

DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA LA FINCA CAFETERA
VILLA HERMOSA

Por
Lilian Sulley Galvis Porras
Neo Byron Portilla Leal

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Electricista

Director
Jorge Luis Cárdenas Rangel
Ingeniero electricista

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas
Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones(E3T)
Bucaramanga
2026

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	7
1.1 Definición del Problema	8
1.2 Objetivo General Y Específicos.....	9
1.3 Descripción Del Documento.....	10
2 Caracterización De La Zona Y Demanda Energética	11
2.1 Localización Y Características Generales Del Sitio	11
2.2 Identificación De Las Cargas Eléctricas	12
2.3 Análisis Y Determinación Del Consumo.....	15
2.4 Dimensionamiento Y Diseño Del Sistema	18
2.5 Evaluación Del Recurso Solar	19
2.6 Elección Del Método De Dimensionamiento	22
2.7 Criterios De Diseño Y Cumplimiento Del Retie	24
2.8 Dimensionamiento Del Sistema Fotovoltaico	26
2.9 Determinación De Parámetros De Diseño Del Sistema Fotovoltaico	28
2.10 Orientación e inclinación óptima del generador fotovoltaico.....	28
2.11 Rendimiento Global Del Sistema Fotovoltaico	29
2.12 Cálculo De La Energía Real Requerida	30
2.13 Dimensionamiento Del Panel Solar	31
2.14 Dimensionamiento Del Generador Fotovoltaico	32
2.15 Dimensionamiento Del Banco De Baterías	34

2.16	Dimensionamiento Del Inversor	38
2.16.1	Dimensionamiento Del Controlador De Carga.....	40
2.17	Selección De Conductores	42
2.18	Propuesta De Instalación.....	44
3	Evaluación Del Desempeño Técnico Y Viabilidad Económica	45
3.1	Viabilidad Economica Del Sistema	48
3.2	Beneficio Tributario.....	50
3.2.1	Deducción por inversión en energías renovables (Artículo 11):	50
3.2.2	Depreciación acelerada de activos (Artículo 14):.....	50
	Referencias Bibliográficas	52
	Apéndices.....	55

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Potencia y factor de potencia de las cargas existentes.....	13
Tabla 2. Potencia y factor de potencia de las cargas proyectadas.....	15
Tabla 3. Consumo diario de las cargas residenciales e industriales.....	16
Tabla 4. Promedio Irradiación Global Horizontal.	20
Tabla 5. Promedio Irradiación Global Horizontal.	21
Tabla 6. Promedio Irradiación Difusa Horizontal.....	21
Tabla 7. Porcentaje de Nubosidad promedio.	22
Tabla 8. Promedio Irradiación solar mensual.	24
Tabla 9. Rendimiento del sistema.	29
Tabla 10. Tipos de batería.....	35

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Tomada de Google Earth.....	11
Figura 2. Fotografía de la finca Villa Hermosa.	13
Figura 3. Perfil de carga zona residencial.....	17
Figura 4. Perfil de carga zona industrial.	18
Figura 5. Power Nasa ubicación de la finca.....	19
Figura 6. Distancias mínimas de seguridad.	26
Figura 7. Simulación en PVsyst.....	45
Figura 8. Resultado Simulación en PVsyst.....	46
Figura 9. Resultado Simulación en PVsyst.....	47
Figura 10. Resultado Simulación en PVsyst.....	47

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Horarios de uso de las cargas.....	55
Apéndice B. Ficha técnica módulo fotovoltaico.....	57
Apéndice C. Especificaciones técnicas de la batería.....	58
Apéndice D. Ficha técnica del inversor.....	59
Apéndice E. Datos técnicos del controlador.....	60
Apéndice F. Especificaciones técnicas del conductor.....	61
Apéndice G. Ubicación del sistema fotovoltaico.....	62
Apéndice H. Presupuesto General del Sistema Fotovoltaico.....	63

Introducción

Desde los primeros asentamientos humanos hasta la actualidad, el acceso a la energía ha sido clave para el desarrollo, y en el contexto actual la transición hacia fuentes sostenibles es fundamental, destacándose la energía solar fotovoltaica por su potencial y adaptabilidad (Baca Urbina, 2013). En Colombia, esta transición busca diversificar la matriz energética y mejorar la cobertura, especialmente en el sector agrícola como la caficultura, donde las fallas en el suministro afectan la competitividad (Brealey et al., 2010; Cabra, 2021; Congreso de la República de Colombia, 2014).

En la finca Villa Hermosa, las limitaciones eléctricas impactan procesos críticos, comprometiendo la calidad del grano (Delgado Anaya y Vanegas Rivero, 2023) y su desarrollo productivo.

Debido a esto, se propone el diseño de un sistema fotovoltaico con baterías que garantice continuidad energética, incluyendo la caracterización de cargas, selección de tecnologías, cumplimiento normativo y simulación del sistema.

El trabajo se enmarca en la línea de investigación en transición energética del Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica (GISEL) de la Universidad Industrial de Santander, contribuyendo no solo a resolver una necesidad puntual de la finca Villa Hermosa, sino también a generar conocimiento replicable en otras explotaciones cafeteras de la región. De esta manera, el proyecto se posiciona como una propuesta de innovación tecnológica que fortalece la sostenibilidad del sector agrícola, apoya los objetivos de transición energética del país y aporta a la construcción de un modelo de caficultura resiliente y competitivo.

1.1 Definición del Problema

La caficultura es un pilar clave de la economía colombiana por su impacto en el empleo y las exportaciones. En 2024, la producción alcanzó 13,9 millones de sacos, un 47 % más que en 2023, mientras que las exportaciones crecieron un 16 % y las importaciones disminuyeron un 72 %, evidenciando la fortaleza del sector (Duarte Rozo, 2021).

Este dinamismo sostenido se refleja en departamentos como Santander, donde la caficultura ha retomado un papel protagónico, con más de 55.000 hectáreas cultivadas y presencia en 78 de los 87 municipios, representando el 6,23 % de la producción nacional. Con estas cifras, la región se proyecta entre los cinco principales productores de café del país (TABLA DE CONTENIDO-INFORME MENSUAL DE EXPORTACIONES DICIEMBRE 2024, s. f.).

Municipios como San Vicente de Chucurí destacan por su crecimiento y diversificación productiva, impulsados por la renovación de cultivos, la adopción de variedades resistentes y el fortalecimiento del tejido asociativo. Gracias a ello, se han consolidado como territorios clave en esta nueva etapa del café santandereano. No obstante, estos avances también ponen de manifiesto desafíos persistentes en materia de infraestructura, sostenibilidad y acceso a servicios básicos, entre ellos el suministro energético confiable que demanda la producción cafetera moderna.

En este contexto de crecimiento y transformación de la caficultura santandereana, surge la finca Villa Hermosa en San Vicente de Chucurí, como una iniciativa productiva tras la subdivisión de un predio anteriormente ganadero. Actualmente cuenta con nueve hectáreas, de las cuales dos están sembradas en café, con proyección de expansión a una tercera hectárea y una densidad de entre 4.000 y 4.500 plantas por hectárea.

Este cambio productivo implica nuevas necesidades técnicas, especialmente en el suministro de energía, ya que los propietarios requieren un servicio eléctrico continuo y confiable

para garantizar los procesos de beneficio y secado del café, fundamentales para asegurar la calidad del grano, soportar el crecimiento de la producción y mantener la competitividad en el mercado cafetero (De Hacienda et al., 2015).

Actualmente, la intermitencia del servicio eléctrico en la zona rural afecta la estabilidad de la producción en la finca. Además, los propietarios buscan generar energía a partir de fuentes renovables para respaldar la creación de una marca de café artesanal con enfoque sostenible.

Ante esto, el proyecto plantea el diseño de un sistema solar fotovoltaico autónomo que cubra la demanda energética con confiabilidad y eficiencia. Para ello, se considera la caracterización del consumo actual y proyectado, la evaluación del recurso solar, la selección de componentes y un análisis técnico-económico. Con esta propuesta se busca garantizar continuidad energética, promover el uso de energías renovables y fortalecer la proyección de la marca de café artesanal de la finca.

1.2 Objetivo General Y Específicos

El objetivo general de este trabajo de grado consiste en diseñar un sistema solar fotovoltaico para la finca cafetera Villa Hermosa en San Vicente de Chucurí, que contribuya al mejoramiento de la continuidad del suministro durante los procesos de beneficio del café y a la sostenibilidad de la finca.

Para el desarrollo de este trabajo de grado, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- **Caracterizar** el contexto de la finca, identificando las condiciones ambientales, la infraestructura disponible, así como las demandas energéticas actuales y proyectadas.

- **Dimensionar y diseñar** el sistema fotovoltaico con acumuladores, considerando la caracterización previa, los estándares técnicos aplicables y la sostenibilidad del suministro energético.
- **Evaluar** el desempeño técnico del diseño propuesto, así como su viabilidad económica mediante el análisis de costos de inversión, operación y mantenimiento.

1.3 Descripción Del Documento

Este documento presenta el análisis y diseño de un sistema fotovoltaico para la finca cafetera Villa Hermosa, incluyendo la caracterización de la demanda energética, la evaluación del recurso solar y el dimensionamiento del sistema. Asimismo, se describen las condiciones del área de estudio, el análisis de cargas y la selección de los principales componentes. Finalmente, se evalúa el desempeño técnico y la viabilidad económica del sistema, con el fin de proponer una solución energética sostenible que apoye el desarrollo productivo de la finca y la creación de una marca de café artesanal.

2 Caracterización De La Zona Y Demanda Energética

En este capítulo se describen las características generales de la zona de estudio y el análisis de la demanda energética de la finca, incluyendo la caracterización geográfica y climática, así como la evaluación de las cargas eléctricas existentes y proyectadas para determinar el consumo requerido en el dimensionamiento del sistema.

2.1 Localización Y Características Generales Del Sitio

La finca Villa Hermosa se encuentra ubicada en el municipio de San Vicente de Chucurí, en el departamento de Santander y localizada en las coordenadas geográficas de latitud $6^{\circ} 46' 57,58''$ N y longitud $73^{\circ} 25' 47,31''$ W. (6,78266, -73,42981), a una altura aproximada de 1524 msnm.

Figura 1.

Ubicación de la zona de estudio mediante Google Earth.



Nota. Tomada desde Google Earth.

La Figura 1 presenta la vista satelital de la zona de estudio, caracterizada por un entorno rural con predominio de cobertura vegetal y actividades agropecuarias, condiciones favorables para la implementación del sistema fotovoltaico. El área presenta relieve montañoso con pendientes moderadas, propio de la región andina (Durin et al., 2018).

Desde el punto de vista climático, La zona presenta un clima tropical de montaña, con radiación solar relativamente constante durante el año. La altitud genera temperaturas templadas con variaciones diurnas, con promedios cercanos a 22 °C y valores ligeramente menores en el área del proyecto. La región también está influenciada por la Zona de Convergencia Intertropical, lo que genera alta nubosidad y precipitación, implicando variaciones en la irradiación solar, factores que deben considerarse en el diseño del sistema fotovoltaico (Federación Nacional de Cafeteros de Colombia, 2025).

El emplazamiento de la finca con acceso limitado a una infraestructura eléctrica confiable hace necesario considerar soluciones autónomas. En este contexto, un sistema solar fotovoltaico se plantea como una alternativa viable para garantizar el suministro continuo de energía para iluminación, vivienda, equipos agrícolas y procesos productivos.

El sistema se propone como una solución que asegura la continuidad energética frente a la intermitencia del servicio. Su diseño tiene en cuenta aspectos como orientación, inclinación, sombras y perfil de carga, a partir de la caracterización de las cargas, permitiendo un suministro estable, sostenible y contribuyendo a la eficiencia productiva y al aprovechamiento del recurso solar.

2.2 Identificación De Las Cargas Eléctricas

La finca presenta una demanda eléctrica compuesta por cargas residenciales, asociadas a equipos domésticos y servicios generales, y cargas productivas, relacionadas con el procesamiento actual y futuro del café, incluyendo equipos como secadoras, molinos y procesadores para fortalecer la producción y desarrollar una marca artesanal.

Figura 2.

Fotografía de la finca Villa Hermosa.



Nota. Fotografía tomada por los autores.

Como la finca ya se encuentra construida y en operación, es necesario identificar qué equipos están consumiendo energía y durante cuánto tiempo lo hacen. Por esta razón, se elabora un perfil de consumo para cada carga eléctrica existente, así como para aquellas que se proyectan incorporar en el futuro.

El cálculo de la demanda se realiza en las Tablas 01 y 02.

Tabla 1.

Potencia y factor de potencia de las cargas existentes.

Equipo	Potencia(W)	FP
Nevera Samsung	120	0,8



Smart TV Caixun



100

0,8

Lavadora Samsung



750

0,8

Iluminación LED



7

0,8

Control cerca eléctrica SERISA



4

0,6

Parlante Kalley K-SPK300D



300

0,8

Estufa eléctrica Haceb



2200

1

Módulo Clasificador MC-3 1/2

746



0,8



Nota. Cargas presentes y proyectadas en la zona residencial e industrial.

Tabla 2.

Potencia y factor de potencia de las cargas proyectadas.

Equipo	Potencia (W)	FP
 Secadora de Silo SC	746	0,8
 BUNN Coffee Mill	1320	0,8

Nota. Cargas presentes y proyectadas en la zona residencial e industrial.

2.3 Análisis Y Determinación Del Consumo

El perfil de uso permite analizar el tiempo de operación de las cargas y determinar la demanda energética diaria, siendo clave para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. Para ello, se adopta el escenario más crítico: durante la temporada de beneficio del café, la secadora tipo silo SC opera continuamente 24 horas, mientras que el módulo clasificador MC-3 1/2 funciona

2 horas, con una capacidad de 3000 a 3500 kg por hora. Este enfoque permite estimar la demanda máxima, evitar subdimensionamiento y garantizar continuidad del servicio.

Una vez recopilada esta información se analiza el consumo energético de la finca considerando las cargas y equipos identificados, lo que permite determinar la demanda total requerida. Los datos se organizan en una tabla que diferencia cargas residenciales e industriales, incluyendo cantidad, potencia, tiempo de uso y consumo diario. (ver apéndice A. Horarios de uso de las cargas).

Tabla 3.

Consumo diario de las cargas residenciales e industriales.

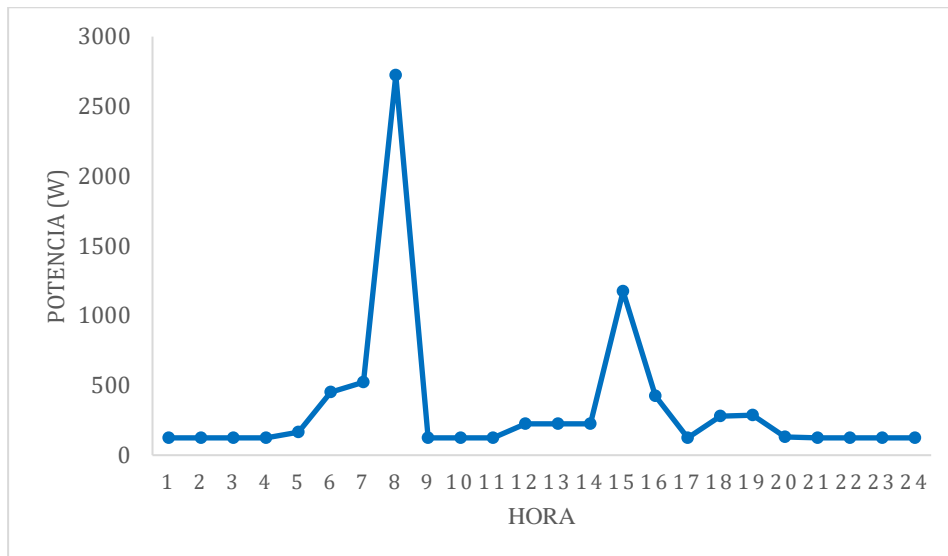
Cantida d	Cargas zona residencial	Potenci a (W)	Horas en funcionamiento(h)	Energí a (Wh)
1	Nevera Samsung	120	24	2880
1	Smart TV Caixun	100	7	700
1	Lavadora Samsung	750	1	750
9	Luminaria LED	7	28	196
1	Control cerca eléctrica SERISA	4	24	96
1	Parlante Kalley	300	5	1500
1	Estufa Eléctrica Haceb	2200	1	2200
Total				8322
Cantida d	Cargas zona industrial	Potenci a (W)	Horas en funcionamiento(h)	Energí a (Wh)
2	Luminaria LED	7	4	28
1	Módulo Clasificador MC -3 1/2	746	1	746
1	Secadora de silo SC	746	24	17904
1	Bunn Coffee Mill	1320	1	1320
Total				19998

Nota. Datos consumos de las cargas encontradas en la Finca.

El análisis horario permite identificar las cargas en operación y la potencia demandada durante el día, obteniendo la curva de demanda diaria fundamental para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. Además, considera variaciones estacionales y permite determinar la potencia máxima, el consumo total, las horas críticas y la relación entre generación y demanda, asegurando un suministro confiable. A continuación, se presentan los perfiles de carga de las zonas productiva, residencial y auxiliar.

Figura 3.

Perfil de carga zona residencial.

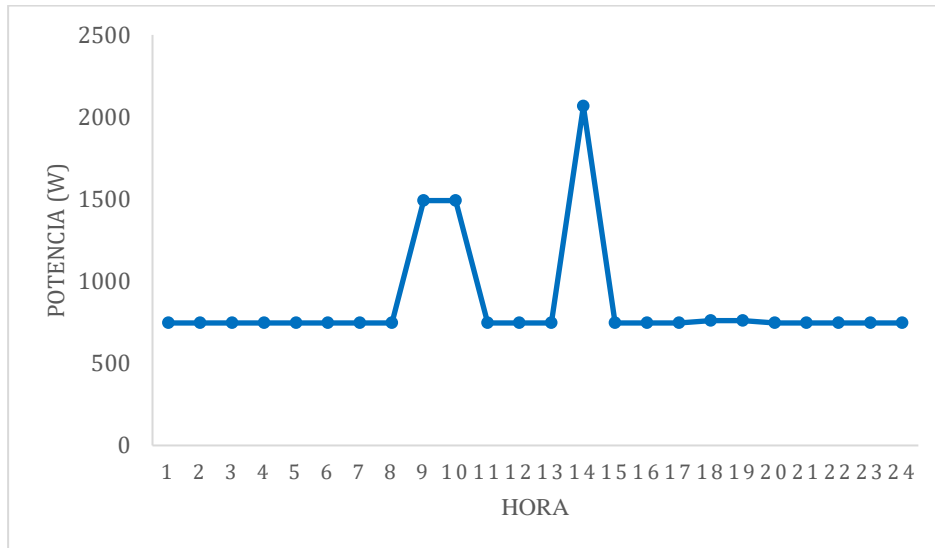


Nota. Análisis de la curva de la demanda zona residencial.

La gráfica muestra la variación de la demanda eléctrica en la zona residencial a lo largo del día. El consumo es bajo durante la madrugada, aumenta en la mañana con un pico alrededor de las 8:00, disminuye al mediodía, presenta un incremento moderado en la tarde y desciende nuevamente en la noche, la demanda vuelve a descender y se mantiene en niveles bajos, lo que refleja la disminución de las actividades domésticas.

Figura 4.

Perfil de carga zona industrial.



Nota. Análisis curva de la demanda zona industrial.

El perfil de carga de la zona industrial muestra una demanda base cercana a 750 W durante la mayor parte del día, con un incremento entre las 9:00 y 10:00 hasta aproximadamente 1500 W, y un pico máximo alrededor de las 14:00 cercano a 2100 W. Posteriormente, la demanda retorna a su nivel base. Este comportamiento, con mayor consumo en horas diurnas, resulta favorable para la implementación del sistema fotovoltaico.

2.4 Dimensionamiento Y Diseño Del Sistema

Una vez analizada la demanda energética y las características del sitio de estudio, se procede al dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico propuesto. Este proceso implica evaluar la disponibilidad del recurso solar y seleccionar una metodología de cálculo que permita determinar la potencia del arreglo fotovoltaico, la capacidad del banco de baterías y los equipos necesarios para garantizar el suministro energético del sistema.

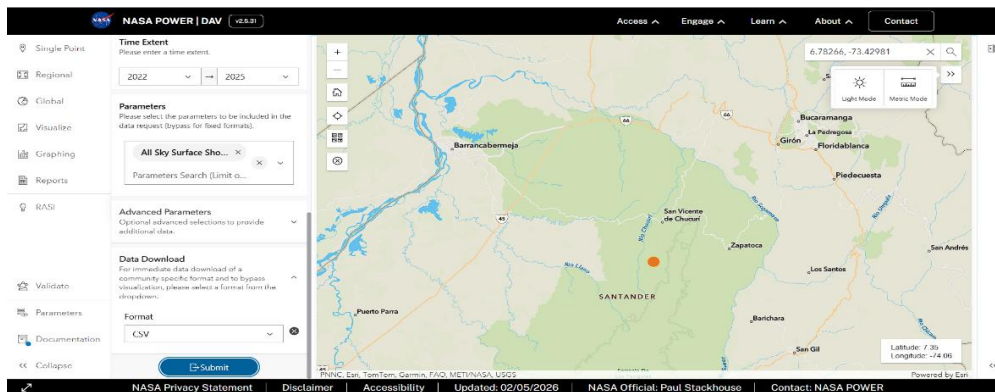
2.5 Evaluación Del Recurso Solar

La evaluación del recurso solar es fundamental para dimensionar un sistema fotovoltaico, ya que permite estimar su potencial de generación. En Colombia, la irradiación promedio oscila entre 4,0 y 6,0 kWh/m²·día, con un promedio cercano a 4,4 kWh/m²·día según el IDEAM y la UPME, lo que evidencia un alto potencial solar. En Santander, los valores rondan los 4,13 kWh/m²·día, confirmando la viabilidad del sistema (IDEAM, 2026).

Para determinar el recurso solar del sitio, se utilizaron datos satelitales del sistema POWER de la NASA, una plataforma confiable y validada para estudios energéticos y planificación de sistemas renovables (Instituto Científico, s.f.).

Figura 5.

Power Nasa ubicación de la finca.



Nota. Tomada desde Nasa Power (<https://power.larc.nasa.gov>).

Con el fin de realizar una caracterización integral del recurso solar, se analizaron cuatro variables fundamentales que permiten evaluar tanto la magnitud como la composición de la radiación incidente: la Irradiación Global Horizontal (GHI), la Irradiación Directa Normal (DNI), la Irradiación Difusa Horizontal (DHI) y el porcentaje de nubosidad (CLOUD_AMT). Estas

variables, en conjunto, permiten comprender el comportamiento energético del sitio y establecer criterios técnicos adecuados para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

- Irradiación Global Horizontal (GHI)

La irradiación Global Horizontal es la variable más importante para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos convencionales y representa la radiación solar total que incide sobre una superficie horizontal, e incluye tanto la radiación directa proveniente del sol como la radiación difusa dispersada por la atmósfera.

Tabla 4.

Promedio Irradiación Global Horizontal.

Año	Irradiación Promedio Anual (kWh/m²/día)
2022	4,9
2023	5,1
2024	5,1
Promedio	5,0

Nota. Años considerados para la irradiación promedio.

Con un promedio de 5,07 kWh/m²/día, constituye el parámetro más relevante para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, ya que representa la energía solar total disponible sobre una superficie horizontal. Este valor, equivalente a aproximadamente 5,1 horas sol pico (HSP), confirma la viabilidad técnica del aprovechamiento fotovoltaico en la finca.

- Irradiación Directa Normal (DNI)

La irradiación directa normal es la radiación solar total que incide sobre una superficie horizontal, incluyendo la radiación directa del sol y la difusa de la atmósfera.

Tabla 5.*Promedio Irradiación directa normal.*

Año	Irradiación Directa Normal (kWh/m²/día)
2022	2,8
2023	3,1
2024	3,1
2025	2,9
Promedio	3,0

Notas. Datos anuales irradiación directa normal para encontrar el promedio.

- Irradiación Difusa Horizontal (DHI)

La irradiación Difusa Horizontal representa la radiación solar dispersada por nubes, vapor de agua y partículas atmosféricas, que llega a la superficie desde múltiples direcciones.

Tabla 6.*Promedio Irradiación Difusa Horizontal.*

Año	DHI promedio (kWh/m²/día)
2022	2,3
2023	2,3
2024	2,3
2025	2,4
Promedio	2,3

Nota. Irradiación difusa horizontal por años para cálculos del promedio.

Con un promedio de 2,39 kWh/m²/día, evidencia una contribución aproximada del 44 % del recurso solar total. Este comportamiento está directamente relacionado con la alta nubosidad observada y demuestra que una fracción importante de la energía disponible proviene de radiación dispersada por la atmósfera.

- Porcentaje de Nubosidad

La variable CLOUD_AMT representa el porcentaje promedio de cobertura nubosa presente en la atmósfera sobre la zona de estudio durante un periodo determinado. Este parámetro se expresa en porcentaje (%) y constituye un indicador directo del grado de obstrucción de la radiación solar por efecto de las nubes.

Tabla 7.

Porcentaje de Nubosidad promedio.

Año	Nubosidad promedio (%)
2022	79,7%
2023	78,0%
2024	76,1%
2025	80,0%
Promedio	77,9%

Nota. Meses considerados para la nubosidad promedio

La nubosidad promedio registrada presenta una variación mínima entre los años analizados, lo que indica un comportamiento climático estable. Esta condición resulta favorable para el aprovechamiento energético, ya que permite estimar de manera confiable la disponibilidad del recurso solar y facilita el diseño adecuado de sistemas fotovoltaicos en la zona de estudio.

2.6 Elección Del Método De Dimensionamiento

Existen diversas metodologías para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos aislados, las cuales pueden clasificarse en métodos analíticos determinísticos y métodos probabilísticos o de simulación.

- **Kuyper y Morales:** este método calcula primero el consumo energético diario promedio y lo ajusta según la eficiencia de los componentes del sistema. Luego estima la potencia del generador fotovoltaico usando irradiación media y dimensiona las baterías según los días

de autonomía. Es fácil de aplicar, pero al basarse en promedios anuales puede fallar en meses con baja radiación solar (International Renewable Energy Agency, 2018)

- Método del balance de energía: esta metodología equilibra la generación y el consumo considerando pérdidas del sistema (temperatura, inversor, regulador y baterías). Es más preciso que el método tradicional, pero al usar promedios puede no reflejar bien condiciones de baja radiación.
- El método de Probabilidad de Pérdida de Carga (LLP, Loss of Load Probability): utiliza modelos estadísticos y simulaciones computacionales para estimar la probabilidad de que el sistema no pueda satisfacer la demanda energética. Permite optimizar la confiabilidad, pero es complejo y requiere muchos datos, lo que limita su uso en proyectos rurales pequeños.
- Método del peor mes: Esta metodología dimensiona el sistema con base en el mes de menor irradiación, es decir, la condición más crítica, utilizando las horas sol pico más bajas. De este modo, si el sistema cubre la demanda en ese periodo, se garantiza su operación durante todo el año (Mesa et al., s.f.).

El método del peor mes es conservador y garantiza alta confiabilidad energética al dimensionar el sistema bajo la condición más crítica. Además, reduce descargas profundas en las baterías, prolongando su vida útil. Como desventaja, puede generar sobredimensionamiento y mayor costo inicial; sin embargo, en sistemas aislados se prioriza la confiabilidad sobre la optimización económica.

En el caso específico de la finca Villa Hermosa, el método de dimensionamiento se selecciona considerando su ubicación rural y la necesidad de garantizar continuidad del servicio

eléctrico. Por ello, se adopta el método del peor mes, ya que asegura operación en condiciones críticas, reduce riesgos de fallas y protege el banco de baterías, aunque implique una mayor inversión inicial.

Para el dimensionamiento, se analizan los valores de irradiación solar mediante datos históricos de 2023, 2024 y 2025, utilizados como base para evaluar el comportamiento del recurso solar en la zona.

Tabla 8.

Promedio Irradiación solar mensual.

Irradiación solar mensual (kWh/m²/día)				
Mes	2023	2024	2025	Promedio
Enero	4,9	5,7	5,4	5,3
Febrero	5,4	5,0	4,8	5,1
Marzo	4,6	5,1	4,9	4,9
Abril	4,6	4,8	4,8	4,7
Mayo	5,2	4,7	4,8	4,9
Junio	5,3	4,8	4,8	5,0
Julio	5,3	5,2	5,3	5,2
Agosto	5,6	5,5	5,5	5,5
Septiembre	5,6	5,3	5,4	5,4
Octubre	5,1	5,3	4,7	5,0
Noviembre	4,9	4,4	—	4,7
Diciembre	4,8	4,8	—	4,8

Nota. Promedio irradiación solar para el análisis.

2.7 Criterios De Diseño Y Cumplimiento Del Retie

El diseño del sistema fotovoltaico se desarrolló considerando los lineamientos establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), con el objetivo de garantizar condiciones adecuadas de seguridad eléctrica, confiabilidad y eficiencia en la operación del sistema

- Dimensionamiento de conductores

Los conductores del sistema se dimensionaron considerando la ampacidad, las condiciones de instalación y los factores de corrección establecidos por la normativa. Para cada tramo del sistema (arreglo fotovoltaico, regulador, baterías e inversor), se aplicó un factor de seguridad del 125 %, con el fin de garantizar que operen dentro de sus límites térmicos y evitar sobrecalentamientos.

- Protección

El sistema incorpora dispositivos de protección contra sobrecorriente y cortocircuito, estas protecciones permiten la desconexión segura del sistema ante condiciones anormales, cumpliendo con la protección de personas y equipos.

- Sistema de puesta a tierra

Para el presente proyecto se diseñó un nuevo sistema de puesta a tierra, ya que la edificación cuenta con uno existente; por ello, el sistema fotovoltaico se integrará a este, garantizando la equipotencialidad de la instalación.

- Distancias de seguridad

El sistema fotovoltaico se diseñó respetando las distancias mínimas de seguridad, garantizando la protección de personas, edificaciones y el correcto funcionamiento de la instalación, conforme a la normativa vigente, como se muestra en la Figura 6.

Figura 6.

Distancias mínimas de seguridad.

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 3.10.1. a.).	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
Distancia horizontal "b" a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 3.10.1. a.)	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 3.10.1. a.)	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	<1	1,7
Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 3.10.1. a.) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 3.10.1. a.) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	<1	3,5
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5

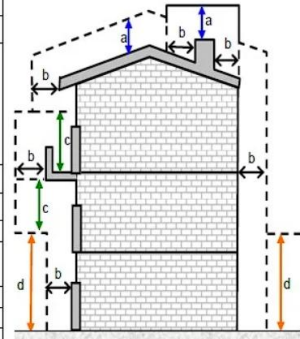


Figura 3.10.1. a. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.

Nota. El gráfico y la tabla detallan las distancias verticales y horizontales permitidas entre líneas eléctricas y edificaciones para prevenir riesgos por arco eléctrico. Tomado de Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

- Selección de equipos

Los equipos seleccionados, cumplen con características técnicas apropiadas para el sistema diseñado, son compatibles entre sí y operan dentro de rangos seguros de tensión y corriente, en concordancia con los requisitos del RETIE para sistemas solares fotovoltaicos.

2.8 Dimensionamiento Del Sistema Fotovoltaico

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico considera no solo el consumo actual, sino también la proyección de crecimiento productivo de la finca cafetera, asegurando el suministro energético para actividades agrícolas, domésticas y de beneficio del café. La finca cuenta con 9 hectáreas, de las cuales 3 están destinadas al cultivo, con una capacidad proyectada de hasta 13.500

plantas, lo que podría generar entre 14 y 16 toneladas anuales de café pergamino seco en plena producción.

Este crecimiento proyectado en la producción cafetera implica necesariamente un aumento progresivo en la demanda energética asociada al procesamiento del grano, particularmente en las etapas de beneficio húmedo, clasificación, molienda y secado. Por esta razón, el sistema fotovoltaico propuesto se dimensiona considerando tanto las cargas actuales como aquellas asociadas a la expansión productiva de la finca.

Dentro del proceso de beneficio del café, El secado del café es una de las etapas más críticas, ya que requiere operación continua para alcanzar niveles de humedad del 10–12 %, garantizando la calidad del grano. Por ello, la secadora tipo silo SC opera 24 horas durante la cosecha. Complementariamente, el módulo clasificador MC-3 1/2 procesa entre 3000 y 3500 kg/h (3–3,5 toneladas), definiendo la capacidad operativa y el escenario de mayor demanda energética.

El sistema se dimensiona bajo estas condiciones críticas para asegurar continuidad en los procesos productivos. Además, se integra en una estrategia sostenible que respalda la creación de una marca de café artesanal, fortaleciendo la autonomía energética y reduciendo la dependencia de la red.

En consecuencia, el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se realiza considerando un enfoque integral que articula tres aspectos fundamentales: la demanda energética actual de la finca, la expansión proyectada del cultivo de café y los requerimientos energéticos de los procesos de beneficio del grano. Este enfoque garantiza que el sistema energético propuesto sea capaz de acompañar el crecimiento productivo de la finca Villa Hermosa y asegurar el funcionamiento confiable de los equipos industriales asociados al procesamiento del café.

2.9 Determinación De Parámetros De Diseño Del Sistema Fotovoltaico

Como etapa inicial del dimensionamiento, se calcula el número de Horas Solar Pico (HSP) correspondientes al mes de menor irradiación promedio diaria en la zona donde se ubica la finca Villa Hermosa. Las HSP representan el número equivalente de horas diarias con una irradiancia constante de 1000 W/m^2 , condición estándar de medida para módulos fotovoltaicos.

El valor de las HSP se obtiene dividiendo la irradiación solar promedio diaria del mes crítico entre la irradiancia estándar de referencia (1000 W/m^2).

$$HSP = \frac{IG}{1000 \text{ W/m}^2}$$

Para el caso de la finca Villa Hermosa, considerando una irradiación promedio diaria en el mes más desfavorable de:

$$IG = 4,7 \text{ kWh/m}^2 / \text{día}$$

$$\text{se tiene } HSP = \frac{4,7 \text{ kWh/m}^2 / \text{día}}{1 \text{ kW/m}^2} = 4,7 \text{ h}$$

Este valor indica que, durante el mes más crítico, el sistema dispone en promedio de 4,7 horas efectivas de generación a potencia nominal.

2.10 Orientación e inclinación óptima del generador fotovoltaico.

En sistemas diseñados para maximizar la captación energética anual, una aproximación técnica ampliamente utilizada establece que el ángulo de inclinación (β) puede asumirse aproximadamente igual a la latitud del lugar y considerando las características geográficas previamente descritas para la finca, la latitud del sitio se establece como el parámetro fundamental para la determinación de la inclinación óptima del generador fotovoltaico. Por tanto, el valor teórico de inclinación para el sitio sería:

$$\beta \approx 6,78^\circ$$

No obstante, debido a que Colombia se encuentra en zona intertropical, la variación estacional de irradiación es reducida. En estas condiciones, y considerando aspectos prácticos como el drenaje de agua lluvia, la acumulación de suciedad y la autolimpieza de los módulos, se recomienda adoptar una inclinación mínima técnica cercana a 10°. La diferencia entre 6.8° y 10° no genera pérdidas energéticas significativas en términos anuales, pero mejora las condiciones operativas y de mantenimiento del sistema.

2.11 Rendimiento Global Del Sistema Fotovoltaico

Para evaluar el desempeño real de un sistema fotovoltaico se consideran las pérdidas en generación, almacenamiento y conversión. Estas se integran en el Performance Ratio (PR), que relaciona la energía generada con la energía útil y se calcula multiplicando las eficiencias de cada componente.

Tabla 9.

Rendimiento del sistema.

Rendimiento del sistema (PR)		
Descripción de Perdidas	Perdidas	Eficiencia
Polvo y suciedad	1,0%	99,0%
Dispersión módulos	1,0%	99,0%
Autodescarga baterías	3,0%	97,0%
Rendimiento baterías	15,0%	85,0%
Inversor	7,0%	93,0%
Regulador	1,0%	99,0%
Perdidas óhmicas DC - Panel	1,0%	99,0%
Perdidas óhmicas DC - Regulador	1,0%	99,0%
PR		72,9%

Nota. Rendimiento del sistema según cada componente.

A partir de las pérdidas consideradas en los diferentes componentes del sistema, se obtiene un rendimiento global o Performance Ratio (PR) de 72 %. Lo que indica que el 72 % de la energía generada se aprovecha para la demanda, mientras que el 28 % corresponde a pérdidas en componentes como módulos, baterías, inversor, regulador y cableado.

2.12 Cálculo De La Energía Real Requerida

A partir del análisis de las cargas eléctricas presentes en la zona residencial y la zona industrial de la finca Villa Hermosa, se determinó el consumo energético diario total a partir de los valores presentados en las tablas anteriores. El consumo correspondiente a la zona residencial es de 8322 Wh/día, mientras que en la zona industrial se obtiene un consumo de 19998 Wh/día. Este resultado evidencia que la mayor demanda energética se concentra en la zona industrial, donde se desarrollan los procesos asociados al beneficio y transformación del café. Por esta razón, resulta fundamental garantizar el suministro energético necesario para cubrir esta demanda, ya que de ello depende la continuidad y eficiencia de las actividades productivas de la finca.

Por lo tanto, la energía teórica total requerida por el sistema se calcula mediante la suma de ambos consumos:

$$Et = 8322Wh/día + 19998Wh/día$$

$$Et = 28,32kWh/día$$

Este valor corresponde a la energía teórica diaria requerida (Et) para cubrir la demanda energética total de la finca. No obstante, en los sistemas fotovoltaicos es necesario considerar las pérdidas asociadas a los diferentes componentes del sistema, tales como módulos, baterías, inversor, regulador y cableado. Para ello se utiliza el rendimiento global del sistema (R) o

Performance Ratio (PR). La energía real que debe generar el sistema fotovoltaico se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$E = \frac{Et}{R}$$

donde:

- E: energía real requerida por el sistema (kWh/día)
- Et: energía teórica total requerida por las cargas (kWh/día)
- R: rendimiento global del sistema

Considerando un rendimiento del sistema de $R = 0,72$, se obtiene:

$$E = \frac{28.32}{0,72}$$

$$E = 39,33kWh/día$$

Es decir, el sistema fotovoltaico deberá ser capaz de generar aproximadamente 39,33 kWh diarios, con el fin de satisfacer la demanda energética total y compensar las pérdidas presentes en el sistema.

2.13 Dimensionamiento Del Panel Solar

Una vez determinada la energía real requerida por el sistema y las horas sol pico del sitio, se procede a calcular la potencia necesaria del arreglo fotovoltaico mediante la siguiente expresión:

$$Pp = \frac{E}{HSP}$$

donde:

P_p : Potencia requerida del generador fotovoltaico (kWp)

E: Energía real requerida por el sistema (kWh/día)

HSP: Horas sol pico (h/día)

$$P_p = \frac{39,33}{4,71}$$

$$P_p = 8,35 \text{ kWp}$$

Por lo tanto, el sistema fotovoltaico deberá contar con un generador de una potencia aproximada de 8,35 kWp, con el fin de cubrir la demanda energética diaria de la finca y compensar las pérdidas del sistema. En algunos casos, normas técnicas como la IEEE 1562 *“Guide for Array and Battery Sizing in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems”* recomiendan incorporar un margen adicional de generación entre 10 % y 20 %, con el objetivo de aumentar la confiabilidad del sistema frente a variaciones climáticas o condiciones operativas.

De esta manera, al considerar un margen de diseño adicional del 15 %, la potencia final del generador fotovoltaico sería aproximadamente:

$$P_p = 8,35 * 1,15$$

$$P_p \approx 9,60 \text{ kWp}$$

En consecuencia, el sistema fotovoltaico deberá dimensionarse con un generador solar cercano a 9,6 kWp para garantizar el suministro energético requerido en la finca.

2.14 Dimensionamiento Del Generador Fotovoltaico

Para determinar el número de módulos fotovoltaicos necesarios para el sistema propuesto en la finca, se utiliza el balance energético entre la demanda del sistema y la energía generada por

cada módulo fotovoltaico. El número de módulos requeridos se calcula mediante la siguiente expresión:

$$NT = \frac{Lmdcrit}{Ep}$$

donde:

NT: número total de módulos fotovoltaicos requeridos

Lmdcrit: demanda energética diaria del sistema (kWh/día)

Ep: energía diaria generada por cada módulo (kWh/día)

La energía producida por cada módulo se determina mediante la siguiente relación:

$$Ep = PMPP * HSP * PR$$

donde:

PMPP: potencia pico del módulo en condiciones estándar (kW)

HSP: horas sol pico del sitio (h/día)

PR: rendimiento global del sistema

Sustituyendo la ecuación de Ep en la expresión inicial, se obtiene:

$$NT = \frac{Lmdcrit}{PMPP * HSP * PR}$$

Primero se calcula la energía generada por cada módulo:

$$Ep = PMPP * HSP * PR$$

$$Ep = 0.715 * 4.71 * 0.72$$

$$Ep = 2,42kWh/día$$

Posteriormente se determina el número de módulos necesarios:

$$NT = \frac{Lmdcrit}{Ep}$$

$$NT = \frac{39,33}{2,42}$$

$$NT = 16,25$$

Dado que el número de módulos debe ser un valor entero y con el fin de garantizar la confiabilidad del sistema, se redondea al valor superior.

$$NT = 17 \text{ módulos}$$

Entonces la potencia total instalada del generador fotovoltaico será:

$$P_{\text{instalada}} = NT * PMPP$$

$$P_{\text{instalada}} = 17 * 715$$

$$P_{\text{instalada}} = 12,15 \text{ kWp}$$

Por lo tanto, el sistema fotovoltaico propuesto estará compuesto por 17 módulos fotovoltaicos de 715 Wp, proporcionando una potencia instalada aproximada de 12,15 kWp, suficiente para cubrir la demanda energética estimada.

De acuerdo con los cálculos realizados y considerando el cumplimiento de la normativa del RETIE, se seleccionó el módulo fotovoltaico JAM66D46 LB de 715 Wp, de tecnología monocristalina, por su alta eficiencia, lo que permite reducir la cantidad de paneles y optimizar el espacio. Además, ofrece buen desempeño en condiciones ambientales exigentes garantizando confiabilidad y alta producción energética a largo plazo, (ver apéndice B. Ficha técnica módulo fotovoltaico).

2.15 Dimensionamiento Del Banco De Baterías

El banco de baterías es clave en sistemas fotovoltaicos aislados porque almacena energía para garantizar el suministro continuo. Existen diversas tecnologías como plomo-ácido, AGM, Gel y litio, con diferencias en costo, mantenimiento y vida útil. Para la finca, las baterías Gel resultan

adecuadas por su buen desempeño, bajo mantenimiento y resistencia a descargas profundas, mientras que las de litio ofrecen mayor eficiencia, sin embargo, su costo es más elevado.

Teniendo en cuenta las condiciones de operación del sistema, el clima de la zona de estudio y la necesidad de mantener un equilibrio entre desempeño técnico y viabilidad económica, en el presente proyecto se selecciona la tecnología de baterías tipo Gel, debido a su buen desempeño, seguridad y costo. El dimensionamiento del banco se realizó a partir del consumo diario de energía y los límites de descarga, con el fin de garantizar una adecuada vida útil del sistema, como se muestra en la Tabla 10.

Tabla 10.

Tipos de batería.

Tipo de batería	Descarga recomendada (DoD)	Uso típico
Plomo-ácido abierta	40% – 50%	Sistemas económicos no industriales
AGM	50%	Residencial pequeño
Gel	50% – 60%	Sistemas solares aislados
Litio LiFePO4	80% – 90%	Sistemas muy críticos alta eficiencia

Nota. Niveles de descarga para los tipos de baterías.

Una vez definida la tecnología de almacenamiento, el banco de baterías se dimensiona con base en el consumo diario, los días de autonomía y la profundidad de descarga, con el fin de garantizar el suministro energético en ausencia de generación solar. Para ello se emplea la siguiente expresión:

$$C = \frac{E * N * Kt}{Vb * Pd}$$

donde:

C = capacidad del banco de baterías (Ah)

E = energía diaria requerida (Wh/día)

N = días de autonomía

K_t = factor de corrección por temperatura (aplicable cuando la temperatura media que debe soportar la batería es menor a 20° y se calcula $K_t = 1 - \Delta t^\circ / 160$) para este caso es igual a 1

V_b = voltaje del banco de baterías (V)

P_d = profundidad de descarga máxima

A partir de la demanda energética previamente calculada, se adoptan los siguientes parámetros de diseño:

$E = 28320 \text{ Wh/día}$ (para el cálculo del banco de baterías se considera la energía consumida por las cargas, no la del generador).

$N = 2$ días

$$K_t = 1$$

$$V_b = 48 \text{ V}$$

$$P_d = 0,6$$

Sustituyendo estos valores en la ecuación se obtiene:

$$C = \frac{28320 * 2 * 1}{48 * 0.6}$$

$$C = 1966,67 \text{ Ah}$$

Por lo tanto, la capacidad requerida para el banco de baterías es aproximadamente 1967 Ah a 48 V, lo que garantiza el suministro energético del sistema durante el periodo de autonomía establecido.

El número total de baterías se calcula mediante:

- Baterías en serie (para alcanzar el voltaje)

El sistema trabaja a:

$$V_b = 48V$$

Cada batería tiene:

$$12V$$

Entonces:

$$N_s = \frac{48}{12}$$

$$N_s = 4$$

- Baterías en paralelo (para alcanzar la capacidad)

Capacidad necesaria del banco:

$$C = 1967Ah$$

Capacidad de cada serie:

$$300Ah$$

Entonces:

$$N_p = \frac{1967}{300}$$

$$N_p = 6,5$$

$$N_p = 7$$

Para alcanzar el voltaje nominal del sistema (48 V) se conectan cuatro baterías de 12 V en serie. Posteriormente, con el fin de cumplir con la capacidad requerida del banco de baterías (1967 Ah), se disponen siete ramas en paralelo utilizando baterías de 300 Ah de capacidad nominal. El número total de baterías se calcula mediante:

$$N_{total} = N_s * N_p$$

$$N_{total} = 4 * 7$$

$$N_{total} = 28$$

Por lo tanto, el banco de baterías estará conformado por 28 baterías de 12 V y 300 Ah, configuradas en 4 baterías en serie y 7 ramas en paralelo, obteniendo un banco de 48 V con capacidad de 2100 Ah (7 * 300). Para este propósito, se selecciona la batería tipo Gel modelo 12-300, debido a su capacidad, desempeño en aplicaciones de ciclo profundo y compatibilidad con sistemas fotovoltaicos aislados (ver apéndice C. Especificaciones técnicas de la batería).

2.16 Dimensionamiento Del Inversor

El inversor es un componente clave en el sistema fotovoltaico aislado, ya que convierte la energía del banco de baterías en corriente alterna para el funcionamiento de los equipos. Su dimensionamiento considera las cargas en AC, agrupadas en zona residencial y zona industrial. Debido a los picos de arranque de equipos con motores, se aplica un sobredimensionamiento y un margen de seguridad del 25 % para garantizar un funcionamiento estable. La potencia mínima requerida del inversor se determina mediante la siguiente expresión:

$$P_{inv} = Mseg(PZr + 2PZi)$$

donde:

P_{inv} = Potencia mínima requerida del inversor (W)

M_{seg} = Margen de seguridad (1,25)

P_{Zr} = Potencia total de las cargas de la zona residencial (W)

P_{Zi} = Potencia total de las cargas de la zona industrial (W)

El factor 2 aplicado a la potencia de la zona industrial permite considerar los picos de arranque de equipos como motores, que pueden superar su potencia nominal. Así, se garantiza la selección de un inversor capaz de soportar tanto la demanda normal como las sobrecargas transitorias.

La potencia total de la zona residencial se calcula como:

$$P_{Zr} = 120 + 100 + 750 + 63 + 4 + 300 + 2200$$

$$P_{Zr} = 3537 \text{ W}$$

De manera similar, la potencia de la zona industrial corresponde a la suma de las potencias de los equipos asociados a las actividades productivas de la finca.

$$P_{Zi} = 746 + 746 + 1320$$

$$P_{Zi} = 2812 \text{ W}$$

Una vez obtenidas las potencias de cada zona, se sustituyen los valores en la ecuación del dimensionamiento del inversor:

$$P_{inv} = 1,25(3537 + 2(2812))$$

$$P_{inv} = 11451 \text{ W}$$

El cálculo anterior indica que la potencia mínima requerida del inversor es aproximadamente:

$$P_{inv} \approx 11,45 \text{ kW}$$

Dado que los inversores comerciales se encuentran disponibles en potencias normalizadas, se selecciona el valor inmediatamente superior para garantizar un funcionamiento seguro del sistema. En este caso, se escoge el inversor Victron Quattro Inverter/Charger 15 kVA, el cual cumple con los requerimientos de potencia calculados y es compatible con el sistema de 48 V implementado, (ver apéndice D. Ficha técnica del inversor).

Además, el inversor seleccionado permite la conexión tanto a la red eléctrica como a un generador, gracias a sus múltiples entradas de corriente alterna. Esto posibilita el uso de fuentes externas como respaldo energético, en caso de que en un futuro se desee integrarlas al sistema, garantizando la continuidad del suministro en condiciones de baja generación solar o alta demanda.

2.16.1 Dimensionamiento Del Controlador De Carga

El regulador de carga es el componente que controla la energía hacia las baterías, evitando sobrecargas y descargas excesivas, y optimizando su vida útil. Para realizar el cálculo del regulador de carga es necesario conocer los siguientes parámetros del sistema:

Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico.

Número de módulos conectados en paralelo.

Potencia total de las cargas del sistema.

Eficiencia del inversor.

Voltaje del banco de baterías.

Factor de seguridad recomendado (1,25), el cual permite considerar variaciones en la radiación solar, temperatura y condiciones de operación.

Además, para garantizar un funcionamiento seguro del sistema, el regulador debe ser capaz de soportar la corriente máxima generada por el arreglo fotovoltaico. Para determinar esta corriente se utiliza la siguiente expresión:

$$I_{entrada} = 1.25 * I_{MOD,CC} * N_p$$

donde:

$I_{entrada}$: corriente máxima de entrada al regulador (A)

$I_{MOD,CC}$: corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A)

N_p : número de ramas en paralelo

1,25: factor de seguridad recomendado para considerar variaciones de irradiancia y temperatura.

Sustituyendo en la ecuación:

$$I_{entrada} = 1,25 * 19 * 1$$

$$I_{entrada} = 23,75A$$

También es necesario calcular la corriente de salida corresponde a la corriente que el regulador entrega al banco de baterías para alimentar las cargas del sistema. Para determinar este valor se utiliza la siguiente expresión:

$$I_{salida} = \frac{1,25(P_{CC} + \frac{P_{CA}}{n_{inv}})}{V_{bat}}$$

donde:

P_{CC} : potencia de cargas en corriente continua (W)

P_{CA} : potencia de cargas en corriente alterna (W)

η_{inv} : eficiencia del inversor

V_{bat} : voltaje del banco de baterías

1,25: factor de seguridad

$$I_{salida} = \frac{1,25(0 + \frac{6363}{0,93})}{48}$$

$$I_{salida} = 178,1A$$

A partir de los cálculos realizados, se determina que la corriente y potencia del sistema fotovoltaico se encuentran cercanas al límite de operación de un único controlador de carga. Por lo tanto, se seleccionan dos controladores MPPT tipo Victron SmartSolar MPPT RS 450/200, con el fin de distribuir la potencia del arreglo fotovoltaico y garantizar que cada equipo opere dentro de rangos seguros de funcionamiento (ver apéndice E. Ficha técnica del controlador).

Cada regulador maneja una fracción del sistema, permitiendo cumplir con las condiciones de corriente y potencia previamente calculadas, asegurando así un funcionamiento seguro y eficiente. Además, la implementación de dos controladores de carga contribuye al cumplimiento de las condiciones de diseño establecidas, evitando la operación en condiciones cercanas al límite, mejorando la confiabilidad del sistema y permitiendo una operación eficiente conforme a las especificaciones del fabricante.

2.17 Selección De Conductores

Para el tramo comprendido entre los módulos fotovoltaicos y el regulador de carga, la corriente se determina a partir de la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico, conforme a lo establecido en el NEC 690.8(B), aplicando un factor de seguridad del 125% y considerando el número de ramas en paralelo del arreglo fotovoltaico

$$I_{min} = 1,25 * I_{sc} * N_p$$

$$I_{min} = 1,25 * 18,55 * 2 = 46,3A$$

De acuerdo con este valor, se selecciona un conductor de cobre calibre 8 AWG, el cual presenta una ampacidad de 50 A en la columna de 75°C (ver apéndice F. Especificaciones técnicas del conductor), cumpliendo con los requisitos de conducción de corriente. Asimismo, según las

tablas del fabricante, el conductor seleccionado presenta una capacidad superior a la corriente calculada, garantizando el cumplimiento de los criterios de ampacidad y seguridad del sistema.

Este calibre corresponde aproximadamente a un conductor de 10 mm^2 en el sistema métrico, el cual es adoptado en el presente diseño por su disponibilidad comercial.

Para el tramo comprendido entre el controlador de carga y el banco de baterías, la corriente se determina a partir de la corriente nominal de salida del regulador, según las especificaciones del fabricante. De acuerdo con la ficha técnica del controlador, el modelo seleccionado presenta una corriente de carga nominal de 200A.

Con el fin de garantizar una operación segura, se aplica un factor de seguridad del 125%, conforme a lo establecido en normativas como el NEC para sistemas fotovoltaicos.

$$I = 1,25 * 200 = 250A$$

Con base en la corriente de diseño obtenida (250 A), se procede a seleccionar el conductor adecuado utilizando tablas de ampacidad. Aunque el conductor de 70 mm^2 cumple con la corriente mínima requerida, su operación se encuentra cercana al límite de capacidad, por lo que no se considera la opción más adecuada para condiciones reales de operación.

Por lo tanto, se selecciona un conductor de cobre de 95 mm^2 , el cual proporciona un margen de seguridad adecuado, reduce el riesgo de sobrecalentamiento y garantiza una operación eficiente y confiable del sistema.

Para el tramo comprendido entre el banco de baterías y el inversor, la corriente se determina a partir de la potencia nominal del inversor y el voltaje del banco de baterías. En este caso, el inversor Victron Quattro de 15 kVA se analiza considerando un factor de potencia de 0.8, obteniendo una potencia activa aproximada de 12 kW.

$$I_{min} = 1,25 * \frac{12000}{48} = 312,5A$$

A partir de la corriente de diseño obtenida, se selecciona un conductor de cobre de 95 mm², el cual permite una operación dentro de rangos seguros y con un margen adecuado. Esta elección se justifica debido a que el conductor de 70 mm², aunque cumple con la corriente mínima requerida, operaría muy cercano a su límite de capacidad, lo que no resulta conveniente para condiciones reales de funcionamiento.

2.18 Propuesta De Instalación

El sistema solar fotovoltaico propuesto será instalado sobre el techo de la nueva vivienda que se tiene proyectada construir. Esta nueva edificación surge como respuesta a la necesidad de mejorar las condiciones habitacionales de los propietarios, debido al incremento en la producción de café, lo cual ha generado la necesidad de mayor espacio para alojar empleados.

En este sentido, la vivienda actual será destinada exclusivamente para el personal de trabajo, mientras que la nueva casa será ocupada por los propietarios. Esta decisión también favorece la implementación del sistema fotovoltaico, ya que la nueva estructura permitirá una mejor disposición del área de cubierta para la instalación de los módulos solares. La ubicación del sistema fotovoltaico se presenta en el apéndice G.

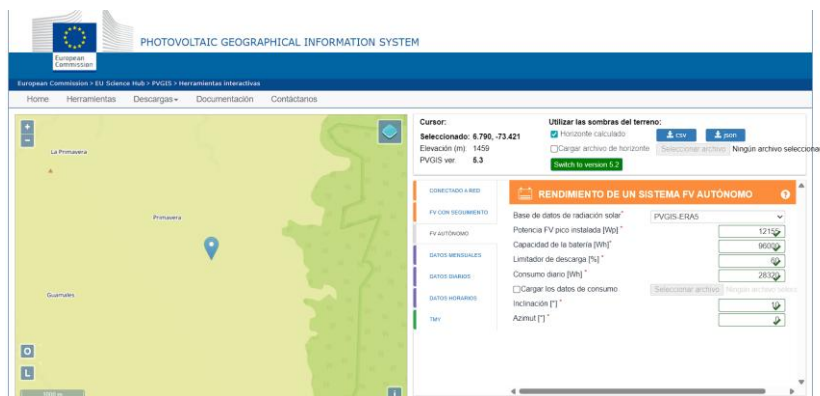
3 Evaluación Del Desempeño Técnico Y Viabilidad Económica

Con el objetivo de evaluar el desempeño técnico del sistema fotovoltaico autónomo propuesto para la finca Villa Hermosa, se realizó una simulación energética utilizando la plataforma PVSys, la cual permite estimar la producción de energía solar y el comportamiento del sistema de almacenamiento en función de las condiciones climáticas de la región.

Los resultados obtenidos en la simulación muestran que el sistema fotovoltaico cuenta con una potencia instalada de 12,15 kWp, complementada con un banco de baterías con capacidad de 96 kWh, lo cual permite almacenar energía suficiente para garantizar el suministro eléctrico durante periodos de baja irradiación solar o durante la operación nocturna de las cargas, como se muestra en la figura 7.

Figura 7.

Simulación en PVsyst.



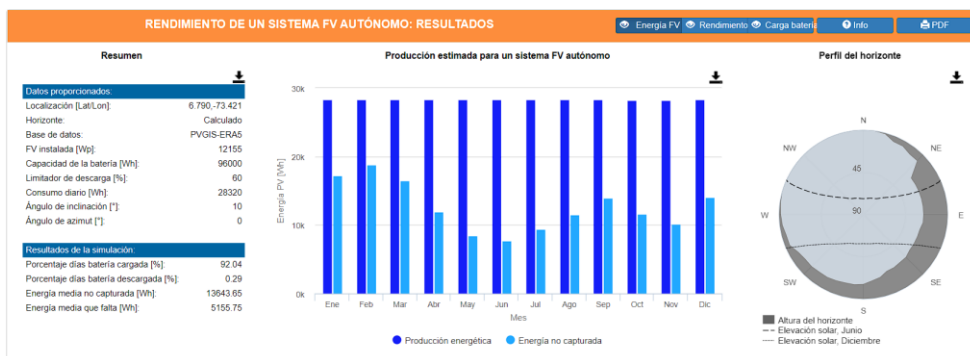
Nota. Simulación desarrollada usando el software PVsyst.

El perfil de producción energética mensual según la figura 8 de PVsyst evidencia que la generación fotovoltaica se mantiene relativamente estable a lo largo del año, lo cual es característico de las regiones cercanas al ecuador donde la variación estacional de la radiación solar es moderada. De acuerdo con los resultados de la simulación, la producción energética

mensual se mantiene cercana a valores superiores a 28 kWh diarios en promedio, lo que permite cubrir la demanda energética estimada de la finca, la cual corresponde aproximadamente a 28,32 kWh/día considerando las cargas residenciales e industriales asociadas al procesamiento del café.

Figura 8.

Resultado Simulación en PVsyst.



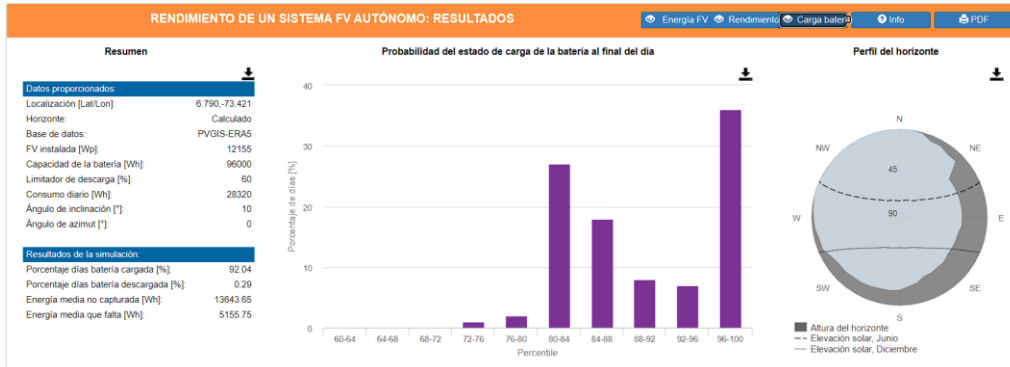
Nota. Simulación desarrollada usando el software PVsyst.

Adicionalmente, el análisis del rendimiento del sistema de almacenamiento muestra que el 92,04 % de los días del año la batería alcanza un estado de carga completa, lo cual indica que el sistema fotovoltaico genera suficiente energía para cubrir la demanda y recargar el banco de baterías en la mayoría de las condiciones operativas.

Por otra parte, en la figura 9 se muestra el porcentaje de días en los que la batería se descarga completamente es de apenas 0,29 %, lo que evidencia una alta confiabilidad del sistema y una adecuada capacidad de almacenamiento para cubrir las necesidades energéticas de la finca.

Figura 9.

Resultado Simulación en PVsyst.

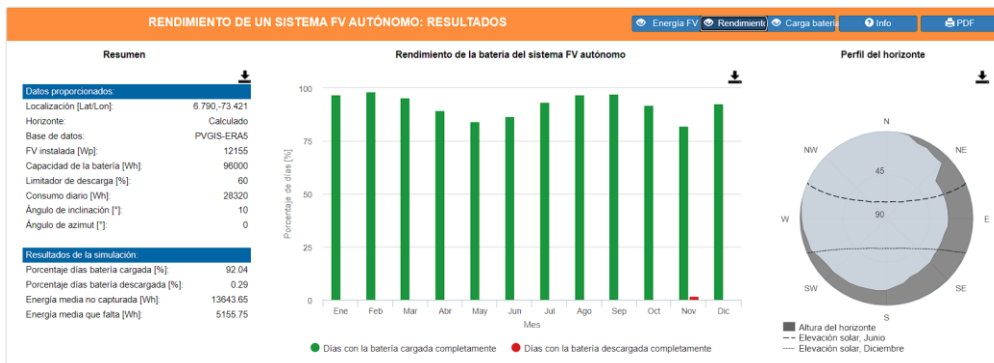


Nota. Simulación desarrollada usando el software PVsyst.

El análisis también muestra la existencia de una energía media no capturada de aproximadamente 13643 Wh, lo cual indica que en ciertos periodos del año el sistema produce más energía de la que puede ser utilizada o almacenada tal como se muestra en la figura 10. Este fenómeno es común en sistemas fotovoltaicos aislados y refleja que el sistema fue dimensionado con un margen de seguridad para garantizar el suministro energético durante los periodos de menor radiación solar.

Figura 10.

Resultado Simulación en PVsyst.



Nota. Simulación desarrollada usando el software PVsyst.

En contraste, la energía media que falta se estima en 5155 Wh, valor bajo frente a la generación total, lo que indica que los déficits ocurren solo en condiciones climáticas adversas. El sistema se dimensiona para cubrir la demanda en el escenario crítico de cosecha, con una potencia de 12,15 kW y un inversor con eficiencia del 93%, garantizando una adecuada conversión y suministro energético.

El uso de un banco de baterías a 48 V mejora la eficiencia del sistema al reducir pérdidas eléctricas, mientras que los controladores MPPT optimizan la captación de energía solar. El sistema garantiza el suministro para procesos críticos como el secado del café, disminuye la dependencia de la red eléctrica y fortalece la sostenibilidad de la finca al reducir el uso de combustibles fósiles y las emisiones contaminantes. Esto, a su vez, respalda la proyección de desarrollar una marca de café artesanal, al integrar el uso de energías renovables dentro del proceso productivo y aportar un valor diferencial basado en prácticas de producción limpia.

3.1 Viabilidad Económica Del Sistema

La evaluación económica del sistema fotovoltaico considera los costos asociados a su implementación y funcionamiento a lo largo del tiempo, con el fin de analizar su viabilidad y sostenibilidad. En este sentido, se contemplan tres componentes principales: los costos de inversión inicial, que incluyen la adquisición de equipos e instalación del sistema; los costos de operación, que son bajos debido a que la energía solar es gratuita; y los costos de mantenimiento, asociados a actividades básicas como limpieza e inspección, sin requerir personal especializado estimándose una inversión inicial total de \$59'314994, correspondiente a la implementación del sistema fotovoltaico propuesto (ver apéndice H. Presupuesto General del Sistema Fotovoltaico).

La consideración de estos tres aspectos permite realizar un análisis económico integral que demuestra la viabilidad del sistema fotovoltaico. Para ello, se toma como referencia el costo

unitario de la energía eléctrica en la zona, calculado a partir de los componentes tarifarios del servicio y donde el valor obtenido para el costo unitario de la energía es:

$$CUv = 815,79\$/kWh$$

Este valor corresponde al costo actual de la energía consumida de la red. El uso del sistema fotovoltaico permite reducir estos gastos, generando ahorros que aumentan con el crecimiento de la producción. Además, sus bajos costos de operación y mantenimiento hacen que la energía solar sea competitiva, convirtiendo el sistema en una inversión estratégica que mejora la sostenibilidad y reduce costos a largo plazo.

A partir del análisis del perfil de carga de la finca Villa Hermosa se determinó una demanda energética diaria aproximada de 39,33 kWh/día. Con base en este valor se estimó el consumo energético anual del sistema, el cual corresponde a aproximadamente 14,355 kWh/año.

Considerando este costo unitario, el gasto anual en energía eléctrica que debería asumir la finca si dependiera completamente del suministro de la red sería aproximadamente:

$$Costo_{anual} \approx 11'710665 \text{ millones de pesos}$$

La implementación del sistema fotovoltaico reduce los costos de energía al disminuir la dependencia de la red eléctrica. Además, sus bajos costos de operación y mantenimiento mejoran la rentabilidad, convirtiéndolo en una alternativa económica viable que fortalece la autonomía energética y la sostenibilidad de la finca.

En consecuencia, el periodo de recuperación de la inversión (Payback) se calcula mediante:

$$Payback = \frac{Inversión}{Ahorro\ anual}$$

$$Payback = \frac{59'314994}{11'710665}$$

Payback \approx 5,07 años

El sistema fotovoltaico presenta un periodo de retorno aproximado de cinco años, lo cual es favorable considerando una vida útil superior a 25 años, permitiendo generar beneficios económicos durante un largo periodo. Para su evaluación, se consideró una inversión inicial de \$59'314994 y ahorros anuales de \$11'710665, obteniendo una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 19,51% con una tasa de descuento del 10%, lo que evidencia una alta rentabilidad del proyecto.

Este análisis, realizado bajo supuestos conservadores, indica que la rentabilidad real podría ser mayor. Además, los costos de operación y mantenimiento son bajos, limitándose a limpieza e inspecciones básicas, lo que refuerza la viabilidad económica y la sostenibilidad del sistema en entornos rurales.

3.2 Beneficio Tributario

En Colombia, la Ley 1715 de 2014 promueve las energías renovables mediante incentivos fiscales que mejoran la rentabilidad de los proyectos. En este caso, se consideran los beneficios de los artículos 11 y 14 para el sistema fotovoltaico propuesto, los cuales se describen a continuación:

3.2.1 *Deducción por inversión en energías renovables (Artículo 11):*

Este incentivo permite deducir el 50% de la inversión en cinco años (aprox. \$27.907.500), reduciendo la carga tributaria en los primeros años del proyecto.

3.2.2 *Depreciación acelerada de activos (Artículo 14):*

Adicionalmente, la normativa permite depreciar los activos del proyecto hasta un 20% anual, ofreciendo flexibilidad al inversionista para ajustar la tasa según sus necesidades. Considerando una inversión total de \$59'314994, se comparan dos escenarios:

- Depreciación en 10 años:
 $\$32'747600 / 10 = \$ 5'581500$ año.

- Depreciación acelerada en 5 años:

$$\$32'747600 / 5 = \$ 11'163000 \text{ año.}$$

No obstante, la aplicación de estos beneficios está condicionada a que el beneficiario sea declarante del impuesto de renta y que el proyecto cuente con certificación ante la UPME. Asimismo, ambos incentivos pueden ser aplicados de manera simultánea, siempre que se cumplan los requisitos establecidos por la normativa vigente.

Referencias Bibliográficas

- Baca Urbina, G. (2013). *Evaluación de proyectos* (7ª ed.). McGraw-Hill.
- Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2010). *Principios de finanzas corporativas* (10ª ed.). McGraw-Hill.
- Cabra, M. (2021). *Instalación solar fotovoltaica: cálculo y diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo en vivienda*. Tutoriales Técnicos de Ingeniería y Tecnología de Energía Renovable.
- Congreso de la República de Colombia. (2014, 13 de mayo). *Ley 1715 de 2014: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético*. <https://www.upme.gov.co>
- Delgado Anaya, N. E., & Vanegas Rivero, D. (2023). *Gestión de prefactibilidad y diseño de una microrred eléctrica para una finca productiva del municipio Planadas del departamento del Tolima* [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio Institucional UIS.
- Duarte Rozo, G. J. (2021). *Diseño de un prototipo funcional para el mejoramiento y optimización del secado de café por medio de energía solar fotovoltaica* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Abierta y a Distancia]. Repositorio Institucional UNAD.
- Durin, B., Lajqi, S., & Plantak, L. (2018). Comparación entre el método del peor mes y el método del período crítico para dimensionamiento de sistemas de bombeo de agua por energía solar fotovoltaica. *Revista Facultad de Ingeniería*, (88), 101-112. <https://doi.org/10.17533/udea.redin.n88a11>
- Federación Nacional de Cafeteros de Colombia. (2025). *Café de Santander*. Comité de Cafeteros de Santander. <https://santander.federaciondecafeteros.org/cafe-de-santander/>

IDEAM. (2026). *Atlas colombiano*. <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

Instituto Científico. (s.f.). *Buenas prácticas agrícolas para el café*.
<https://doi.org/10.38141/10779/0349>

International Renewable Energy Agency [IRENA]. (2018). *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050*. <https://www.irena.org>

Mesa, O., Poveda, G., Vélez, J. I., Mejía, J. F., Hoyos, C. D., Mantilla, R., Barco, J., Cuartas, A., Botero, B. A., & Montoya, M. I. (s.f.). *Distribución espacial y ciclos anual y semianual de la precipitación en Colombia*. XIV Seminario Nacional de Hidráulica e Hidrología, Universidad Nacional de Colombia, Medellín.

Muñoz Maldonado, Y. A., Acebedo Roncancio, G. D., & Santamaría Saavedra, J. D. (2019). Evaluación del potencial de energía solar en Santander, Colombia. *Prospectiva*, 17(1), 7-12.

NASA. (2026). *Prediction of Worldwide Energy Resources*. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

REN21. (2025). *Renewables 2025: Global Status Report – Global Overview*. REN21 Secretariat. <https://www.ren21.gsr2025.net>

Rodríguez Moreno, H. M. (2010). *Diseño de un colector solar de aire para un secador de café, en la finca “Santa Ana” en el municipio de Floridablanca* [Tesis de pregrado, Universidad Autónoma de Bucaramanga]. Repositorio Institucional UNAB.

Ruiz Gómez, A. (s.f.). *Introducción a la energía solar*. En *Energía solar fotovoltaica. Autoconsumo. Energía solar térmica*. CEF.

Salamanca Falla, C. H., Babativa Torres, J. S., & Bahamon Sáenz, A. D. (2024). Viabilidad económica de los sistemas agrivoltaicos en Colombia. *Semestre Económico*, 27(62), 1-20.

<https://doi.org/10.22395/seec.v27n62a4561>

SolarPower Europe. (s.f.). *Agrisolar Best Practice Guidelines*. <https://www.solarpowereurope.org>

Unidad de Planeación Minero Energética [UPME]. (2022). *Lineamientos para proyectos energéticos*. <https://www.upme.gov.co>

Unidad de Planificación Rural Agropecuaria [UPRA]. (s.f.). *Declaratoria de áreas de protección para la producción de alimentos en los municipios de San Vicente de Chucurí y El Carmen de Chucurí – Santander*. <http://www.upra.gov.co>

Apéndices

Apéndice A.

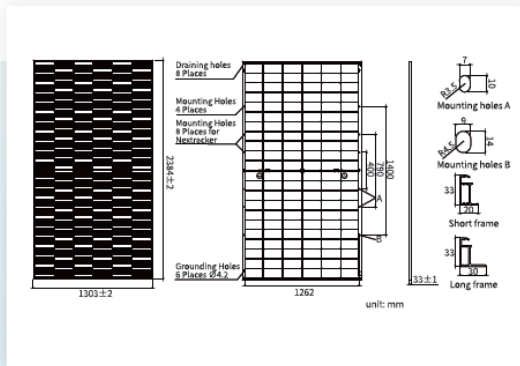
Horarios de uso de las cargas.

Equipos Zona residencial	(W)	Horarios de uso																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Nevera Samsung	120	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Smart TV Caixun	100							1	1				1	1	1				1	1					
Parlante Kalley	300						1	1	1							1	1								
Estufa Eléctrica Haceb	2200								1																
Lavadora Samsung	750															1									
Luminaria LED	7					1	1												1	1					
Luminaria LED	7					1														1					
Luminaria LED	7					1	1												1	1	1				
Luminaria LED	7					1													1	1					
Luminaria LED	7																		1	1					
Luminaria LED	7																		1	1					

Luminaria LED	7					1	1												1	1					
Luminaria LED	7					1	1												1	1					
Luminaria LED	7																		1	1					
Control cerca eléctrica	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Potencia total por hora (W)		124	124	124	124	166	452	524	2724	124	124	124	224	224	224	1174	424	124	280	287	131	124	124	124	124
Equipo zona industrial	(W)	Horarios de uso																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Luminaria LED	7																		1	1					
Luminaria LED	7																		1	1					
Módulo Clasificado r	746									1	1														
Secadora de silo SC	746	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Bunn Coffee Mill	1320														1										
Potencia total por hora (W)		746	746	746	746	746	746	746	746	1492	1492	746	746	746	2066	746	746	746	760	760	746	746	746	746	746

Apéndice B.

Ficha técnica módulo fotovoltaico.



MECHANICAL PARAMETERS

Cell	Mono
Weight	38.2kg
Dimensions	2384±2mm×1303±2mm×33±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	132(6×22)
Junction Box	IP68, 3diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	33pcs/Pallet, 594pcs/40HQ Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM66D46 -690/LB	JAM66D46 -695/LB	JAM66D46 -700/LB	JAM66D46 -705/LB	JAM66D46 -710/LB	JAM66D46 -715/LB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	690	695	700	705	710	715
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	47.80	48.00	48.20	48.40	48.60	48.80
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	40.02	40.22	40.42	40.61	40.80	41.00
Short Circuit Current(Isc) [A]	18.35	18.39	18.43	18.47	18.51	18.55
Maximum Power Current(Imp) [A]	17.24	17.28	17.32	17.36	17.40	17.44
Module Efficiency (%)	22.2	22.4	22.5	22.7	22.9	23.0
Power Tolerance	0→+3%					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc (β _{Voc})	-0.250%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.290%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

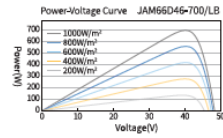
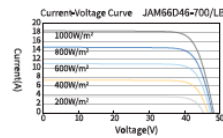
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM66D46 -690/LB	JAM66D46 -695/LB	JAM66D46 -700/LB	JAM66D46 -705/LB	JAM66D46 -710/LB	JAM66D46 -715/LB
Rated Max Power(Pmax) [W]	745	751	756	761	767	772
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	47.80	48.00	48.20	48.40	48.60	48.80
Max Power Voltage(Vmp) [V]	40.02	40.22	40.42	40.61	40.80	41.00
Short Circuit Current(Isc) [A]	19.82	19.86	19.90	19.95	19.99	20.03
Max Power Current(Imp) [A]	18.62	18.66	18.71	18.75	18.79	18.84
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

* For Nextrackler installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and Nextrackler for reference.
** Bifaciality=Pmax, rear/Rated Pmax, front

CHARACTERISTICS



OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C→85°C
Maximum Series Fuse Rating	35A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	80%±10%
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 29/Class C

Apéndice C.

Especificaciones técnicas de la batería.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

MODELO DE BATERÍA	Voltaje nominal		12 V	
	Capacidad nominal (100 Horas)		300 Ah	
	Celdas por batería		6	
DIMENSIONES	Longitud	Ancho	Altura	Altura total
	520 mm	268 mm	220 mm	225 mm
PESO APROXIMADO	67 kg ± 3%			
CAPACIDAD @ 25°C	10 horas	5 horas	3 horas	1 hora
	250 Ah	219 Ah	199 Ah	162 Ah
CORRIENTE DE DESCARGA MÁXIMA	2500 A (5 seg.)			
CORRIENTE DE CARGA MÁXIMA	75 A			
RESISTENCIA INTERNA	Cargado por completo a 25°C: Aproximadamente 2,0 mΩ			
CAPACIDAD VS TEMPERATURA	40°C	25°C	0°C	-15°C
	102%	100%	85%	65%
AUTODESCARGA @ 25°C	Después de 3 meses en almacenamiento		Tras 6 meses	Tras 12 meses
	91%		82%	64%
MÉTODO DE CARGA @ 25°C	Rango de Tensión de Carga uso en Ciclos (Bulk)		Rango de Tensión de Carga uso en Flotación (Float)	
	14,30 - 14,60 V		13,60- 13,80 V	

CORRIENTE CONSTANTE (A) Y POTENCIA CONSTANTE (W) TABLA DE DESCARGA A 25°C													
F.V / TIME		5 min	10 min	15 min	20 min	30 min	1 hrs	2 hrs	3 hrs	5 hrs	8 hrs	10 hrs	20 hrs
1.60	A	557	469	401	344	263	155	93.1	67.9	45.9	31.4	26.0	13.5
	W	974	834	720	627	490	291	177.2	132.2	89.4	61.4	51.5	27.2
1.67	A	515	436	379	323	251	151	90.5	66.4	45.3	31.0	25.8	13.4
	W	914	801	686	594	470	286	172.9	130.2	88.3	60.8	51.1	27.0
1.70	A	487	417	362	311	246	149	88.9	65.7	44.9	30.8	25.6	13.3
	W	881	773	663	573	460	283	170.9	129.3	87.7	60.5	50.7	26.9
1.75	A	450	390	338	293	235	145	87.2	65.0	44.4	30.5	25.4	13.3
	W	825	728	629	545	445	278	167.6	127.9	86.8	60.0	50.2	26.6
1.80	A	412	358	312	273	222	139	84.7	64.2	43.5	30.0	25.0	13.0
	W	760	670	587	510	424	270	164.0	126.6	85.8	59.3	49.6	26.2
1.85	A	371	324	283	251	209	134	82.1	63.3	42.6	29.4	24.6	12.8
	W	696	611	536	477	401	263	159.7	125.0	84.5	58.4	49.0	25.9

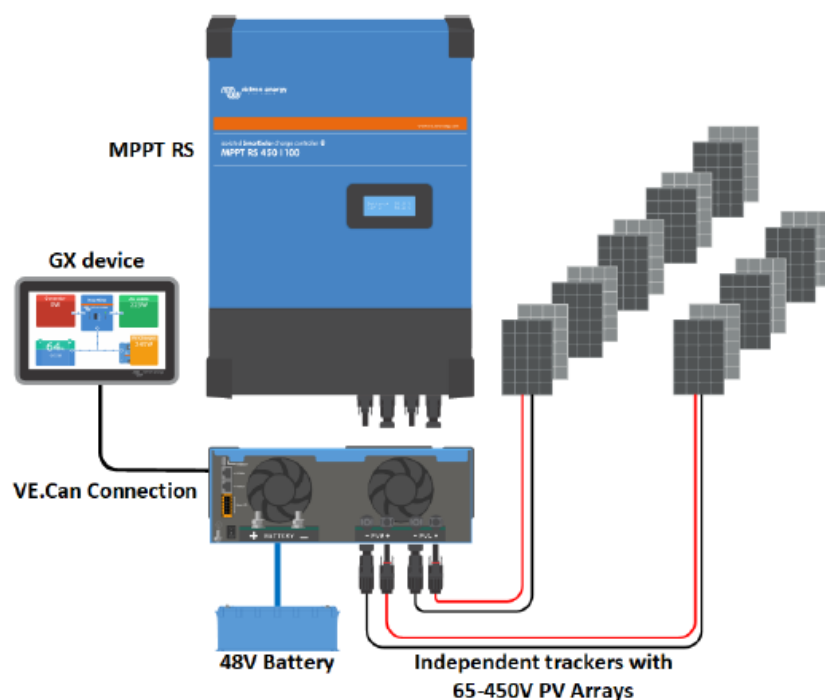
Apéndice D.

Ficha técnica del inversor.

Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
Nominal Battery Voltage	12/3000: 12 V battery 24/3000: 24 V battery	12/5000: 12 V battery 24/5000: 24 V battery 48/5000: 48 V Battery	24/8000: 24 V battery 48/8000: 48 V battery	48 V battery	
PowerControl / PowerAssist	Yes				
Integrated Transfer switch	Yes				
AC inputs (2x)	Input voltage range: 187-250 VAC Input frequency: 50/60 Hz Cos Φ >0.8				
Maximum feed through current (A)	2x 50	2x100	2x100	2x100	2x100
ICw	6 kA 30 ms		10 kA 30 ms		
INVERTER					
Input voltage range (VDC)	9,5 – 17 V 19 – 33 V 38 – 66 V				
Output ⁽¹⁾	Output voltage: 230 VAC \pm 2 % Frequency: 50 Hz \pm 0,1 %				
Cont. output power at 25 °C (VA) ⁽³⁾	3000	5000	8000	10000	15000
Cont. output power at 25 °C (W)	2400	4000	6400	8000	12000
Cont. output power at 40 °C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Cont. output power at 65 °C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Peak power (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Input current (A DC)	250 / 125	458/238/118	381/188	235	350
Maximum continuous Output current (A~)	11	19	30	37	53/50
Power factor range	\pm 0.8				
Maximum output fault current	32 A peak 1 sec.	53 A 1 sec.	100 A 1 sec	100 A 1 sec	150 A 1 sec
Maximum efficiency (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Zero load power (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	60 / 60	60	110
Zero load power in AES mode (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	40 / 40	40	75
Zero load power in Search mode (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	15 / 15	15	20
CHARGER					
Charge voltage 'absorption' (VDC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Charge voltage 'float' (VDC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Storage mode (VDC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Charge current house battery (A) ⁽⁴⁾	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Charge current starter battery (A)	4 (12 V and 24 V models only)				
Battery temperature sensor	Yes				
GENERAL					
Auxiliary output (A) ⁽⁵⁾	25	50	50	50	50
Programmable relay ⁽⁶⁾	3x	3x	3x	3x	3x
Protection ⁽⁷⁾	a-g				
VE.Bus communication port	For parallel and three phase operation, remote monitoring and system integration				
General purpose com. port	2x	2x	2x	2x	2x
Remote on-off	Yes				
Common Characteristics	Operating temp.: -20 to +60 °C Humidity (non-condensing): max. 95 %				
Maximum altitude	2000 m				
ENCLOSURE					
Common Characteristics	Material & Colour: aluminium (blue RAL 5012) Protection category: IP20, pollution degree 2, OVC III				
Battery-connection	Four M8 bolts (2 plus and 2 minus connections)				
230 VAC-connection	Screw terminals 13 mm ² (6 AWG)	Bolts M6	Bolts M6	Bolts M6	Bolts M6
Weight (kg)	19	34 / 30 / 30	45 / 41	51	72
Dimensions (h x w x d in mm)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344

Apéndice E.

Datos técnicos del controlador.



MPPT RS SmartSolar aislado	450 100	450 200
CARGADOR		
Tensión de la batería	48 V	
Corriente de carga nominal	100 A	200 A
Potencia de carga máxima	5,8 kW a 57,6 V	11,5 kW a 57,6 V
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 57,6 V (regulable)	
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 55,2 V (regulable)	
Rango de tensión programable	Mínima: 36 V Máxima: 60 V ⁽⁷⁾	
Algoritmo de carga	Adaptativo multifase (regulable)	
Sensor de temperatura de la batería	Incluido	
Eficiencia máxima	96 %	
Autoconsumo	15 mA	
SOLAR		
Tensión FV CC máxima	450 V	
Tensión de arranque	120 V	
Rango de tensión de trabajo del MPPT	65 – 450 V ⁽¹⁾	
Número de rastreadores	2	4
Máx. corriente de entrada operativa FV	16 A por rastreador	
Máxima corriente de corto circuito FV ⁽²⁾	20 A por rastreador	
Máxima potencia de carga de salida CC	4000 W por rastreador 5760 W total	4000 W por rastreador 11520 W total
Tamaño máximo del conjunto FV por rastreador ⁽³⁾	7200 Wp (450 V x 20 A) ⁽³⁾	
Nivel de fallo del aislamiento FV ⁽⁴⁾	100 kΩ	

Apéndice F.*Especificaciones técnicas del conductor.***CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO H1Z2Z2-K 1,0 kV AC (1,5 kV DC) 90°C HF FR**

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

Apéndice H.*Presupuesto General del Sistema Fotovoltaico.*

Ítem	Componente	Valor Total
1	Generación fotovoltaica (paneles, estructura, cableado y accesorios)	\$16,220,006
2	Regulación y protecciones DC	\$3,960,000
3	Sistema de almacenamiento (baterías y accesorios)	\$27,074,988
4	Sistema de conversión AC (inversor y tablero)	\$7,560,000
5	Instalación y sistema de protección	\$4,500,000
	TOTAL GENERAL	\$59,314,994