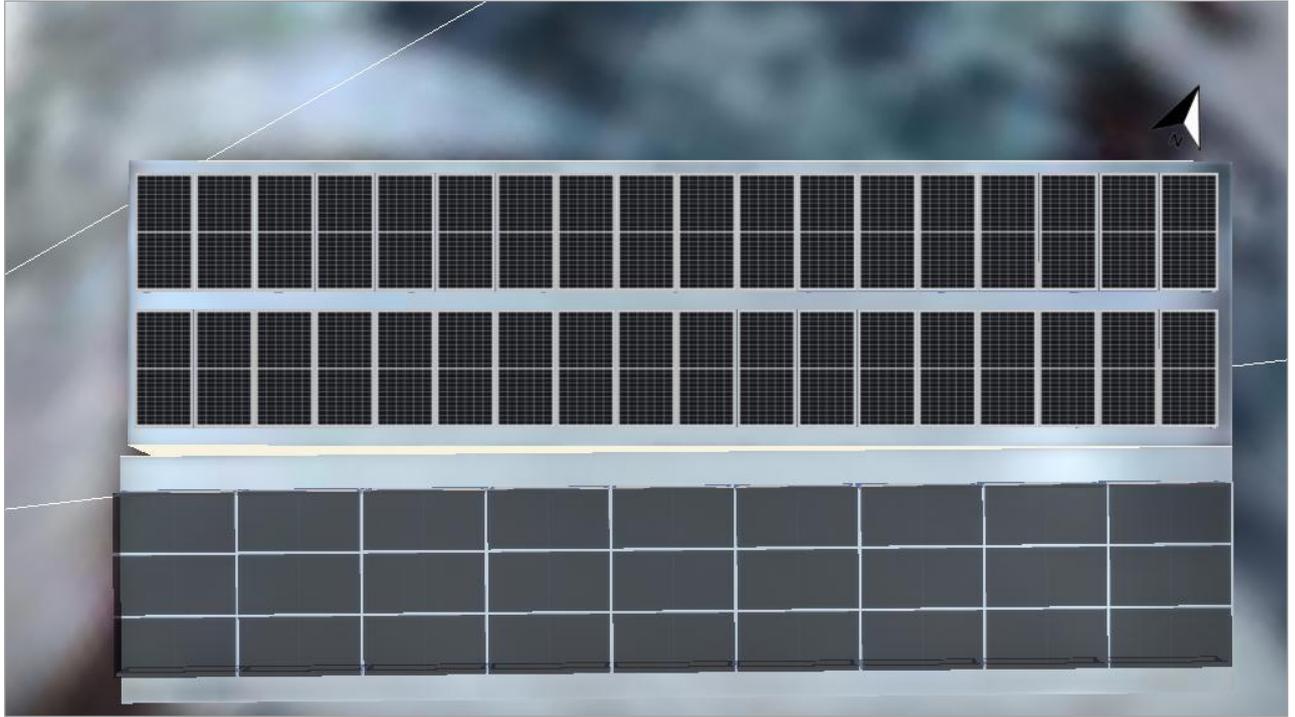


Figura: 4. Superficie fotovoltaica - Edificio 05-Superficie del tejado sudeste

5. Superficie fotovoltaica - Edificio 06-Superficie del tejado sudeste

Generador FV, 5. Superficie fotovoltaica - Edificio 06-Superficie del tejado sudeste

Nombre	Edificio 06-Superficie del tejado sudeste
Módulos FV	27 x YL410CG2536F2 1500V 1/2 (v1)
Fabricante	Yingli Solar
Inclinación	20 °
Orientación	Sureste 156 °
Situación de montaje	Sobre soportes - tejado
Superficie generador FV	55,3 m ²

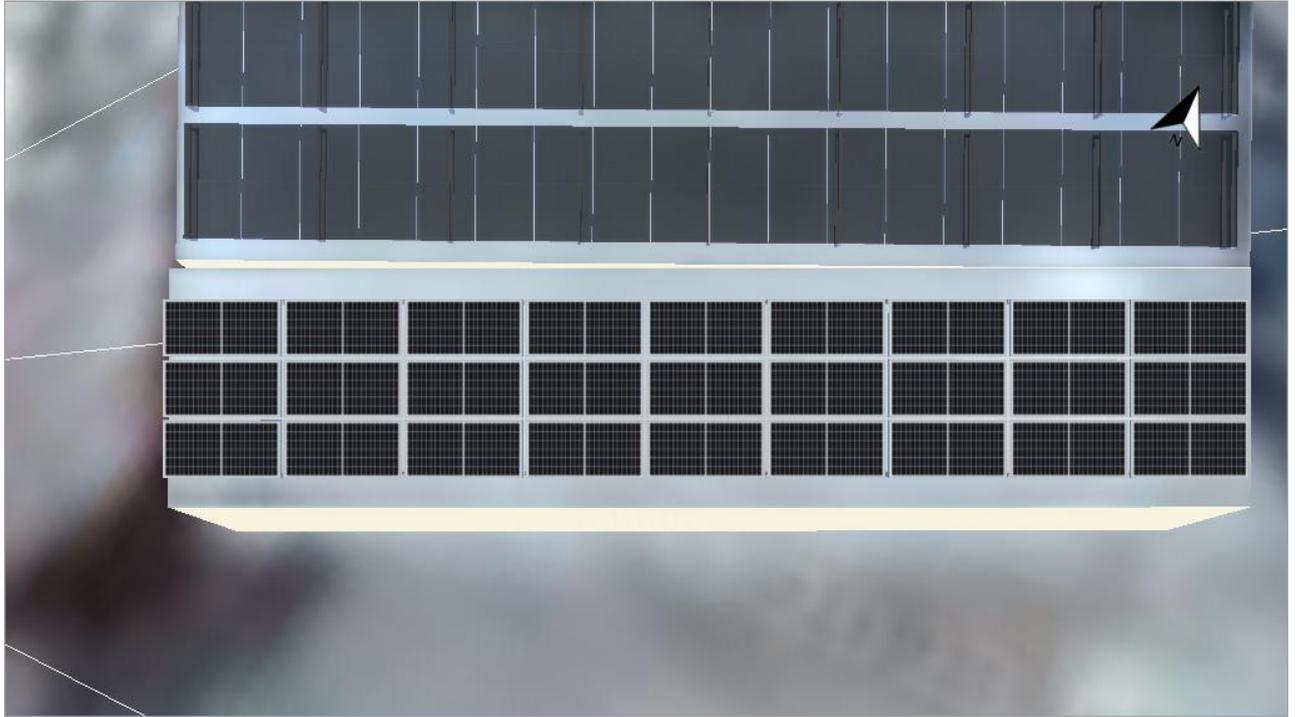


Figura: 5. Superficie fotovoltaica - Edificio 06-Superficie del tejado sudeste
 Línea del horizonte, Planificación 3D

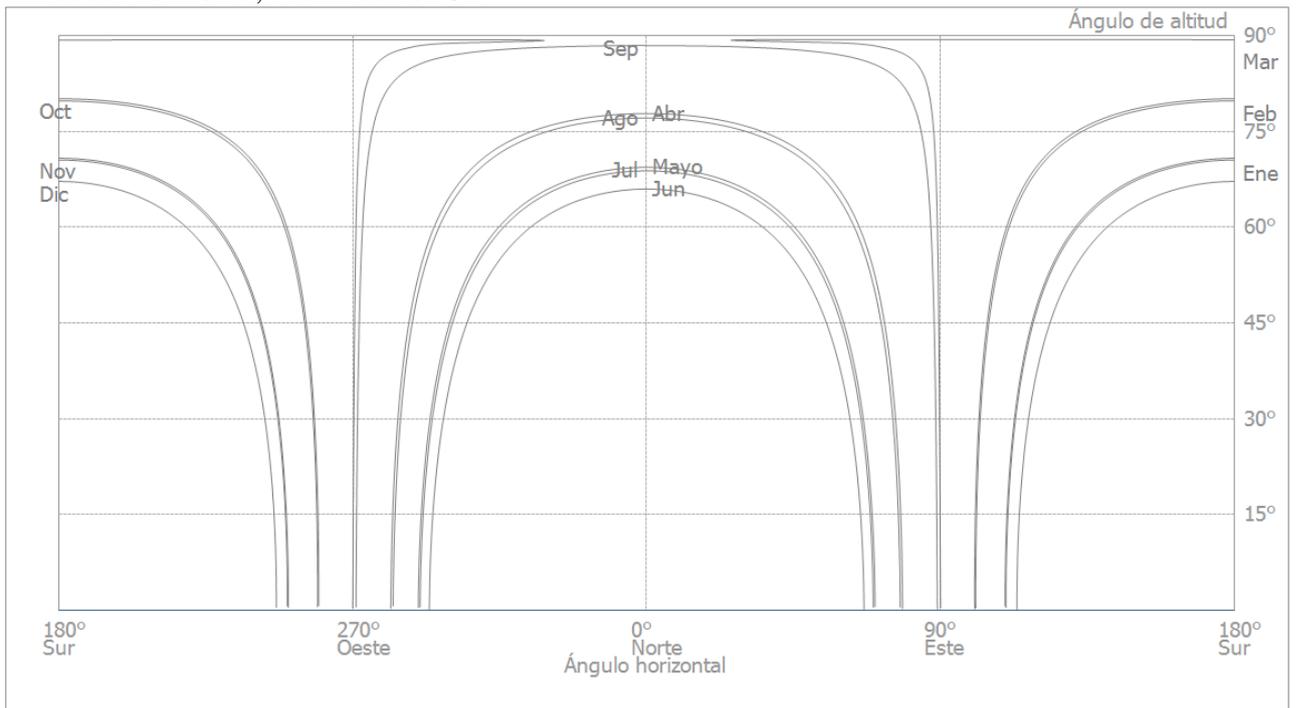


Figura: Horizonte (Planificación 3D)

Conexión del inversor
 Conexión 1

Superficies de módulos	Edificio a discreción 03-Superficie a ocupar Nordeste + Edificio a discreción 04-Superficie a ocupar Noroeste + Edificio a discreción 02-Superficie a ocupar sudoeste
Inversores 1	
Modelo	Fronius Symo 15.0-3 / 220V (v1)
Fabricante	Fronius USA
Cantidad	1
Factor de dimensionamiento	123 %
Conexión	MPP 1: 5 x 9
Inversores 2	
Modelo	Fronius Galvo 2.0-1 / 240V (v1)
Fabricante	Fronius USA
Cantidad	1
Factor de dimensionamiento	123 %
Conexión	MPP 1: 1 x 6
Inversores 3	
Modelo	Fronius Galvo 2.0-1 / 240V (v1)
Fabricante	Fronius USA
Cantidad	1
Factor de dimensionamiento	123 %
Conexión	MPP 1: 1 x 6
Inversores 4	
Modelo	Fronius Primo 6.0-1 / 208V (v1)
Fabricante	Fronius USA
Cantidad	1
Factor de dimensionamiento	109,3 %
Conexión	MPP 1+2: 1 x 16
Inversores 5	
Modelo	Fronius Primo 6.0-1 / 208V (v1)
Fabricante	Fronius USA
Cantidad	1
Factor de dimensionamiento	109,3 %
Conexión	MPP 1+2: 1 x 16
Inversores 6	
Modelo	Fronius Primo 6.0-1 / 208V (v1)
Fabricante	Fronius USA
Cantidad	1
Factor de dimensionamiento	109,3 %
Conexión	MPP 1+2: 1 x 16
Conexión 2	
Superficies de módulos	Edificio 05-Superficie del tejado sudeste + Edificio 06-Superficie del tejado sudeste
Inversores 1	
Modelo	Fronius Primo 7.6-1 / 208V (v1)
Fabricante	Fronius USA

Cantidad	3
Factor de dimensionamiento	113,3 %
Conexión	MPP 1: 1 x 12 MPP 2: 1 x 9

Red de CA

Red de CA

Número de fases	3	
Tensión de red entre fase y neutro	220	V
Factor de desfase (cos phi)	+/- 1	

Resultados de simulación

Resultados Sistema completo

Instalación FV

Potencia generador FV	68,88	kWp
Rendimiento anual espec.	1.189,87	kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	71,78	%
Reducción de rendimiento por sombreado	No calculado	

Energía de generador FV (Red CA)



■ Consumo propio
■ Limitación en el punto de inyección
■ Inyección en la red

Energía de generador FV (Red CA)	82.043	kWh/Año
Consumo propio	71.939	kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0	kWh/Año
Inyección en la red	10.104	kWh/Año

Proporción de consumo propio	87,7	%
------------------------------	------	---

Emisiones de CO ₂ evitadas	38.520	kg / año
---------------------------------------	--------	----------

Consumidores

Consumidores	341.313	kWh/Año
Consumo Standby (Inversores)	84	kWh/Año
Consumo total	341.397	kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	71.939	kWh/Año
cubierto mediante red	269.458	kWh/Año

Consumo total



■ cubierto mediante energía fotovoltaica
■ cubierto mediante red

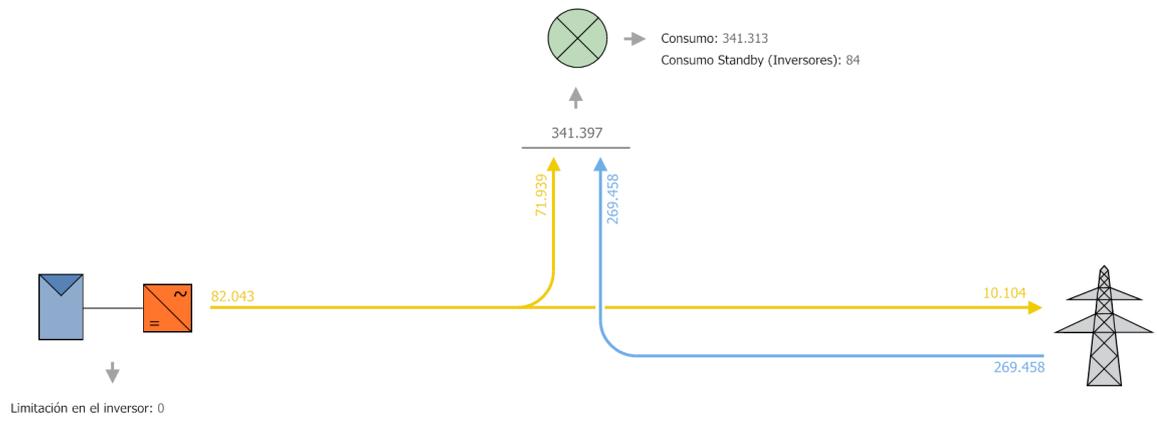
Fracción de cobertura solar	21,1	%
-----------------------------	------	---

Grado de autarquía

Consumo total	341.397	kWh/Año
cubierto mediante red	269.458	kWh/Año
Grado de autarquía	21,1	%

Gráfico de flujo de energía

Proyecto: coca



Todos los valores en kWh
Se pueden producir ligeras desviaciones en los totales debido al redondeo
created with PV*SOL

Figura: Flujo de energía

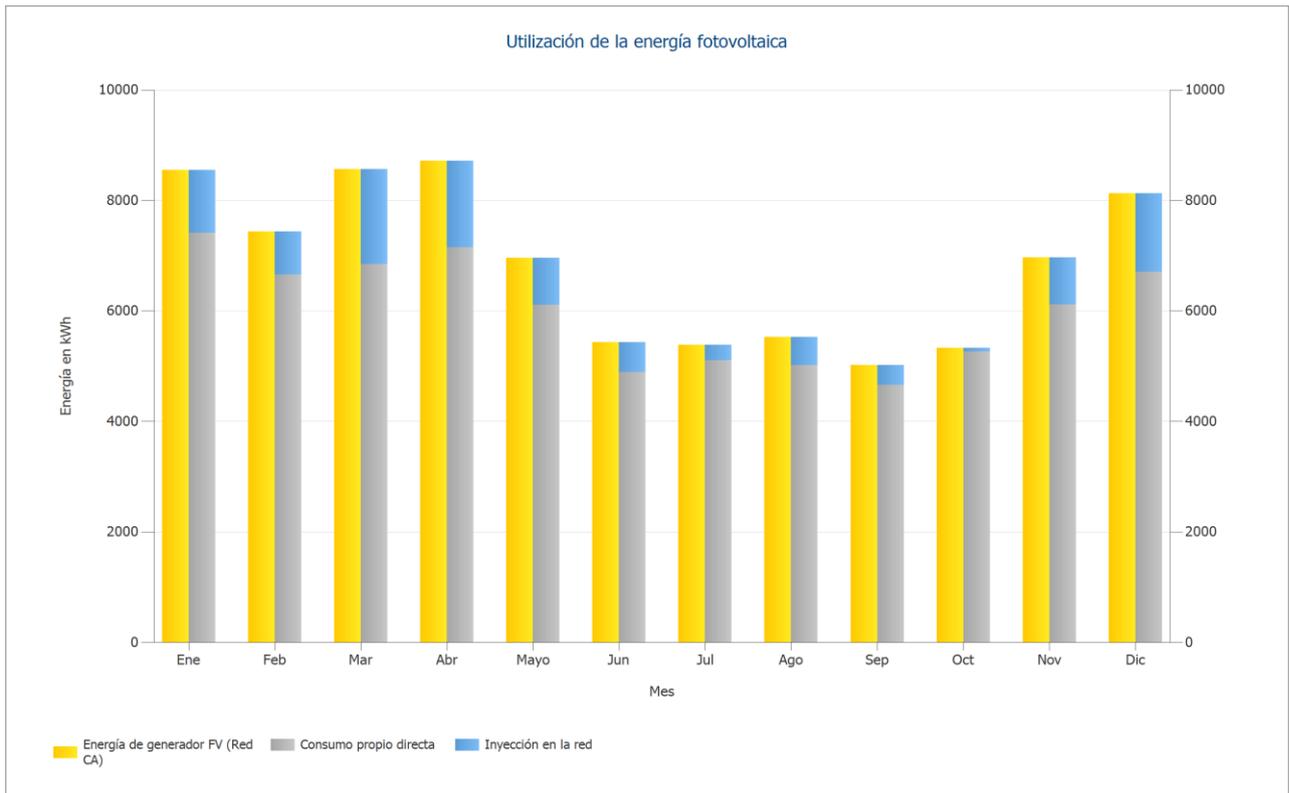


Figura: Utilización de la energía fotovoltaica

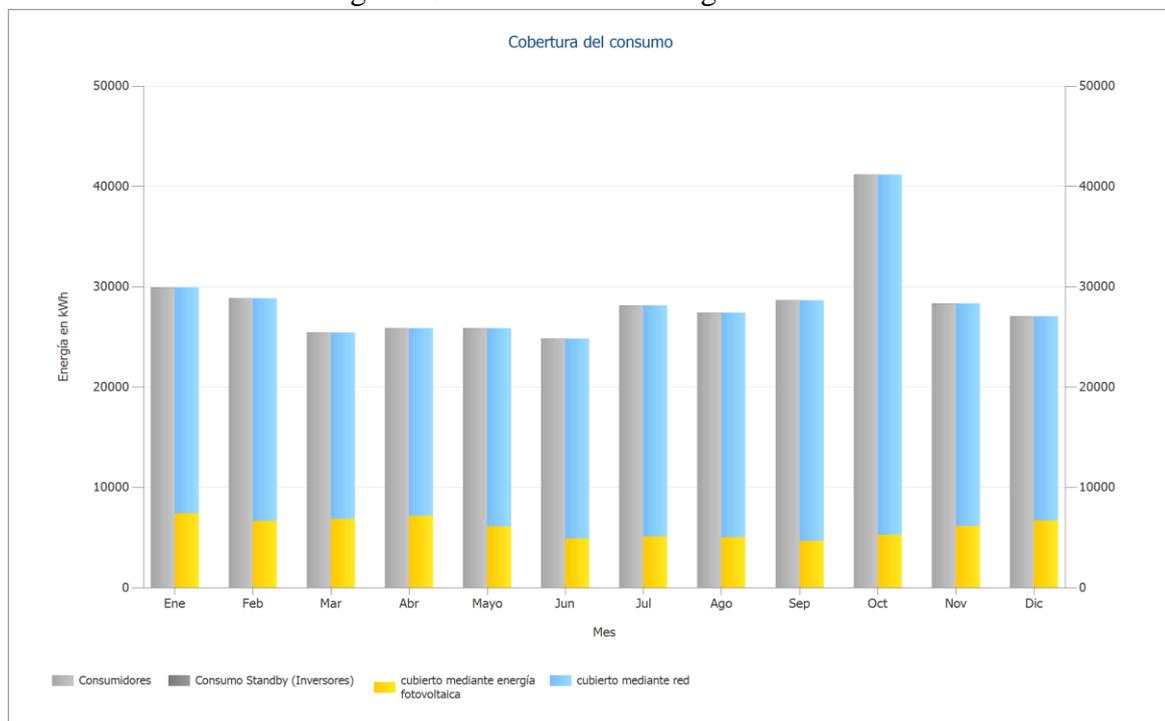


Figura: Cobertura del consumo

Análisis de rentabilidad
 Resumen
 Datos del sistema

Inyección en la red en el primer año (incl. 10.104 degradación del módulo)		kWh/Año
Potencia generador FV	68,9	kWp
Puesta en marcha de la instalación	24/7/2023	
Periodo de consideración	20	Años
Interés del capital	1	%
Parámetros económicos		
Tasa interna de retorno (TIR)	16,70	%
Cashflow acumulado (caja)	254.819,13	\$
Duración amortización	6,2	Años
Costes de producción de energía	0,0699	\$/kWh
Resumen de pagos		
costes específicos de inversión	1.500,00	\$/kWp
Coste de la inversión	103.320,00	\$
Pagos únicos	0,00	\$
Subvenciones	0,00	\$
Costes anuales	0,00	\$/Año
Otros beneficios y ahorros.	0,00	\$/Año
Remuneración y ahorros		
Remuneración total en el primer año	678,42	\$/Año
Ahorros durante el primer año	15.937,41	\$/Año
EEG 2023 (Teileinspeisung) – Gebäudeanlagen		
Validez	24/7/2023 -	31/12/2043
Remuneración spec. por energía inyectada en la red	0,0671	\$/kWh
Tarifa de inyección	678,4212	\$/Año
Example Private (Example)		
Precio de trabajo	0,2218	\$/kWh
Precio base	6,9	\$/Mes
Factor de cambio del precio del costo del consumo energético	2	\$/Año

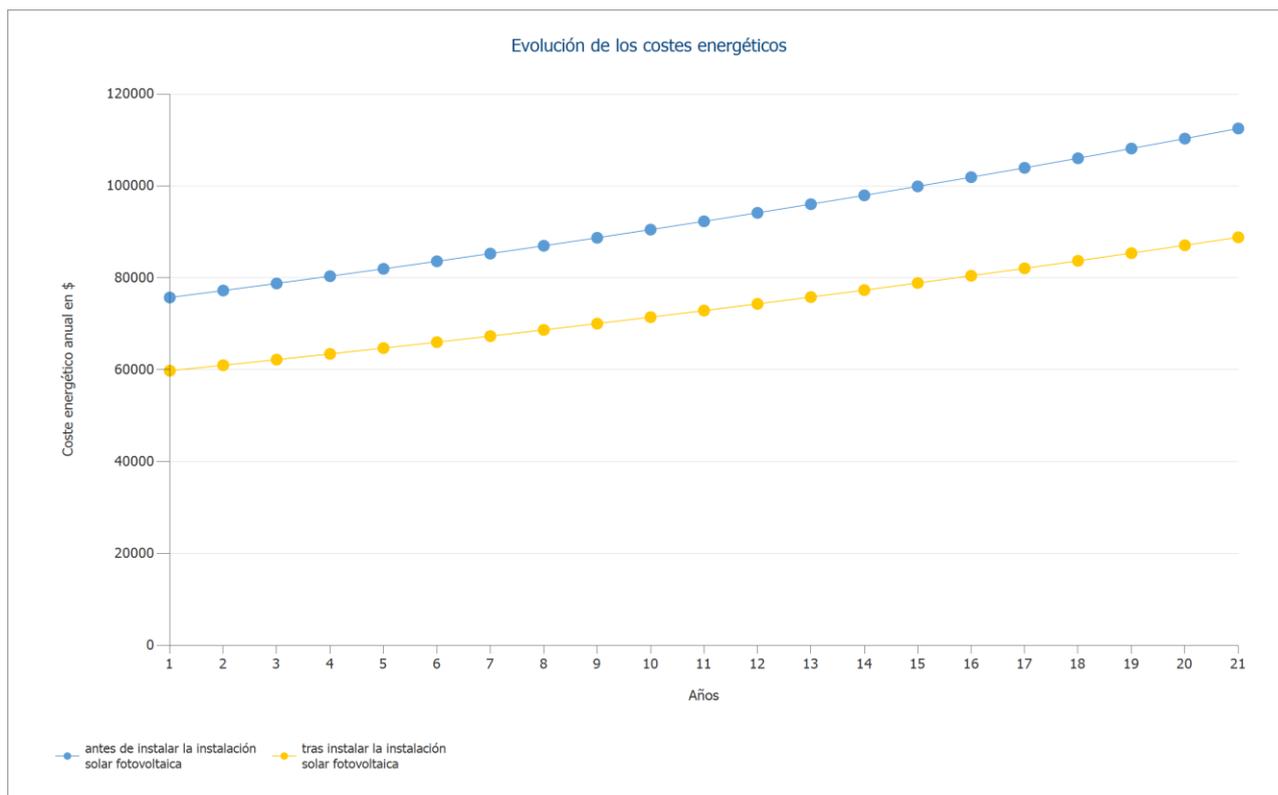


Figura: Evolución de los costes energéticos

Flujo de caja

Flujo de caja

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversiones	\$-103.320,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Tarifa de inyección	\$657,86	\$665,05	\$658,47	\$651,95	\$645,49
Ahorro consumo electricidad	\$14.573,42	\$15.935,84	\$16.093,63	\$16.252,97	\$16.413,89
Flujo de caja anual	\$-88.088,72	\$16.600,90	\$16.752,09	\$16.904,92	\$17.059,38
Cashflow acumulado (caja)	\$-88.088,72	\$-71.487,82	\$-54.735,72	\$-37.830,81	\$-20.771,43

Flujo de caja

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversiones	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Tarifa de inyección	\$639,10	\$632,78	\$626,51	\$620,31	\$614,17
Ahorro consumo electricidad	\$16.576,41	\$16.740,52	\$16.906,28	\$17.073,66	\$17.242,71
Flujo de caja anual	\$17.215,51	\$17.373,29	\$17.532,79	\$17.693,96	\$17.856,88
Cashflow acumulado (caja)	\$-3.555,92	\$13.817,38	\$31.350,17	\$49.044,13	\$66.901,01

Flujo de caja

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Inversiones	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Tarifa de inyección	\$608,09	\$602,06	\$596,10	\$590,20	\$584,36
Ahorro consumo electricidad	\$17.413,42	\$17.585,83	\$17.759,96	\$17.935,80	\$18.113,38

Flujo de caja anual	\$18.021,51	\$18.187,90	\$18.356,06	\$18.526,00	\$18.697,74
Cashflow acumulado (caja)	\$84.922,52	\$103.110,42	\$121.466,48	\$139.992,48	\$158.690,22

Flujo de caja

	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Tarifa de inyección	\$578,57	\$572,84	\$567,17	\$561,56	\$556,00
Ahorro consumo electricidad	\$18.292,71	\$18.473,84	\$18.656,74	\$18.841,46	\$19.028,01
Flujo de caja anual	\$18.871,29	\$19.046,68	\$19.223,91	\$19.403,02	\$19.584,01
Cashflow acumulado (caja)	\$177.561,51	\$196.608,19	\$215.832,10	\$235.235,12	\$254.819,13

Las tasas de degradación e inflación se aplican mensualmente durante todo el período de observación. Esto ya se realiza en el primer año.

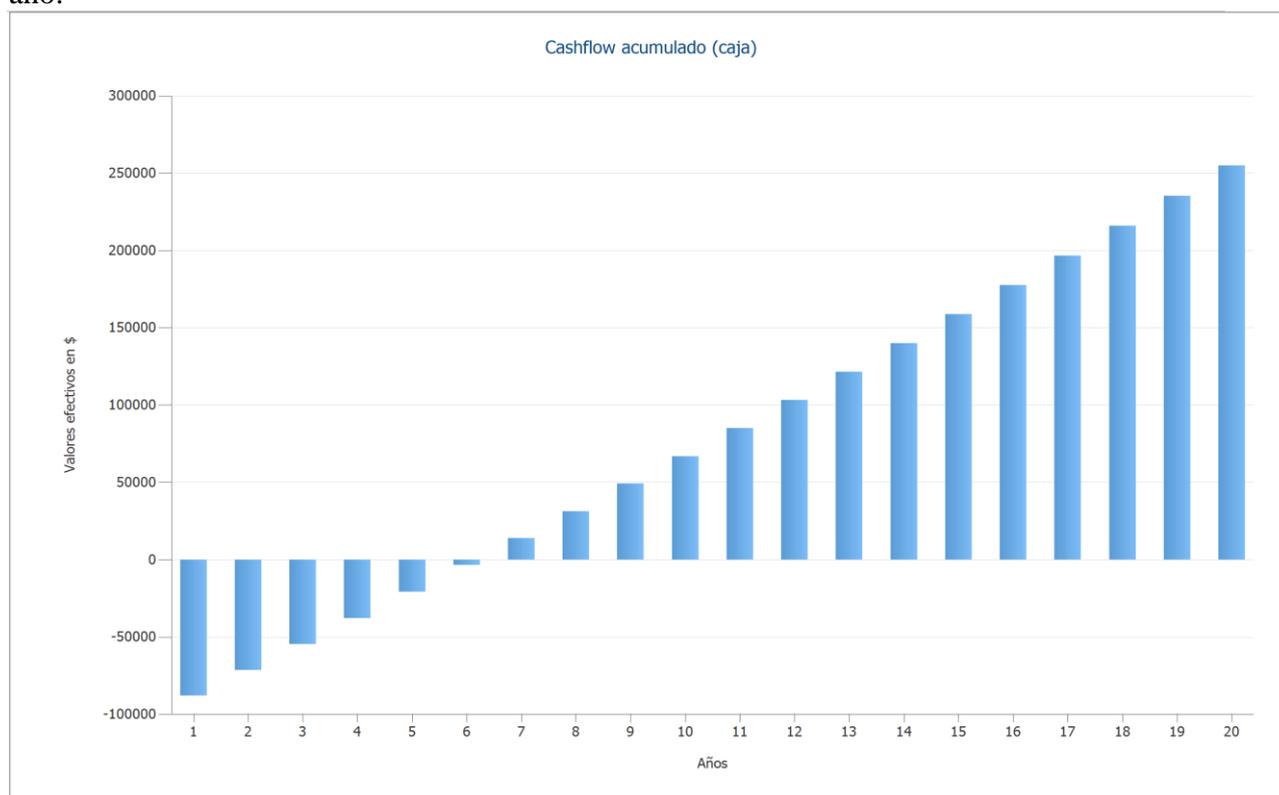
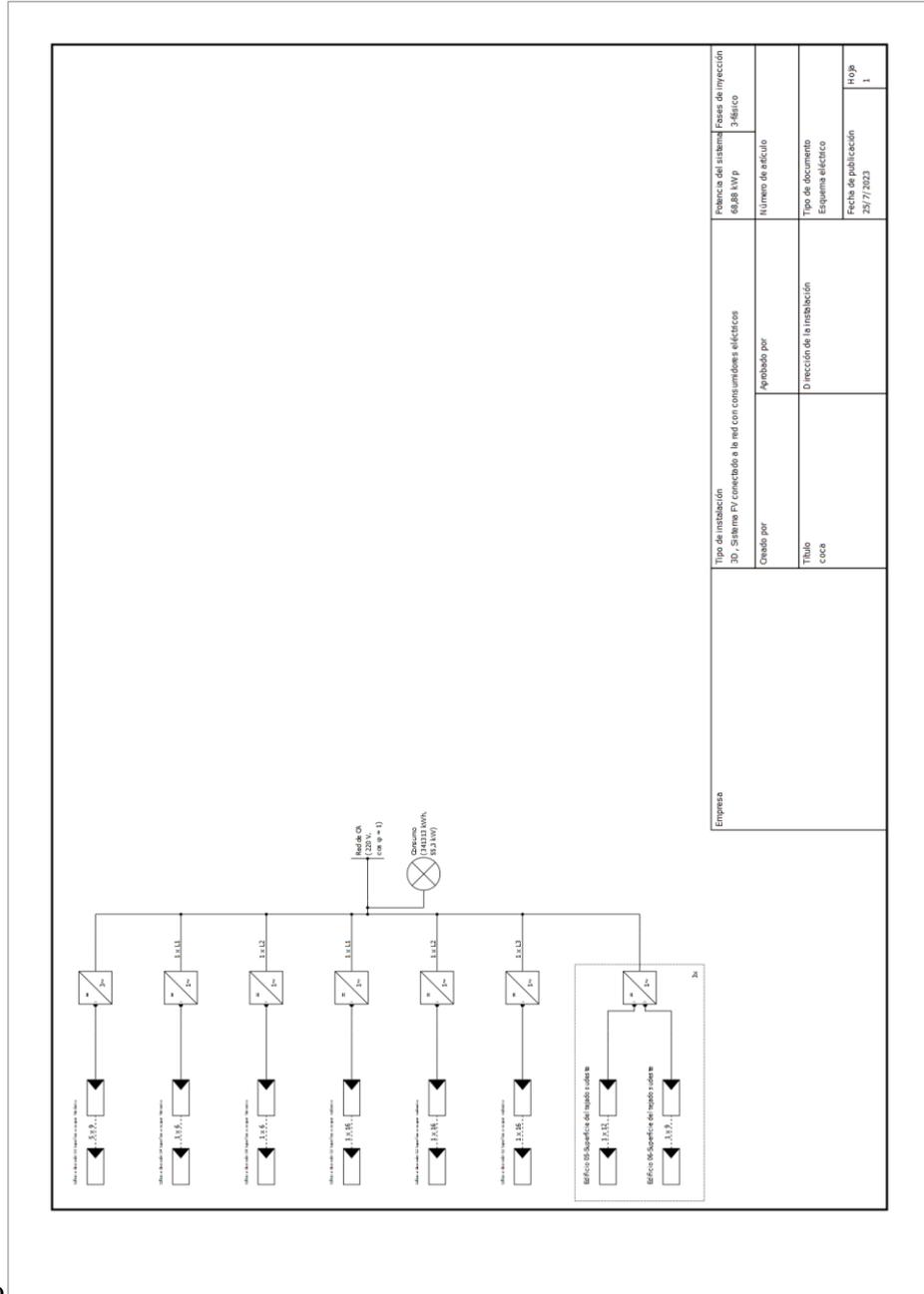


Figura: Cashflow acumulado (caja)

Planos y listado de piezas



Esquema eléctrico

Figura: Esquema eléctrico

Plano de conjunto

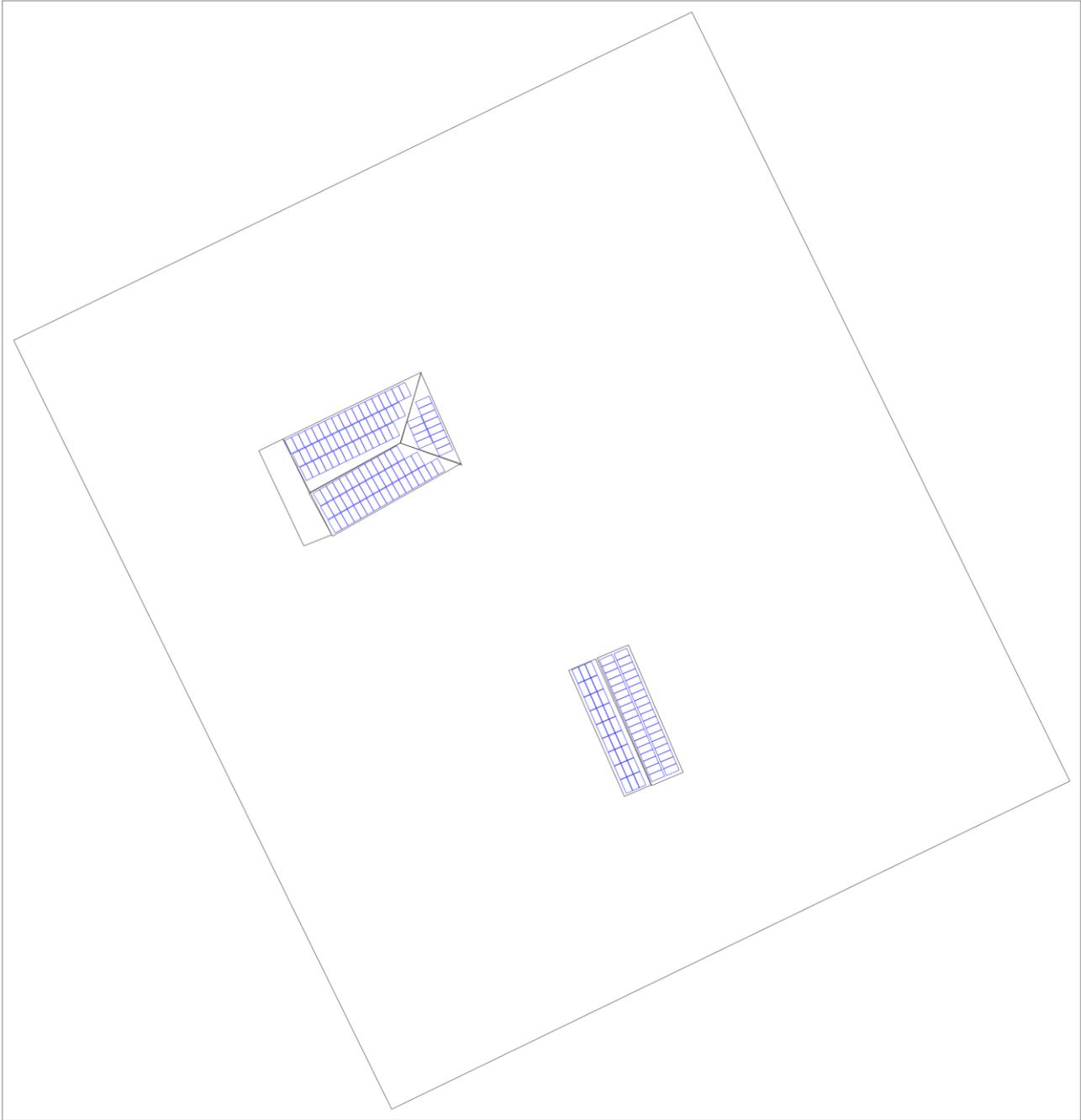


Figura: Plano de conjunto

Plan de acotación

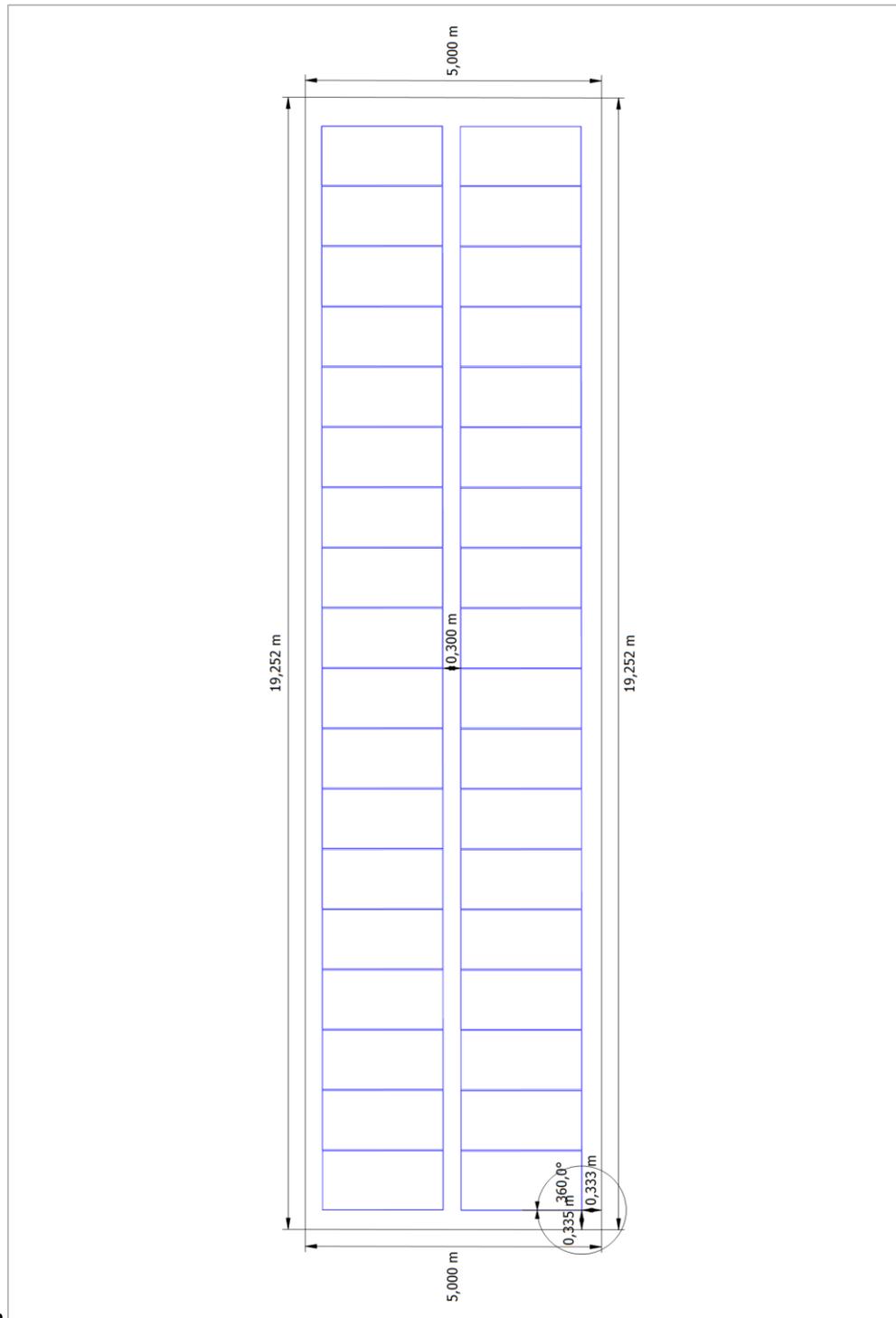


Figura: Edificio 05 - Superficie del tejado sudeste

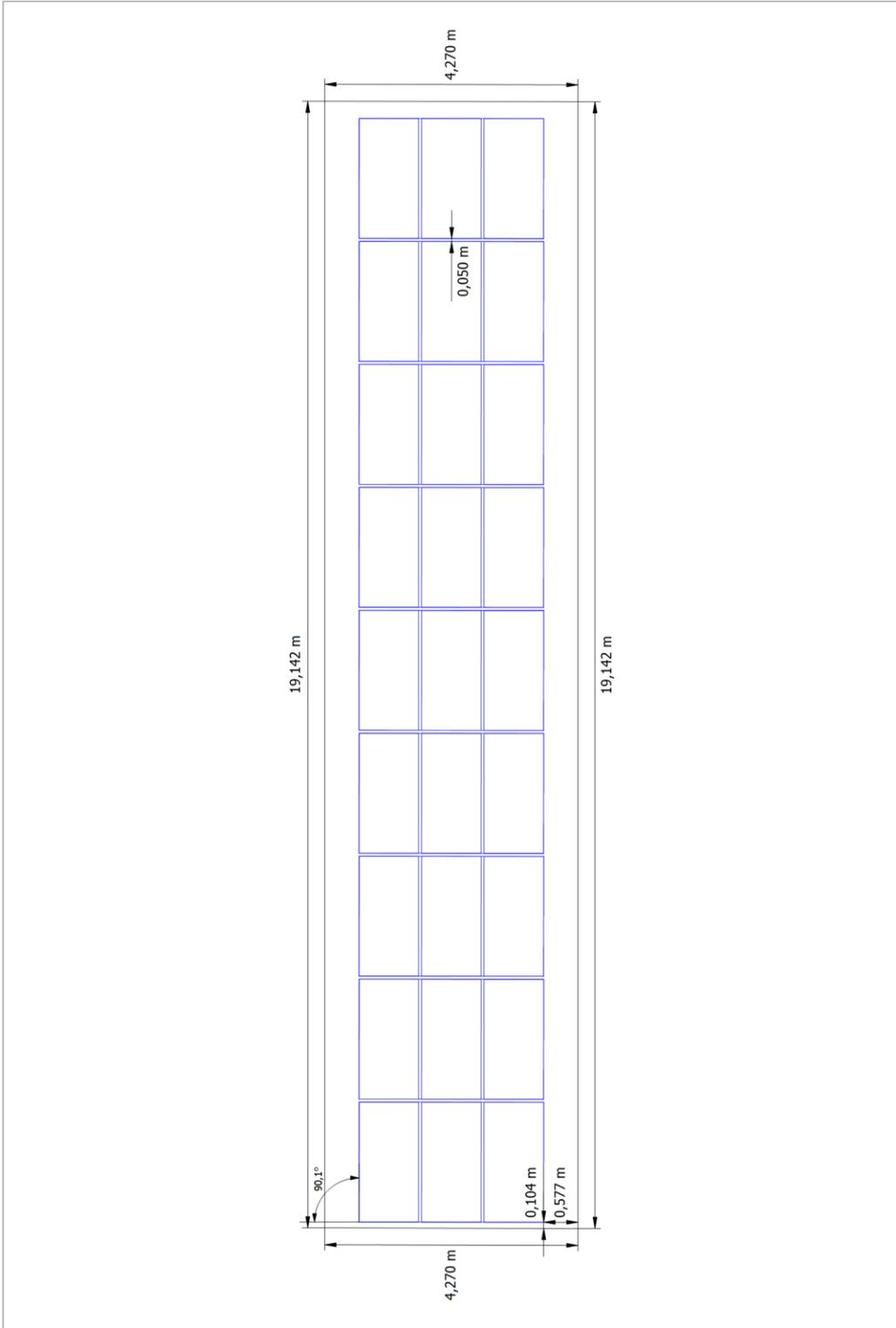


Figura: Edificio 06 - Superficie del tejado sudeste

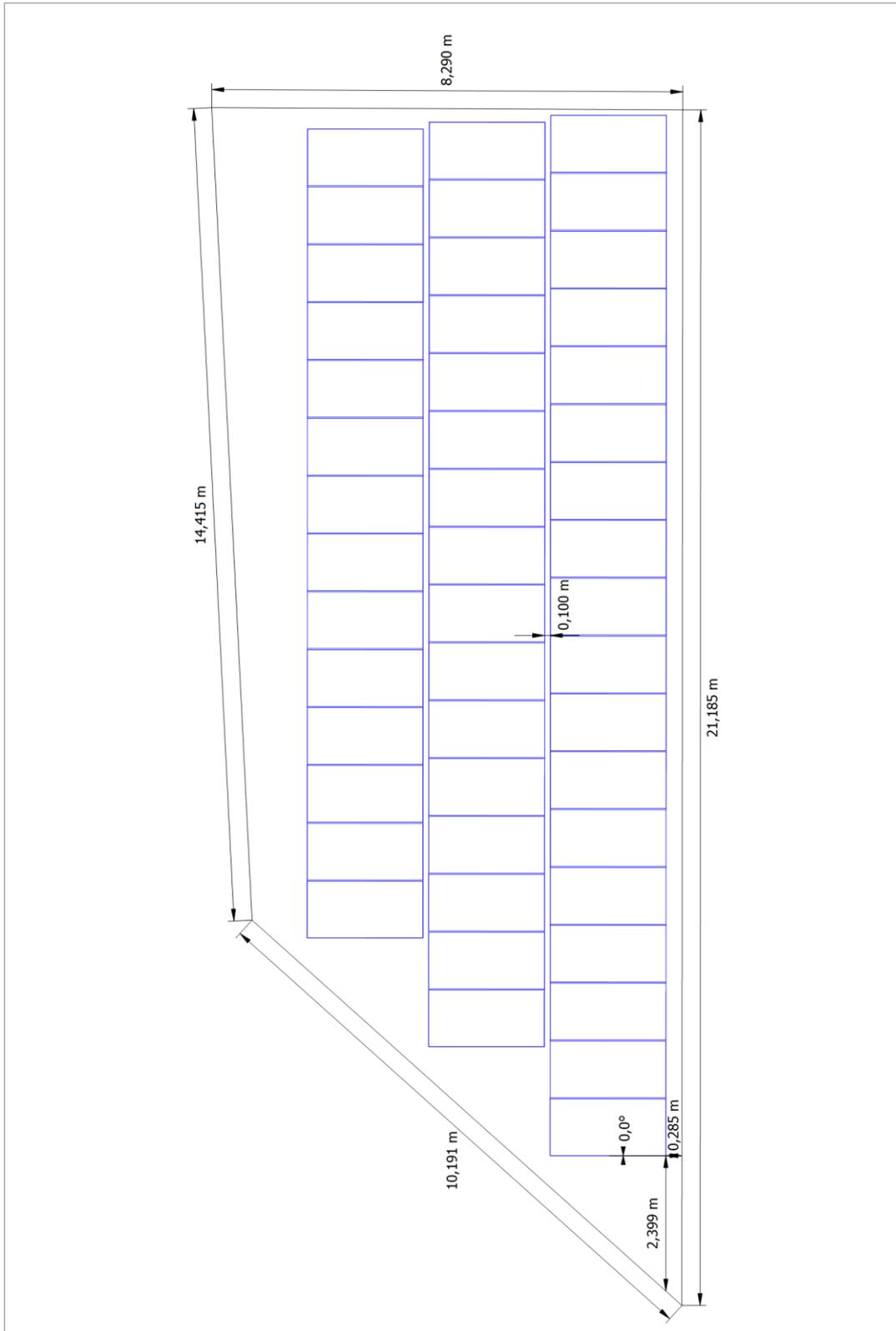


Figura: Edificio a discreción 02 - Superficie a ocupar sudoeste

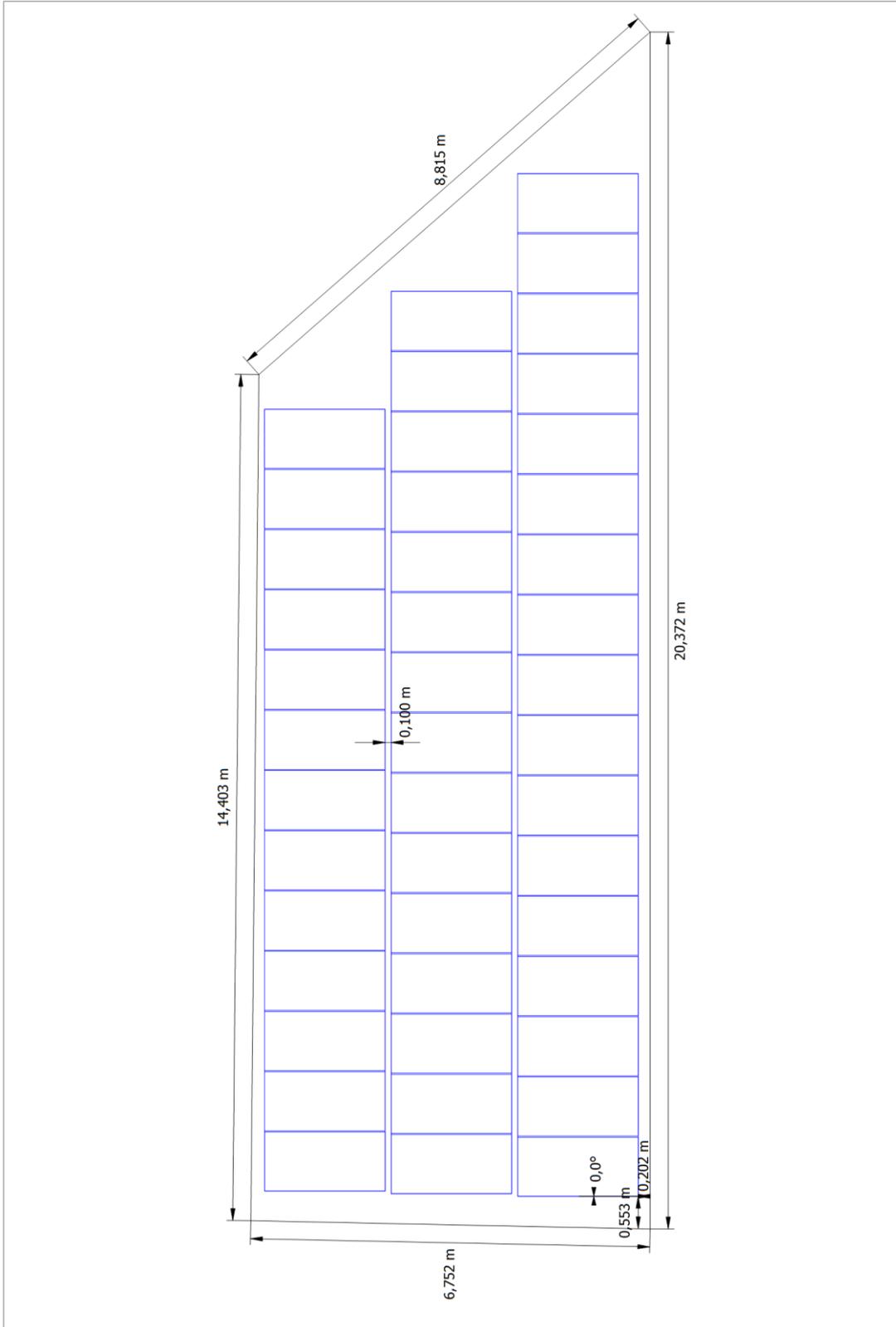


Figura: Edificio a discreción 03 - Superficie a ocupar Nordeste

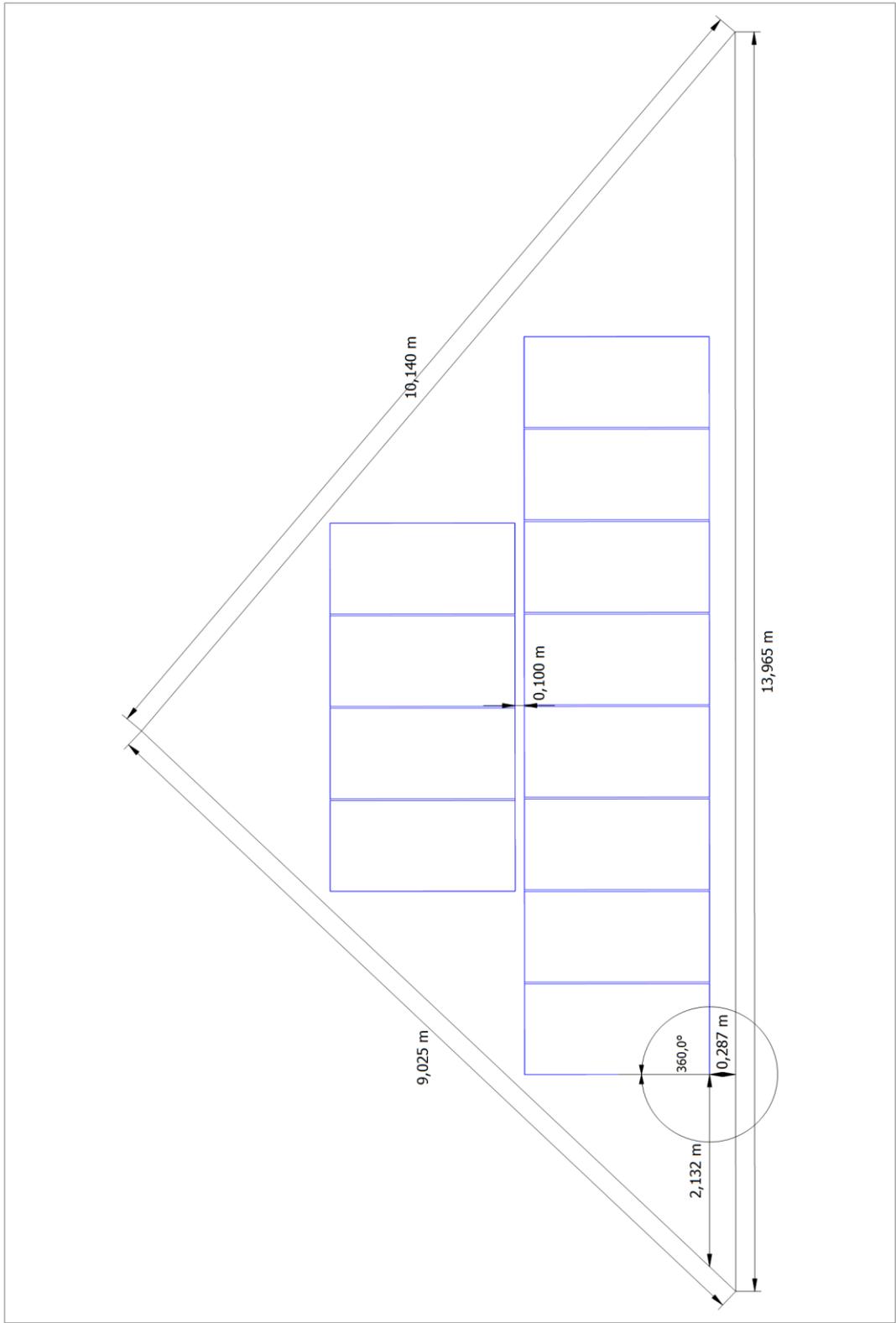
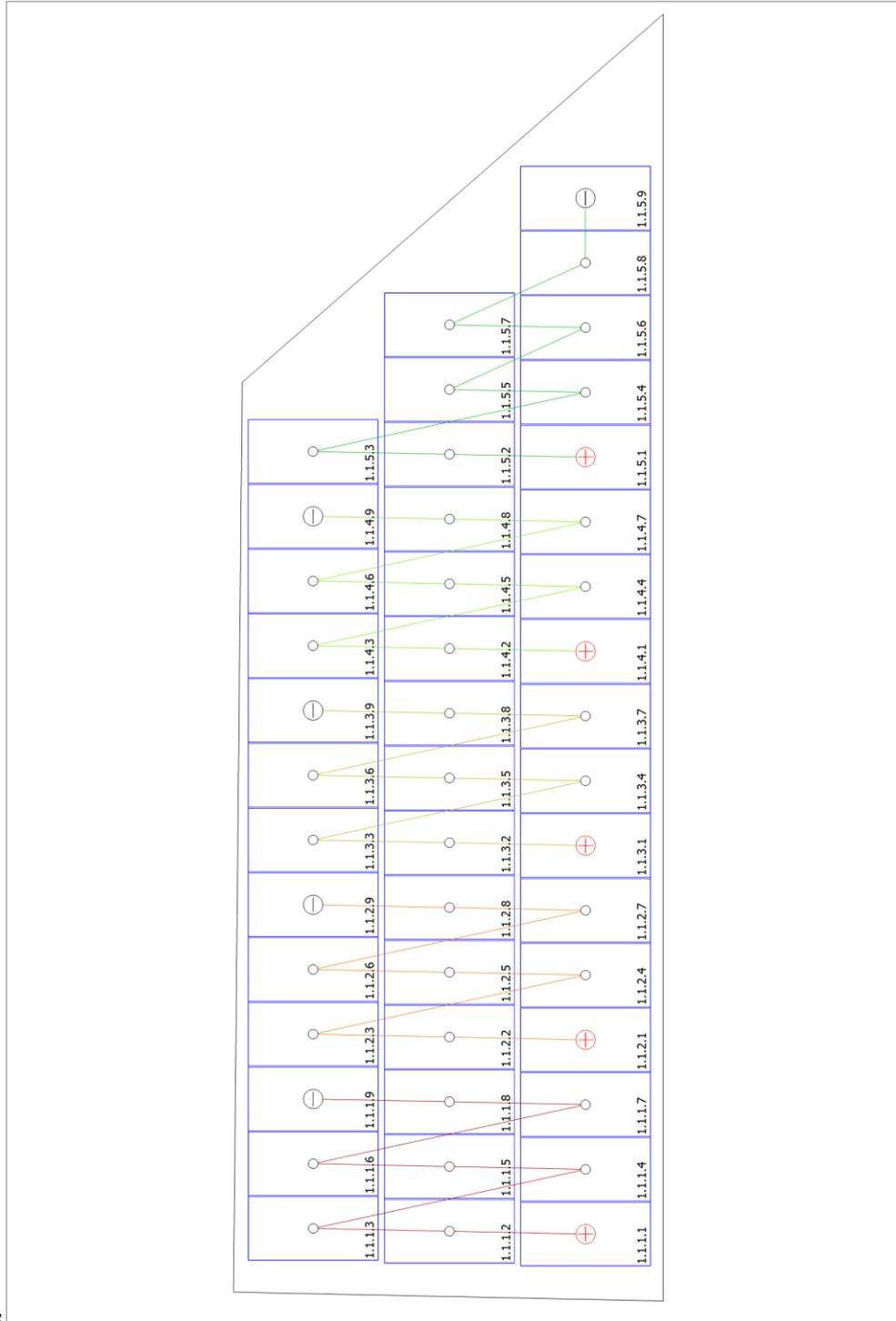


Figura: Edificio a discreción 04 - Superficie a ocupar Noroeste

Plano de líneas

Figura: Edificio a discreción 03 - Superficie a ocupar Nordeste



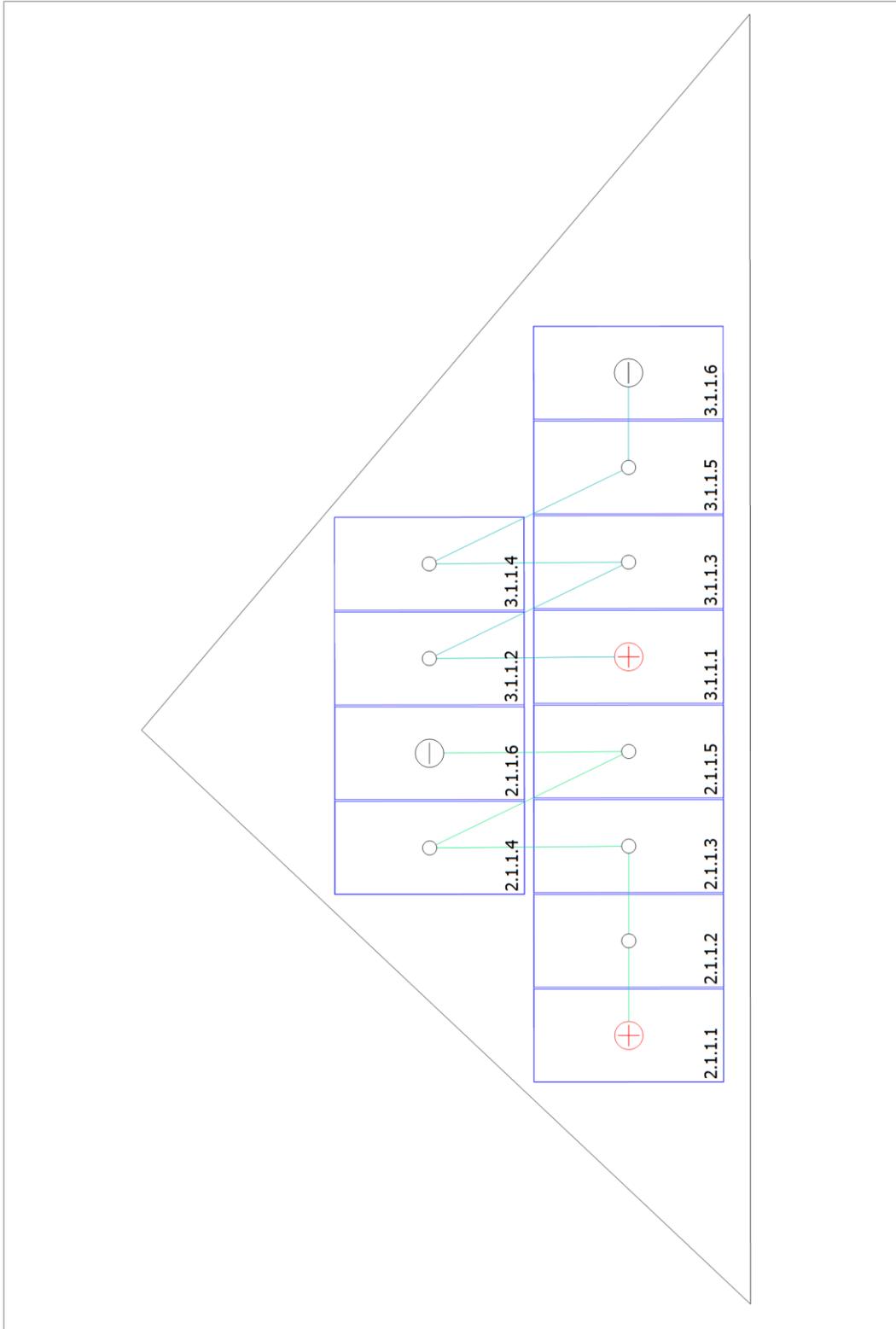


Figura: Edificio a discreción 04 - Superficie a ocupar Noroeste



Figura: Edificio a discreción 02 - Superficie a ocupar sudoeste

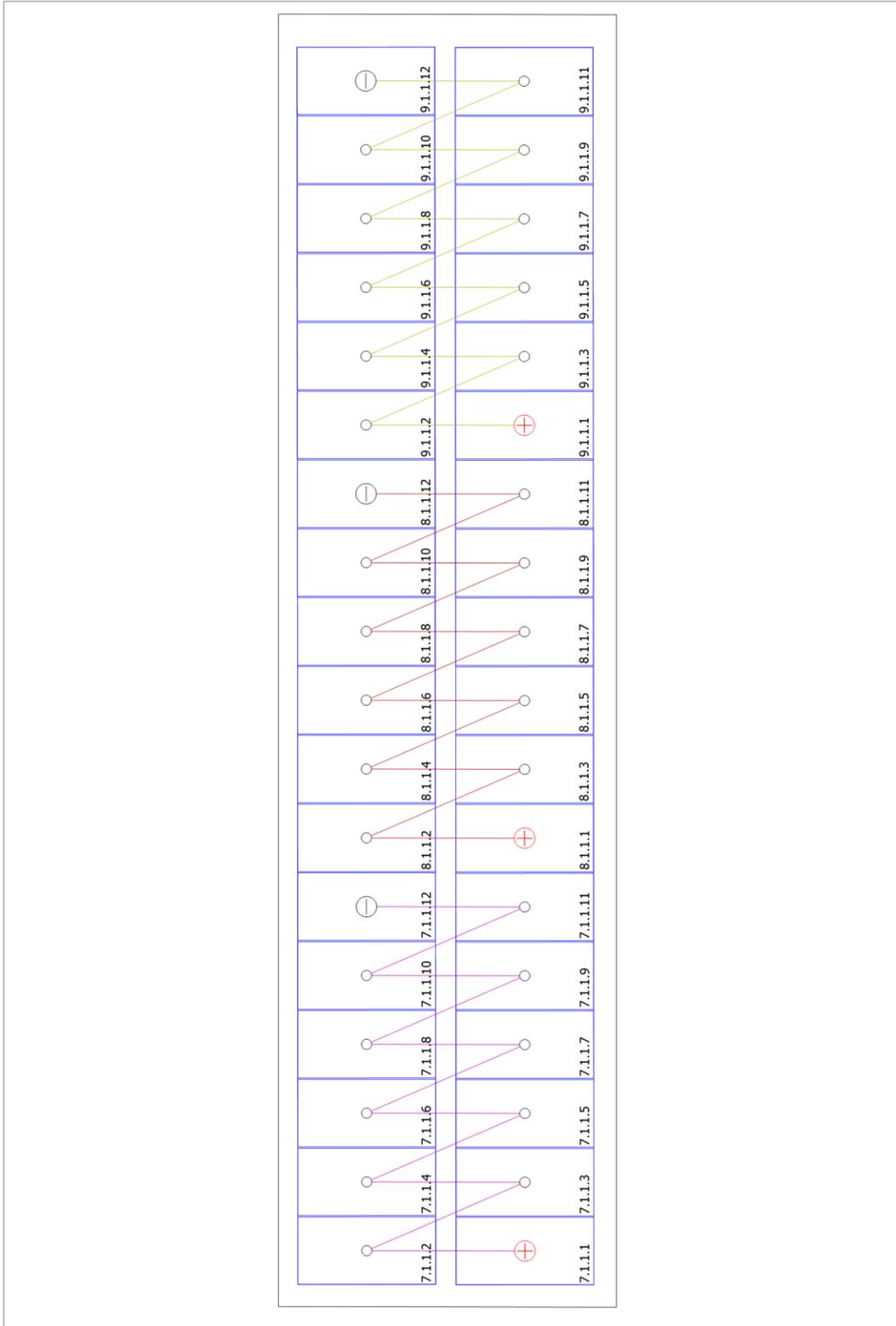


Figura: Edificio 05 - Superficie del tejado sudeste

9.2.1.9	9.2.1.8	9.2.1.7	9.2.1.6	9.2.1.5	9.2.1.4	9.2.1.3	9.2.1.2	9.2.1.1
8.2.1.9	8.2.1.8	8.2.1.7	8.2.1.6	8.2.1.5	8.2.1.4	8.2.1.3	8.2.1.2	8.2.1.1
7.2.1.9	7.2.1.8	7.2.1.7	7.2.1.6	7.2.1.5	7.2.1.4	7.2.1.3	7.2.1.2	7.2.1.1

Figura: Edificio 06 - Superficie del tejado sudeste

Lista de piezas
 Lista de piezas

#	Tipo	Número artículo	de Fabricante	Nombre	Cantidad	Unidad
1	Módulo FV		Yingli Solar	YL410CG2536F 168 2 1500V 1/2		Pieza
2	Inversores		Fronius USA	Fronius Symo 1 15.0-3 / 220V		Pieza
3	Inversores		Fronius USA	Fronius Galvo 2 2.0-1 / 240V		Pieza
4	Inversores		Fronius USA	Fronius Primo 3 6.0-1 / 208V		Pieza
5	Inversores		Fronius USA	Fronius Primo 3 7.6-1 / 208V		Pieza

Anexo 6. Tabla de cálculo de VAN y TIR

Datos del Análisis Económico								
Inversión Inicial	103936	\$						
Vida útil	20	Años		Tiempo de operación del proyecto				
Tasa inversión a largo plazo	1,00%	%		Tasa pasiva (Banco Central)				
Ahorro anual	\$8.750,47	\$		Ahorro aproximado				
Operación y mantenimiento	\$519,68	\$		0,05 % de la inversión inicial				
Análisis de indicadores Económicos								
Año	Inversión Inicial	Ahorro anual		Operación y mantenimiento	Balance	VAN		TIR
	\$	\$		\$	\$	\$	\$	%
0	\$103.936,0	\$0,0		\$0,0	-\$103.936,0			
1		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$8.149,3	-\$95.786,7	-92%
2		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$11.068,6	-\$84.718,1	-68%
3		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$7.988,7	-\$76.729,4	-48%
4		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$7.909,6	-\$68.819,8	-34%
5		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$7.831,3	-\$60.988,4	-25%
6		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$7.753,8	-\$53.234,7	-18%
7		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$7.677,0	-\$45.557,7	-13%
8		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$7.601,0	-\$37.956,7	-9%
9		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$7.525,7	-\$30.430,9	-6%
10		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$7.451,2	-\$22.979,7	-4%
11		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$7.377,4	-\$15.602,3	-2%
12		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$7.304,4	-\$8.297,9	-1%
13		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$7.232,1	-\$1.065,8	0%
14		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$7.160,5	\$6.094,7	1%
15		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$7.089,6	\$13.184,3	2%
16		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$7.019,4	\$20.203,7	3%
17		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$6.949,9	\$27.153,6	4%
18		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$6.881,1	\$34.034,6	4%
19		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$6.813,0	\$40.847,6	4%
20		\$8.750,5		\$519,7	\$8.230,8	\$6.745,5	\$47.593,1	5%

Anexo 7 Edificio principal administrativo del GAD de Francisco de Orellana



Anexo 8 Edificio auxiliar administrativo del GAD de Francisco de Orellana

