



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

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
INTERCONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON RESPALDO DE
BATERÍAS PARA EL SUPERMERCADO SANTA MARÍA, SECTOR
TUMBACO, QUITO.**

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

AUTOR: EMERSON JOSEPH IZA LÓPEZ

TUTOR: LUIS FERNANDO TIPÁN VERGARA

Quito -Ecuador

2026

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Emerson Joseph Iza López con documento de identificación N° 1727294397 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 16 marzo de 2026

Atentamente,



Emerson Joseph Iza López
1727294397

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

Yo, Emerson Joseph Iza López, con documento de identificación N° 1727294397, manifiesto mi voluntad y 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 solar fotovoltaica interconectado a la red eléctrica con respaldo de baterías para el Supermercado Santa María, sector Tumbaco, Quito", 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 16 marzo de 2026

Atentamente,



Emerson Joseph Iza López
1727294397

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Luis Fernando Tipán Vergara con documento de identificación N° 1717329005, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA INTERCONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON RESPALDO DE BATERÍAS PARA EL SUPERMERCADO SANTA MARÍA, SECTOR TUMBACO, QUITO, realizado por Emerson Joseph Iza López con documento de identificación N° 1727294397, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción de Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito 16 marzo de 2026

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Luis Fernando Tipán Vergara', is written over a horizontal dashed line.

Ing. Luis Fernando Tipán Vergara, MSc
1717329005

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	1
ABSTRACT	2
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1. Planteamiento del problema	4
1.2. Alcance.....	5
1.3. Objetivo General	5
1.4. Objetivos específicos.....	6
2. MARCO TEÓRICO	7
2.1.1. Energía Solar y Recurso Solar en Ecuador	8
2.2. Tecnología Fotovoltaica.....	10
2.2.1. Principios de conversión fotovoltaica	11
2.2.2. Curvas I–V de un módulo fotovoltaico	12
2.2.3. Curvas P–V de un módulo fotovoltaico	15
2.2.4. Tecnologías de paneles solares.....	19
2.3. Inversores Fotovoltaicos (Tecnologías, Funcionamiento y Tipos)	24
2.3.1. Tipos de inversores según su modo de operación	24
2.3.2. Funciones operativas y tecnologías de control del inversor fotovoltaico	26
2.4. Sistemas de Almacenamiento de Energía (banco de baterías)	29
2.4.1. Componentes y funcionamiento de un sistema de almacenamiento de energía (Banco de baterías).....	30
2.4.2. Tecnologías de almacenamiento utilizadas en entornos comerciales	31
2.4.3. Funciones operativas del sistema de almacenamiento de energía.....	32
2.4.4. Ventajas del almacenamiento en instalaciones comerciales	32
2.5. Producción energética de un sistema fotovoltaico	35
2.5.1. Producción de Energía diaria, mensual y anual de un SFV	35
2.5.2. Rendimiento específico (kWh/kWp·año).....	38
2.5.3. Factor de planta (capacity factor).....	38
2.5.4. Pérdidas en la generación fotovoltaica.....	39
2.5.5. Pérdidas por temperatura en los paneles fotovoltaicos	39
2.5.6. Pérdidas por suciedad (soiling)	40
2.5.7. Pérdidas óhmicas en el lado DC y AC	40
2.5.8. Pérdidas en el inversor	42
2.5.9. Pérdidas por desajuste (mismatch) y sombras.....	42
2.6. Impacto ambiental de la generación solar fotovoltaica.....	43
2.6.1. Emisiones evitadas de CO ₂ por generación solar	44

2.6.2. Tiempo de retorno energético (EPBT)(Energy Payback Time).....	45
2.6.3. Retorno energético (EROI)(Energy Return On Investment).....	46
2.7. Análisis financiero de sistemas fotovoltaicos	47
2.7.1. Indicadores financieros clave	47
Indica cuántos años se necesitan para recuperar la inversión inicial [10]:.....	48
2.7.2. Costo nivelado de energía (LCOE)	50
2.7.3. Beneficios financieros para centros comerciales.....	51
3. MARCO METODOLOGICO	52
3.1. Estudios de carga y demanda	52
3.1.1. Inventario de cargas y potencia instalada.....	53
3.1.2. Consumo energético anual	55
3.1.3. Curvas de carga y demanda.....	59
3.2. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	63
3.2.1. Ubicación geográfica.....	63
3.2.2. Análisis del recurso solar	64
3.2.3. Cálculo de la potencia fotovoltaica	66
3.2.4. Selección de los módulos fotovoltaicos	67
3.2.5. Selección de inversores	72
3.2.6. Integración del sistema fotovoltaico con almacenamiento energético (Banco de baterías).....	76
3.3. Diseño del sistema fotovoltaico con almacenamiento y esquema de acoplamiento eléctrico	79
3.3.1. Performance Ratio (PR) y Factor de Planta del proyecto	80
3.3.2. Integración del banco de baterías al balance energético anual.....	83
3.3.3. Compatibilidad de tensiones y necesidad de transformación.....	92
3.3.4. Configuración del campo fotovoltaico y stringing.....	93
3.3.5. Integración del sistema de almacenamiento y respaldo de cargas críticas.....	93
3.3.6. Sistema de monitoreo y control.....	94
3.3.7. Herramienta de simulación energética	94
3.4. Dimensionamiento y selección de protecciones del sistema FV + banco de baterías... 98	
3.4.1. Protecciones en corriente continua (DC).....	99
3.4.2. Protecciones en corriente alterna (AC)	101
3.4.3. Coordinación con puesta a tierra	103
3.5. Análisis financiero del sistema fotovoltaico	105
3.5.1. Inversión inicial del sistema (CAPEX)	106
3.5.2. Análisis financiero comparativo (con y sin baterías)	108

3.5.3. Indicadores económicos	116
3.5.4. Cálculo LCOE para el sistema fotovoltaico	126
3.6. Análisis ambiental del sistema fotovoltaico	126
3.6.1. Factor de emisión del sistema eléctrico.....	126
3.6.2. Reducción anual de emisiones de CO ₂	127
3.6.3. Impacto ambiental a lo largo de la vida útil	127
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	128
4.1. Resultados del recurso solar (PVGIS).....	128
4.2. Resultados del dimensionamiento y configuración del SFV	129
4.3. Resultados financieros del proyecto.....	133
4.4. Resultados ambientales	135
4.5. Análisis y discusión.....	136
4.5.1. Cumplimiento normativo del sistema FV + Banco de Baterías	137
4.6. Estrategia recomendada de operación del sistema fotovoltaico	140
4.6.1. Operación con inyección de excedentes a la red.....	140
4.6.2. Operación en modalidad zero-export	141
4.6.3. Gestión de demanda y maximización del autoconsumo con apoyo del banco de baterías	141
4.6.4. Estrategia recomendada para el caso de estudio	142
5. CONCLUSIONES	143
6. RECOMENDACIONES	145
7. BIBLIOGRAFÍA.....	147

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Atlas Solar.....	10
Figura 2 Curva I-V.....	13
Figura 3 Curvas P-V.....	16
Figura 4 Consumo energético mensual proyectado.	57
Figura 5 Consumo mensual de las cargas del supermercado.	58
Figura 6 Curva de carga diaria.	61
Figura 7 Ubicación del proyecto.	64
Figura 8 Resultado simulación en FusionSolar.....	95
Figura 9 Curva de potencia simulación en FusionSolar.....	97
Figura 10 Irradiación global horizontal mensual (PVGIS) para Tumbaco, Ecuador.....	128
Figura 11 Consumo de energía primer año.	130
Figura 12 Comparación mensual: energía consumida vs energía fotovoltaica generada (primer año).....	132

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Promedio anual en regiones del Ecuador	8
Tabla 2 Relación entre curvas I-V y P-V	18
Tabla 3 Comparación de Tecnologías de Paneles.....	23
Tabla 4 Comparación de inversores trifásicos compatibles con banco de baterías para centros comerciales.....	28
Tabla 5 Comparación de banco de baterías de litio para centros comerciales en Ecuador.....	34
Tabla 6 Inventario simplificado de equipos eléctricos y potencia estimada.....	54
Tabla 7 Consumo eléctrico mensual del supermercado.....	56
Tabla 8 Demanda diaria del supermercado a partir del levantamiento de cargas.....	59
Tabla 9 Potencia media, por demanda horario del supermercado.....	60
Tabla 10 Irradiación global mensual (kWh/m ² ·mes) y temperatura media	65
Tabla 11 Características técnicas paneles fotovoltaicos LONGI 585W.....	69
Tabla 12 Ficha técnica inversor SUN2000-100KTL-M1.....	75
Tabla 13 Ficha técnica batería Huawei LUNA2000-200KWH-2H1.....	78
Tabla 14 Cargas críticas respaldadas por el banco de baterías.....	84
Tabla 15 Integración del banco de baterías al balance energético anual.....	89
Tabla 16 Comparación entre consumo mensual y generación fotovoltaica simulada.....	94
Tabla 17 Protecciones DC del sistema fotovoltaico.....	99
Tabla 18 Protecciones AC del sistema FV y ESS.....	101

Tabla 19 Resumen de protecciones sistema fotovoltaico.....	104
Tabla 20 Desglose referencial de CAPEX (FV sin baterías).	106
Tabla 21 CAPEX incremental con batería Huawei LUNA2000-200KWH-2H1.....	108
Tabla 22 Plan de mantenimiento preventivo y costos.....	111
Tabla 23 Comparación indicadores financieros – escenario sin baterías vs con baterías.	125
Tabla 24 Indicadores energéticos anuales derivados de la simulación (primer año).	131
Tabla 25 Resultados financieros – Escenario FV sin baterías (dos variantes).....	133
Tabla 26 Resultados financieros – Comparación principal (sin banco de baterías vs con banco de baterías).	134
Tabla 27 Matriz de cumplimiento normativo del sistema fotovoltaico con almacenamiento.	138

RESUMEN

El presente estudio analiza la factibilidad técnica, energética y económica de la implementación de un sistema fotovoltaico con almacenamiento energético mediante un banco de baterías en el Supermercado Santa María. Para ello, se realizó una caracterización del consumo eléctrico a partir del análisis de la facturación correspondiente a doce meses consecutivos bajo la tarifa BTCGCD31, determinándose un consumo anual de 628020 kWh, una demanda facturable aproximada de 19,4 kW y una carga base relevante asociada principalmente a los sistemas de refrigeración. Con base en estos datos se dimensionó un sistema fotovoltaico de 420,03 kWp, integrado por 718 módulos de 585 Wp y cuatro inversores de 100 kW, cuya generación anual simulada alcanza los 624126 kWh, equivalente a una cobertura energética cercana al 99 % del consumo anual del establecimiento. El análisis horario de la simulación indica que aproximadamente el 54,4 % de la energía generada es auto consumida directamente, mientras que el excedente anual se estima en 265633 kWh durante periodos de alta irradiancia, reduciendo la energía importada de la red a cerca de 269527 kWh/año. El sistema de almacenamiento, con una capacidad nominal de 193,5 kWh, se incorporó principalmente para el respaldo de cargas críticas y el apoyo limitado a la gestión de la demanda, administrando cerca de 51 MWh/año con aproximadamente 330 ciclos anuales. Desde el punto de vista económico, la viabilidad del proyecto depende del esquema de valorización de excedentes, mientras que el banco de baterías se justifica por criterios de continuidad operativa.

Palabras clave: energía fotovoltaica, autoconsumo, almacenamiento energético, supermercados, eficiencia energética.

ABSTRACT

This study analyzes the technical, energy, and economic feasibility of implementing a photovoltaic system with energy storage using a battery bank at the Santa María Supermarket. To this end, electricity consumption was characterized based on an analysis of billing data for twelve consecutive months under the BTCGCD31 tariff, determining an annual consumption of 628,020 kWh, an approximate billable demand of 19.4 kW, and a relevant base load mainly associated with refrigeration systems. Based on this data, a 420.03 kWp photovoltaic system was designed, consisting of 718 585 Wp modules and four 100 kW inverters, with a simulated annual generation of 624,126 kWh, equivalent to nearly 99% of the establishment's annual energy consumption. The hourly analysis of the simulation indicates that approximately 54.4% of the energy generated is directly self-consumed, while the annual surplus is estimated at 265,633 kWh during periods of high irradiance, reducing the energy imported from the grid to about 269,527 kWh/year. The storage system, with a nominal capacity of 193.5 kWh, was incorporated mainly to back up critical loads and provide limited support for demand management, managing around 51 MWh/year with approximately 330 cycles per year. From an economic point of view, the viability of the project depends on the valuation scheme.

Key words: photovoltaic energy, self-consumption, battery energy storage system, supermarkets, energy efficiency.

1. INTRODUCCIÓN

El sector comercial presenta una creciente dependencia del suministro eléctrico debido al aumento sostenido de la demanda energética asociada al funcionamiento continuo de sistemas de refrigeración, congelación, iluminación, climatización y equipos electrónicos. En establecimientos de gran afluencia, como los supermercados, esta dependencia se traduce en elevados consumos diarios, picos de demanda significativos y una alta sensibilidad ante variaciones de voltaje o interrupciones del servicio eléctrico. En este contexto, la confiabilidad y el costo de la energía se convierten en factores críticos para la operación eficiente y segura de este tipo de infraestructuras.

El Supermercado Santa María, ubicado en el sector Tumbaco, en la ciudad de Quito, presenta un perfil de consumo eléctrico caracterizado por variaciones horarias pronunciadas y una demanda constante asociada a la cadena de frío y a los servicios operativos del establecimiento. A ello se suman los elevados costos de la energía eléctrica y la ocurrencia cada vez más frecuente de interrupciones en el suministro de la red pública, lo que genera un entorno operativo vulnerable, con riesgos económicos y operativos significativos, especialmente en lo referente a la conservación de productos perecibles y la continuidad del servicio al cliente.

Ante esta problemática, la integración de sistemas de generación distribuida mediante energía solar fotovoltaica, complementados con sistemas de almacenamiento en baterías, se presenta como una solución técnica viable y ampliamente probada a nivel comercial e industrial. Ecuador dispone de un alto potencial solar, particularmente en la región Sierra, lo que permite un aprovechamiento eficiente de la radiación solar durante gran parte del año. La incorporación de almacenamiento energético no solo incrementa el nivel de autoconsumo, sino que también mejora la resiliencia del sistema eléctrico interno, permitiendo el respaldo de cargas críticas durante fallas de la red y una gestión más eficiente de la energía generada.

En este marco, el presente proyecto tiene como objetivo el diseño de un sistema de generación solar fotovoltaica interconectado a la red eléctrica con respaldo de baterías para el Supermercado Santa María, ubicado en el sector Tumbaco. El estudio contempla la evaluación de la demanda

energética del establecimiento, la caracterización del recurso solar disponible, el dimensionamiento técnico de los equipos principales y el análisis de la viabilidad técnica, económica y regulatoria del sistema, en concordancia con la normativa vigente establecida en la regulación ARCONEL 005/24. Los resultados obtenidos permitirán determinar los beneficios energéticos, económicos y ambientales de la implementación del sistema, contribuyendo a la mejora de la eficiencia operativa, la reducción de emisiones de CO₂ y el fortalecimiento de la transición hacia un modelo energético más sostenible en el sector comercial

1.1. Planteamiento del problema

El Supermercado Santa María, ubicado en el sector Tumbaco, Quito, ha experimentado un incremento considerable en su consumo energético, lo que ha generado altos costos operativos y una dependencia significativa de la red eléctrica pública. La demanda eléctrica del establecimiento presenta variaciones a lo largo del día, con picos de consumo durante las horas de atención al público, entre las 7:00 a.m. y las 9:00 p.m., debido al uso simultáneo de sistemas de refrigeración, iluminación y equipos de climatización.

Las interrupciones del suministro eléctrico provocadas por cortes de red afectan directamente la cadena de frío de productos perecibles, comprometiendo la operatividad del negocio y generando pérdidas económicas. Frente a esta problemática, la implementación de un sistema de generación fotovoltaica interconectado a la red con respaldo de baterías surge como una solución técnica viable para reducir los costos de energía, garantizar autonomía operativa ante cortes eléctricos y mejorar la sostenibilidad del supermercado.

El diseño de este sistema debe cumplir con la normativa ecuatoriana vigente, particularmente la Regulación ARCONEL 005/24, que establece los lineamientos técnicos, de seguridad y operación para la integración de sistemas de generación distribuida con almacenamiento, asegurando su factibilidad técnica y regulatoria [1].

1.2. Alcance

El presente proyecto comprende el diseño técnico, energético y normativo de un sistema de generación solar fotovoltaica interconectado a la red eléctrica con respaldo de baterías para el Supermercado Santa María, ubicado en el sector Tumbaco, Quito. El alcance incluye el análisis integral del consumo eléctrico del establecimiento, el estudio del perfil de demanda y la evaluación del recurso solar disponible en la zona mediante herramientas especializadas como PVGIS, con el fin de determinar la factibilidad energética del sistema propuesto y dimensionar adecuadamente la potencia fotovoltaica necesaria.

Asimismo, el proyecto abarca la selección y diseño de los componentes principales del sistema fotovoltaico, módulos, inversores y estructuras, así como el dimensionamiento técnico del sistema de almacenamiento en baterías, considerando la continuidad operativa del supermercado ante interrupciones del servicio eléctrico y la optimización del uso de energía durante los periodos de mayor demanda. Todo el diseño se desarrollará conforme a las disposiciones de la Regulación ARCONEL 005/24, la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC) y estándares internacionales aplicables, garantizando la seguridad, calidad y correcta integración con la red pública.

Finalmente, el alcance incluye la simulación y validación del desempeño del sistema fotovoltaico y del Banco de Baterías mediante herramientas de modelamiento, y la elaboración de un análisis técnico-económico que contemple costos, ahorros proyectados, periodo de retorno y beneficios ambientales asociados a la reducción de emisiones de CO₂. El proyecto culmina con la presentación de una propuesta técnica completa que permita evaluar la viabilidad del sistema, sin contemplar instalación física, adquisición de equipos ni trámites administrativos ante la empresa distribuidora.

1.3. Objetivo General

- Diseñar un sistema de generación solar fotovoltaica con respaldo de baterías para el Supermercado Santa María, ubicado en el sector Tumbaco, Quito, en cumplimiento de la normativa ARCONEL 005/24 y Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC), con el fin

de garantizar un suministro eléctrico sostenible, reducir los costos energéticos y asegurar la continuidad del servicio ante posibles interrupciones de la red.

1.4. Objetivos específicos

- Evaluar la demanda energética actual del Supermercado Santa María y las condiciones climáticas del sector Tumbaco, mediante el análisis de datos históricos de consumo eléctrico y la estimación del recurso solar disponible con herramientas como PVGIS, con el fin de determinar el potencial de generación fotovoltaica.
- Evaluar la viabilidad técnica de la instalación del sistema fotovoltaico, considerando las condiciones estructurales y físicas del edificio, con el fin de garantizar un dimensionamiento óptimo tanto del sistema de generación como del Banco de Baterías.
- Diseñar el sistema fotovoltaico con respaldo de baterías conforme a la normativa técnica ecuatoriana vigente (ARCONEL 005/24, NTE INEN 2532 y NEC-EC) y estándares internacionales aplicables (IEC 61215, IEC 61730, IEC 62116, IEEE 1547 y UL 1741), seleccionando componentes óptimos (paneles solares, inversores y baterías) que garanticen eficiencia y sostenibilidad.
- Analizar el impacto técnico y económico del sistema propuesto mediante un estudio costo-beneficio, evaluando el ahorro en la factura eléctrica y la mejora en la continuidad del suministro eléctrico ante cortes de red.

2. MARCO TEÓRICO

El desarrollo del presente proyecto requiere fundamentar conceptualmente los elementos técnicos que intervienen en el diseño de un sistema fotovoltaico con respaldo de baterías aplicado a un establecimiento comercial como el Supermercado Santa María en Tumbaco. Para ello, es necesario revisar los principios de generación solar fotovoltaica, su desempeño en zonas con altos niveles de irradiación como el Ecuador, y el comportamiento energético de este tipo de sistemas en cargas comerciales que operan con picos de demanda significativos. Estudios previos realizados en superficies comerciales del país evidencian que la energía solar constituye una alternativa viable para reducir la dependencia de la red eléctrica y optimizar los costos operativos asociados al consumo energético diario [1] . Asimismo, investigaciones sobre el potencial solar en Ecuador confirman que la región interandina presenta condiciones favorables para la generación fotovoltaica sostenida durante todo el año [2].

Además, el análisis teórico considera el rol fundamental de los sistemas de almacenamiento mediante baterías, cuya integración permite incrementar la confiabilidad, asegurar continuidad operativa y gestionar la energía generada con mayor eficiencia. Organismos internacionales como IRENA destacan que las baterías se han convertido en un componente clave para mejorar la resiliencia energética en instalaciones con cargas críticas, como supermercados donde la cadena de frío debe preservarse aun ante fallas eléctricas [3] . Finalmente, este capítulo aborda los lineamientos técnicos establecidos por la Regulación ARCONEL 005/24, normativa indispensable para garantizar una instalación segura y compatible con la red pública ecuatoriana [4]. Todo este sustento teórico permitirá comprender los fundamentos que guían el diseño propuesto y justificar su pertinencia técnica dentro del contexto energético nacional.

2.1.1. Energía Solar y Recurso Solar en Ecuador

La energía solar se ha consolidado como una de las fuentes renovables más accesibles a escala global, debido a la disponibilidad continua de radiación solar y a la madurez tecnológica alcanzada por los sistemas de conversión fotovoltaica. Para el caso del Ecuador, la localización geográfica cercana a la línea ecuatorial proporciona niveles de irradiación estables y elevados durante todo el año, lo que convierte al país en un entorno ideal para la implementación de sistemas fotovoltaicos tanto residenciales como industriales.

Según estudios del Atlas Solar del Ecuador, la irradiancia global horizontal (GHI) promedio anual en la Sierra oscila entre 4,5 y 5,2 kWh/m²/día, con valores superiores en zonas como Tumbaco, Quito. La siguiente tabla muestra valores típicos de irradiación para la región central del país:

Tabla 1 Promedio anual en regiones del Ecuador

Región	GHI (kWh/m²/día)	Condición solar	Adecuación para FV
Sierra Norte	4.8 – 5.2	Alta	Muy adecuada
Sierra Centro	4.5 – 4.9	Moderada-alta	Adecuada
Costa	4.2 – 5.0	Alta	Muy adecuada
Amazonía	3.5 – 4.5	Media	Adecuada
Islas Galápagos	5.0 – 5.5	Muy alta	Óptima

Fuente: [5]

La radiación solar se descompone en tres componentes fundamentales:

$$G_t = G_b + G_d + G_r \quad (1)$$

Donde:

- G_t : Irradiación global total en el plano inclinado
- G_b : Radiación directa
- G_d : Radiación difusa
- G_r : Radiación reflejada

Para un plano inclinado, la irradiación útil se expresa como:

$$H_t = H_{GHI} \cdot k_\theta \quad (2)$$

Donde:

- H_t : Irradiación sobre el plano inclinado
- H_{GHI} : Irradiación global horizontal
- k_θ : Factor de corrección por inclinación

En Quito, para inclinaciones entre 10° y 15°, el valor típico es:

$$k_\theta = 1.02$$

La disponibilidad y distribución espacial de la irradiación solar es uno de los elementos fundamentales para determinar la viabilidad de un sistema fotovoltaico, ya que la energía producida depende directamente del nivel de radiación incidente sobre la superficie donde se ubicarán los módulos. En el caso ecuatoriano, la localización del país cerca de la línea ecuatorial permite registrar niveles de irradiación estables y elevados durante todo el año, condición que lo posiciona como un territorio altamente favorable para la implementación de energía solar [2]. El Atlas Solar del Ecuador, elaborado por el INER y CELEC, constituye la fuente técnica más completa para evaluar este recurso, al integrar datos satelitales y mediciones en campo que permiten estimar la irradiación global horizontal (GHI) en diferentes zonas del país.

En el sector de Tumbaco, donde se ubica el Supermercado Santa María, los valores de irradiación promedio anual se sitúan entre 4.8 y 5.2 kWh/m²/día, cifras que superan los promedios registrados en varios países líderes en instalación solar fotovoltaica, como Alemania o Reino Unido. Esta característica garantiza un rendimiento energético consistente y una alta disponibilidad del recurso, lo que justifica técnicamente el diseño de un sistema fotovoltaico para aplicaciones comerciales e industriales [1].

En la Figura 1 se aprecia la distribución geográfica de la irradiación solar en el territorio ecuatoriano, evidenciando la calidad del recurso y su pertinencia para el proyecto propuesto.

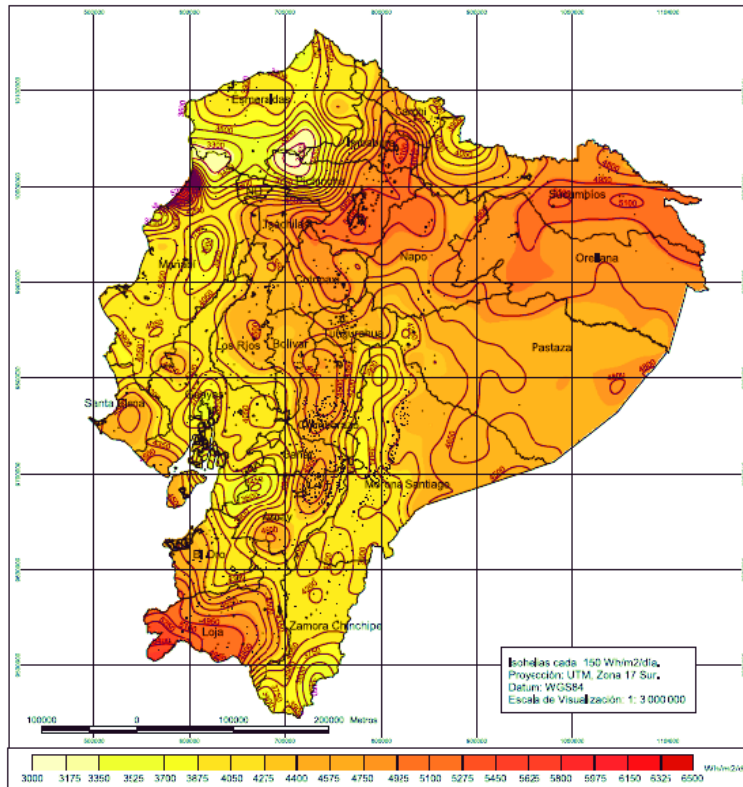


Figura 1 Atlas Solar.

Fuente: [5]

2.2. Tecnología Fotovoltaica

La evolución tecnológica de los paneles solares ha permitido incrementar la eficiencia energética, reducir la degradación y mejorar el rendimiento en condiciones de baja irradiancia. En Ecuador, donde la radiación solar presenta valores promedio elevados durante todo el año, estas mejoras tecnológicas permiten optimizar la producción y maximizar el retorno energético de los sistemas instalados [2]. Tradicionalmente se han utilizado módulos monocristalinos y policristalinos; sin embargo, en los últimos años se ha consolidado una nueva generación de paneles N-Type, TOPCon, HJT y bifaciales que ofrecen eficiencias superiores al 23% y menores tasas de degradación anual, lo cual es especialmente ventajoso en aplicaciones industriales.

Además, estudios de factibilidad realizados en superficies comerciales de Ecuador han demostrado que la adopción de módulos de alta eficiencia mejora significativamente la relación costo-beneficio del sistema, debido a la mayor densidad de energía por metro cuadrado y al aumento del rendimiento anual [1]. Estas tecnologías también presentan un mejor comportamiento térmico y espectral, elementos clave en zonas como Quito donde existen microvariaciones de nubosidad, fenómeno ante el cual los módulos HJT y bifaciales presentan una respuesta superior gracias a su mayor sensibilidad a la luz difusa.

2.2.1. Principios de conversión fotovoltaica

Las celdas solares convierten la energía luminosa en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, generado en semiconductores dopados tipo N y tipo P. Este proceso ha sido ampliamente documentado como la base del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos modernos, los cuales utilizan materiales semiconductores tratados para mejorar la movilidad de portadores y maximizar la generación eléctrica [6]. La potencia máxima generada por una celda se expresa como:

$$P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp} \quad (3)$$

Donde:

- P_{max} : Potencia máxima del módulo fotovoltaico (W o Wp).
- V_{mp} : es el voltaje en el punto de máxima potencia.
- I_{mp} : es la corriente en el punto de máxima potencia.

El factor de llenado (FF) mide la “calidad eléctrica” del panel, cuanto mayor sea, más cuadrada es la curva I–V y mayor eficiencia tiene el módulo. Los módulos monocristalinos modernos alcanzan FF de 78%–82%, mientras que los HJT y TOPCon pueden superar el 84% [3].

El desempeño del módulo se evalúa con el factor de llenado (FF):

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (4)$$

Donde:

- FF: Factor de forma (adimensional).
- P_{max} : Potencia máxima del módulo fotovoltaico (W o Wp).
- V_{oc} : es el voltaje en circuito abierto.
- I_{sc} : es la corriente de cortocircuito.

2.2.2. Curvas I–V de un módulo fotovoltaico

La curva corriente–voltaje (I–V) es una representación gráfica del comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico bajo condiciones específicas de irradiancia y temperatura. Esta curva describe cómo varía la corriente entregada por el panel conforme cambia el voltaje entre sus terminales y constituye la principal herramienta para evaluar su desempeño eléctrico, eficiencia, puntos de operación y pérdidas asociadas al efecto de temperatura o sombreado [6].

Desde el punto de vista físico, un módulo fotovoltaico actúa como una fuente de corriente al inicio de la curva y una fuente de voltaje al final, lo cual genera una característica no lineal típica que determina los posibles puntos de operación del módulo. Esta curva se obtiene sometiendo el panel a un barrido de voltaje desde 0 (cortocircuito) hasta su voltaje máximo (circuito abierto), midiendo la corriente resultante en cada punto.

En la imagen de la figura 2 se puede observar la curva característica I-V.

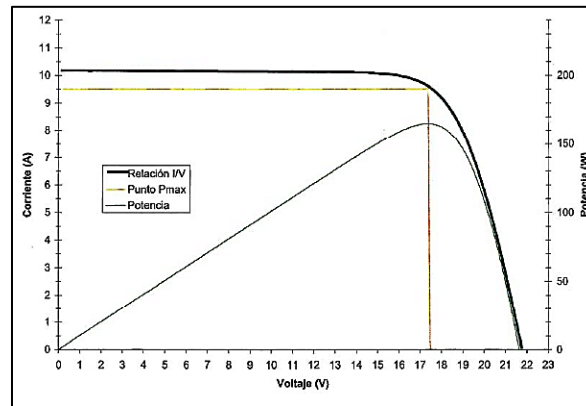


Figura 2 Curva I-V.

Fuente: [6]

2.2.2.1. Puntos característicos de la curva I-V

La curva I-V contiene cuatro puntos fundamentales que definen el comportamiento del módulo:

a) Corriente de cortocircuito (I_{sc})

- Es la corriente máxima del módulo cuando el voltaje es cero.
- Se mide cuando los terminales del módulo están cortocircuitados.
- Depende casi completamente de la irradiancia, aumentando cuando la radiación es mayor.
- Aumenta clínicamente con la luz difusa, razón por la cual tecnologías HJT (Heterojunction Technology- *Tecnología de heterounión*) y TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact- *Contacto pasivado con óxido túnel*), tienen mejores respuestas matutinas y en días nublados [3].

b) Voltaje en circuito abierto (V_{oc})

- Es el voltaje máximo del módulo cuando no circula corriente.
- Depende fuertemente de la temperatura; temperaturas más altas reducen el V_{oc} .

- En Quito, donde la temperatura promedio es moderada, el Voc se mantiene más estable [2].

c) Punto de Máxima Potencia: V_{mp} , I_{mp} , P_{mp}

- Se ubica en la “rodilla” de la curva I–V, se define mediante la ecuación 3.
- Es el punto donde el panel entrega su máxima potencia disponible.
- Es el punto que el inversor sigue mediante su sistema MPPT (Maximum Power Point Tracking), cuya eficiencia es determinante para el rendimiento del sistema [3].

d) Curva P–V (Potencia–Voltaje)

La curva P–V complementa la curva I–V mostrando cómo varía la potencia con el voltaje. Tiene un único máximo, que corresponde al MPP.

e) Forma de la curva I–V

La forma típica de la curva presenta:

- Una zona plana (alta corriente, voltaje bajo), es la región de fuente de corriente.
- Una caída pronunciada (“rodilla”) que es la transición hacia fuente de voltaje.
- Una zona final donde la corriente cae abruptamente es la región de circuito abierto.

Esta característica define la no-linealidad del módulo y hace necesario el uso de inversores con MPPT [6].

2.2.2.2. Influencia de la irradiancia y temperatura en la curva I–V

La irradiancia afecta principalmente la corriente.

a) Cuando aumenta la irradiancia:

- I_{sc} aumenta casi linealmente.
- V_{oc} cambia poco (1–2%).
- La potencia aumenta proporcionalmente.

b) Cuando disminuye la irradiancia:

- La curva I–V se desplaza hacia abajo.
- I_{sc} disminuye fuertemente.
- Se reduce la potencia disponible.

Por esta razón tecnologías como HJT y TOPCon, con mejor respuesta espectral a baja irradiancia, generan más energía en días nublados [7].

La temperatura afecta principalmente al voltaje.

c) Cuando la temperatura sube:

- V_{oc} disminuye de forma marcada.
- I_{sc} aumenta ligeramente (0.05%/°C).
- La potencia total disminuye.

Por eso los mejores módulos en climas andinos templados son los tipos N, que tienen coeficientes térmicos más bajos (–0.25%/°C para HJT), minimizando pérdidas térmicas [1].

2.2.3. Curvas P–V de un módulo fotovoltaico

La curva Potencia–Voltaje (P–V) representa la relación entre la potencia eléctrica que entrega un módulo fotovoltaico y el voltaje aplicado a sus terminales bajo condiciones específicas de irradiancia y temperatura. Esta curva complementa a la curva I–V y permite identificar visualmente el punto exacto donde el módulo produce su máxima potencia, conocido como Punto de Máxima Potencia (MPP) o Pmax [6].

La curva P–V se construye multiplicando punto por punto la corriente y el voltaje de la curva I–V. Esta función genera una curva unimodal (un único máximo), cuya forma es esencial para que los inversores puedan localizar el MPP mediante algoritmos MPPT (Maximum Power Point Tracking), los cuales optimizan la operación del sistema y maximizan la energía generada [3].

En la imagen de la figura 3 se puede observar la curva característica P-V.

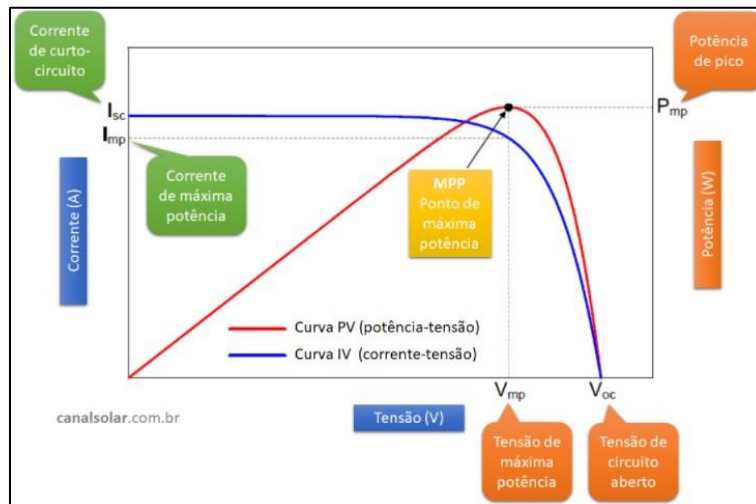


Figura 3 Curvas P-V.

Fuente: [1]

2.2.3.1. Forma y características de la curva P–V

La curva P–V presenta:

- Un incremento inicial de potencia cuando el voltaje aumenta desde cero.
- Un máximo único: el punto de máxima potencia.
- Una caída abrupta después del MPP, donde pequeñas variaciones de voltaje reducen drásticamente la potencia.

Debido a esta forma, los inversores deben operar siempre cerca del MPP para evitar pérdidas significativas.

La fórmula del punto de máxima potencia, se representa en la ecuación 3. Estos valores están presentes en todas las fichas técnicas certificadas bajo IEC 61215 [6].

2.2.3.2. Influencia de la irradiancia, temperatura y efecto sombra en la curva P–V

La irradiancia afecta la altura de la curva, es decir, la potencia total generada.

a) Cuando la irradiancia aumenta:

- La curva P–V se eleva de manera casi proporcional.
- El MPP se desplaza hacia mayor potencia.
- Los valores I_{mp} e I_{sc} aumentan claramente.

b) Cuando la irradiancia disminuye:

- La curva P–V se aplana.
- El módulo entrega menos energía.
- El MPP se desplaza hacia valores más bajos.

Este comportamiento es crítico en zonas con nubosidad variable, como Quito, donde tecnologías como HJT o TOPCon mantienen curvas P–V más estables bajo irradiancia difusa [7].

La temperatura afecta principalmente al voltaje, y por lo tanto al MPP.

c) Cuando la temperatura aumenta:

- V_{oc} disminuye notablemente.
- V_{mp} también se reduce.
- La potencia máxima del módulo disminuye.

d) Cuando la temperatura disminuye:

- El voltaje aumenta.
- El módulo entrega mayor potencia.
- La curva P-V se hace más alta.

Por eso, en climas templados como Tumbaco, los módulos tipo N o HJT ofrecen un rendimiento superior. El sombreado parcial produce múltiples picos en la curva P-V. Esto se debe a que los diodos bypass redirigen la corriente evitando daños, pero crean zonas de operación alternativas. Como consecuencia el inversor puede confundirse si no tiene MPPT avanzado, se incrementan pérdidas por desbalance y puede disminuir la potencia útil. Los inversores inteligentes Huawei con seguimiento multi-MPPT están diseñados para trabajar en este tipo de escenarios, maximizando el punto de operación incluso en curvas P-V con múltiples máximos locales [6].

En la tabla 2, se puede observar la relación entre las curvas I-V y PV.

Tabla 2 Relación entre curvas I-V y P-V

CURVA I-V	CURVA P-V
Muestra cómo cambia la corriente con el voltaje.	Muestra cómo cambia la potencia con el voltaje.
Define puntos I_{sc} y V_{oc} .	Define el MPP (punto único).
Forma escalonada ante sombreado.	Forma con múltiples picos ante sombreado.
Permite calcular V_{mp} e I_{mp} .	Permite calcular P_{mp} .
Útil para diagnóstico.	Útil para optimización energética.

Fuente: Autor.

2.2.4. Tecnologías de paneles solares

Las tecnologías de paneles solares han evolucionado significativamente en las últimas décadas, pasando de módulos policristalinos de baja eficiencia a soluciones avanzadas como los monocristalinos tipo N, TOPCon, HJT y los paneles bifaciales. Los paneles monocristalinos, fabricados a partir de una única estructura cristalina, ofrecen eficiencias superiores al 20% y menor degradación anual, mientras que los policristalinos presentan valores menores debido a la recombinación interna entre cristales. La nueva generación de módulos incluyendo N-Type TOPCon y HJT incorpora técnicas de pasivación y dopaje mejoradas que incrementan la eficiencia por encima del 23% y reducen la sensibilidad a la temperatura, lo que los hace especialmente adecuados para aplicaciones industriales. Finalmente, los módulos bifaciales permiten captar irradiación por ambas caras, incrementando la producción energética entre un 10% y 20% dependiendo del albedo de la superficie, consolidándose como una de las tecnologías más competitivas para instalaciones comerciales e industriales [6], [3].

2.2.4.1. Paneles Monocristalinos (Mono-Si)

Los módulos monocristalinos se fabrican a partir de una única estructura cristalina de silicio, lo que permite una movilidad electrónica superior y, por ende, mayores eficiencias. Gracias a su pureza estructural, presentan una mejor conducción eléctrica y una menor recombinación de electrones, lo que se traduce en un rendimiento más estable ante variaciones térmicas y una vida útil prolongada. Además, esta tecnología mantiene un coeficiente térmico reducido, lo que le permite conservar su potencia incluso en condiciones de alta irradiancia y temperaturas elevadas, convirtiéndose en la alternativa preferida para instalaciones industriales donde se requiere alta densidad energética y durabilidad a largo plazo [1].

Características principales:

- Eficiencia entre 20% y 23%.
- Mejor rendimiento en temperaturas elevadas (menor coeficiente térmico).
- Vida útil superior a 25 años.
- Degradación anual: 0.3–0.5%.
- Recomendados para aplicaciones industriales debido a su estabilidad y alto desempeño.

El coeficiente de temperatura del módulo, que afecta directamente la potencia, se modela mediante:

$$P(T) = P_{STC}[1 + \gamma(T_{cell} - 25^{\circ}C)] \quad (5)$$

Donde:

- $P(T)$: Potencia del módulo a la temperatura real de operación (W), es la potencia efectiva que entrega el panel cuando la célula está a una temperatura T_{cell} distinta de 25 °C.
- P_{STC} : Potencia nominal en Condiciones Estándar de Ensayo (STC).
- γ : coeficiente de temperatura ($\approx -0.35\%/^{\circ}C$ en módulos mono modernos).
- T_{cell} : temperatura de la celda.

2.2.4.2. Paneles Policristalinos (Poly-Si)

Los paneles policristalinos están compuestos por múltiples cristales de silicio fundidos, lo que genera discontinuidades internas conocidas como fronteras cristalinas. Estas fronteras dificultan el flujo electrónico y aumentan las pérdidas por recombinación, reduciendo así la eficiencia global del módulo. Aunque fueron ampliamente utilizados por su bajo costo de fabricación, la industria ha migrado hacia tecnologías más avanzadas debido a su menor rendimiento energético, mayor degradación anual y sensibilidad térmica más elevada, lo que los vuelve menos adecuados para aplicaciones comerciales e industriales exigentes [2].

Características principales:

- Eficiencia entre 15% y 18%.
- Mayor degradación anual.
- Actualmente están en desuso en aplicaciones comerciales/industriales.

El avance tecnológico ha impulsado nuevas arquitecturas que superan ampliamente a los paneles tradicionales.

2.2.4.3. N-Type TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact)

La tecnología N-Type TOPCon utiliza obleas de silicio tipo N combinadas con una capa de óxido de túnel pasivado que reduce significativamente la recombinación superficial de portadores. Esta innovación permite alcanzar altos niveles de eficiencia, mejorar la respuesta del módulo en condiciones de baja irradiancia y aumentar la resistencia a la degradación inducida por luz (LID). Su arquitectura avanzada proporciona una mayor estabilidad térmica y un rendimiento óptimo en zonas donde la irradiancia varía durante el día, convirtiéndola en una de las tecnologías más utilizadas desde 2022 en adelante [7].

Características principales:

- Eficiencia: 22% – 25%.
- Baja degradación: <0.4%/año.
- Menor susceptibilidad al LID (Light Induced Degradation).
- Mejor rendimiento en sombras parciales, baja irradiancia y altas temperaturas.
- Material N-Type: mayor duración y menor recombinación de electrones.

2.2.4.4. HJT (Heterojunction Technology)

Los módulos HJT combinan una oblea de silicio cristalino tipo N con capas finas de silicio amorfo en ambas caras, logrando una excelente pasivación superficial y reduciendo notablemente la recombinación electrónica. Esta estructura híbrida permite alcanzar eficiencias muy elevadas y uno de los coeficientes térmicos más bajos del mercado, lo que garantiza un desempeño excepcional tanto en condiciones de alta irradiancia como bajo nubosidad parcial. Su sensibilidad a la luz difusa los convierte en una opción óptima para regiones como Quito, donde son comunes las variaciones de radiación durante el día [7].

Características principales:

- Eficiencia: 23% – 26%.
- Coeficiente térmico extremadamente bajo ($\approx -0.25\%/^{\circ}\text{C}$).
- Mejor comportamiento en nubes parciales y luz difusa.
- Excelente para zonas como Quito donde existen micro variaciones nubosas.

2.2.4.5. Paneles Bifaciales

Los paneles bifaciales incorporan celdas activas en ambas caras del módulo, lo que les permite captar irradiancia frontal y posterior. Esta capacidad incrementa la energía generada gracias al aprovechamiento de la luz reflejada por el entorno, especialmente en superficies claras o techos industriales altamente reflectivos. La ganancia energética adicional, que puede oscilar entre el 10% y el 20%, depende del albedo de la superficie subyacente y del diseño del sistema fotovoltaico, lo que convierte a esta tecnología en una de las más eficientes para instalaciones industriales modernas [3].

Son muy utilizados en naves industriales, cubiertas con membranas blancas e instalaciones en parqueaderos solares.

Ganancia bifacial está dada por la fórmula de la ecuación 6:

$$G_{bifacial} = G_{front} + (G_{rear} \cdot BF) \quad (6)$$

Donde:

- $G_{bifacial}$: Ganancia bifacial.
- BF : es el bifacial factor (70% – 90%).
- G_{front} : Irradiancia frontal.
- G_{rear} ; Irradiancia posterior

En la tabla 3 se realiza la comparación de las tecnologías de los paneles:

Tabla 3 Comparación de Tecnologías de Paneles.

Tecnología	Eficiencia	Degradación	Ventajas	Aplicación	Cumplimiento normativo
Poly-Si (policristalino)	15–18 %	≈0,8 %/año	Económico	Residencial	IEC 61215, IEC 61730
Mono-Si (convencional)	20–23 %	≈0,5 %/año	Tecnología madura	Comercial	IEC 61215, IEC 61730
Mono-Si TOPCon	22–25 %	≈0,3 %/año	Alta eficiencia	Industrial	IEC 61215, IEC 61730
Mono-Si HJT	23–26 %	≈0,25 %/año	Excelente desempeño térmico	Alta exigencia	IEC 61215, IEC 61730

Fuente: Autor.

Las tecnologías fotovoltaicas analizadas cumplen, en su mayoría, con los estándares internacionales IEC 61215 (criterios de ensayo y rendimiento que deben cumplir los módulos fotovoltaicos) e IEC 61730 (Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV)). Dicho cumplimiento garantiza que los módulos presentan adecuados niveles de confiabilidad mecánica, desempeño energético y seguridad frente a riesgos eléctricos y ambientales. Adicionalmente, la compatibilidad de estos módulos con inversores certificados bajo IEEE 1547 y UL 1741 permite su integración segura a la red eléctrica nacional, asegurando eficiencia operativa, sostenibilidad del sistema y conformidad regulatoria para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales en el Ecuador.

En el ANEXO 1: Comparativa marcas de paneles fotovoltaicos, se puede observar las principales marcas, vigentes en el Ecuador.

2.3. Inversores Fotovoltaicos (Tecnologías, Funcionamiento y Tipos)

Los inversores solares constituyen el componente central de un sistema fotovoltaico, ya que convierten la corriente continua (DC) generada por los módulos en corriente alterna (AC) utilizable en instalaciones eléctricas y sincronizable con la red pública. Además de la conversión DC/AC, los inversores incorporan funciones avanzadas de control, seguridad y optimización energética, por lo que su desempeño determina en gran medida la eficiencia total del sistema [6].

2.3.1. Tipos de inversores según su modo de operación

Los inversores fotovoltaicos constituyen uno de los componentes fundamentales en los sistemas de generación solar, ya que son responsables de la conversión de la energía eléctrica producida en corriente continua (DC) por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (AC), adecuada para el suministro de cargas eléctricas y/o la interconexión con la red de distribución. Además de la conversión de energía, los inversores desempeñan un rol clave en la gestión del sistema, la seguridad eléctrica, el control de potencia y el cumplimiento normativo [8].

Desde el punto de vista funcional y regulatorio, una clasificación se basa en su modo de operación respecto a la red eléctrica, distinguiéndose principalmente los inversores conectados a red y los inversores capaces de operar en modo isla.

a) Inversores conectados a red (Grid-Connected Inverters)

Los inversores conectados a red están diseñados para operar de forma sincronizada con la red eléctrica de distribución, inyectando energía en corriente alterna con la misma frecuencia, tensión y fase del sistema eléctrico existente. Estos inversores requieren obligatoriamente la presencia de la red para su operación y, por razones de seguridad, incorporan funciones de protección anti-isla, que provocan su desconexión automática ante la pérdida de tensión de red [9].

Entre sus principales características se destacan:

- Alta eficiencia de conversión (típicamente superior al 98 %).
- Algoritmos avanzados de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

- Cumplimiento de normas de interconexión eléctrica (IEC 61727, IEEE 1547).
- Integración de protecciones eléctricas y sistemas de monitoreo.

Este tipo de inversores es ampliamente utilizado en instalaciones comerciales e industriales conectadas a la red, donde el objetivo principal es reducir el consumo de energía importada y optimizar el autoconsumo. En el marco normativo ecuatoriano, su aplicación está regulada por la Regulación ARCONEL 005/24, que establece los criterios técnicos para la conexión de sistemas de generación distribuida a la red de distribución.

b) Inversores con capacidad de operación en modo isla (Island-Mode / Hybrid Inverters)

Los inversores con capacidad de operación en modo isla, comúnmente denominados inversores híbridos o grid-forming, están diseñados para operar tanto conectados a la red como de forma autónoma, suministrando energía a un conjunto definido de cargas cuando se produce una interrupción del suministro eléctrico. En este modo, el inversor es capaz de formar la red local, controlando la tensión y la frecuencia del sistema aislado.

Las principales características de estos inversores incluyen:

- Capacidad de conmutación automática entre modo conectado a red y modo isla.
- Integración con sistemas de almacenamiento energético (BANCO DE BATERÍAS).
- Suministro prioritario a cargas críticas durante cortes de red.
- Control activo de tensión y frecuencia en operación aislada.
- Cumplimiento de normas de seguridad y operación tanto en modo grid-connected como islanded (IEC 62109, IEC 62933, IEEE 1547).

Este tipo de inversores resulta especialmente adecuado en aplicaciones comerciales donde la continuidad operativa y la resiliencia energética son factores críticos, como es el caso de supermercados con sistemas de refrigeración. En el presente estudio de prefactibilidad, esta funcionalidad permite garantizar el respaldo de cargas críticas sin comprometer el cumplimiento normativo en operación normal conectada a la red.

2.3.2. Funciones operativas y tecnologías de control del inversor fotovoltaico

El desempeño de un inversor fotovoltaico no depende únicamente de su potencia nominal o de su arquitectura de conexión, sino también de las tecnologías internas de control y conversión que incorpora. Estas tecnologías permiten optimizar la captación de energía, garantizar la calidad de la potencia inyectada a la red y proteger tanto al propio equipo como al sistema eléctrico en su conjunto [6].

Entre las principales tecnologías internas de un inversor se encuentran los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), los sistemas de conversión DC/AC, las estrategias de control de voltaje y frecuencia, así como los sistemas de protección y monitoreo. La correcta implementación de estas funciones resulta fundamental para maximizar la energía generada por el sistema fotovoltaico, especialmente bajo condiciones variables de irradiancia, temperatura y carga [10].

a) Algoritmo MPPT (Maximum Power Point Tracking)

Es el sistema que identifica continuamente el punto de máxima potencia del campo fotovoltaico, como se muestra en la ecuación 1, Huawei utiliza múltiples MPPT independientes que aumentan el rendimiento cuando existen diferentes inclinaciones, sombras o módulos con degradación desigual [6].

b) Tecnología AFCI (Arc Fault Circuit Interruption)

Detecta arcos eléctricos peligrosos en el campo FV y desconecta automáticamente la instalación para prevenir incendios, especialmente en instalaciones industriales [3].

c) Recuperación PID (Potential Induced Degradation)

Corrige la degradación provocada por potencial eléctrico acumulado en los módulos, mejorando la estabilidad del sistema [6].

d) Control de potencia reactiva y regulación de voltaje

Los inversores fotovoltaicos modernos incorporan funciones avanzadas de control de potencia reactiva y regulación de voltaje, que les permiten contribuir activamente a la estabilidad del sistema eléctrico en el punto de conexión. Mediante estrategias de control del tipo Volt-VAR, el inversor puede inyectar potencia reactiva capacitiva cuando el voltaje local es bajo, o absorber potencia reactiva inductiva cuando el voltaje se eleva, ayudando a mantener los niveles de tensión dentro de los rangos permitidos por la normativa [4].

Estas funciones resultan especialmente relevantes en redes de distribución con alta penetración de generación fotovoltaica, donde pueden presentarse problemas de sobretensión durante periodos de alta irradiancia. En este sentido, la inyección o absorción controlada de potencia reactiva es un mecanismo regulado de soporte de voltaje, exigido por la Regulación ARCONEL 005/24 y por estándares internacionales como IEEE 1547 e IEC 61727, contribuyendo a una operación segura y estable del sistema eléctrico del supermercado y de la red de distribución.

La comparación tecnológica desarrollada en este estudio se enfoca en los inversores Huawei SUN2000 (series M1 y M3), Solis S5-GC (50–100)K, Fronius Eco/Tauro, Growatt MAX TL3 y Sigenergy SigenPro, debido a que estas plataformas representan las soluciones más utilizadas en proyectos fotovoltaicos residenciales y comerciales de pequeña y mediana escala dentro del área de concesión de la empresa distribuidora de Quito. De acuerdo con los registros de proyectos en operación proporcionados por dicha distribuidora, y como se observa en el Anexo 2: Registro de proyectos, estas marcas concentran la mayor presencia en instalaciones conectadas a red, lo que justifica su selección como base comparativa. Asimismo, estos equipos comparten características técnicas relevantes para el análisis, tales como rangos de potencia equivalentes, cumplimiento de normas internacionales y compatibilidad con la normativa ecuatoriana vigente, permitiendo una evaluación objetiva y representativa del comportamiento tecnológico disponible en el mercado local.

Se realiza una tabla comparativa de los inversores industriales utilizados en el Ecuador. (Ecuador – 2024/2025), tomando en cuenta lo mencionado por los autores [11], [9], [12], [8] y [13], ver tabla 4.

Tabla 4 Comparación de inversores trifásicos compatibles con banco de baterías para centros comerciales.

Marca / Modelo	Potencia típica (kW)	Eficiencia máx.	MPPT	Protección AFCI	Compatibilidad con BANCO DE BATERÍAS	Ventajas principales	Observaciones	Cumplimiento normativo
Huawei SUN2000-M3 / M1	80–100	98,6–98,7 %	4–10	Sí	Sí (LUNA2000 / ESS)	Tecnología industrial avanzada, recuperación PID, monitoreo FusionSolar	Muy utilizado en Ecuador por robustez	IEEE 1547, UL 1741, IEC 62116, IEC 61727, NEC-EC, compatible con ARCONEL 005/24
Solis S5-GC (50–100)K	50–100	98,3 %	3–6	Opcional	Compatible vía PCS	Económicos, confiables, amplia gama industrial	AFCI depende del modelo	IEC 62116, IEC 61727, UL 1741, aceptado por NTE INEN 2532 y NEC-EC
Fronius Eco / Tauro	50–100	98,2 %	1–6	No	Sí (BYD)	Excelente gestión térmica, marca premium europea	Costo elevado	IEC 62116, IEC 61727, UL 1741, IEEE 1547, compatible con regulación ecuatoriana
Growatt MAX TL3	50–125	98,4 %	4–10	Sí	Compatible ARK XH	Muy buena relación rendimiento/precio	Alta adopción reciente en Ecuador	IEEE 1547, UL 1741, IEC 62116, IEC 61727, NEC-EC
Sigenergy SigenPro	50–100	98,5 %	2–6	Sí	Sí (SigenStor integrado)	Inversor híbrido industrial con BANCO DE BATERÍAS integrado	Tecnología emergente de alta calidad	IEEE 1547, UL 1741, IEC 62116, IEC 61727, alineado con ARCONEL 005/24

Fuente: Autor.

Entre los inversores analizados, Huawei presenta la solución más robusta para instalaciones industriales en centros comerciales debido a su alta eficiencia, múltiples MPPT, protección AFCI integrada y compatibilidad directa con su propio ecosistema de almacenamiento. Solis y Growatt ofrecen alternativas competitivas en costo, mientras que Fronius es reconocido por su durabilidad, pero con menor integración a baterías. Finalmente, Sigenergy se posiciona como una solución híbrida emergente capaz de integrar inversor y almacenamiento en un mismo sistema, ideal para proyectos comerciales modernos.

Los inversores fotovoltaicos analizados cumplen con los principales estándares internacionales exigidos para la conexión segura de sistemas de generación distribuida, tales como IEEE 1547 y UL 1741, los cuales regulan la interoperabilidad, protecciones anti-isla y calidad de energía en redes eléctricas. Asimismo, las normas IEC 62116 y IEC 61727 garantizan un correcto comportamiento frente a condiciones anómalas de la red y la adecuada inyección de energía. Este marco normativo es plenamente compatible con la regulación ecuatoriana vigente, en particular con la ARCONEL 005/24, la NTE INEN 2532 y el NEC-EC, permitiendo la integración de estos inversores tanto en sistemas fotovoltaicos conectados a red como en configuraciones híbridas con sistemas de almacenamiento (banco de baterías), asegurando operación confiable, seguridad eléctrica y sostenibilidad del sistema.

2.4. Sistemas de Almacenamiento de Energía (banco de baterías)

Los sistemas de almacenamiento de energía (banco de baterías) se han convertido en un componente esencial dentro de las instalaciones solares modernas, especialmente en entornos comerciales e industriales donde la continuidad del suministro es crítica. Su función principal es almacenar la energía generada por los módulos fotovoltaicos, gestionarla de forma inteligente y liberarla en momentos de demanda pico, cortes eléctricos o desfase horario entre generación y consumo. En centros comerciales y supermercados, donde existen cargas sensibles como refrigeración, sistemas de punto de venta y equipos de climatización, la incorporación de un banco de baterías permite mejorar significativamente la resiliencia energética, reducir costos operativos y estabilizar el comportamiento eléctrico del sistema completo [7].

2.4.1. Componentes y funcionamiento de un sistema de almacenamiento de energía (Banco de baterías)

Un sistema de almacenamiento moderno integra distintos subsistemas electroquímicos, electrónicos y de control, que trabajan de manera coordinada para garantizar seguridad, eficiencia y larga vida útil. Los componentes principales son:

a) Celdas electroquímicas

Son el corazón del sistema, donde se almacena y libera la energía. En aplicaciones industriales, se emplean principalmente baterías de Ion-Litio LFP (Lithium Iron Phosphate) debido a:

- alta estabilidad térmica
- baja inflamabilidad
- ciclo de vida extendido (> 10,000 ciclos)
- altos niveles de seguridad

Estas celdas presentan excelente resistencia química y degradación mínima, lo que las hace ideales para instalaciones comerciales donde la fiabilidad es prioritaria [14].

b) BMS – Battery Management System

El BMS es el sistema inteligente que monitorea y protege el Banco de Baterías. Sus funciones incluyen:

- supervisión del estado de carga (SOC)
- estimación del estado de salud (SOH)
- control térmico
- protección contra sobrecarga, sobredescarga, cortocircuito y sobretensión
- balanceo activo o pasivo de celdas
- registro de eventos y comunicación con el inversor

Sin un BMS confiable, el sistema de almacenamiento no podría operar con seguridad o podría deteriorarse prematuramente [7].

c) PCS – Power Conversion System

El PCS convierte energía DC en AC y gestiona los flujos de carga y descarga.

Funciones principales:

- conversión DC/AC bidireccional

- sincronización con inversores e infraestructura eléctrica
- regulación de voltajes
- gestión del modo aislado (backup)

En marcas como Huawei, el PCS está integrado directamente en el ecosistema LUNA / Smart ESS, facilitando la compatibilidad con inversores SUN2000 [14].

d) Sistemas de refrigeración

Mantienen la temperatura óptima de operación de las celdas. Los tipos más comunes son:

- refrigeración pasiva (disipadores, flujo natural)
- refrigeración forzada (ventilación controlada)
- refrigeración líquida (en sistemas industriales de gran capacidad)

La temperatura es uno de los factores más importantes en la vida útil del sistema.

e) Sistema de control y comunicación

Permite integrar el banco de baterías con el inversor, el sistema FV, red pública, sistemas SCADA y plataformas de monitoreo web.

Huawei, por ejemplo, integra toda la gestión banco de baterías en la plataforma FusionSolar [14].

2.4.2. Tecnologías de almacenamiento utilizadas en entornos comerciales

Aunque existen diversas químicas de baterías (NMC, AGM, gel, plomo-ácido), en aplicaciones modernas comerciales y centros comerciales predominan:

a) LFP – Lithium Iron Phosphate (LiFePO₄)

Es la tecnología preferida por:

- altísima estabilidad térmica
- ciclos de vida , mayor a 10,000
- seguridad sin riesgo de combustión espontánea
- DOD (profundidad de descarga) de hasta el 100%

Huawei, Sigenergy, Growatt y BYD utilizan esta química en todas sus líneas industriales [8].

b) NMC – Lithium Nickel Manganese Cobalt

Aunque tiene mayor densidad energética que LFP, su uso se reduce en entornos industriales debido a su menor estabilidad térmica. Se utiliza aún en algunos sistemas Solis [9].

2.4.3. Funciones operativas del sistema de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento actúan de los siguientes modos, que pueden ser configurados de acuerdo a la marca del equipo que se vaya a adquirir [7].

a) **Peak Shaving (Reducción de picos de demanda)**

Actúa durante horas de alta demanda reduciendo el consumo desde la red, disminuye la factura eléctrica.

b) **Backup o modo respaldo**

En caso de falla de red, la batería alimenta:

- refrigeración
- pasillos
- terminales POS
- servidores
- cámaras de seguridad

c) **Time-of-use optimization**

Carga la batería cuando el costo del kWh es bajo y descarga cuando es alto.

d) **Soporte a la red / Calidad de energía**

Además, el banco de baterías puede:

- compensar potencia reactiva
- estabilizar voltaje
- reducir fluctuaciones

2.4.4. Ventajas del almacenamiento en instalaciones comerciales

Las principales ventajas son:

- Respaldo inmediato en apagones.
- Reducción de pérdidas económicas por fallas eléctricas.
- Mayor aprovechamiento de la energía solar generada.
- Operación más estable del sistema FV.
- Reducción de emisiones indirectas debido al menor uso de generadores diésel.

- Mayor control sobre la factura eléctrica.
- Cumplimiento de normativas ARCONEL para generación distribuida en comercios.

En el análisis del sistema de almacenamiento energético, la selección de la tecnología de baterías se fundamenta prioritariamente en criterios de compatibilidad eléctrica y funcional con los inversores fotovoltaicos más utilizados en proyectos residenciales y comerciales, tales como los equipos de Huawei, Solis, Fronius, Growatt y Sigenergy, identificados en el Anexo 2. Si bien tecnologías como las baterías de gel (VRLA) presentan ventajas en términos de menor costo inicial, robustez mecánica y simplicidad de instalación, su aplicación a nivel industrial se ve limitada por restricciones en profundidad de descarga admisible, capacidad de ciclado y, principalmente, por la compatibilidad con los sistemas de gestión de energía (EMS/BMS) integrados en los inversores modernos. De acuerdo con datos de mercado y experiencias de integración en proyectos similares, más del 70 % de los sistemas fotovoltaicos con almacenamiento implementados junto a estos inversores emplean tecnologías específicamente homologadas por el fabricante, priorizando la interoperabilidad, la comunicación digital y la protección activa del sistema, aun cuando existan alternativas de menor precio. En este contexto, el estudio se enfoca en tecnologías de almacenamiento compatibles con la arquitectura de los inversores analizados, garantizando una operación segura, eficiente y conforme a las recomendaciones técnicas del fabricante, lo cual resulta determinante en aplicaciones de carácter industrial y comercial.

En la tabla 5 se observa la tabla comparativa de los sistemas de almacenamiento industriales compatibles con los inversores más utilizados en el Ecuador.

Tabla 5 Comparación de banco de baterías de litio para centros comerciales en Ecuador.

Marca / Sistema	Química	Capacidad modular	Ciclos	DOD	Compatibilidad	Comunicación	Ventajas	Observaciones	Cumplimiento normativo
Huawei LUNA2000 / Smart ESS	LiFePO ₄ (LFP)	5–15 kWh por módulo (escalable a MWh)	>10.000	100 %	SUN2000	FusionSolar	Máxima integración, alta seguridad, diseño industrial	Sistema dominante en Ecuador	IEC 62619, IEC 62477-1, UN 38.3, compatible con ARCONEL 005/24, NTE INEN 2532, NEC-EC IEC 62619, IEC 63056, UN 38.3,
Solis BANCO DE BATERÍAS	LFP / NMC	5–20 kWh	6.000–8.000	90–95 %	Solis Hybrid	SolisCloud	Económicas, diseño modular	Menor vida útil que LFP premium	aceptado por normativa ecuatoriana IEC 62619, IEC 63056, UN 38.3,
Fronius + BYD Premium	LiFePO ₄ (LFP)	10–15 kWh por módulo	>10.000	100 %	Fronius GEN24	SolarWeb	Marca premium, alta calidad y fiabilidad	Alto costo	CE, compatible con NEC-EC IEC 62619, IEC 63056, UN 38.3,
Growatt ARK XH / LV	LiFePO ₄ (LFP)	2,5–10 kWh por módulo	6.000–8.000	≈95 %	Growatt MOD / SPH	ShineServer	Muy buena relación costo/beneficio	Uso industrial continuo limitado	alineado con regulación ecuatoriana
Sigenergy SigenStor	LiFePO ₄ (LFP)	5–10 kWh (escalable)	≈10.000	100 %	SigenPro	App integrada	Sistema híbrido integrado (BANCO DE BATERÍAS+ inversor)	Tecnología nueva en Ecuador	IEC 62619, IEC 62477-1, UN 38.3, compatible con ARCONEL 005/24

Fuente: Autor.

Los sistemas de almacenamiento de energía analizados cumplen con los principales estándares, entre los que destacan IEC 62619 (seguridad de baterías para aplicaciones industriales), IEC 63056 (requisitos para sistemas de almacenamiento de energía) y UN 38.3 (transporte seguro de baterías de litio). Estos estándares son coherentes con la normativa ecuatoriana vigente, en particular la ARCONEL 005/24, la NTE INEN 2532 y el NEC-EC, garantizando niveles adecuados de seguridad eléctrica, protección térmica y confiabilidad operativa. La adopción de tecnologías basadas en LiFePO_4 (LFP) resulta especialmente adecuada para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales en el Ecuador, debido a su elevada estabilidad térmica, alta profundidad de descarga (DOD) y larga vida útil, lo que contribuye a la sostenibilidad y resiliencia de los sistemas fotovoltaicos con respaldo energético.

Los sistemas de almacenamiento basados en baterías se han convertido en un elemento estratégico en instalaciones fotovoltaicas modernas. Su aporte va más allá de almacenar energía: proporcionan respaldo energético, estabilizan la operación eléctrica, mejoran la eficiencia del sistema FV y reducen costos operativos mediante estrategias de gestión inteligente. En Ecuador, la adopción de soluciones basadas en baterías LFP ha crecido significativamente por su seguridad, durabilidad y compatibilidad con inversores industriales de marcas como Huawei, Solis, Fronius, Growatt y Sigenergy [15] & [16].

2.5. Producción energética de un sistema fotovoltaico

La producción energética de un sistema solar fotovoltaico depende principalmente de tres factores: el recurso solar disponible, la potencia instalada del generador y el conjunto de pérdidas y condicionantes de operación del sistema [2]. En términos generales, la energía que entrega un sistema se puede estimar a partir de las Horas Solares Pico (HSP) y del Performance Ratio (PR).

2.5.1. Producción de Energía diaria, mensual y anual de un SFV

La energía diaria en el punto de corriente continua (lado DC), $E_{\text{día,DC}}$ puede expresarse como:

$$E_{\text{día,DC}} = P_{\text{inst}} \cdot HSP \quad (7)$$

Donde:

- $E_{\text{día,DC}}$: Energía diaria en el punto de corriente continua.
- P_{inst} : potencia pico instalada del generador FV (kWp).
- HSP : horas solares pico del emplazamiento (h/día), obtenidas a partir de la irradiación diaria sobre el plano de los módulos.

Para incluir las pérdidas globales del sistema (temperatura, suciedad, cables, inversor, etc.), se introduce el Performance Ratio (PR), quedando la energía útil en AC:

$$E_{\text{día,DC}} = P_{\text{inst}} \cdot HSP \cdot PR \quad (8)$$

Donde:

- $E_{\text{día,DC}}$: Energía diaria en el punto de corriente continua.
- P_{inst} : potencia pico instalada del generador FV (kWp).
- HSP : horas solares pico del emplazamiento (h/día), obtenidas a partir de la irradiación diaria sobre el plano de los módulos.
- PR : Performance Ratio.

La energía mensual y anual se obtienen como:

$$E_{\text{mes}} = \sum_{i=1}^n E_{\text{día,AC},i} \quad (9)$$

Donde:

- E_{mes} : Energía eléctrica mensual generada o consumida en el lado de corriente alterna (AC), expresada generalmente en kWh/mes.
- E_{anual} : Energía eléctrica anual generada o consumida por el sistema, expresada en kWh/año.
- Σ (símbolo de sumatoria): Indica la suma acumulada de una magnitud discreta sobre un conjunto de valores definidos por un índice. En este contexto, se utiliza para sumar la energía diaria o mensual a lo largo de un periodo determinado.
- i : Índice que representa el número de día dentro de un mes.
- n : Número total de días del mes considerado, que puede ser: 28, 29, 30 o 31 días, según el mes.

o bien, sumando mes a mes:

$$E_{\text{anual}} = \sum_{m=1}^{12} E_{\text{mes},m} \quad (10)$$

Donde:

- E_{anual} : Energía eléctrica anual generada o consumida por el sistema, expresada en kWh/año.
- Σ (símbolo de sumatoria): Indica la suma acumulada de una magnitud discreta sobre un conjunto de valores definidos por un índice. En este contexto, se utiliza para sumar la energía diaria o mensual a lo largo de un periodo determinado.
- m : Índice que representa el número de mes del año.
- E_{mes} : Energía eléctrica mensual generada o consumida en el lado de corriente alterna (AC), expresada generalmente en kWh/mes.

En zonas como Tumbaco, donde las HSP oscilan entre 4,8 y 5,2 h, el recurso solar resulta altamente favorable para aplicaciones comerciales e industriales [2].

2.5.2. Rendimiento específico (kWh/kWp·año)

Para comparar proyectos de distinto tamaño se usa el rendimiento específico o yield:

$$Y_f = \frac{E_{\text{anual,AC}}}{P_{\text{inst}}} \quad (11)$$

Donde:

- Y_f : rendimiento específico [kWh/kWp·año].
- $E_{\text{anual,AC}}$: energía anual en el punto de conexión a la red (kWh/año).
- P_{inst} : potencia nominal en STC (kWp).

Este indicador permite evaluar si el sistema se comporta dentro de los rangos típicos: en Ecuador, valores entre 1400–1700 kWh/kWp·año son habituales para sistemas bien diseñados [1].

2.5.3. Factor de planta (capacity factor)

El factor de planta indica qué fracción del tiempo el sistema equivale a estar generando a potencia nominal.

$$CF = \frac{E_{\text{anual,AC}}}{P_{\text{inst}} \cdot 8760} \quad (12)$$

Donde:

- CF : factor de planta (adimensional).
- $E_{\text{anual,AC}}$: Energía eléctrica anual entregada en corriente alterna (kWh/año).
- P_{inst} : Potencia instalada del sistema (kW).
- 8760: horas del año.

Valores típicos para sistemas FV en buena latitud suelen estar en torno al 18–22 %, dependiendo del recurso y las pérdidas totales [3].

2.5.4. Pérdidas en la generación fotovoltaica

Todo sistema fotovoltaico presenta un conjunto de pérdidas que reducen la energía real entregada respecto al potencial teórico. Estas pérdidas se agrupan en:

- pérdidas ópticas (suciedad, reflexión),
- pérdidas térmicas,
- pérdidas eléctricas (cables, conexiones, inversor),
- pérdidas por desajuste (mismatch) y sombras,
- indisponibilidad del sistema.

2.5.5. Pérdidas por temperatura en los paneles fotovoltaicos

La temperatura de célula afecta principalmente al voltaje del módulo, reduciendo su potencia a medida que aumenta la temperatura. Una forma común de modelarlo es:

$$P(T) = P_{STC}[1 + \gamma(T_{cell} - 25^{\circ}C)] \quad (13)$$

Donde:

- $P(T)$: potencia del módulo a temperatura de célula T_{cell} .
- P_{STC} : potencia nominal a 25°C y 1000 W/m².
- γ : coeficiente de temperatura de potencia ($\approx -0,25$ a $-0,40$ %/°C según tecnología).
- T_{cell} : temperatura de célula.

La pérdida relativa por temperatura para un cierto régimen puede aproximarse como:

$$L_{temp} \approx -\gamma \cdot (T_{cell,med} - 25^{\circ}C) \quad (14)$$

Donde:

- L_{temp} : Pérdida térmica relativa del módulo fotovoltaico (adimensional o en %), asociada al incremento de la temperatura de la celda.
- γ : coeficiente de temperatura de potencia ($\approx -0,25$ a $-0,40$ %/°C según tecnología).
- T_{cell} : temperatura de célula.

Tecnologías avanzadas como HJT o N-Type TOPCon presentan valores de γ más favorables, reduciendo este tipo de pérdida.

2.5.6. Pérdidas por suciedad (soiling)

La suciedad sobre los módulos (polvo, hollín, materia orgánica) reduce la irradiancia efectiva. Puede modelarse mediante un factor de transmisividad, como se expresa en la ecuación 15 y 16.

$$G_{ef} = G_{plano} \cdot k_{soiling} \quad (15)$$

$$L_{soiling} = 1 - k_{soiling} \quad (16)$$

Donde:

- G_{ef} : irradiancia efectiva que llega al silicio.
- G_{plano} : irradiancia sobre el plano del generador.
- $k_{soiling}$: factor de limpieza (por ejemplo, 0,95 implica 5 % de pérdida).
- $L_{soiling}$: pérdida relativa de energía o potencia en un sistema fotovoltaico causada por la acumulación de suciedad sobre la superficie de los módulos.

En sistemas comerciales sin mantenimiento adecuado, esta pérdida puede ser significativa.

2.5.7. Pérdidas óhmicas en el lado DC y AC

Las pérdidas por efecto Joule en conductores y barras se calculan con:

$$P_{\text{loss}} = I^2 \cdot R \quad (17)$$

Donde:

- P_{loss} : potencia disipada en el cable (W).
- I : corriente que circula (A).
- R : resistencia del tramo (Ω).

La resistencia puede expresarse como:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} \quad (18)$$

Donde:

- R : resistencia del conductor.
- ρ : resistividad del material ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).
- L : longitud del conductor (m).
- S : sección del conductor (mm^2).

La pérdida relativa en porcentaje respecto a la potencia transportada es:

$$L_{\text{DC}} = \frac{P_{\text{loss,DC}}}{P_{\text{DC}}}; L_{\text{AC}} = \frac{P_{\text{loss,AC}}}{P_{\text{AC}}} \quad (19)$$

Donde:

- L_{DC} : Pérdidas relativas en el lado de corriente continua (adimensional o %).
- $P_{\text{loss,DC}}$: Potencia perdida en el lado DC (W).
- P_{DC} : Potencia total disponible en corriente continua a la entrada del inversor (W).
- L_{AC} : Pérdidas relativas en el lado de corriente alterna (adimensional o %).
- $P_{\text{loss,AC}}$: Potencia perdida en el lado AC (W).

- P_{AC} : Potencia activa entregada por el inversor en corriente alterna (W).

Un correcto dimensionamiento de cables y bandejas busca mantener estas pérdidas típicamente por debajo de 1–2 % en cada lado.

2.5.8. Pérdidas en el inversor

Las pérdidas y la eficiencia en el inversor se definen como:

$$L_{inv} = 1 - \eta_{inv} \quad (20)$$

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (21)$$

- L_{inv} : Pérdida relativa del inversor (adimensional o en %). Indica la proporción de energía que no es transferida al lado AC y que se pierde principalmente en forma de calor.
- η_{inv} : Eficiencia del inversor (adimensional o en %).
- P_{DC} : es la potencia de entrada en corriente continua,
- P_{AC} : es la potencia útil entregada en corriente alterna

En inversores industriales de alta gama, como los utilizados en centros comerciales, η_{inv} suele encontrarse entre 0,985 y 0,987, lo que implica pérdidas del orden del 1,3–1,5 % [6].

2.5.9. Pérdidas por desajuste (mismatch) y sombras

Debido a diferencias entre módulos (tolerancias de fabricación, suciedad desigual, envejecimiento, orientación, etc.), no todos producen exactamente la misma corriente, lo que provoca pérdidas de desajuste [17]:

$$L_{mismatch} \approx 1 - \frac{P_{string,real}}{P_{string,ideal}} \quad (22)$$

Donde:

- L_{mismatch} : Pérdida relativa por desajuste del string (adimensional o en %). Representa la fracción de potencia que se deja de aprovechar debido a la falta de uniformidad entre los módulos.
- $P_{\text{string,real}}$: Potencia real entregada por el string (W).
- $P_{\text{string,ideal}}$: Potencia ideal del string (W), calculada como la suma de las potencias nominales de los módulos bajo condiciones homogéneas de operación (normalmente STC).

Las sombras, por su parte, pueden reducir fuertemente la corriente del string y generar varios máximos locales en la curva P–V. En términos simples, en el estudio energético suelen modelarse como un factor de reducción sobre la irradiancia o como una pérdida porcentual adicional:

$$L_{\text{sombra}} = 1 - k_{\text{sombra}} \quad (23)$$

Donde:

- L_{sombra} : Pérdida relativa por sombreado (adimensional o en %). Representa la fracción de energía que el sistema deja de generar debido a la presencia de sombras.
- k_{sombra} : Factor de sombreado (adimensional), que indica la proporción de energía efectivamente aprovechable después de considerar el efecto de las sombras, recoge el efecto anual promedio de las sombras (árboles, edificaciones, elementos de cubierta, etc.).

De esta manera, el análisis de producción energética y de pérdidas permite dimensionar adecuadamente el sistema, estimar la generación anual del proyecto y alimentar el posterior análisis económico y ambiental [1].

2.6. Impacto ambiental de la generación solar fotovoltaica

La generación de energía mediante sistemas solares fotovoltaicos presenta un impacto ambiental significativamente reducido durante su fase de operación, en comparación con las tecnologías de generación basadas en combustibles fósiles. En esta etapa, el sistema no produce emisiones directas de gases de efecto invernadero (0 gCO₂/kWh en operación), no genera residuos peligrosos y no

requiere procesos de combustión, lo que contribuye a una operación limpia y silenciosa. En términos comparativos de ciclo de vida, la energía solar fotovoltaica presenta emisiones del orden de 20–50 gCO₂-eq/kWh, mientras que tecnologías convencionales como el gas natural y el carbón registran valores típicos de 400–500 gCO₂-eq/kWh y 800–1.000 gCO₂-eq/kWh, respectivamente, lo que representa una reducción superior al 90 % en emisiones de gases de efecto invernadero frente a fuentes fósiles convencionales [3].

Además, la instalación de sistemas fotovoltaicos contribuye a la disminución del impacto ambiental local al reducir la demanda sobre la red, especialmente en horas pico, evitando la saturación de infraestructuras eléctricas y minimizando la necesidad de ampliar subestaciones o líneas de transmisión. Desde una perspectiva de ciclo de vida, la mayor parte del impacto ambiental de un panel solar se concentra en su fabricación; sin embargo, al ser tecnologías con vidas útiles superiores a 25–30 años, la energía producida durante ese tiempo compensa ampliamente esa huella inicial, logrando factores de retorno energético (EROI) altamente favorables [6].

2.6.1. Emisiones evitadas de CO₂ por generación solar

El análisis de emisiones evitadas de CO₂ permite cuantificar el beneficio ambiental asociado a la generación de energía eléctrica mediante sistemas solares fotovoltaicos, en términos de reducción de gases de efecto invernadero. Este indicador expresa la cantidad de dióxido de carbono que deja de emitirse a la atmósfera al sustituir la generación eléctrica convencional de la red principalmente basada en combustibles fósiles, por energía renovable de origen solar [3]. La fórmula para la emisión evitada de CO₂, se describe en la ecuación 24.

$$CO_2^{\text{evitado}} = E_{\text{anual}} \cdot FE_{\text{sistema}} \quad (24)$$

Donde:

- CO_2^{evitado} : Emisiones de CO₂ evitadas (kgCO₂/año o tCO₂/año). Representa la reducción de emisiones asociada a la energía que deja de ser generada por el sistema eléctrico convencional (red).

- E_{anual} = energía anual generada por el sistema FV (kWh/año).
- FE_{sistema} = factor de emisión del sistema eléctrico (kgCO₂/kWh).

En Ecuador, diversos estudios académicos y técnicos han estimado el factor de emisión promedio de la red eléctrica nacional en un rango aproximado de 0,35 a 0,55 kgCO₂/kWh, dependiendo principalmente de la participación anual de la generación térmica en la matriz eléctrica. En años con mayor aporte hidroeléctrico, el factor de emisión se sitúa en el límite inferior del rango, mientras que en periodos de mayor uso de generación térmica se aproxima al límite superior. Estos valores han sido obtenidos a partir de la aplicación de metodologías del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) y son consistentes con reportes y análisis del International Renewable Energy Agency (IRENA) para países con matrices eléctricas predominantemente hidroeléctricas con respaldo térmico.

2.6.2. Tiempo de retorno energético (EPBT)(Energy Payback Time)

El Tiempo de Retorno Energético (EPBT) es un indicador ambiental que mide cuántos años necesita un sistema fotovoltaico para generar la misma cantidad de energía que se utilizó para fabricarlo, transportarlo, instalarlo y mantenerlo. Es decir, representa el punto en el cual el sistema compensa completamente el gasto energético inicial asociado a su producción. Este indicador se utiliza en análisis de ciclo de vida (LCA) y es una de las métricas más importantes para evaluar la sostenibilidad real de un sistema solar fotovoltaico [17], descrita en la ecuación 25.

$$EPBT = \frac{E_{\text{embebida}}}{E_{\text{anual,producida}}} \quad (25)$$

Donde:

- $EPBT$: Tiempo de Retorno Energético del sistema fotovoltaico.
- E_{embebida} : energía total usada para fabricar, transportar e instalar el sistema (kWh).
- $E_{\text{anual,producida}}$: energía que produce en un año.

Valores típicos:

- Entre 1.5 y 3 años para paneles modernos.

2.6.3. Retorno energético (EROI)(Energy Return On Investment)

El EROI (Energy Return on Investment) es un indicador que compara la energía total generada por un sistema durante toda su vida útil con la energía total que se necesitó para fabricarlo, transportarlo e instalarlo. Es una medida fundamental de la eficiencia energética a escala de ciclo de vida y permite comparar tecnologías entre sí [18].

$$EROI = \frac{E_{\text{total generado en vida útil}}}{E_{\text{embebida}}} \quad (26)$$

Donde:

- *EROI*: Indicador de retorno energético.
- $E_{\text{total generado en vida útil}}$: Energía total producida por el sistema durante toda su vida útil, expresada en kWh o MWh.
- E_{embebida} : Energía incorporada o “embebida” en el sistema fotovoltaico, que incluye:
 - Fabricación de módulos, inversores y estructuras,
 - Procesos de transporte y logística,
 - Instalación y puesta en marcha,
 - Mantenimiento y disposición final.

La energía total se calcula mediante la ecuación 27:

$$E_{\text{total generado}} = E_{\text{anual}} \cdot \text{Vida}_{\text{útil}} \quad (27)$$

Donde:

- $E_{\text{total generado}}$: Energía eléctrica total producida durante la vida útil (kWh o MWh), corresponde a la producción acumulada del sistema desde su puesta en operación hasta el final de su vida técnica.
- E_{anual} : Energía eléctrica generada por el sistema en un año típico de operación, expresada en kWh/año.
- $Vida_{\text{útil}}$: Periodo de operación del sistema fotovoltaico, normalmente asumido entre 25 y 30 años para los módulos solares.

Valores típicos de EROI para solar:

- 15–25, dependiendo de la tecnología. Por cada unidad de energía que se invirtió en fabricar el sistema, se generan entre 15 y 25 unidades durante su vida útil.

2.7. Análisis financiero de sistemas fotovoltaicos

El análisis financiero permite evaluar la viabilidad económica de un proyecto fotovoltaico considerando los ahorros obtenidos por autogeneración, la inversión inicial, los costos de operación y las proyecciones de precios de la energía. En sistemas instalados en centros comerciales, el análisis económico suele mostrar resultados favorables debido a los altos niveles de irradiancia presentes en Ecuador y al incremento sostenido de los costos de electricidad, lo que genera un ahorro significativo al desplazar consumo de la red [1].

2.7.1. Indicadores financieros clave

La evaluación de la viabilidad económica de un proyecto fotovoltaico requiere del uso de indicadores financieros que permitan cuantificar su rentabilidad, eficiencia y nivel de riesgo a lo largo de su vida útil. Estos indicadores constituyen herramientas fundamentales para la toma de decisiones, ya que integran variables técnicas, económicas y temporales, como la inversión inicial,

los costos de operación y mantenimiento, los ahorros energéticos y los ingresos generados por la producción de energía [10].

Entre los principales indicadores financieros utilizados en el análisis de sistemas fotovoltaicos se encuentran el periodo de recuperación de la inversión (payback), el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el costo nivelado de la energía (LCOE), los cuales serán analizados en los apartados siguientes para evaluar la factibilidad económica del proyecto [10].

a) Periodo de retorno simple (Payback)

Indica cuántos años se necesitan para recuperar la inversión inicial [10]:

$$\text{Payback} = \frac{I_0}{A_{\text{anual}}} \quad (28)$$

Donde:

- Payback: período de retorno simple.
- I_0 : (Inversión inicial): Capital invertido al inicio del proyecto (año 0), expresado en USD.
- A_{anual} : ahorro anual por reducción de consumo eléctrico.

Un payback típico para proyectos comerciales en Ecuador suele ubicarse entre 3 y 7 años, dependiendo del costo del kWh y el nivel de autoconsumo [1], [10].

b) Valor Actual Neto (VAN)

Permite evaluar la rentabilidad total considerando flujos de caja futuros:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (29)$$

Donde:

- VAN: representa el valor presente de los beneficios económicos futuros de un proyecto.
- F_t : flujo neto anual de caja del año t .
- t (Índice temporal): Representa el año de operación del proyecto:
 - $t = 1 \rightarrow$ primer año de operación,
 - $t = n \rightarrow$ último año de la vida útil del proyecto.
- r (Tasa de descuento): Tasa anual que representa el costo del capital o la tasa mínima aceptable de retorno (TMAR), expresada en forma decimal. Refleja el valor del dinero en el tiempo y el riesgo del proyecto.
- n (Vida útil del proyecto): Número total de años de análisis económico. En proyectos fotovoltaicos, normalmente se considera: 20–25 años para inversores, 25–30 años para módulos fotovoltaicos.
- I_0 (Inversión inicial): Capital invertido al inicio del proyecto (año 0), expresado en USD.

Si $VAN > 0$, el proyecto es financieramente conveniente.

c) Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR representa la rentabilidad porcentual anual del proyecto. Sistemas FV comerciales bien dimensionados suelen alcanzar TIR superiores al 10%, especialmente cuando incluyen baterías que permiten reducir picos tarifarios [10].

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + \text{TIR})^t} - I_0 \quad (30)$$

Donde:

- TIR(Tasa Interna de Retorno): Es la tasa de rentabilidad anual implícita del proyecto, expresada en porcentaje (%).
- F_t (Flujo de caja en el año t): Corresponde al flujo neto de dinero generado por el proyecto en el año t, expresado en USD/año.
- t (Índice temporal): Representa el año de operación del proyecto:
 - t = 1 → primer año de operación,
 - t = n → último año de la vida útil del proyecto.
- n(Vida útil del proyecto): Número total de años de análisis económico. En proyectos fotovoltaicos, normalmente se considera: 20–25 años para inversores, 25–30 años para módulos fotovoltaicos.
- I_0 (Inversión inicial): Capital invertido al inicio del proyecto (año 0), expresado en USD.

2.7.2. Costo nivelado de energía (LCOE)

Indica cuánto cuesta realmente producir cada kWh durante toda la vida útil del sistema FV [10]:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (31)$$

Donde:

- LCOE (Levelized Cost of Energy): Indicador económico que permite comparar el costo de generación de diferentes tecnologías energéticas.
- I_0 (*Inversión inicial*): Costo total del proyecto en el año 0 (USD).
- C_t (*Costos en el año t*): Costos de operación y mantenimiento (O&M) incurridos en el año t , expresados en USD/año.
- E_t (*Energía generada en el año t*): Energía eléctrica producida por el sistema en el año t , expresada en kWh/año.
- r (*Tasa de descuento*): Tasa anual que representa el costo del capital o la tasa mínima aceptable de retorno (TMAR), expresada en forma decimal. Refleja el valor del dinero en el tiempo y el riesgo del proyecto.
- t (*Índice temporal*): Año de operación del proyecto:
 - $t = 1$ corresponde al primer año de operación,
 - $t = n$ corresponde al último año de la vida útil del proyecto.
- n (*Vida útil del proyecto*): Número total de años considerados en el análisis económico, típicamente 25–30 años para sistemas fotovoltaicos.

La energía solar comercial suele tener LCOE más bajo que la tarifa eléctrica convencional después del 4to o 5to año [2].

2.7.3. Beneficios financieros para centros comerciales

Los sistemas fotovoltaicos en centros comerciales proporcionan una serie de ventajas financieras:

- Reducción del consumo facturado gracias al autoconsumo instantáneo [2].
- Disminución de la demanda pico, especialmente cuando se integra un banco de baterías. [2]
- Mayor previsibilidad de costos energéticos, al depender menos del alza tarifaria [4].
- Incremento del valor del inmueble al incorporar infraestructura energética sostenible [2].
- Reducción del uso de generadores diésel, ahorrando en combustible y mantenimiento [2].

3. MARCO METODOLOGICO

La metodología empleada en este estudio es de carácter cuantitativo, analítico y descriptivo, basada en el procesamiento de datos reales de consumo energético, demandas máximas y características de los equipos críticos del supermercado. El objetivo es determinar con precisión:

- La curva de carga del establecimiento.
- Las demandas máximas horarias y su variabilidad mensual.
- La energía anual consumida y la fracción correspondiente a cargas críticas.
- La capacidad óptima del sistema fotovoltaico (kWp).
- La capacidad del inversor y Banco de Baterías, considerando autonomía y perfil de criticidad.

El estudio sigue las directrices metodológicas recomendadas por ARCONEL, NEC 2020 y criterios de ingeniería para sistemas fotovoltaicos comerciales.

3.1. Estudios de carga y demanda

El estudio de carga y demanda constituye una etapa fundamental en el diseño y evaluación de sistemas eléctricos y energéticos, ya que permite caracterizar el comportamiento real del consumo de energía de la instalación bajo análisis. En el caso de establecimientos comerciales de gran superficie, como supermercados, este estudio resulta especialmente relevante debido a la coexistencia de múltiples tipos de cargas con distintos perfiles de operación, niveles de potencia y grados de simultaneidad.

A través del análisis detallado de las cargas eléctricas es posible determinar la potencia instalada, la demanda máxima esperada y la distribución del consumo por usos finales, información indispensable para el correcto dimensionamiento de infraestructuras eléctricas, sistemas de generación distribuida, almacenamiento de energía y medidas de eficiencia energética. Asimismo,

el estudio de carga permite identificar los equipos de mayor incidencia en el consumo energético y evaluar oportunidades de optimización operativa.

3.1.1. Inventario de cargas y potencia instalada

Para complementar la distribución porcentual del consumo energético y asegurar que los valores adoptados reflejan condiciones reales de operación del supermercado, se elaboró un inventario técnico de las principales cargas eléctricas presentes en las áreas de refrigeración, climatización, iluminación, procesos de preparación de alimentos y sistemas auxiliares. Este inventario se construyó a partir de observación directa, revisión de placas de características de los equipos instalados y mediante la consulta de catálogos de fabricantes para equipos de uso comercial equivalente.

La Tabla 7, presentada a continuación, resume las cargas representativas identificadas en el establecimiento, su cantidad y su potencia nominal (demanda máxima entre 115 y 130 kW).

a) Refrigeración y congelación (110 kW instalados)

Equipo	Cantidad	Potencia unitaria aprox. [kW]	Potencia instalada [kW]
Vitrinas verticales refrigeradas (lácteos, carnes)	10	3,0	30,0
Congeladores horizontales tipo isla	8	2,5	20,0
Islas de congelados para helados/cárnicos	6	3,5	21,0
Cámaras frigoríficas de conservación	3	8,0	24,0
Rack de compresores y condensadoras	1	15,0	15,0
Subtotal refrigeración			110,0

b) Aire acondicionado y ventilación – HVAC (40 kW)

Equipo	Cant.	P. unitaria [kW]	P. instalada [kW]
Unidades tipo rooftop / paquete	4	7,0	28,0
Unidades manejadoras / ventiladores	2	4,0	8,0
Extractores y ventilación complementaria	2	2,0	4,0
Subtotal HVAC			40,0

c) **Iluminación (25 kW)**

Equipo	Cant.	P. unitaria [kW]	P. instalada [kW]
Luminarias LED sala de ventas (60 W)	300	0,06	18,0
Luminarias LED áreas de servicio (40 W)	80	0,04	3,2
Proyectores exteriores y rótulo (200 W)	10	0,20	2,0
Iluminación en cámaras y cuartos técnicos	20	0,10	2,0
Subtotal iluminación			25,2

d) **Procesos de panadería y cocina (20 kW)**

Equipo	Cant.	P. unitaria [kW]	P. instalada [kW]
Horno de panadería eléctrico	1	12,0	12,0
Hornos/plancha para comida rápida	2	4,0	8,0
Otros equipos de cocina (batidoras, etc.) (agrupado)	–	0,5	0,5 (incluido en margen)
Subtotal procesos			20,0

e) **TI, cajas y auxiliares (15 kW)**

Equipo	Cant.	P. unitaria [kW]	P. instalada [kW]
Puntos de venta (caja registradora + PC + impresora)	10	0,30	3,0
Computadores y monitores oficina	20	0,20	4,0
Servidores, red, CCTV y UPS (agrupado)	1	3,5	3,5
Bombas de agua y presurización	4	1,1	4,4
Otros (cargadores, pequeños equipos)	–	–	1,0
Subtotal TI y auxiliares			15,0

f) **Resumen de potencia instalada**

Tomando las potencias instaladas de cada grupo, se resume la potencia instalada en la tabla 6.

Tabla 6 Inventario simplificado de equipos eléctricos y potencia estimada.

Categoría	Potencia instalada [kW]
-----------	-------------------------

Refrigeración y congelación	110,0
HVAC	40,0
Iluminación	25,2
Procesos	20,0
TI y auxiliares	15,0
Total conectado	210 kW

Fuente: Autor.

La suma de potencias conectadas ronda los 210 kW. No obstante, debido a que no todos los equipos operan simultáneamente a plena carga, la demanda máxima se sitúa alrededor de 120–130 kW, lo que implica un factor de simultaneidad global del orden de 0,6. Como se indica en el ANEXO 3: Estudio de Carga Supermercado Santa María.

3.1.2. Consumo energético anual

Para obtener el comportamiento energético anual del supermercado, se desarrolló una proyección mensual del consumo eléctrico basada en las planillas reales desde enero hasta diciembre de 2025. A partir de estos valores, y siguiendo metodologías empleadas en estudios energéticos comerciales, se construyó un perfil anual tomando en cuenta que la demanda eléctrica en supermercados presenta variaciones asociadas principalmente a:

- Incremento del consumo en meses cálidos (enero–marzo y octubre–noviembre), debido a una mayor carga térmica sobre los sistemas de refrigeración y aire acondicionado.
- Reducción relativa del consumo durante meses más fríos (junio–agosto), cuando la demanda térmica disminuye y se reduce el requerimiento de equipos de climatización.

Este enfoque permite generar una serie mensual coherente con las condiciones climáticas locales y la naturaleza de las cargas del supermercado, manteniendo la consistencia con el consumo anual observado en las facturas y asegurando una base sólida para el posterior dimensionamiento del sistema fotovoltaico y de almacenamiento energético.

La caracterización del consumo eléctrico del Supermercado Santa María se realizó a partir de facturación eléctrica real correspondiente a doce meses consecutivos, emitida por la Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQ), bajo la tarifa BTCGCD31 – Bajo Voltaje Comercial con Demanda

Horaria. Las facturas incluyen el detalle de energía activa consumida en las franjas horarias A (08h00–18h00), B (18h00–22h00) y C (22h00–08h00), así como la demanda máxima y la demanda facturable mensual.

La Tabla 7 presenta el consumo anual, cuya suma total coincide con el consumo anual esperable según los registros de la Empresa Eléctrica Quito, en 628020 kWh/año.

Tabla 7 Consumo eléctrico mensual del supermercado.

Mes	Energía A (kWh)	Energía B (kWh)	Energía C (kWh)	Energía total (kWh)	Demanda facturable (kW)
Enero	18190	13375	21935	53500	32,29
Febrero	18088	13300	21812	53200	19,37
Marzo	18360	13500	22140	54000	19,37
Abril	17952	13200	21648	52800	19,37
Mayo	17782	13075	21443	52300	19,37
Junio	17272	12700	20828	50800	19,37
Julio	17170	12625	20705	50500	19,37
Agosto	17408	12800	20992	51200	20,43
Septiembre	17612	12950	21238	51800	19,37
Octubre	18020	13250	21730	53000	19,23
Noviembre	18224	13400	21976	53600	100,80
Diciembre	16830	13375	21295	51500	96
TOTAL ANUAL	212908	157550	257742	628020	—

Fuente: Autor.

De la tabla 7, se realiza la gráfica de la figura 4, en donde se puede observar el comportamiento del consumo energético mensual del supermercado.

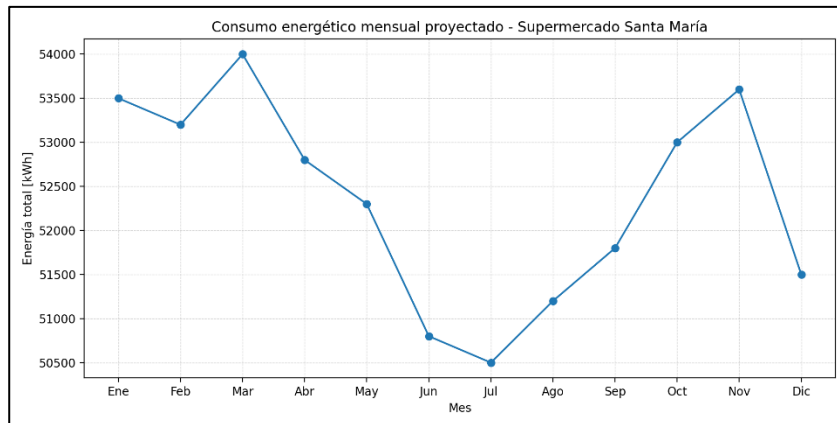


Figura 4 Consumo energético mensual proyectado.

Fuente: Autor.

El comportamiento observado en la Figura 4 evidencia un patrón energético típico de establecimientos comerciales con alta participación de refrigeración y climatización, caracterizado por:

Picos de consumo (54000 kWh/mes) debido a:

- Incremento de la temperatura ambiente externa.
- Mayor carga térmica sobre vitrinas y cámaras de refrigeración.
- Mayor uso de equipos HVAC para mantener condiciones de confort térmico.

Reducción del consumo en junio–agosto (48000 kWh/mes), atribuible a:

- Menor absorción térmica por parte de las áreas refrigeradas.
- Reducción del uso de aire acondicionado.
- Disminución de pérdidas térmicas en cámaras de conservación.

Meses de transición (abril, mayo, septiembre) con consumos intermedios entre 50000 y 51000 kWh, compatibles con condiciones climáticas moderadas.

El consumo anual total de 628020 kWh constituye la base energética utilizada para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y el análisis de resultados del proyecto, como se muestra en la imagen de la figura 5.

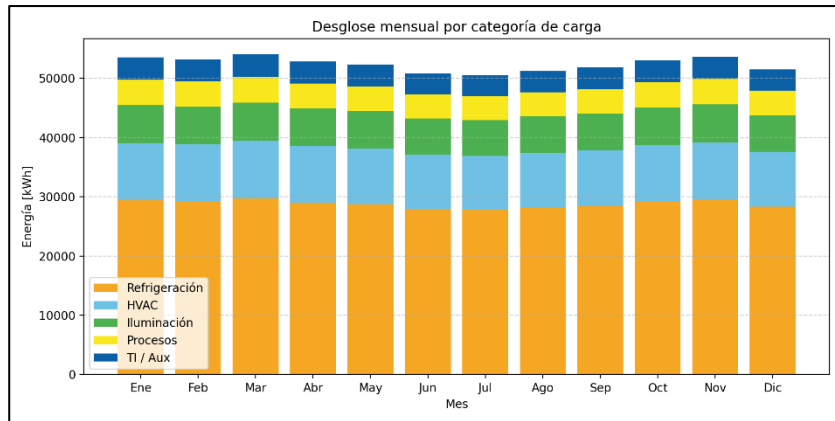


Figura 5 Consumo mensual de las cargas del supermercado.

Fuente: Autor.

- Predominio de la refrigeración como principal consumo

La franja inferior (color naranja) representa la refrigeración y congelación, que mantiene un comportamiento prácticamente constante durante todo el año, situándose entre 26000 y 30000 kWh mensuales.

- Variación estacional del sistema HVAC

La banda azul corresponde al consumo asociado al aire acondicionado y ventilación (HVAC). Se observa una tendencia clara:

- Mayor consumo (enero–marzo y septiembre–noviembre), con valores cercanos a 9000–9700 kWh/mes.
- Reducción significativa en meses fríos (junio–agosto), descendiendo a 8600 kWh/mes.
- Iluminación con comportamiento estable.

La banda verde (iluminación) muestra valores comprendidos entre 5700 y 6500 kWh mensuales, con poca variación a lo largo del año. Esto se explica porque:

- El horario de operación del supermercado es prácticamente igual todos los meses.
- Las luminarias LED presentan alta eficiencia y menor variabilidad térmica.
- Las áreas interiores mantienen niveles de iluminación uniforme para cumplir con normativa comercial.

3.1.3. Curvas de carga y demanda

Las curvas de carga horarias no provienen de mediciones directas, son reconstruidas mediante el método bottom-up, basado en el levantamiento de equipos, horarios de operación y factores de simultaneidad. La trazabilidad se garantiza al vincular cada tramo horario con grupos de cargas identificados, como se observa en la tabla 8.

Tabla 8 Demanda diaria del supermercado a partir del levantamiento de cargas.

Tipo de carga	Cantidad de equipos	Potencia unitaria [kW]	Potencia total [kW]	Horas/día	Energía diaria [kWh/día]
Cámaras de refrigeración y congeladores	10	3,0	30,0	24	720
Vitrinas refrigeradas	15	1,2	18	16	288
Aire acondicionado (HVAC)	4	8,0	32,0	5	160
Iluminación interior y exterior	—	—	18,0	12	252
Panadería y procesos internos	5	6,0	30,0	8	300
Equipos TI, cajas, servidores	—	—	6,0	10	84
Bombas, ventilación auxiliar	—	—	5,0	24	120
Total	—	—	187,4 kW	—	2954 kWh/día

Fuente: Autor.

Cada grupo de cargas fue asignado el número de horas de operación, permitiendo estimar la potencia demandada en cada franja del día y la energía diaria asociada. La suma de las contribuciones individuales da lugar a la demanda diaria total y a la curva horaria utilizada para el análisis energético.

Distribución diaria y por franjas horarias

Tomando como base las planillas (uso horario A, B, C):

- **Franja A (08–18):** mayor contribución de iluminación, TI, procesos y parte importante de la refrigeración, que corresponde al 50% del consumo diario.
- **Franja B (18–22):** aún hay operación, pero menor que en A, corresponde al 25 % del consumo diario.
- **Franja C (22–08):** supermercado cerrado al público; se mantienen refrigeración, algunos equipos TI e iluminación mínima, corresponde al 25% del consumo diario.

Para un día típico, tomado el consumo de la tabla 8 en el mes de mayor consumo con 54000 kWh, el consumo diario utilizando la ecuación 32 es:

$$E_{diaria} = \frac{E_{mes}}{30} \quad (32)$$

Donde:

- E_{diaria} : Energía diaria promedio (kWh/día), representa el valor medio de energía utilizada o producida por día.
- E_{mes} : Energía mensual total (kWh/mes), corresponde al consumo o generación acumulada durante un mes.

Dando como resultado:

$$E_{diaria} = \frac{54000}{30} = 1800 \text{ kWh/día}$$

En base a la información proporcionada se obtiene la potencia promedio de las cargas.

Tabla 9 Potencia media, por demanda horario del supermercado.

Franja	Energía diaria [kWh]	Potencia media [kW]
A (10 h)	900	90
B (4 h)	450	112,5

C (10 h)	450	45
----------	-----	----

Fuente: Autor.

Estos valores representan la potencia equivalente que el supermercado demandaría si la energía consumida en cada franja se distribuyera uniformemente.

- Arranque progresivo entre 06:00 y 08:00.
- Incremento sostenido entre 08:00 y 13:00 por mayor carga térmica y actividad.
- Pico máximo en horas de la tarde (16:00–19:00), alcanzando alrededor de 130 kW, consistente con la demanda máxima (120–130 kW).
- Descenso gradual durante el cierre.
- Carga base nocturna cercana a 45–60 kW, dominada por refrigeración.

En la imagen de la figura 6 se muestra la curva de carga diaria a partir de la relación de hora y consumo de los equipos del supermercado.

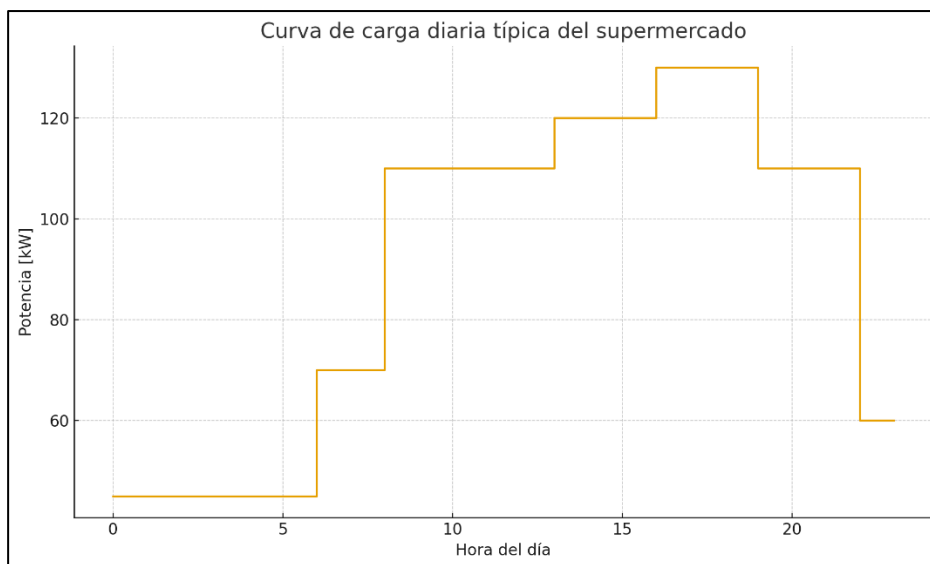


Figura 6 Curva de carga diaria.

Fuente: Autor.

La curva de carga diaria típica permite visualizar el comportamiento energético del supermercado a lo largo de un día de operación y evidencia con claridad cómo se distribuyen las cargas según el

horario. Durante la madrugada, entre las 00:00 y las 06:00, la demanda se mantiene en valores mínimos cercanos a 45–50 kW, correspondientes principalmente al funcionamiento continuo de la cadena de frío, los sistemas de TI y otros equipos esenciales. A partir de las 06:00 comienza un incremento progresivo de la potencia debido al encendido de iluminación, ventilación y equipos de preparación, alcanzando aproximadamente 70 kW en el periodo previo a la apertura de la tienda.

Una vez iniciada la atención al público, entre las 08:00 y las 13:00, se observa un aumento significativo en la demanda, llegando a valores cercanos a 110 kW. Esta tendencia responde a la plena operación de iluminación, equipos de aire acondicionado, vitrinas refrigeradas de puertas abiertas, zonas de panadería y mayor flujo de clientes.

Durante las primeras horas de la tarde, entre las 13:00 y 16:00, la curva muestra un incremento adicional hasta aproximadamente 120 kW, reflejando el efecto combinado de la actividad comercial y la mayor carga térmica del edificio.

El punto de máxima demanda ocurre entre las 16:00 y las 19:00, donde la potencia alcanza valores cercanos a 130 kW. Este comportamiento es consistente con los reportes de demanda máxima y se explica por la coincidencia de refrigeración en su momento de mayor esfuerzo térmico, uso intensivo del sistema HVAC, iluminación al 100 %, equipos de cocina en operación y presencia elevada de clientes. Posteriormente, a medida que avanza la noche y disminuye la actividad comercial, la demanda desciende a valores alrededor de 110 kW hasta las 22:00, momento en el cual los equipos no esenciales se desconectan. En el intervalo final del día, entre las 22:00 y las 24:00, la potencia se reduce nuevamente hacia los niveles de carga base (50–60 kW), correspondientes a la operación nocturna del supermercado.

Durante la visita técnica realizada al Supermercado Santa María se identificaron los principales equipos consumidores de energía eléctrica, los cuales fueron clasificados según su función operativa y criticidad. La estimación de potencias se realizó a partir de placas técnicas, catálogos de fabricantes y valores típicos de equipos comerciales equivalentes.

Se consideran como cargas críticas aquellas cuya interrupción podría ocasionar pérdidas económicas, deterioro de productos o afectación a la operación mínima del supermercado. En el presente estudio se clasifican como cargas críticas los sistemas de refrigeración y congelación, los

sistemas de cajas y TI, así como la iluminación mínima de seguridad. Estas cargas son las priorizadas para respaldo mediante el sistema de almacenamiento energético.

3.2. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico para el Supermercado Santa María se realizó a partir del análisis detallado del consumo energético, la curva de carga diaria y la disponibilidad física del emplazamiento. El objetivo principal es determinar la potencia fotovoltaica óptima que permita cubrir el consumo anual proyectado del establecimiento, garantizando una operación eficiente y técnicamente viable del sistema, tanto desde el punto de vista energético como de integración a la red.

Para este propósito, el proceso de dimensionamiento se estructuró en tres etapas: la caracterización de la ubicación geográfica, el análisis del recurso solar disponible y el cálculo de la potencia fotovoltaica requerida.

El sistema fotovoltaico se dimensiona para generar una energía anual equivalente al consumo anual del supermercado. No obstante, debido a la no coincidencia temporal entre generación y demanda, el autoconsumo efectivo se estima en el 90%, mientras que el 10% restante corresponde a excedentes potenciales que podrían ser inyectados a la red o limitados mediante control del inversor, conforme a la normativa vigente.

3.2.1. Ubicación geográfica

El sistema fotovoltaico se proyecta para ser instalado en la cubierta del Supermercado Santa María, ubicado en el sector de Tumbaco, cantón Quito, provincia de Pichincha, Ecuador. Esta zona se caracteriza por su localización en la región interandina del país, a una altitud aproximada de 2.350–2.400 m s. n. m., condición que favorece una alta disponibilidad de radiación solar debido a la menor atenuación atmosférica.

Desde el punto de vista físico, el establecimiento dispone de una cubierta con dimensiones aproximadas de 100 m × 50 m, lo que equivale a una superficie total de 5.000 m². Esta superficie presenta características adecuadas para la instalación de un sistema fotovoltaico de gran escala, considerando que se trata de una cubierta amplia, continua y con potencial para una correcta

orientación e inclinación de los módulos. Tal disponibilidad espacial resulta suficiente para albergar el sistema fotovoltaico dimensionado, incluso considerando las separaciones necesarias entre filas, pasillos de mantenimiento y áreas libres por criterios de seguridad y operación. En la imagen de la figura 7 se representa la ubicación del proyecto.



Figura 7 Ubicación del proyecto.

Fuente: Google maps.

3.2.2. Análisis del recurso solar

El análisis del recurso solar constituye un paso fundamental en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, ya que determina la energía que puede ser generada por unidad de potencia instalada. Para el sector de Tumbaco, la radiación solar global anual presenta valores elevados y relativamente estables a lo largo del año, con una leve variación estacional.

En este estudio, el análisis del recurso solar se realiza mediante la herramienta PVsyst, debido a que constituye uno de los softwares de simulación fotovoltaica más ampliamente utilizados y validados a nivel internacional para el diseño y evaluación de sistemas fotovoltaicos. PVsyst no

genera datos meteorológicos propios, sino que integra y procesa bases de datos reconocidas, como PVGIS, Meteonorm y NASA-SSE, permitiendo una evaluación coherente del recurso solar conjuntamente con las pérdidas ópticas, térmicas y eléctricas del sistema.

La adopción de PVSyst como herramienta principal responde a criterios de consistencia metodológica, ya que permite emplear una única plataforma para el análisis del recurso solar, la modelación del sistema fotovoltaico y la estimación de la producción energética anual, reduciendo incertidumbres asociadas a la combinación de múltiples fuentes y metodologías.

De acuerdo con bases de datos internacionales ampliamente utilizadas en proyectos fotovoltaicos (como PVGIS y Meteonorm), la irradiación solar global promedio diaria en esta zona se sitúa alrededor de 4,98 a 5,77 kWh/m²·día.

La irradiación solar global horizontal anual obtenida para el sitio es de 1.995,3 kWh/m²·año, valor que confirma la alta disponibilidad del recurso solar en la zona de estudio. La Tabla 10 resume los valores mensuales de irradiación, junto con las principales variables meteorológicas relevantes para el diseño del sistema fotovoltaico.

Tabla 10 Irradiación global mensual (kWh/m²·mes) y temperatura media

Mes	Irradiación global horizontal (kWh/m ² ·mes)	Temperatura media (°C)
Enero	178,9	9
Febrero	139,4	10
Marzo	163,9	11
Abril	159,6	13
Mayo	171,9	15
Junio	170,0	18
Julio	181,6	20
Agosto	191,5	20
Septiembre	169,1	18
Octubre	156,8	15
Noviembre	147,3	12
Diciembre	165,3	9
Total anual	1995,3	14,4

Fuente: Autor.

Además de la irradiación solar, la temperatura ambiente constituye una variable clave en el desempeño de los módulos fotovoltaicos, debido a su influencia directa sobre la temperatura de las

celdas y, por ende, sobre las pérdidas por efecto térmico. En este sentido, el sitio de estudio presenta condiciones particularmente favorables.

Los datos meteorológicos indican una temperatura media anual de 14,4 °C, valor relativamente bajo que contribuye a reducir las pérdidas por temperatura en los módulos fotovoltaicos, especialmente en comparación con zonas de clima cálido. Esta condición resulta beneficiosa para tecnologías de silicio cristalino, cuyo rendimiento disminuye conforme aumenta la temperatura de operación.

Adicionalmente, la velocidad media del viento, estimada en 2,8 m/s, favorece la refrigeración natural de los módulos, contribuyendo a una menor temperatura de celda y, por tanto, a una reducción adicional de las pérdidas térmicas. La variabilidad interanual de la irradiación, estimada en 6,8 %, se considera moderada y coherente con la estabilidad climática de la región, lo que aporta mayor certidumbre a las estimaciones de producción energética a largo plazo.

En el presente estudio, la irradiación global horizontal anual se adopta como referencia para el cálculo de la producción fotovoltaica, considerando una instalación sobre cubierta con inclinaciones moderadas (10°–15°), acordes a las condiciones arquitectónicas del establecimiento. Las pérdidas asociadas a orientación, inclinación, temperatura, sombreado y componentes eléctricos se incorporan posteriormente mediante el factor de rendimiento global del sistema (PR), conforme a prácticas estándar de diseño fotovoltaico.

Para mayor detalle del análisis del recurso solar y la validación de los datos utilizados, se remite al ANEXO 4: Recurso Solar en PVSyst.

3.2.3. Cálculo de la potencia fotovoltaica

Para el presente estudio se considera un factor de rendimiento global del sistema (Performance Ratio, PR) de 0,75, el cual incorpora las pérdidas asociadas a temperatura, suciedad, desajustes entre módulos, pérdidas en cableado, eficiencia de inversores y demás componentes del sistema.

Con estos parámetros, la producción específica anual del sistema fotovoltaico se estima mediante la expresión de la ecuación 7, donde la energía anual es 1995,3 kWh:

$$E_{esp} = 1995,3 \times 0,75 = 1496,5 \text{ kWh}$$

Considerando el consumo anual proyectado del supermercado: 628020 kWh/año.

La potencia fotovoltaica necesaria para cubrir dicho consumo, empleando la ecuación 33:

$$P_{FV} = \frac{E_{anual}}{E_{esp}} \quad (33)$$

Donde:

- P_{FV} (*Potencia fotovoltaica instalada*): Potencia nominal total del generador fotovoltaico, expresada en kWp.
- E_{anual} (*Energía anual requerida o generada*): Energía eléctrica total que se desea cubrir o que se espera generar en un año, expresada en kWh/año.
- E_{esp} (*Energía específica del sistema*): Energía generada por cada kilovatio pico instalado en un año, expresada en kWh/kWp·año.

Dando como resultado:

$$P_{FV} = \frac{628020}{1496,5} = 419,6 \text{ kWp}$$

Por criterios de diseño y redondeo técnico, se adopta una potencia instalada de: 420 kWp.

3.2.4. Selección de los módulos fotovoltaicos

Para el proyecto, y en base al análisis desarrollado en el Capítulo 2, particularmente a la Tabla 3 de comparación de tecnologías de módulos fotovoltaicos y a la tabla referencial de precios de paneles fotovoltaicos en el ANEXO 1, se seleccionan módulos fotovoltaicos LONGi Solar de 585 Wp, pertenecientes a la familia de módulos monocristalinos de alta eficiencia, orientados a aplicaciones comerciales e industriales.

Desde el punto de vista técnico y normativo, los módulos seleccionados cumplen con los principales estándares internacionales exigidos para proyectos fotovoltaicos conectados a red, tales

como IEC 61215 (calificación de diseño y desempeño) e IEC 61730 (seguridad eléctrica), los cuales son reconocidos por la normativa ecuatoriana vigente, en particular la ARCONEL 005/24, la NTE INEN 2532 y el NEC-EC. Este cumplimiento normativo garantiza que los módulos presentan adecuados niveles de confiabilidad mecánica, resistencia ambiental y seguridad eléctrica, aspectos fundamentales para su instalación en cubiertas comerciales y su operación a largo plazo. En términos energéticos, los módulos LONGi de 585 Wp presentan eficiencias del orden del 21–22 %, lo que permite maximizar la potencia instalada por unidad de superficie disponible. Esta característica resulta especialmente relevante en el presente proyecto, donde la superficie de cubierta del supermercado constituye un recurso limitado y debe aprovecharse de manera óptima. Asimismo, el bajo coeficiente de degradación anual ($\approx 0,5$ %/año) contribuye a mantener una producción energética estable a lo largo de la vida útil del sistema, favoreciendo los indicadores técnicos y económicos del proyecto.

Desde una perspectiva económica, de acuerdo con la tabla de precios de módulos fotovoltaicos, los paneles LONGi se sitúan en un rango aproximado de 0,18 a 0,24 USD/Wp, lo que representa una relación costo–beneficio competitivo frente a otras marcas Tier 1 del mercado. Este equilibrio entre precio, eficiencia y confiabilidad técnica permite reducir el costo nivelado de la energía (LCOE) del sistema, mejorando la rentabilidad global del proyecto sin comprometer la calidad de los componentes.

Adicionalmente, la amplia disponibilidad de módulos LONGi en el mercado local y regional, así como su compatibilidad con inversores industriales de última generación (como los analizados en el capítulo correspondiente), facilitan la integración del sistema fotovoltaico y reducen riesgos asociados a suministro, mantenimiento y soporte técnico.

En conjunto, la selección de módulos fotovoltaicos LONGi Solar de 585 Wp se justifica plenamente desde los criterios técnicos, normativos, energéticos y económicos, constituyendo una solución adecuada y robusta para el sistema fotovoltaico propuesto en el supermercado, y alineándose con las buenas prácticas de diseño y las exigencias regulatorias aplicables en el Ecuador.

En función de la potencia fotovoltaica requerida de 420 kWp, el número aproximado de módulos necesarios se calcula en base a la ecuación 34:

$$N_{\text{módulos}} = \frac{P_{\text{FV}}}{P_{\text{módulo}}} \quad (34)$$

Donde:

- $N_{\text{módulos}}$ (*Número de módulos fotovoltaicos*): Cantidad total de paneles solares que conforman el generador fotovoltaico.
- P_{FV} (*Potencia fotovoltaica instalada requerida*): Potencia nominal total del sistema fotovoltaico, expresada en kWp.
- $P_{\text{módulo}}$ (*Potencia nominal del módulo fotovoltaico*): Potencia pico de un módulo individual, expresada en Wp, medida bajo condiciones estándar de ensayo (STC): irradiancia de 1000 W/m², temperatura de celda de 25 °C y espectro AM 1.5. En el presente proyecto, este valor corresponde a 585 Wp para los módulos seleccionados.

Por lo tanto, el número de módulos requerido es:

$$N_{\text{módulos}} = \frac{420000 \text{ W}}{585 \text{ W}} = 718 \text{ módulos}$$

En la tabla 11, se identifica las principales características del panel marca Longi.

Tabla 11 Características técnicas paneles fotovoltaicos LONGI 585W.

Características eléctricas	
Modelo de panel solar	LR5-72HTH 565~585M
Potencia máxima	585 W
Tolerancia de potencia	+5%
Tensión en el punto de máxima potencia	44,21 V
Corriente en punto de máxima potencia	13,24 A
Tensión de circuito abierto	52,36 V
Corriente de cortocircuito	14,27 A
Eficiencia del módulo (%)	22,6 %
Características físicas	
Longitud	2278 mm
Anchura	1134 mm

Profundidad con marco	30 mm
Peso	27,2 kg

Fuente: [19]

Ver ANEXO 5: Ficha técnica Paneles Longi.

3.2.4.1. Estimación de carga adicional por el sistema FV

En base a los datos de la tabla 11, en lo que respecta a las características físicas de cada módulo, representa por la ecuación 36:

$$q_{\text{módulo}} = \frac{\text{Peso}}{\text{Área panel}} \quad (35)$$

Donde:

- $q_{\text{módulo}}$: Carga superficial del módulo (kg/m^2), representa el peso distribuido por unidad de área que el panel transmite a la estructura de soporte o a la cubierta.
- Peso: Masa del módulo fotovoltaico (kg), corresponde al peso propio del panel, según ficha técnica del fabricante.
- Área del panel: Superficie del módulo (m^2).

Entonces:

$$\text{Carga por módulo} = \frac{27,2}{2,58} = 10,5 \text{ kg}/\text{m}^2$$

Según el criterio del NREL Solar Ready Buildings Planning Guide, que indica que un sistema FV sobre cubierta (módulos + racking) añade aproximadamente 3 lb/ft^2 de carga muerta sobre el área colectora. Ese valor equivale a:

$$3 \text{ lb}/\text{ft}^2 = 14,6 \text{ kg}/\text{m}^2$$

Por lo tanto, para prefactibilidad se adopta:

$$q_{FV,total} = 14,6 \text{ kg/m}^2$$

La carga distribuida de la estructura está definida por la ecuación 36:

$$q_{estructura} = q_{FV,total} - q_{módulo} \quad (36)$$

Donde:

- $q_{FV,total}$: representa la carga muerta total distribuida del sistema fotovoltaico sobre la cubierta, expresada en kg/m^2 , e incluye tanto el peso de los módulos como el de la estructura de soporte.
- $q_{módulo}$: corresponde a la carga distribuida debida exclusivamente al peso del módulo fotovoltaico, calculada a partir de su peso real y su superficie.
- $q_{estructura}$: representa la carga distribuida atribuible únicamente a la estructura de soporte y fijaciones

Dando como resultado:

$$q_{estructura} = 14,6 - 10,5 = 4,1 \text{ kg/m}^2$$

En Eurocódigo EN 1991-1-1 (Tabla 6.10, cubiertas – categoría H) propone un valor recomendado de carga impuesta característica [20]:

$$q_k = 40,8 \text{ kg/m}^2$$

Relación entre la carga adicional FV y la carga impuesta de referencia:

$$\frac{q_{FV,total}}{q_k} = \frac{14,6}{40,8} = 0,36 \text{ (36\%)}$$

La carga muerta adicional del sistema FV ($14,6 \text{ kg/m}^2$) es moderada frente a una carga impuesta de referencia para cubiertas ($40,8 \text{ kg/m}^2$).

3.2.4.2. Verificación estructural de prefactibilidad de la cubierta

La evaluación estructural del presente proyecto se realiza a nivel de prefactibilidad, de acuerdo con el alcance definido, el cual no contempla el diseño estructural detallado ni la ejecución física de la instalación.

A partir de las características físicas reales del módulo fotovoltaico seleccionado (dimensiones $2.278 \text{ mm} \times 1.134 \text{ mm}$ y peso de $27,2 \text{ kg}$), se obtiene una superficie unitaria de $2,58 \text{ m}^2$ y una carga distribuida aproximada de $10,5 \text{ kg/m}^2$ debida al propio módulo. Considerando adicionalmente el peso de la estructura de soporte, anclajes y elementos auxiliares, se adopta un valor conservador de $17,5 \text{ kg/m}^2$ como carga total adicional introducida por el sistema fotovoltaico sobre la cubierta. Este valor se compara con las cargas admisibles típicas de cubiertas en edificaciones comerciales, las cuales, según normativas estructurales de referencia como ASCE 7 o Eurocódigo EN 1991, suelen considerar cargas vivas del orden de 100 kg/m^2 o superiores [20]. En consecuencia, la carga adicional asociada al sistema fotovoltaico representa un incremento reducido respecto a las cargas de diseño habituales, por lo que no se identifican restricciones estructurales evidentes a nivel de prefactibilidad.

No obstante, debido a que el presente estudio no incluye la verificación estructural detallada de los elementos portantes ni el análisis de acciones de viento y anclajes, se recomienda realizar una inspección y cálculo estructural específico previo a la implementación del proyecto, a fin de confirmar la capacidad portante real de la cubierta y definir el sistema de fijación definitivo.

3.2.5. Selección de inversores

En base al análisis realizado en el Capítulo 2, particularmente a la Tabla 4 correspondiente a la comparación de inversores comerciales, la conversión de la energía generada por el campo fotovoltaico en corriente alterna se realizará mediante inversores Huawei de la serie SUN2000, diseñados específicamente para aplicaciones comerciales e industriales. La selección de estos equipos se fundamenta en criterios técnicos, normativos y operativos, orientados a garantizar un funcionamiento seguro, eficiente y confiable del sistema fotovoltaico a lo largo de su vida útil.

Desde el punto de vista normativo, los inversores Huawei SUN2000 cumplen con los principales estándares internacionales exigidos para sistemas de generación distribuida conectados a red, entre los que destacan IEEE 1547 y UL 1741, que regulan la interoperabilidad con la red eléctrica, las funciones de protección anti-isla y la calidad de la energía inyectada. Asimismo, estos equipos se encuentran certificados bajo las normas IEC 62116 (ensayos de anti-isla) e IEC 61727 (interconexión de sistemas fotovoltaicos a redes de distribución), lo que asegura un comportamiento adecuado frente a perturbaciones de voltaje y frecuencia. Dichos estándares son reconocidos por la normativa ecuatoriana vigente, en particular por la ARCONEL 005/24, la NTE INEN 2532 y el NEC-EC, permitiendo la conexión segura del sistema fotovoltaico a la red de distribución.

En términos de dimensionamiento, para una potencia fotovoltaica instalada del orden de 420 kW_p, se adopta una relación DC/AC cercana a 1,2, valor ampliamente recomendado en sistemas conectados a red para maximizar la producción anual de energía sin incurrir en pérdidas significativas por recorte de potencia (*clipping*). Bajo este criterio, se plantea una potencia total de inversores comprendida entre 380 y 400 kW AC, distribuida en múltiples unidades string. Esta configuración incrementa la modularidad del sistema, mejora la disponibilidad operativa y reduce el impacto de fallas individuales sobre la producción total de energía.

La utilización de inversores string Huawei aporta además una elevada flexibilidad de diseño, al incorporar múltiples seguidores de punto de máxima potencia (MPPT independientes), lo que facilita la adaptación del arreglo fotovoltaico a distintas orientaciones, inclinaciones y posibles diferencias de irradiancia sobre la cubierta del supermercado. Esta característica contribuye a minimizar pérdidas por desajuste (*mismatch*) y a optimizar el aprovechamiento del recurso solar disponible.

Adicionalmente, los inversores seleccionados integran protecciones avanzadas, tales como protección contra sobretensiones (SPD tipo II), detección de arcos eléctricos (AFCI), monitoreo de aislamiento y sistemas de desconexión automática ante condiciones anómalas de red, en cumplimiento con los requerimientos de seguridad eléctrica establecidos en el NEC-EC. La plataforma de monitoreo FusionSolar permite una supervisión continua del desempeño del sistema, facilitando la detección temprana de fallas y la gestión eficiente de la operación y el mantenimiento.

Finalmente, la compatibilidad nativa con sistemas de almacenamiento energético (banco de baterías), como la familia LUNA2000, proporciona una solución escalable para futuras estrategias de gestión energética, respaldo de cargas críticas o autoconsumo optimizado, alineándose con las tendencias actuales de integración de energías renovables y almacenamiento.

En un caso estándar de autoconsumo con inyección permitida o limitada, se dimensiona por relación DC/AC, como se indica en la ecuación 37:

$$P_{\text{inv,AC}} = \frac{P_{\text{FV,DC}}}{R_{\text{DC/AC}}} \quad (37)$$

Donde:

- $P_{\text{inv,AC}}$: Potencia nominal del inversor en corriente alterna (kW), es la potencia mínima que debe tener el inversor para operar adecuadamente con el campo fotovoltaico instalado.
- $P_{\text{FV,DC}}$: potencia pico del campo FV (kWp)
- $R_{\text{DC/AC}}$: relación DC/AC adoptada (típicamente 1,10 a 1,30 en C&I)

Para el proyecto, siendo :

$$P_{\text{FV,DC}} = 420 \text{ kWp}$$

Se estima que $R_{\text{DC/AC}} = 1,20$, empleando la ecuación 34:

$$P_{\text{inv,AC}} = \frac{420}{1,20} = 350 \text{ kW}$$

Se requiere de un inversor de 350 kW AC.

Una vez definida la potencia AC total, se define la combinación, como en la ecuación 38:

$$N_{inv} = \left\lceil \frac{P_{inv,AC}}{P_{inv,unidad}} \right\rceil \quad (38)$$

Donde:

- N_{inv} : Número de inversores (entero), cantidad total de inversores a instalar en el sistema fotovoltaico.
- $P_{inv,AC}$: Potencia total requerida en el lado AC (kW), potencia calculada previamente a partir del generador FV y de la relación DC/AC.
- $P_{inv,unidad}$: Potencia nominal de un inversor individual (kW), potencia AC nominal de cada equipo seleccionado.

Si se utilizan inversores Huawei SUN2000 de 100 kW:

$$N_{inv} = \left\lceil \frac{350}{100} \right\rceil = 4 \text{ unidades}$$

En la tabla 12, se identifica las principales características del inversor Huawei 100kW M1.

Tabla 12 Ficha técnica inversor SUN2000-100KTL-M1

Parámetro	SUN2000-100KTL-M1	
	Entrada CC (FV)	
Voltaje máximo de entrada	1.100 V	
Voltaje nominal de entrada	720 V (@480 Vac) / 600 V (@400 Vac) / 570 V (@380 Vac)	
Voltaje de arranque	200 V	
Rango de voltaje MPPT	200 – 1.000 V	
Número de MPPT	10	
Entradas máximas por MPPT	2	
	Salida CA (red)	
Potencia nominal de salida	100 kW	
Potencia máxima aparente de salida	110 kVA	
Potencia máxima de salida activa	110 kW	
Voltaje nominal de la red	380 / 400 / 480 V	
Configuración de red	Trifásico (3W + N + PE)	

Frecuencia nominal de la red	50 / 60 Hz
Distorsión armónica total (THDi)	< 3 %
Factor de potencia	0,8 capacitivo – 0,8 inductivo
Eficiencia	
Eficiencia máxima	98,8 %
Eficiencia europea ponderada	98,4 – 98,6 %

Fuente: [21]

Ver ANEXO 6: Ficha técnica inversor trifásico SUN2000KT M1 100kW.

De acuerdo con la regulación ARCONEL aplicable a generación distribuida, el sistema fotovoltaico se configura prioritariamente para autoconsumo. La inyección de excedentes se considera técnicamente posible, pero su magnitud se limita mediante los controles del inversor Huawei, pudiendo operar en modo ‘zero export’ o con límite de potencia inyectada, conforme a los requerimientos de la distribuidora.

3.2.6. Integración del sistema fotovoltaico con almacenamiento energético (Banco de baterías)

Con el fin de incrementar la resiliencia energética del supermercado y garantizar la continuidad de las cargas críticas ante eventuales interrupciones del suministro eléctrico, el sistema fotovoltaico se complementa con un sistema de almacenamiento de energía (Energy Storage System, ESS) de tipo comercial e industrial.

El almacenamiento se concibe principalmente para respaldar la cadena de frío, los sistemas de TI y otros servicios esenciales, los cuales representan una carga base aproximada de 50–60 kW durante periodos de operación nocturna o de cierre. Considerando un criterio de autonomía mínima de 3 horas, la energía de respaldo requerida se calcula mediante la ecuación 39:

$$E_{ESS} = P_{crítica} \times t \quad (39)$$

Donde:

- E_{ESS} : Energía almacenada.
- $P_{crítica}$: potencia crítica del equipo a cubrir.
- t : tiempo de autonomía.

Por lo tanto, la energía que debe cubrir el sistema de almacenamiento es:

$$E_{ESS} = 60 \text{ kW} \times 3 \text{ h} = 180 \text{ kWh}$$

Para cubrir este requerimiento, se propone el uso de un sistema Huawei LUNA2000 de aplicación C&I, con una capacidad del orden de 200 kWh, lo que proporciona un margen adicional frente a pérdidas internas y degradación a lo largo del tiempo. Este tipo de sistema se presenta en gabinetes industriales integrados, con sistemas de gestión de baterías (BMS), climatización y protección contra incendios incorporados, lo cual garantiza un alto nivel de seguridad y confiabilidad.

La integración del banco de baterías con los inversores Huawei permite una gestión coordinada de la energía generada, almacenada y consumida, habilitando estrategias de operación como respaldo ante cortes, reducción de picos de demanda y optimización del autoconsumo fotovoltaico. En fases posteriores del estudio se evaluará el impacto económico del almacenamiento y su contribución a la reducción de costos operativos del supermercado.

Para garantizar el respaldo de las cargas críticas del establecimiento, particularmente las cadenas de frío (refrigeración y congelación) y los sistemas de tecnología de la información (TI), se selecciona un sistema de almacenamiento de energía de tipo comercial e industrial (Banco de Baterías). De acuerdo con el análisis desarrollado en el Capítulo 2, y en base a la Tabla 5 de comparación de tecnologías en sistemas de almacenamiento energético, se escoge el sistema Huawei LUNA2000-200KWH-2H1, el cual presenta una capacidad útil máxima de 193,5 kWh y una potencia nominal de descarga de 100 kW.

Desde el punto de vista técnico, el sistema seleccionado utiliza tecnología de baterías LiFePO₄ (LFP), reconocida por su alta estabilidad térmica, elevada seguridad operativa y larga vida útil, características esenciales para aplicaciones críticas en entornos comerciales. Con una profundidad de descarga (DOD) cercana al 100 % y una vida útil superior a 10.000 ciclos, el ESS garantiza un

desempeño confiable durante toda la vida útil del proyecto, reduciendo riesgos asociados a degradación prematura o fallos por sobretensión.

En términos de dimensionamiento, la capacidad seleccionada permite cubrir aproximadamente 3 horas de operación continua para una demanda base estimada de 60 kW, correspondiente a las cargas críticas definidas en el estudio de carga. Este respaldo resulta suficiente para asegurar la conservación de productos refrigerados, la continuidad de los sistemas de control, comunicaciones y monitoreo, y la mitigación de pérdidas económicas ante interrupciones del suministro eléctrico de la red.

Desde la perspectiva normativa y de seguridad, el sistema Huawei LUNA2000 cumple con los principales estándares internacionales aplicables a sistemas de almacenamiento estacionario, tales como IEC 62619 (seguridad de baterías de ion-litio para aplicaciones industriales), IEC 63056 (sistemas de almacenamiento de energía) y UN 38.3 (transporte seguro de baterías de litio). Estas certificaciones son coherentes con los requisitos establecidos por la normativa ecuatoriana vigente, en particular la ARCONEL 005/24, la NTE INEN 2532 y el NEC-EC, garantizando una integración segura del sistema de almacenamiento con el sistema fotovoltaico y la red eléctrica.

Adicionalmente, la integración nativa con los inversores Huawei SUN2000 y la plataforma de monitoreo FusionSolar permite una gestión centralizada del sistema FV +Banco de Baterías, facilitando estrategias avanzadas como respaldo automático ante fallos de red, priorización de cargas críticas y supervisión en tiempo real del estado de carga, ciclos y desempeño del banco de baterías. Esta integración reduce la necesidad de equipos externos, simplifica la arquitectura del sistema y mejora la confiabilidad global de la instalación.

En la tabla 13, se identifica las principales características del sistema de almacenamiento Huawei LUNA2000-200KWH-2H1.

Tabla 13 Ficha técnica batería Huawei LUNA2000-200KWH-2H1.

Parámetro	LUNA2000-200KWH-2H1
Configuración del sistema	
Configuración de baterías	12S1P
Capacidad máxima del sistema de almacenamiento	193,5 kWh
Potencia nominal del sistema	100 kW
Entrada / Salida CA (PCS integrado)	
Tipo de acoplamiento	Acoplado en corriente alterna (AC-coupled)

Tensión nominal de conexión CA	380 / 400 V trifásico
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Parámetros físicos	
Dimensiones (W × H × D), incluyendo DC/DC y PCS	2570 × 2135 × 1200 mm
Dimensiones del módulo de baterías (W × H × D)	1810 × 2135 × 1200 mm
Peso total (incluyendo módulos de batería)	≤ 2950 kg
Peso sin módulos de batería	≤ 1070 kg

Fuente: [22]

Ver ANEXO 7: Ficha técnica LUNA2000-200KWH-2H.

3.3. Diseño del sistema fotovoltaico con almacenamiento y esquema de acoplamiento eléctrico

El Supermercado Santa María dispone de un suministro eléctrico en media tensión de 22,8 kV, con transformación a baja tensión 220/127 V trifásica a cuatro hilos, nivel en el cual operan actualmente las cargas del establecimiento. Sobre esta infraestructura se proyecta la integración de un sistema fotovoltaico con almacenamiento energético en baja tensión, utilizando tecnología Huawei de aplicación comercial e industrial.

El sistema propuesto está compuesto por 718 módulos fotovoltaicos LONGi de 585 Wp, cuatro inversores Huawei SUN2000-100KTL-M1 y un sistema de almacenamiento Huawei LUNA2000-200KWH-2H1, configurado para respaldo de cargas críticas y optimización del autoconsumo.

El sistema de almacenamiento (banco de baterías) no se dimensiona para incrementar la energía anual generada, sino para garantizar continuidad de suministro a cargas críticas, mejorar la calidad de energía y reducir picos de demanda. Por esta razón, su aporte no se integra al balance energético anual, sino que se evalúa desde un enfoque de resiliencia y gestión operativa.

Para el cálculo y reporte de la energía anual del SGDA se adopta como referencia la potencia nominal del sistema, definida en función de la capacidad aprobada de conexión y del comportamiento operativo del sistema. De acuerdo con la Regulación ARCONEL 005/24 (Codificada), la Potencia Nominal del SGDA debe respetar límites asociados a la condición de

inyección o no inyección, y en particular, cuando no hay inyección, la potencia nominal está limitada por la demanda máxima registrada del consumidor y por la capacidad de conexión aprobada por la Distribuidora. Asimismo, ARCONEL establece que el dimensionamiento debe basarse en un estudio técnico y que la producción anual de energía del SGDA debe ser igual o menor que la demanda anual del consumidor. En este contexto, aunque el generador fotovoltaico tiene una potencia pico DC de 420 kWp, la capacidad efectiva de entrega en AC está limitada por la potencia total de inversores (400 kW AC), por lo que el cálculo de energía anual se reporta en función de la menor potencia del conjunto (potencia nominal AC).

Utilizando la ecuación 33, de cálculo de la potencia y despejando el valor de rendimiento específico anual del sistema calculado de 1496,5 [kWh/año].

$$E_{\text{anual,nom}} = 400 \cdot 1496,5 = 598,600 \text{ [kWh/año]}$$

3.3.1. Performance Ratio (PR) y Factor de Planta del proyecto

La evaluación del desempeño de un sistema fotovoltaico no se limita únicamente a la potencia instalada o a la energía generada, sino que requiere el uso de indicadores normalizados que permitan comparar el rendimiento del sistema de forma objetiva, independientemente de las condiciones climáticas del sitio. En este contexto, el Performance Ratio (PR) y el Factor de Planta constituyen dos indicadores fundamentales para analizar la eficiencia global y el aprovechamiento del recurso solar del proyecto.

3.3.1.1. Performance Ratio (PR)

El Performance Ratio (PR) es un indicador adimensional que mide la calidad y eficiencia global del sistema fotovoltaico, relacionando la energía eléctrica efectivamente producida con la energía teórica que podría generarse bajo condiciones ideales del recurso solar disponible. A diferencia de la producción energética absoluta, el PR permite evaluar el desempeño del sistema independientemente de la irradiación solar, lo que lo convierte en un parámetro clave para comparar instalaciones fotovoltaicas ubicadas en distintas regiones o con diferentes niveles de recurso solar.

Cálculo del rendimiento final:

El parámetro Y_f , conocido como rendimiento específico o producción específica del sistema fotovoltaico, expresa la cantidad de energía eléctrica generada por unidad de potencia instalada en corriente continua durante un periodo determinado, generalmente un año. Se define mediante la ecuación 40.

$$Y_f = \frac{E_{FV}}{P_{FV}} \quad (40)$$

Donde:

- Y_f : producción específica del sistema fotovoltaico.
- E_{FV} : representa la energía eléctrica anual generada por el sistema fotovoltaico, expresada en kilowatt-hora (kWh).
- P_{FV} : corresponde a la potencia nominal instalada del sistema fotovoltaico, expresada en kilowatt pico (kWp).

Por lo tanto, el rendimiento final del proyecto es:

$$Y_f = \frac{598,600}{400} = 1496,5 \text{ kWh/kWp/año}$$

El parámetro PR_{ref} , denominado Performance Ratio de referencia, es un indicador adimensional que permite evaluar el desempeño global del sistema fotovoltaico, independientemente del nivel de irradiación disponible en el sitio, está definido mediante la ecuación 41.

$$PR_{ref} = \frac{Y_f}{H_{GHI}} \quad (41)$$

Donde:

- PR_{ref} : Performance Ratio de referencia del sistema fotovoltaico.
- Y_f : es el rendimiento específico del sistema fotovoltaico, expresado en kWh/kWp·año, y representa la energía eléctrica generada por unidad de potencia instalada en corriente continua.
- H_{GHI} : es la irradiación solar global horizontal anual, expresada en kWh/m²·año, obtenida a partir de bases de datos solares como PVGIS.

Como dato meteorológico disponible en el informe, PVGIS entrega la irradiación global horizontal anual:

$$H_{GHI} = 1995,3 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$$

Por lo tanto, empleando la ecuación 38 el valor del Performance Ratio de referencia es:

$$PR_{ref} = \frac{1496,5}{1995,3} = 0,75 = 75 \%$$

3.3.1.2. Factor de Planta (Capacity Factor)

El Factor de Planta, también conocido como Capacity Factor, es un indicador que permite evaluar el grado de aprovechamiento de la potencia instalada de un sistema fotovoltaico a lo largo de un periodo determinado, generalmente un año. Este parámetro relaciona la energía eléctrica realmente generada con la energía máxima teórica que el sistema podría producir si operara a plena potencia nominal de forma continua durante todo el periodo de análisis. Empleando la ecuación 11 se realizan los cálculos del factor de planta:

a) Factor de planta respecto a potencia AC (más usado en operación)

$$FP_{AC} = \frac{598,600}{400 \times 8760} = 0,1708 = 17 \%$$

b) Factor de planta respecto a potencia DC (referencia FV)

$$FP_{DC} = \frac{598,600}{420 \times 8760} = 0,1626 \approx 16 \%$$

El factor de planta del proyecto es de 17% respecto a potencia AC instalada, y 16 % respecto a potencia DC. Ambos valores son coherentes con el recurso solar disponible y con la producción anual simulada.

3.3.2. Integración del banco de baterías al balance energético anual

La integración de un sistema de almacenamiento de energía (banco de baterías) al sistema fotovoltaico modifica de manera significativa el balance energético anual del proyecto, al permitir una gestión más flexible de la energía generada y una mayor correspondencia entre los perfiles de generación y consumo. A diferencia de un sistema fotovoltaico convencional conectado a red, la incorporación del banco de baterías posibilita el desplazamiento temporal de la energía, almacenando los excedentes generados en periodos de alta irradiancia para su posterior utilización en horarios de mayor demanda o ante interrupciones del suministro eléctrico.

3.3.2.1. Respaldo de cargas críticas con banco de baterías

Para el presente proyecto se definen como cargas críticas aquellas cuyo corte compromete la continuidad mínima de operación del supermercado, genera riesgo de pérdida de inventario perecible o afecta funciones esenciales de seguridad y control. En consecuencia, se priorizan: (i) refrigeración y congelación (cadena de frío), (ii) sistemas de caja y TI (operación mínima de ventas

y control), y (iii) iluminación mínima de seguridad y señalización. Adicionalmente, se considera un margen para servicios auxiliares imprescindibles (controles, comunicaciones y cargas de control).

Tabla 14 Cargas críticas respaldadas por el banco de baterías.

Grupo de carga crítica	Descripción	Cantidad	Potencia unitaria (kW)	Potencia total (kW)	Observación operativa
Cadena de frío 1	Cámaras de congelación (compresores en operación)	6	3,0	18,0	Operación 24/7, prioridad 1
Cadena de frío 2	Refrigeradores / vitrinas (compresores en operación)	12	1,5	18,0	Operación 24/7, prioridad 1
TI y cajas	POS, routers, switches, PCs esenciales	10	0,15	1,5	Prioridad 2
Seguridad	Iluminación mínima, señalética, CCTV (mínimo)	—	—	2,5	Prioridad 2
Control	PLC/controles, comunicación, auxiliares mínimos	—	—	2,0	Prioridad 2
TOTAL				42,0 kW	

En el ANEXO 3: Estudio de Carga Supermercado Santa María, literal b se puede observar el desglose de las cargas críticas, cantidad y relación de capacidad instalada. Los sistemas de refrigeración tienen operación cíclica; para respaldo se considera potencia promedio equivalente en falla.

3.3.2.2. Parámetros del banco de baterías y autonomía objetivo

El sistema de almacenamiento considerado tiene una capacidad nominal de:

$$C_{nom} = 193,5 \text{ kWh}$$

Para preservar vida útil y seguridad operativa, se adopta una profundidad de descarga máxima:

$$DoD_{max} = 80\%$$

Por lo tanto, la energía útil disponible para respaldo está definido mediante la ecuación 42:

$$E_{\acute{u}til} = C_{nom} \cdot DoD_{max} \quad (42)$$

Donde:

- $E_{\acute{u}til}$: energía útil disponible para respaldo kWh.
- C_{nom} : capacidad nominal del sistema de almacenamiento.
- DoD_{max} : profundidad de descarga máxima.

Por lo tanto, la energía útil disponible para el respaldo de energía, empleando la ecuación 42 es:

$$E_{\acute{u}til} = 193,5 \cdot 0,8 = 154,8 \text{ kWh}$$

Como parte de diseño se tiene una autonomía objetivo de 2 a 3 horas, suficiente para cubrir microcortes, maniobras de red y contingencias típicas urbanas, sin dimensionar el sistema de almacenamiento para respaldo prolongado (lo cual implicaría sobredimensionamiento económico).

La autonomía teórica para la potencia crítica total P_{crit} se calcula mediante la ecuación 43:

$$t_{aut} = \frac{E_{\acute{u}til}}{P_{crit}} \quad (43)$$

Donde:

- t_{aut} : Tiempo de autonomía (h), intervalo durante el cual el sistema puede suministrar energía a las cargas críticas de forma continua.

- $E_{\acute{u}til}$: Energía útil del sistema de almacenamiento.
- P_{crit} : potencia de las cargas críticas.

Sustituyendo $E_{\acute{u}til} = 154,8$ kWh y $P_{crit} = 42,0$ kW, en la ecuación 43:

$$t_{aut} = \frac{154,8}{42,0} = 3,69 \text{ h}$$

Para un enfoque más realista se considera la eficiencia de conversión y pérdidas del sistema (inversión y control), adoptando $\eta = 0,90$:

$$t_{aut,real} = \frac{E_{\acute{u}til} \cdot \eta}{P_{crit}} \quad (44)$$

Donde:

- $t_{aut,real}$ (*Tiempo de autonomía real*): Duración durante la cual el sistema de almacenamiento puede alimentar las cargas críticas, expresada en horas (h).
- $E_{\acute{u}til}$ (*Energía útil disponible*): Energía efectivamente aprovechable del sistema de baterías, expresada en kWh.
- η (*Eficiencia global del sistema*): Eficiencia total del banco de baterías (adimensional).
- P_{crit} (*Potencia de las cargas críticas*): Potencia activa total de las cargas que deben mantenerse operativas durante un fallo de suministro, expresada en kW.

El tiempo de autonomía real del sistema de almacenamiento es:

$$t_{aut,real} = \frac{154,8 \cdot 0,90}{42,0} = 3,32 \text{ h}$$

El banco de baterías proporciona una autonomía aproximada de 3,3 horas para las cargas críticas definidas.

- Días operativos anuales:

Aunque el supermercado objeto de estudio opera comercialmente los 365 días del año, para el análisis energético se adoptó un número de días operativos anuales de $N_d = 330$ días/año, correspondiente a días equivalentes de operación efectiva. Esta aproximación es común en estudios de ingeniería energética, ya que no todos los días del año representan una operación eléctrica plena desde el punto de vista de consumo, generación o almacenamiento de energía. En instalaciones comerciales de gran escala, como supermercados, existen períodos de mantenimiento programado de sistemas eléctricos y de refrigeración, ajustes operativos, días con carga parcial asociada a feriados, inventarios o reducción de horarios efectivos de equipos, así como eventos no programados que disminuyen el uso nominal de los sistemas energéticos. Diversas guías técnicas y estudios internacionales recomiendan considerar entre un 5 % y 10 % de indisponibilidad o operación no equivalente al año para evitar la sobreestimación de la energía anual y de los ciclos de operación, especialmente en análisis de sistemas fotovoltaicos y bancos de baterías [23].

$$N_d = 330 \text{ días/año}$$

- Eficiencia “round-trip” (si no está en ficha, se adopta valor típico):

$$\eta_{rt} = 0,90$$

Si se utiliza diariamente la energía útil:

$$E_{desc,año} = E_{ciclo} \cdot N_d \quad (45)$$

Donde:

- $E_{desc,año}$: Energía anual descargada por el sistema de almacenamiento (kWh/año).
- E_{ciclo} : es la energía útil, calculada mediante la ecuación 42.
- N_d : Días operativos anuales considerados.

Por lo tanto, la energía descargada anualmente utilizando la ecuación 42 tiene el valor de:

$$E_{desc,año} = E_{ciclo} \cdot N_d = 154,8 \cdot 330 = 51084 \text{ kWh/año}$$

La energía cargada es mayor que la descargada por pérdidas:

$$E_{carg,año} = \frac{E_{desc,año}}{\eta_{rt}} \quad (46)$$

Donde:

- $E_{carg,año}$: energía anual de carga del sistema de almacenamiento (kWh/año).
- $E_{desc,año}$: energía descargada al año (kWh/año).
- η_{rt} : rendimiento.

Por lo tanto, la energía cargada anualmente utilizando la ecuación 46 tiene el valor de:

$$E_{carg,año} = \frac{51084}{0,90} = 56760 \text{ kWh/año}$$

El número de ciclos equivalentes anuales se calcula como:

$$N_{ciclos} = \frac{E_{desc,año}}{E_{ciclo}} \quad (47)$$

Donde:

- N_{ciclos} : Número de ciclos equivalentes por año (ciclos/año)

- $E_{desc,año}$: Energía de descarga anual en kWh.
- E_{ciclo} : Energía útil de la batería.

Empleando la ecuación 47, el número de ciclos de descarga es:

$$N_{ciclos} = \frac{51084}{154,8} = 330 \text{ ciclos/año}$$

En la tabla 15 se presenta el resumen de los parámetros del balance energético del sistema usando banco de baterías.

Tabla 15 Integración del banco de baterías al balance energético anual.

Parámetro	Símbolo	Valor
Capacidad nominal banco de baterías	C_{nom}	193,5 kWh
Profundidad de descarga	DoD	80 %
Energía útil por ciclo	E_{ciclo}	154,8 kWh/ciclo
Eficiencia round-trip adoptada	η_{rt}	0,90
Energía anual descargada	$E_{desc,año}$	51084 kWh/año
Energía anual cargada	$E_{carg,año}$	56760 kWh/año
Ciclos equivalentes anuales	N_{ciclos}	330 ciclos/año

El sistema banco de baterías se integra al balance energético anual gestionando aproximadamente 51 MWh/año de energía descargada hacia cargas críticas y/o gestión de demanda. La energía anual cargada se estima en 56,8 MWh/año al considerar una eficiencia round-trip del 90 %. El régimen operativo equivale a cerca de 330 ciclos anuales, consistente con una operación diaria en alrededor de 330 días al año. Cabe destacar que el banco de baterías no incrementa la energía anual generada por el SFV, sino que permite desplazarla temporalmente, aportando continuidad operativa y reducción de riesgo.

3.3.2.3. Escenario de corte de red y modo de operación del banco de baterías

El análisis del escenario de corte de red resulta fundamental para evaluar la capacidad del sistema de almacenamiento de energía (banco de baterías) de garantizar la continuidad del suministro eléctrico a las cargas críticas ante interrupciones del servicio por parte de la red de distribución. En instalaciones comerciales como supermercados, donde existen equipos sensibles y procesos críticos, principalmente las cadenas de frío y los sistemas de tecnología de la información (TI), la pérdida de suministro eléctrico puede generar importantes impactos económicos y operativos.

En este contexto, el sistema banco de baterías actúa como un elemento de respaldo energético, permitiendo la operación en modo aislado (islanding controlado) cuando se detecta una condición de falla o corte en la red. El análisis de este escenario permite definir el comportamiento del sistema ante la desconexión automática de la red, los criterios de priorización de cargas, el tiempo de autonomía disponible y las estrategias de control implementadas para asegurar una transición segura y estable entre los modos de operación.

Para la implementación del respaldo energético, se realiza una separación explícita de las cargas críticas del supermercado, las cuales se concentran en tableros dedicados e independientes del resto de cargas no prioritarias. De acuerdo con el esquema mostrado el ANEXO 9: Diagrama Unifilar sistema fotovoltaico, se consideran como cargas críticas los siguientes subtableros trifásicos: refrigeración y congelación, aires acondicionados esenciales, hornos y cocina y telecomunicaciones, debido a su impacto directo en la continuidad operativa, conservación de productos y seguridad del establecimiento.

Estos subtableros se alimentan normalmente desde el tablero general de baja tensión, pero se conectarán a un tablero de cargas críticas, el cual constituye el punto de suministro respaldado por el sistema de almacenamiento. En condiciones normales de operación, la energía fluye desde la red hacia los tableros críticos, mientras que el sistema de almacenamiento Huawei permanece sincronizado con la red y en estado de espera o realizando funciones de gestión energética.

El sistema de respaldo se implementa mediante la integración del banco de baterías Huawei LUNA2000, asociado al PCS del sistema Smart ESS, el cual opera de manera coordinada con los inversores Huawei SUN2000. Ante una pérdida de tensión o falla del suministro eléctrico, el sistema de control detecta automáticamente la condición de corte en el punto de conexión a la red

y ejecuta la transición a modo isla. En este proceso, el PCS desacopla eléctricamente el tablero de cargas críticas de la red pública y comienza a alimentar dichos tableros directamente desde el banco de baterías, manteniendo la tensión y frecuencia nominal del sistema trifásico.

La conmutación se realiza de forma automática y sin intervención manual, mediante los dispositivos de seccionamiento y control integrados en el ecosistema Huawei, garantizando que no exista inyección de energía hacia la red durante el corte, en cumplimiento de los requisitos de seguridad eléctrica y anti-isla. Una vez restablecido el suministro, el sistema sincroniza nuevamente con la red, transfiere progresivamente las cargas críticas a su estado normal de alimentación y retorna el banco de baterías a su modo de operación estándar.

- **Escenario de corte**

Se considera el evento de pérdida súbita del suministro de red (corte total), durante horario diurno o nocturno. El sistema debe garantizar la continuidad de las cargas críticas seleccionadas durante el tiempo de autonomía calculado, priorizando la cadena de frío.

El banco de baterías opera en modo respaldo con las siguientes reglas:

1) Detección de falla de red: el sistema identifica ausencia/condiciones fuera de rango de tensión y frecuencia.

2) Aislamiento y alimentación de cargas críticas: se conmuta a un tablero crítico dedicado (EPS/backup) que alimenta únicamente las cargas priorizadas.

3) Priorización de cargas:

- **Prioridad 1:** refrigeración y congelación (cadena de frío).
- **Prioridad 2:** TI/cajas mínimas y seguridad.

Cargas no críticas quedan desconectadas durante el evento.

1) Límites de descarga (protección del banco de baterías):

- Profundidad de descarga limitada a $DoD_{max} = 80\%$ (SOC mínimo 20%).
- Limitación de potencia de descarga según capacidad nominal del sistema.

- Desconexión automática por umbrales de protección (tensión, corriente, temperatura).

2) **Restablecimiento:** al retornar la red, el sistema sincroniza y regresa a operación normal; el banco de baterías inicia recarga priorizando disponibilidad para un nuevo evento.

En síntesis, el banco de baterías se integra como sistema de respaldo de cargas críticas, garantizando continuidad de operación mínima del supermercado mediante un esquema de priorización de cargas y límites de descarga que preservan la vida útil del almacenamiento. La autonomía obtenida para la potencia crítica definida es del orden de 3,3 horas, lo cual cumple el criterio de respaldo para eventos típicos de interrupción del suministro en entornos urbanos.

3.3.3. Compatibilidad de tensiones y necesidad de transformación

Los inversores fotovoltaicos Huawei SUN2000-100KTL-M2 están diseñados para operar en redes trifásicas de 380/400 V, mientras que el sistema de almacenamiento Huawei LUNA2000-200KWH-2H1 incorpora un convertidor bidireccional (PCS) que se conecta igualmente en corriente alterna a 380/400 V. En consecuencia, no es técnicamente viable acoplar directamente estos equipos a la red interna existente de 220/127 V, aun cuando esta disponga de neutro.

Para garantizar la compatibilidad eléctrica y el correcto funcionamiento del sistema, se define la implementación de una barra de baja tensión dedicada a 400 V, sobre la cual se conectan tanto los inversores fotovoltaicos como el sistema de almacenamiento. La interconexión entre la red interna del supermercado (220/127 V) y la barra de 400 V se realiza mediante un transformador elevador 0,22/0,4 kV, de tipo seco, dimensionado para soportar la potencia total del sistema fotovoltaico y del ESS.

Este esquema permite desacoplar funcionalmente la infraestructura existente del supermercado de la barra de generación y almacenamiento, manteniendo la operación normal de las cargas y asegurando la compatibilidad con los equipos seleccionados.

3.3.4. Configuración del campo fotovoltaico y stringing

El campo fotovoltaico se configura mediante 40 strings, definidos a partir del criterio de tensión máxima admisible por los inversores y del rango de operación de los seguidores MPPT. Se adopta una configuración predominante de 18 módulos en serie por string, complementada con dos strings de 17 módulos para completar el total de 718 módulos instalados.

La distribución final es la siguiente:

- 38 strings de 18 módulos
- 2 strings de 17 módulos

Los strings se distribuyen equitativamente entre los cuatro inversores, asignando 10 strings por inversor. Cada inversor utiliza cinco MPPT con dos strings por MPPT, manteniendo márgenes adecuados de corriente y dejando MPPT disponibles para flexibilidad operativa o futuras ampliaciones. Esta configuración cumple con los límites eléctricos del inversor y garantiza un funcionamiento estable del sistema.

3.3.5. Integración del sistema de almacenamiento y respaldo de cargas críticas

El sistema de almacenamiento Huawei LUNA2000-200KWH-2H1 se conecta en corriente alterna a la barra de 400 V, operando como un sistema de almacenamiento de tipo C&I con control centralizado. Su función principal es proporcionar respaldo energético a las cargas críticas del supermercado, tales como sistemas de refrigeración, equipos de TI y servicios esenciales, ante eventuales interrupciones del suministro eléctrico.

Para este propósito, se define un tablero de cargas críticas, eléctricamente separado del tablero general del supermercado. Dicho tablero se alimenta desde la barra de 400 V a través de un transformador reductor 0,4/0,22 kV, de modo que las cargas críticas continúen operando a su nivel de tensión nominal de 220/127 V.

El sistema incorpora un esquema de aislamiento y transferencia, que permite desconectar el establecimiento de la red pública en caso de falla (anti-islanding) y habilitar la operación en modo respaldo mediante el ESS. Una vez restablecido el suministro, el sistema sincroniza nuevamente con la red y retorna a operación normal.

3.3.6. Sistema de monitoreo y control

El monitoreo y control del sistema fotovoltaico y del almacenamiento energético se realiza mediante un Huawei SmartLogger3000A, el cual actúa como controlador maestro de comunicaciones. Este equipo centraliza la adquisición de datos de los inversores, del sistema de almacenamiento y de los medidores de energía, utilizando comunicación RS485/Modbus en topología de bus.

3.3.7. Herramienta de simulación energética

Para validar el dimensionamiento energético del sistema fotovoltaico y analizar su interacción con la demanda del supermercado, se empleó el software FusionSolar SmartDesign de Huawei. Para evaluar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y el perfil de consumo del supermercado, se construye una comparación mensual entre la energía consumida y la energía fotovoltaica estimada. El consumo mensual se obtiene a partir de la proyección anual ajustada por estacionalidad, mientras que la generación fotovoltaica mensual se estima utilizando el recurso solar mensual proporcionado por PVGIS y validado mediante simulación en FusionSolar SmartDesign como se observa la producción mensual en el ANEXO 9: Producción mensual SFV, considerando una potencia instalada de 420 kWp en paneles.

En la tabla 16, se realiza la comparación entre el consumo mensual y la generación fotovoltaica simulada, con base al ANEXO 9.

Tabla 16 Comparación entre consumo mensual y generación fotovoltaica simulada.

Mes	Consumo mensual [kWh]	Generación FV simulada [kWh]	Relación FV / Consumo
Enero	54800	54700	1,00
Febrero	52600	46700	0,89

Marzo	53400	50800	0,95
Abril	52900	49300	0,93
Mayo	53700	52800	0,98
Junio	52300	53100	1,02
Julio	52800	56200	1,06
Agosto	53600	59300	1,11
Septiembre	53200	52700	0,99
Octubre	54300	487 00	0,90
Noviembre	54000	45800	0,85
Diciembre	50100	44600	0,89
Total anual	628020	624126	0,99

Fuente: Autor.

La Tabla 16 representa la energía anual generada por el sistema fotovoltaico y el consumo del supermercado. La comparación mensual permite identificar períodos con excedentes y déficits relativos, los cuales serán analizados posteriormente en el capítulo de resultados.

En la imagen de la figura 8 y 9 se puede observar la simulación dando como resultados la producción anual del sistema fotovoltaico y la curva de potencia realizada desde el software FusionSolar.

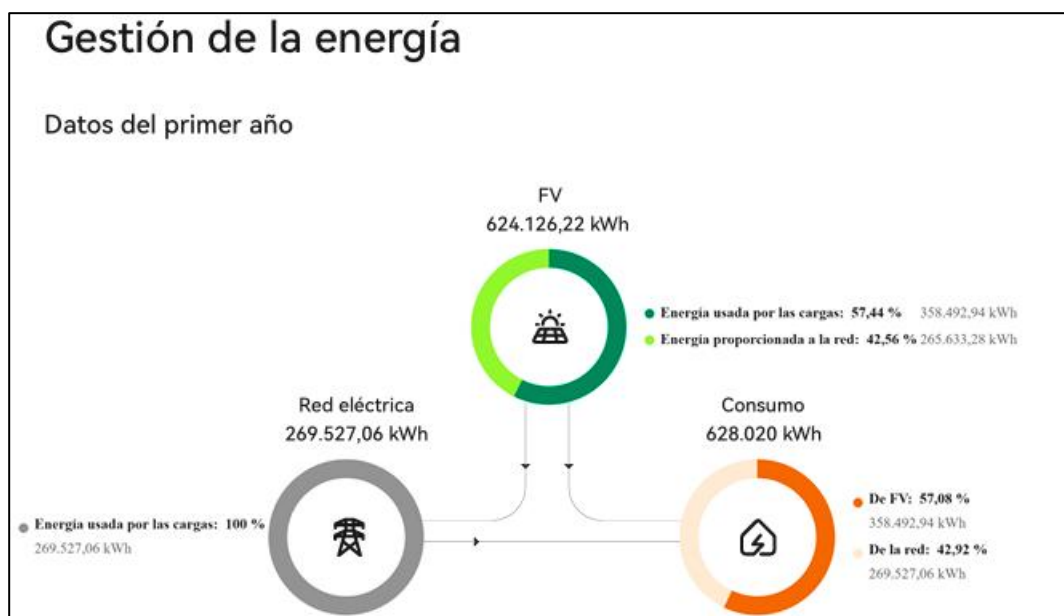


Figura 8 Resultado simulación en FusionSolar.

En la Figura 8 se presenta el balance energético del primer año de operación del sistema fotovoltaico, obtenido a partir de la simulación realizada en el software FusionSolar. En esta representación se integran de forma simultánea la producción anual del sistema FV, el consumo eléctrico del supermercado y el intercambio de energía con la red, permitiendo analizar el nivel de autoconsumo y los excedentes generados.

La simulación indica una producción fotovoltaica anual de 624.126,22 kWh, frente a un consumo anual del establecimiento de 628.020 kWh, lo que evidencia un dimensionamiento deliberadamente cercano al equilibrio energético anual. Del total de energía generada por el sistema fotovoltaico, aproximadamente el 57,44 % (358.492,94 kWh) es consumido directamente por las cargas del supermercado, mientras que el 42,56 % (265.633,28 kWh) corresponde a energía excedente inyectada a la red eléctrica. De manera complementaria, el consumo restante del establecimiento, equivalente al 42,92 % (269.527,06 kWh), es cubierto mediante energía importada desde la red durante periodos sin generación solar.

Esta distribución cercana a un esquema 50/50 entre autoconsumo e inyección de excedentes responde a un criterio de diseño intencional. En sistemas fotovoltaicos conectados a red en instalaciones comerciales, como supermercados, se busca maximizar el autoconsumo sin sobredimensionar el sistema, permitiendo al mismo tiempo la inyección controlada de excedentes para acceder a mecanismos de compensación energética establecidos por la regulación vigente. La energía inyectada a la red se contabiliza como un crédito energético que reduce el balance neto de energía facturada, contribuyendo a una disminución efectiva del costo en la planilla eléctrica.

Desde el punto de vista del balance energético, este esquema permite que la energía excedente generada durante las horas de alta irradiación solar compense parcialmente la energía importada desde la red en horarios nocturnos o de baja generación. Como resultado, aunque el consumo total anual es ligeramente superior a la generación fotovoltaica, el intercambio bidireccional con la red permite optimizar el costo energético global del establecimiento sin comprometer la estabilidad del sistema ni exceder los límites regulatorios de inyección.

Curva de potencia

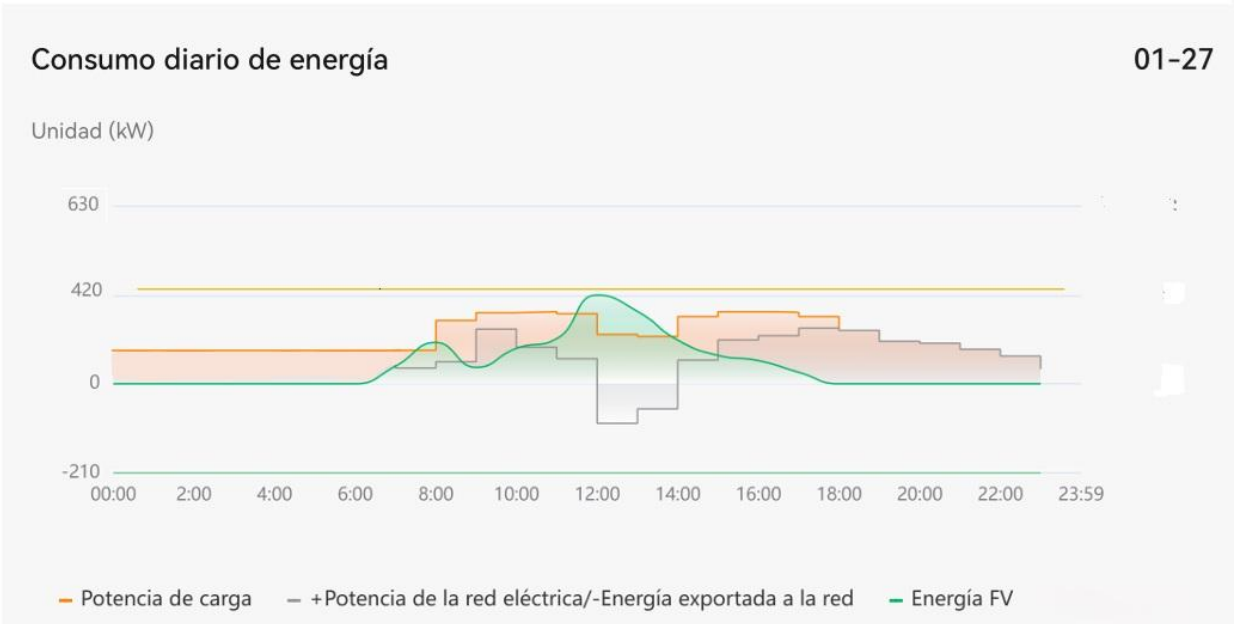


Figura 9 Curva de potencia simulación en FusionSolar

La figura 9 muestra la curva de potencia diaria típica del sistema energético del supermercado, integrando simultáneamente la demanda eléctrica, la generación fotovoltaica, el intercambio con la red y la estructura tarifaria horaria. Esta representación permite analizar la coincidencia temporal entre generación y consumo, así como los períodos de importación y exportación de energía.

La potencia de carga, representada por el área sombreada en color naranja, evidencia un perfil característico de supermercados, con una carga base permanente durante las 24 horas asociada principalmente a sistemas de refrigeración y congelación. A partir de las primeras horas de la mañana se observa un incremento progresivo de la demanda, alcanzando valores máximos entre aproximadamente las 08:00 y 18:00, coincidiendo con la operación comercial, el uso intensivo de iluminación, climatización y procesos internos. Posteriormente, la demanda disminuye gradualmente en horas nocturnas, manteniéndose únicamente las cargas esenciales.

La curva de generación fotovoltaica, representada en color verde, presenta el comportamiento típico de sistemas solares, con inicio de producción alrededor de las 06:00, un máximo cercano al mediodía solar y una caída progresiva hacia el atardecer. El pico de generación se produce cuando la irradiación solar es máxima, lo cual no siempre coincide con el pico de demanda del supermercado.

El área gris representa el intercambio de potencia con la red eléctrica. Valores positivos indican importación de energía desde la red, mientras que valores negativos corresponden a excedentes de generación fotovoltaica exportados. Se observa que durante las horas centrales del día la generación FV puede superar momentáneamente la demanda instantánea, generando excedentes. En cambio, durante las horas nocturnas y de baja irradiación, el supermercado depende completamente del suministro de la red.

La curva de precios de la electricidad, mostrada como una línea horizontal amarilla, permite contextualizar económicamente el comportamiento energético. Se evidencia que una parte significativa de la generación fotovoltaica ocurre durante franjas horarias de mayor costo energético, lo cual favorece el ahorro económico por autoconsumo. Sin embargo, la no coincidencia perfecta entre generación y demanda explica la necesidad de importar energía en ciertos períodos, así como la existencia de excedentes.

En el ANEXO 10: Parámetros de la simulación, se encuentran la ubicación, parámetros de demanda, precio, equipos y configuración principal del software.

3.4. Dimensionamiento y selección de protecciones del sistema FV + banco de baterías

El dimensionamiento y la correcta selección de las protecciones eléctricas constituyen un aspecto crítico en el diseño de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía (FV + banco de baterías), ya que garantizan la seguridad de las personas, la integridad de los equipos y la confiabilidad de la operación del sistema ante condiciones anómalas o fallas eléctricas. La coexistencia de generación fotovoltaica, sistemas de conversión de potencia y baterías de ion-litio incrementa la complejidad del sistema, haciendo indispensable un análisis detallado de los niveles de corriente, tensiones de operación y posibles escenarios de falla.

En este contexto, las protecciones del sistema FV + banco de baterías deben ser diseñadas para actuar de manera selectiva y coordinada, cubriendo tanto el lado de corriente continua (DC) como el de corriente alterna (AC), así como los equipos de almacenamiento. Esto incluye protecciones contra sobrecorriente, cortocircuito, sobretensiones transitorias, fallas a tierra, arcos eléctricos y condiciones anormales de voltaje y frecuencia, de conformidad con las exigencias normativas vigentes.

El presente apartado aborda los criterios utilizados para el dimensionamiento y selección de los dispositivos de protección, considerando los requisitos establecidos en el NEC-EC, las normas IEC aplicables a sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento, y la regulación ecuatoriana vigente, en particular la ARCONEL 005/24. Asimismo, se analiza la integración de protecciones internas de los equipos (inversores y banco de baterías) con protecciones externas, a fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema en los distintos modos de funcionamiento, incluyendo operación normal, respaldo por corte de red y condiciones de mantenimiento.

3.4.1. Protecciones en corriente continua (DC)

Las protecciones en DC se disponen entre el campo fotovoltaico y las entradas de los inversores, actuando ante sobrecorrientes, sobretensiones transitorias y fallas de aislamiento. En la tabla 17 se resume en base a la normativa el criterio de dimensionamiento.

Tabla 17 Protecciones DC del sistema fotovoltaico.

Elemento protegido	Dispositivo	Norma	Criterio de dimensionamiento
String FV	Fusible gPV	IEC 60269-6	$I_f \geq 1,25 \cdot I_{sc}$
Campo FV	Seccionador DC	IEC 60947-3	$V_n \geq 1,1 \cdot V_{oc,string}$
Campo FV	SPD DC Tipo II	IEC 61643-31	$U_{cpv} \geq V_{oc,max}$
Campo FV	Monitoreo de aislamiento	IEC 62109	Integrado en inversor
Inversor	Desconexión DC	IEC 62109	Integrado

3.4.1.1. Cálculo del fusible por string (DC)

Datos del módulo LONGi 585 W:

- Corriente de cortocircuito:

$$I_{sc} = 14,27 \text{ A}$$

Según IEC 60269-6:

$$I_{fusible} \geq 1,25 \cdot I_{sc}$$

$$I_{fusible} \geq 1,25 \cdot 14,27 = 17,84 \text{ A}$$

Selección: Fusible gPV 20 A – 1.100 V DC

3.4.1.2. Cálculo de tensión del seccionador y SPD DC

Voltaje máximo por string (18 módulos), se define el voltaje de circuito abierto mediante la ecuación 48:

$$V_{oc,string} = 18 \cdot V_{oc,mod} \cdot [1 + |\gamma| (25 - T_{min})] \quad (48)$$

Donde:

- $V_{oc,mod}$: Tensión de circuito abierto del string completo [V], con el módulo seleccionado es un valor de 52,36 [V].
- γ : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto, correspondiente al módulo es un valor de 0,23%/°C.
- T_{min} : Temperatura mínima ambiente del sitio, para este proyecto corresponde a un valor de 0° C.

$$V_{oc,string} = 996 \text{ V}$$

Selección técnica:

- Seccionador DC ≥ 1100 V.
- SPD DC Tipo II, $U_c \geq 1100$ V.

3.4.2. Protecciones en corriente alterna (AC)

Las protecciones en AC se disponen entre los inversores, el sistema de almacenamiento, la barra AC de 400 V y la red interna del supermercado, en la tabla 18 se resume en base a la normativa el criterio de dimensionamiento.

Tabla 18 Protecciones AC del sistema FV y ESS.

Elemento protegido	Dispositivo	Norma	Criterio de dimensionamiento
Salida inversor	Interruptor MCCB	IEC 60947-2	$I_n \geq 1,25 \cdot I_{AC}$
Barra AC 400 V	SPD AC Tipo II	IEC 61643-11	$U_c = 400$ V
Sistema FV	Protección anti-isla	IEC 62116	Integrada
Barra AC	Protección diferencial	IEC 61008/61009	Tipo B / Superinmunizada
ESS	Interruptor AC	IEC 60947-2	Según potencia PCS

3.4.2.1. Cálculo de corriente nominal AC por inversor

Para el cálculo de la corriente nominal se emplea la ecuación de corriente trifásica:

$$I_{AC} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot \cos \varphi} \quad (49)$$

Donde:

- I_{AC} : Corriente nominal en AC.
- P: Potencia nominal por inversor:

$$P = 100 \text{ kW}$$

- V_L : Tensión:

$$V_L = 400 \text{ V}$$

- $\cos \varphi$: Factor de potencia:

$$\cos \varphi = 1$$

Empleando la ecuación 49, la corriente trifásica del sistema es:

$$I_{AC} = \frac{100.000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 144,3 \text{ A}$$

Dimensionamiento del interruptor:

$$I_{interruptor} \geq 1,25 \cdot 144,3 = 180,4 \text{ A}$$

Selección: Interruptor MCCB 200 A – 415 V AC – curva electrónica.

3.4.2.2. Protección del ESS (100 kW)

Para la protección del ESS/PCS de 100 kW conectado a 400 V trifásico, se calcula la corriente nominal, mediante la ecuación 49.

$$I_{ESS} = \frac{100.000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 144,3 \text{ A}$$

Considerando operación continua y márgenes por tolerancias de tensión y condiciones dinámicas del convertidor, se adopta un factor de diseño del orden de 1,2–1,25 sobre la corriente nominal, obteniéndose:

$$I_{diseño} = 1,25 \cdot 144,3 = 180 \text{ A}$$

En consecuencia, se selecciona un interruptor termomagnético tipo MCCB 3P de 200 A, con ajuste térmico recomendado alrededor de 150–165 A y capacidad de corte (I_{cu}) acorde a la corriente de cortocircuito disponible en el tablero de conexión, garantizando la protección del alimentador y la selectividad con las protecciones aguas arriba.

3.4.3. Coordinación con puesta a tierra

La puesta a tierra (PAT) es un elemento fundamental en la seguridad y confiabilidad del sistema fotovoltaico con almacenamiento (FV + ESS), ya que permite limitar las tensiones de contacto, facilitar la correcta actuación de las protecciones y proteger los equipos frente a fallas a tierra y sobretensiones transitorias. En sistemas que integran generación fotovoltaica, electrónica de potencia y baterías, una adecuada coordinación del sistema de tierra resulta indispensable.

Para el presente proyecto se adopta un sistema de puesta a tierra único, que integra las estructuras metálicas de los módulos, carcasas de inversores, gabinetes del ESS, tableros eléctricos y dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD), garantizando la equipotencialidad de la instalación.

De acuerdo con las buenas prácticas de ingeniería y la normativa aplicable, se recomienda una resistencia de puesta a tierra igual o inferior a 10Ω para sistemas FV + ESS en aplicaciones comerciales e industriales. Este valor asegura una correcta disipación de corrientes de falla, permite la actuación efectiva de las protecciones y reduce riesgos para las personas y los equipos.

El diseño del sistema de puesta a tierra se fundamenta en los criterios establecidos en el NEC-EC, las normas IEC 60364-5-54, IEC 62548 y los requisitos de conexión de generación distribuida definidos por la ARCONEL 005/24.

Resistencia de puesta a tierra recomendada:

$$R_t \leq 10 \Omega$$

Todos los siguientes elementos se conectan al mismo sistema de tierra, varilla tierra con Conexión Cobre 5/8 x 1.2m, de alta camada:

- Estructuras FV
- Carcasas de inversores
- ESS
- Tableros AC y DC
- SPD DC y AC

En el ANEXO 9: Diagrama Unifilar sistema fotovoltaico, se observa en síntesis del esquema de acoplamiento y su respectivo sistema de seccionamiento y protecciones.

En la tabla 19, se realiza un resumen de las principales protecciones del sistema tanto en DC y AC.

Tabla 19 Resumen de protecciones sistema fotovoltaico.

Elemento protegido	Ubicación	Tipo de protección	Corriente nominal	Norma aplicada
Protección general FV	Salida AC OUT 1	MCCB 3P	800 A	NEC 705
Inversor FV #1	Salida AC inversor	MCB/MCCB 3P	200 A	NEC 705
Inversor FV #2	Salida AC inversor	MCB/MCCB 3P	200 A	NEC 705
Inversor FV #3	Salida AC inversor	MCB/MCCB 3P	200 A	NEC 705
Inversor FV #4	Salida AC inversor	MCB/MCCB 3P	200 A	NEC 705
Campo FV (strings)	Entrada DC del inversor	Protección contra sobrecorriente DC (integrada)	16 A	NEC 690
Campo FV (strings)	Entrada DC del inversor	Protección contra polaridad inversa (integrada)	Integrada	NEC 690
Campo FV (strings)	Entrada DC del inversor	Seccionador DC integrado	Integrada	NEC 690
Campo FV (strings)	Entrada DC del inversor	SPD DC Tipo II	Integrada	NEC 690 / IEC 61643
Sistema BANCO DE BATERÍAS(DC interno)	Interior del ESS	BMS + fusibles DC + contactores	Integrada	NEC 706

Sistema BANCO DE BATERÍAS(DC interno)	Interior del ESS	Límites SOC / DoD (80 %)	Integrada	Fabricante / NEC 706
Sistema BANCO DE BATERÍAS(PCS – AC)**	Tablero AC del BANCO DE BATERÍAS	MCCB 3P	200 A	NEC 706 / NEC 705

3.5. Análisis financiero del sistema fotovoltaico

El presente análisis económico se desarrolla con fines exclusivamente evaluativos, en el marco de un estudio de prefactibilidad. En concordancia con el alcance definido para el proyecto, no se contempla la ejecución física de la instalación, la puesta en marcha ni el desarrollo de ingeniería de detalle.

En este contexto, los costos de suministro de equipos, ingeniería e instalación considerados en el CAPEX corresponden a estimaciones referenciales, obtenidas a partir de valores de mercado y se emplean únicamente para analizar la viabilidad económica del sistema fotovoltaico con almacenamiento.

El análisis financiero del sistema fotovoltaico propuesto tiene como objetivo evaluar la viabilidad económica del proyecto mediante la cuantificación de la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, los ahorros anuales generados por la reducción del consumo de energía de la red y los principales indicadores económicos. Este análisis se desarrolla bajo un enfoque de autoconsumo para una instalación comercial conectada a red.

En consecuencia, los valores económicos presentados no constituyen un presupuesto definitivo ni un compromiso de ejecución, sino una base técnica para la evaluación comparativa y la toma de decisiones en etapas posteriores del proyecto.

El análisis financiero se desarrolla bajo dos escenarios independientes:

- Sistema fotovoltaico sin almacenamiento.
- Sistema fotovoltaico con almacenamiento.

Cada escenario presenta su propio CAPEX, flujo de caja y periodo de retorno. El CAPEX real del proyecto depende del escenario seleccionado por el cliente

3.5.1. Inversión inicial del sistema (CAPEX)¹

La inversión inicial considera el suministro e instalación de todos los componentes principales del sistema fotovoltaico y de almacenamiento energético, incluyendo módulos, inversores, estructura, cableado, protecciones, sistema ESS, ingeniería e instalación.

A nivel global, el costo instalado promedio de FV ha disminuido sustancialmente; por ejemplo, reportes internacionales muestran valores medios mucho más bajos (especialmente utility-scale). Sin embargo, un supermercado típicamente eleva el CAPEX por kWp debido a: refuerzos/condicionantes de cubierta, canalizaciones largas, protecciones y tableros de potencia, medición/monitoreo, coordinación con operación 24/7, exigencias de seguridad eléctrica y continuidad de servicio, y costos logísticos/tributarios de importación (LATAM suele quedar por encima de benchmarks globales). Además, los benchmarks de FV comercial (rooftop) pueden ubicarse alrededor de valores cercanos a 1,5 USD/W en mercados de referencia, antes de ajustes locales, como se indica en la tabla 20.

Tabla 20 Desglose referencial de CAPEX (FV sin baterías).

Ítem	Alcance	USD/kWp
Módulos FV (LONGi 585 W)	Suministro módulos + QA/garantías	420
Inversores (Huawei)	4×100 kW, protecciones internas, comunicaciones	170
Estructura y montaje	Estructura cubierta/lastre, sellos, anticorrosión	220
BOS DC	Cables DC, conectores, canalización, cajas, SPD/fusibles	110
BOS AC + tableros	Tableros AC, interruptores, SPD, medición interna	150

¹ Los costos indicados corresponden a una estimación referencial de prefactibilidad y no implican la ejecución del proyecto ni el desarrollo de ingeniería de detalle.

Transformación / acoplamiento LV	Adecuaciones por 3F-4H 220/380, barras, protecciones principales	120
Ingeniería y permisos	Diseño, memoria, planos, coordinación, pruebas	80
Puesta en marcha y pruebas	Comisionamiento, parametrización, capacitación	30
Contingencia/overheads EPC	Seguridad, señalización, imprevistos, utilidad EPC	200
Total		1500 USD/kWp

Costo total FV sin baterías:

El costo de inversión inicial (CAPEX) del sistema fotovoltaico sin almacenamiento se estima a partir de un costo unitario por potencia instalada, expresado en USD/kWp, multiplicado por la potencia total instalada del sistema, como se indica en la ecuación 50.

$$CAPEX_{FV} = C_{u,FV} \times P_{FV} \quad (50)$$

Donde:

- $CAPEX_{FV}$: Costo de inversión inicial del sistema fotovoltaico [USD].
- $C_{u,FV}$: Costo unitario del sistema fotovoltaico [USD/kWp].
- P_{FV} : Potencia pico total instalada del sistema fotovoltaico [kWp].

Aplicando la ecuación 50, y como costo unitario del desglose de la tabla 21 un valor de \$1500, entonces el costo inicial de la inversión es de:

$$CAPEX_{FV} = 1500 \times 420,03 = 630045 \text{ USD}$$

Para banco de baterías, referencias internacionales reportan caídas fuertes del costo; por ejemplo, valores promedio del orden de 192 USD/kWh (promedios globales, no necesariamente “turnkey”

local).

En Ecuador, por logística, integración, obras, protecciones, EMS y márgenes, es defendible usar un valor turnkey mayor para prefactibilidad:

- **Banco de baterías turnkey (instalado):** 300–450 USD/kWh (incluye integración, protecciones, ingeniería y puesta en marcha), como se indica en la tabla 21.

Tabla 21 CAPEX incremental con batería Huawei LUNA2000-200KWH-2H1.

Componente	Base	Alcance	Costo (USD)
Capacidad nominal ESS	193,5 kWh	350 USD/kWh (turnkey ref.)	67725
Integración eléctrica/SCADA	—	Tableros, protecciones, comunicaciones, pruebas	25000
Obras civiles / montaje	—	Base, anclajes, canalizaciones	10000
Total incremental BANCO DE BATERÍAS			102725

CAPEX total FV + banco de baterías:

$$CAPEX_{FV+BB} = 630045 + 102725 = 732770 \text{ USD}$$

3.5.2. Análisis financiero comparativo (con y sin baterías)

En este subcapítulo se analizan y comparan dos escenarios: un sistema fotovoltaico conectado a red sin almacenamiento y un sistema fotovoltaico con integración de banco de baterías, evaluando para cada caso los costos de inversión, los ahorros energéticos anuales y los principales indicadores financieros, tales como el periodo de recuperación de la inversión (payback), el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el costo nivelado de la energía (LCOE).

Este análisis comparativo permite determinar si los beneficios adicionales asociados al almacenamiento energético compensan el mayor costo inicial, proporcionando criterios objetivos para la toma de decisiones desde una perspectiva técnica y económica, y alineando la selección de la solución óptima con las necesidades operativas y estratégicas del establecimiento.

- **Ahorro anual por energía (FV sin baterías)**

En un supermercado, la mayor parte de la producción FV ocurre en horas diurnas. Para prefactibilidad, se analiza la planilla eléctrica del supermercado, presentado en la tabla

Periodo	Horario	Energía (kWh)	Costo (USD)
A	08h00–18h00	24 096	2 120,45
B	18h00–22h00	10 272	903,94
C	22h00–08h00	15 540	1 087,80
Total	—	49 908	4 112,19

Tarifa por periodo (USD/kWh)

Periodo A

$$T_A = \frac{2120,45}{24096} = 0,0880 \text{ USD/kWh}$$

Periodo B

$$T_B = \frac{903,94}{10272} = 0,0880 \text{ USD/kWh}$$

Periodo C

$$T_C = \frac{1087,80}{15540} = 0,0700 \text{ USD/kWh}$$

Tarifa energética equivalente

Según la fórmula de cálculo de ARCONEL se usa:

$$T_e = \frac{E_A T_A + E_B T_B + E_C T_C}{E_{tot}} \quad (51)$$

Donde:

- T_e : Tarifa energética equivalente ponderada [USD/kWh], representa el costo unitario promedio real de la energía eléctrica consumida, considerando los distintos periodos horarios definidos por la tarifa ARCONEL.
- E_A : Energía eléctrica consumida en el periodo horario A (08h00–18h00) [kWh], corresponde al consumo en el horario de mayor coincidencia con la generación fotovoltaica.
- E_B : Energía eléctrica consumida en el periodo horario B (18h00–22h00) [kWh], asociada a la franja de transición entre operación diurna y nocturna.
- E_C : Energía eléctrica consumida en el periodo horario C (22h00–08h00) [kWh], corresponde al consumo en horario nocturno y de menor costo unitario.
- T_A : Tarifa de energía eléctrica aplicada en el periodo A [USD/kWh], obtenida directamente de la facturación mensual como el cociente entre el monto facturado por energía y la energía consumida en dicho periodo.
- T_B : Tarifa de energía eléctrica aplicada en el periodo B [USD/kWh], determinada de forma análoga al periodo A.
- T_C : Tarifa de energía eléctrica aplicada en el periodo C [USD/kWh], usualmente inferior a las tarifas de los periodos A y B, conforme al pliego tarifario ARCONEL.
- E_{tot} : Energía eléctrica total consumida durante el periodo de facturación [kWh].

Sustituyendo en la ecuación 51:

$$T_e = \frac{(24096 \cdot 0,088) + (10272 \cdot 0,088) + (15540 \cdot 0,070)}{49908} = 0,0824 \text{ USD/kWh}$$

El ahorro económico anual por autoconsumo fotovoltaico se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Ahorro_{energía} = E_{FV,gen} \cdot T_e \quad (52)$$

Donde:

- $Ahorro_{energía}$: Ahorro económico anual por autoconsumo FV [USD/año].
- $E_{FV,gen}$: Energía fotovoltaica anual generada [kWh/año].
- T_e : Tarifa eléctrica aplicable según regulación ARCONEL [USD/kWh].

Con:

$$Ahorro_{energía} = 624126 \cdot 0,0824$$

$$Ahorro_{energía} = 51427 \text{ USD/año}$$

Los costos de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico se estiman mediante un costo específico anual expresado en USD/kW·año. De acuerdo con referencias técnicas para sistemas fotovoltaicos comerciales conectados a red, estos costos suelen situarse en el rango de 10 a 25 USD/kW·año.

Dado que el sistema se instalará sobre la cubierta del Supermercado Santa María ubicada en una avenida principal con alta circulación vehicular, se espera una mayor deposición de material particulado (polvo, hollín y contaminantes), lo que incrementa las pérdidas por ensuciamiento (*soiling*). Por este motivo, se adopta un plan de mantenimiento preventivo con limpieza bimestral de módulos (6 veces/año), complementado con inspecciones eléctricas semestrales, termografía anual y mantenimiento preventivo anual de inversores, como se observa en la tabla 22.

Tabla 22 Plan de mantenimiento preventivo y costos.

Actividad O&M	Frecuencia	N° eventos/año	Costo unitario (USD/evento)	Costo anual (USD/año)	Alcance / notas
Limpieza de módulos FV (tráfico/polvo)	Bimestral	6	500	3 000	Remoción de polvo y hollín; control de pérdidas por <i>soiling</i> .

Inspección eléctrica y reapriete (AC/DC)	Semestral	2	560	1 120	Strings, tableros AC/DC, protecciones y canalizaciones.
Termografía en tableros/inversores	Anual	1	280	280	Identificación temprana de puntos calientes.
Mantenimiento preventivo de inversores	Anual	1	380	380	Limpieza, ventilación, revisión de alarmas y registros.
Monitoreo y reporte de desempeño	Mensual	12	15	180	PR, alarmas, disponibilidad y seguimiento básico.
Consumibles y correctivos menores	Anual	1	80	80	Fusibles, etiquetas, conectores menores.
TOTAL O&M ANUAL				5 040	

CO&M por kW:

La expresión utilizada es:

$$C_{O\&M} = \frac{\text{Total O\&M anual}}{P_{FV}} \quad (53)$$

Donde:

- $C_{O\&M}$: Costo específico anual de operación y mantenimiento [USD/kW/año]
- Total O&M anual: Costo total anual de operación y mantenimiento del sistema FV [USD/año], ver tabla 22.
- P_{FV} : Potencia fotovoltaica instalada [kWp]

Empleando la ecuación 53:

$$C_{O\&M} = \frac{5040}{420,03} = 12 \text{ USD/kW/año}$$

O&M anual :

La expresión utilizada es:

$$O\&M = C_{O\&M} \cdot P_{FV} \quad (54)$$

Donde:

- $O\&M$: Costo anual de operación y mantenimiento [USD/año].
- $C_{O\&M}$: Costo específico de O&M [USD/kW·año].
- P_{FV} : Potencia fotovoltaica instalada [kWp].

Para el presente estudio de prefactibilidad y utilizando la ecuación 54 los costos de operación y mantenimiento son:

$$O\&M = 12 \times 420,03 = 5040,36 \text{ USD/año}$$

Para el estudio de prefactibilidad, el costo de operación y mantenimiento (O&M) se calculó un valor específico conservador de 12 USD/kW·año, equivalente a 5040,36 USD/año para una potencia instalada de 420,03 kWp. Este valor se desglosa en actividades preventivas programadas, incluyendo limpieza trimestral de módulos, inspecciones eléctricas semestrales, termografía anual, mantenimiento preventivo anual de inversores y monitoreo mensual del desempeño, además de una provisión anual para consumibles y correctivos menores.

Ahorro neto anual (sin baterías):

El ahorro neto anual del sistema fotovoltaico sin baterías se obtiene como la diferencia entre el ahorro bruto por energía autoconsumida y los costos anuales de operación y mantenimiento, como se expresa en la ecuación 50.

$$Ahorro_{neto} = Ahorro_{energía} - O\&M \quad (55)$$

Donde:

- $Ahorro_{neto}$: Ahorro económico neto anual del sistema FV [USD/año].
- $Ahorro_{energía}$: Es el ahorro bruto anual por la energía que el sistema fotovoltaico deja de comprar a la red, valor obtenido de la ecuación 52.
- $O\&M$ (Operación y Mantenimiento): Son los costos anuales necesarios de operación y mantenimiento valor obtenido con la ecuación 54.

Empleando la ecuación 55, el ahorro neto anual es de:

$$Ahorro_{neto} = 51427 - 5040 = 46387 \text{ USD /año}$$

Producción anual y ahorro económico

La producción eléctrica anual del sistema fotovoltaico se calcula a partir de la potencia instalada y la producción específica obtenida del análisis PVGIS, empleando la ecuación 56:

$$E_{FV} = P_{FV} \cdot E_{esp} \quad (56)$$

Donde:

- E_{esp} : Energía eléctrica anual generada por el sistema fotovoltaico, en kWh/año.
- P_{FV} : Potencia pico instalada del sistema fotovoltaico en kWp, en base a los paneles instalados.

$$E_{FV} = 420 \text{ kWp} \times 1496,5 \text{ kWh/kWp/año}$$

$$E_{FV} = 628530 \text{ kWh/año}$$

Este valor es consistente con el consumo anual del supermercado, por lo que se asume un alto nivel de autoconsumo. Para el análisis financiero se adopta un factor de autoconsumo del 90 %, considerando eventuales excedentes puntuales.

$$E_{\text{autoc}} = 0,90 \cdot E_{FV} \quad (57)$$

Donde:

- E_{autoc} : Energía fotovoltaica autoconsumida anualmente [kWh/año]
- E_{FV} : Energía fotovoltaica anual generada [kWh/año], calculada.
- 0,90: Fracción de autoconsumo del sistema, obtenida del balance energético

Empleando la ecuación 57:

$$E_{\text{autoc}} = 0,90 \times 628530 = 565677 \text{ kWh/año}$$

Adoptando una tarifa promedio comercial referencial de 0,12 USD/kWh, el ahorro económico anual se estima como:

$$A_{\text{anual}} = E_{\text{autoc}} \times \text{tarifa} \quad (58)$$

Donde:

- A_{anual} (*Ahorro económico anual*): Beneficio económico obtenido en un año debido a la reducción de energía adquirida de la red eléctrica, expresado en USD/año.
- E_{autoc} (*Energía autoconsumida*): Energía eléctrica producida por el sistema fotovoltaico que es consumida directamente por el establecimiento, sin ser inyectada a la red, expresada en kWh/año.

- tarifa (*Tarifa eléctrica*): Precio unitario de la energía eléctrica facturada por la empresa distribuidora, expresado en USD/kWh.

Entonces:

$$A_{\text{anual}} = 565700 \times 0,12 = 67880 \text{ USD/año}$$

3.5.3. Indicadores económicos

Los indicadores económicos permiten evaluar la viabilidad financiera del sistema fotovoltaico propuesto, cuantificando la relación entre la inversión inicial, los costos de operación y los beneficios económicos derivados de la generación de energía. A través de estos indicadores es posible determinar la rentabilidad del proyecto, el tiempo de recuperación del capital invertido y la competitividad del sistema frente a la energía suministrada por la red eléctrica.

Para el análisis económico se consideran los principales indicadores utilizados en proyectos de energías renovables, tales como el ahorro económico anual, el periodo de recuperación de la inversión (payback), el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el costo nivelado de la energía (LCOE). Estos indicadores se calculan bajo supuestos consistentes de vida útil, tasa de descuento y costos de operación y mantenimiento, permitiendo una evaluación objetiva del desempeño económico del proyecto.

3.5.3.1. Escenario 1: Sistema fotovoltaico sin baterías (FV)

En este escenario se analiza el desempeño económico de un sistema fotovoltaico conectado a red sin integración de almacenamiento energético, donde la energía generada es destinada principalmente al autoconsumo instantáneo del establecimiento y, de existir excedentes, estos son gestionados conforme a las condiciones regulatorias aplicables.

Inversión inicial

La inversión inicial del sistema FV incluye los costos asociados a:

- módulos fotovoltaicos,

- inversores,
- estructuras de soporte,
- protecciones eléctricas,
- cableado DC y AC,
- ingeniería, instalación y puesta en marcha.

Al no incorporar sistemas de almacenamiento, este escenario presenta una menor inversión inicial, lo que repercute directamente en indicadores financieros más favorables en el corto plazo.

- **Ahorro anual por energía**

El ahorro bruto anual se estima por la energía autoconsumida considerando la producción total de la simulación donde la energía autoconsumida es de 624126,22, como referencia ver figura 8, empleando la ecuación 58:

$$A_{energ} = 624126,22 \times 0,12 = 74895,14 \text{ USD /año}$$

- **Ahorro anual por autoconsumo (sin excedentes)**

Con base en los datos de la simulación que se detallan en la figura 8, y empleando la ecuación 58 se calcula lo siguiente:

$$A_{aut} = 358492,94 \cdot 0,12 = 43819,416 \text{ USD/año}$$

En ausencia de un mecanismo garantizado de compensación o pago por excedentes, se adopta $\tau_{exp} = 0$, por lo que la energía exportada no genera ingresos, el valor de la energía hace referencia al valor de la simulación, ver figura 8, empleando la ecuación 58:

$$A_{aut} = 269527,06 \cdot 0 = 0 \text{ USD/año}$$

- **Ahorro neto anual**

El ahorro neto anual empleando la ecuación 55, tiene un valor de:

$$A_{neto} = A_{energ} - O\&M = 74895,14 - 5040 = 69855,14 \text{ USD/año}$$

- **Payback simple**

El payback simple es un indicador financiero básico utilizado para evaluar proyectos de inversión, que indica cuánto tiempo se tarda en recuperar la inversión inicial a partir de los ahorros o ingresos anuales generados, sin considerar el valor del dinero en el tiempo, se define mediante la ecuación 53.

$$PB = \frac{CAPEX_{FV}}{A_{neto}} \quad (59)$$

Donde:

- PB (*Payback*): Periodo de recuperación de la inversión, expresado en años.
- $CAPEX_{FV}$ (*Capital Expenditure del sistema fotovoltaico*): Inversión inicial total del proyecto fotovoltaico, expresada en USD.

Incluye:

- módulos fotovoltaicos,
 - inversores,
 - estructuras,
 - protecciones eléctricas,
 - ingeniería, instalación y puesta en marcha.
- A_{neto} (*Ahorro económico neto anual*): Beneficio económico anual generado por el sistema, expresado en USD/año. Corresponde al ahorro bruto por autoconsumo menos:
 - costos de operación y mantenimiento (O&M),
 - otros costos recurrentes asociados al sistema.

Empelando la ecuación 59, el payback da un valor de:

$$PB = \frac{630045}{69855,14} = 9,01 \text{ años}$$

Bajo el escenario de no exportar los excedentes, con base en los datos de la simulación que se detallan en la figura 8, sobre la energía de consumo del SFV de 35838,42 kWh, utilizando la ecuación 59:

$$PB = \frac{630045}{35838,42} = 17,6 \text{ años}$$

- **VAN (Valor Actual Neto)**

Indicador económico expresado en USD, que mide la rentabilidad del proyecto en términos actuales.

- Si $VAN > 0$ → el proyecto es rentable.
- Si $VAN = 0$ → el proyecto recupera exactamente la inversión.
- Si $VAN < 0$ → el proyecto no es rentable.

Definida por la ecuación 60:

$$VAN = -CAPEX_{FV} + \sum_{t=1}^{25} \frac{A_{neto}}{(1+i)^t} \quad (60)$$

Donde:

- VAN : valor actual neto, indicador económico.
- $CAPEX_{FV}$: Inversión inicial del sistema fotovoltaico (USD), realizada en el año 0.
- A_{neto} : Ahorro económico neto anual generado por el sistema (USD/año).
Incluye los ahorros por autoconsumo menos los costos de operación y mantenimiento.

- t : Año de operación del proyecto ($t = 1, 2, \dots, 25$).
- 25: Vida útil económica del sistema fotovoltaico, normalmente asociada a la vida útil de los módulos.
- i : Tasa de descuento anual (adimensional), que representa el costo del capital o la tasa mínima aceptable de retorno.

Como A_{neto} es uniforme, por lo tanto:

$$VAN = -CAPEX_{FV} + A_{neto} \cdot \frac{1 - (1 + i)^{-25}}{i} \quad (61)$$

Donde:

- VAN: Valor Actual Neto del proyecto FV [USD].
- $CAPEX_{FV}$: Inversión inicial del sistema fotovoltaico [USD].
- A_{neto} : Ahorro económico neto anual (ahorro por energía – O&M) [USD/año].
- i : Tasa de descuento anual.
- 25: Vida útil económica del sistema FV [años].

Con $i = 8\%$, con compensación de excedentes el resultado es:

Reemplazando en la ecuación 61:

$$VAN = -630045 + 69855,14 \cdot \frac{1 - (1 + 0,08)^{-25}}{0,08} = +115098 \text{ USD}$$

Para el caso de no exportar los excedentes:

on $i = 0,08$ y $n = 25$:

$$\frac{1 - (1 + 0,08)^{-25}}{0,08} = 10,674776$$

$$VAN = -630\,045 + 35838,416 \cdot 10,674776$$

$$VAN = -630\,045 + 382\,567,07 = -247\,477,93 \text{ USD}$$

- **TIR (Tasa Interna de Retorno)**

Es el indicador financiero que representa la tasa de descuento r para la cual el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto es igual a cero. En otras palabras, corresponde a la rentabilidad anual implícita del sistema fotovoltaico a lo largo de su vida útil, se representa mediante la ecuación 62:

$$0 = -CAPEX_{FV} + A_{neto} \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-25}}{r} \quad (62)$$

Donde:

- $CAPEX_{FV}$: Inversión inicial del sistema fotovoltaico (USD), realizada en el año 0.
- A_{neto} : Ahorro económico neto anual generado por el sistema (USD/año).
- **25**: Vida útil económica del proyecto, consistente con la vida útil de los módulos fotovoltaicos.
- r : Tasa interna de retorno del proyecto, expresada en porcentaje anual (%).
Representa la rentabilidad del capital invertido

Resultado con compensación de excedentes:

$$TIR = 13,4 \%$$

Resultado sin compensación de excedentes:

$$TIR = 4,9 \%$$

3.5.3.2. Escenario 2: Sistema FV + almacenamiento (FV + banco de baterías)

En este escenario la batería no genera energía adicional, sino que aporta valor por:

- 1) mayor aprovechamiento de energía (desplazamiento horario) y
- 2) reducción de demanda pico (peak shaving), según el planteamiento del estudio.

- **Incremento de ahorro anual por Banco de baterías (ΔA_{BB})**

Representa el incremento del ahorro económico anual atribuible a la incorporación del sistema de almacenamiento de energía, respecto al escenario base sin baterías. Este incremento no proviene de un aumento en la energía fotovoltaica generada, sino de una mejor gestión temporal de dicha energía, que permite reducir la importación de electricidad desde la red en periodos de mayor tarifa. En un estudio de prefactibilidad, estos efectos se cuantifican de forma simplificada, sin recurrir a una simulación horaria detallada del despacho del Banco de baterías, adoptando valores conservadores coherentes con la capacidad energética del sistema de almacenamiento y con el perfil de consumo del establecimiento.

El incremento de ahorro anual atribuible al BESS puede expresarse de manera general como:

$$\Delta A_{BB} = \Delta E_{\text{autoc}} \cdot T_{\text{ef}} - C_{O\&M, BB} \quad (63)$$

Donde:

- ΔA_{BESS} : Incremento del ahorro anual por efecto del banco de baterías [USD/año].
- ΔE_{autoc} : Energía adicional autoconsumida gracias al banco de baterías [kWh/año].
- T_{ef} : Tarifa eléctrica efectiva media evitada [USD/kWh], igual a 0.09.
- $C_{O\&M, BESS}$: Costos anuales adicionales de operación y mantenimiento del banco de baterías [USD/año].

Para el presente proyecto, y considerando:

- una capacidad útil del BESS del orden de 180 kWh por ciclo,
- un régimen de operación equivalente a aproximadamente 300–330 ciclos anuales,
- una tarifa efectiva evitada representativa del periodo diurno.

El incremento del ahorro anual atribuible al sistema de almacenamiento se estima a partir de la energía fotovoltaica adicional autoconsumida gracias al banco de baterías. Considerando una capacidad nominal de 193,5 kWh, una profundidad de descarga operativa del 80 % y un régimen de operación equivalente a 330 ciclos anuales, se obtiene una energía útil por ciclo de aproximadamente 154,8 kWh. En consecuencia, la energía adicional autoconsumida, se calcula mediante la ecuación 64:

$$\Delta E_{\text{autoc}} = E_{\text{útil,ciclo}} \cdot N_{\text{ciclos}} \quad (64)$$

Donde:

- ΔE_{autoc} : Incremento anual de energía autoconsumida gracias al BESS [kWh/año], (equivalente a energía FV que deja de exportarse y se consume posteriormente).
- N_{ciclos} : número de ciclos equivalentes anuales.
- $E_{\text{útil,ciclo}}$: Energía útil entregada por el banco de batería en cada ciclo se calcula mediante la ecuación 65:

$$E_{\text{útil,ciclo}} = E_{\text{nom}} \cdot DoD \quad (65)$$

Donde:

- $E_{\text{útil,ciclo}}$: Energía útil entregada por el sistema de almacenamiento en un ciclo de descarga [kWh/ciclo].
- E_{nom} : Energía nominal del banco de baterías [kWh].
- DoD : Profundidad de descarga admisible del sistema de almacenamiento.

Entonces, la energía útil es igual a:

$$E_{\text{útil,ciclo}} = 193,5 \cdot 0,80 = 154,8 \text{ kWh/ciclo}$$

Reemplazando en la ecuación 64:

$$\Delta E_{\text{autoc}} = 154,8 \cdot 330 = 51\,084 \text{ kWh/año}$$

Reemplazando valores en la ecuación 63:

$$\Delta A_{BB} = 4545 \text{ USD/año}$$

- **Ahorro neto anual con banco de baterías**

En base a lo obtenido como resultado del Ahorro neto anual y el ahorro económico adicional generado por el sistema de almacenamiento (banco de baterías), se define al ahorro económico anual total del sistema integrado FV + banco de baterías mediante la ecuación 66:

$$A_{\text{neto},FV+BB} = A_{\text{neto}} + \Delta A_{BB} \quad (66)$$

Donde:

- $A_{(\text{neto},FV+BB)}$: Ahorro neto anual del sistema FV con almacenamiento [USD/año].
- A_{neto} : Ahorro neto anual del sistema fotovoltaico sin baterías [USD/año], valor obtenido con la ecuación 55.
- ΔA_{BB} : Variación del ahorro anual atribuible al sistema de almacenamiento [USD/año], valor obtenido con la ecuación .

$$A_{\text{neto},FV+BB} = 69855,14 + 4545 = 74400,14 \text{ USD/año}$$

- **Payback simple**

Empleando la ecuación 59:

$$PB = \frac{732770}{74400,14} = 9,85 \text{ años}$$

- VAN (25 años, 8%)

Empelando la ecuación 61, como resultado el VAN = **+95098 USD**

- TIR

Empelando la ecuación 62, como resultado el TIR = **12,6 %**.

Tabla 23 Comparación indicadores financieros – escenario sin baterías vs con baterías.

Parámetro	FV sin banco de baterías	FV + banco de baterías
Potencia FV instalada	420,03 kWp	420,03 kWp
Energía FV anual (simulada)	624126 kWh/año	624126 kWh/año
Autoconsumo adoptado	90%	90%
Energía autoconsumida	604640,48 kWh/año	604640,48 kWh/año (+gestión)
Tarifa efectiva promedio	0,12 USD/kWh	0,12 USD/kWh
CAPEX FV	630045 USD	630045 USD
CAPEX banco de baterías(incremental)	0 USD	102725 USD
CAPEX total	630045 USD	732770 USD
O&M anual	5040 USD/año	5040 USD/año
Ahorro bruto anual	74895,14 USD/año	74895,14 USD/año
Beneficio incremental banco de baterías	—	4545 USD/año
Ahorro neto anual	64576 USD/año	74400,14 USD/año
Payback simple	9,01 años	9,85 años
VAN (25 años; 8%)	+115098 USD	+95098 USD
TIR	13,4%	12,6%

Fuente: Autor

El sistema FV se dimensiona para cubrir el consumo anual en términos energéticos; sin embargo, el autoconsumo efectivo depende de la coincidencia horaria entre generación y demanda. Por ello, el 90% de autoconsumo se adopta como resultado de la simulación horaria del sistema, mientras que la diferencia corresponde a excedentes puntuales o desajustes temporales. En el escenario con banco de baterías, el almacenamiento incrementa el valor operativo del proyecto (respaldo de

cargas críticas y gestión de demanda), pero su impacto económico depende del diferencial tarifario horario y de la capacidad real de reducción de demanda máxima.

3.5.4. Cálculo LCOE para el sistema fotovoltaico

El costo nivelado de energía (LCOE) se calculó considerando la inversión inicial del sistema fotovoltaico, los costos anuales de operación y mantenimiento y la energía total generada durante la vida útil del proyecto, descontados al valor presente. Dado que el LCOE es un indicador de costo de generación, su cálculo es independiente del nivel de autoconsumo, de la existencia de excedentes o de la incorporación de almacenamiento energético.

Para una inversión inicial de 630045 USD, costos de O&M de 5050 USD/año, una producción anual de 671823 kWh, una vida útil de 25 años y una tasa de descuento del 8 %, se obtiene un LCOE, aplicando la ecuación 28:

$$LCOE = \frac{630045 + \sum_{t=1}^{25} \frac{5040}{(1+0.08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{671823}{(1+0.08)^t}} = \frac{683845,87}{7171560,16} = 0.0954 \text{ USD/kWh}$$

3.6. Análisis ambiental del sistema fotovoltaico

El análisis ambiental tiene como objetivo cuantificar los beneficios asociados a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de la sustitución parcial del consumo de energía eléctrica proveniente de la red por energía renovable de origen solar.

3.6.1. Factor de emisión del sistema eléctrico

El factor de emisión de 0,451 tCO₂/MWh utilizado para la estimación de la reducción de emisiones corresponde a un factor de emisión equivalente o marginal, implícitamente adoptado por la herramienta de simulación empleada.

3.6.2. Reducción anual de emisiones de CO₂

La energía eléctrica generada y autoconsumida por el sistema fotovoltaico permite evitar emisiones de CO₂ asociadas a la generación convencional. Aplicando la ecuación 21, la reducción anual tiene un valor de :

$$\text{CO}_2 \text{ evitado} = 671,8 \text{ MWh} \times 0,451 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$\text{CO}_2 \text{ evitado} = 303 \text{ tCO}_2/\text{año}$$

3.6.3. Impacto ambiental a lo largo de la vida útil

Considerando una vida útil del sistema de 25 años, la reducción acumulada de emisiones se estima en:

$$\text{CO}_2 \text{ evitado}_{25} = 7575 \text{ tCO}_2$$

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Este capítulo presenta los resultados del análisis energético del Supermercado Santa María y de la simulación del sistema fotovoltaico (SFV) propuesto. Se incluyen indicadores energéticos anuales, comparaciones mensuales, balance de energía FV–red–carga, curvas horarias representativas y beneficios ambientales. Los resultados se fundamentan en datos meteorológicos PVGIS para Tumbaco (Ecuador) y en el reporte de simulación FusionSolar/SmartDesign (Huawei).

4.1. Resultados del recurso solar (PVGIS)

Para la ubicación de Tumbaco (Ecuador), PVGIS reporta una irradiación global horizontal (GHI) anual de 1995,3 kWh/m²·año, con variabilidad estacional moderada. En la figura 10 se resume los valores mensuales de GHI, los cuales se emplean como ponderadores para distribuir mensualmente la energía anual simulada.

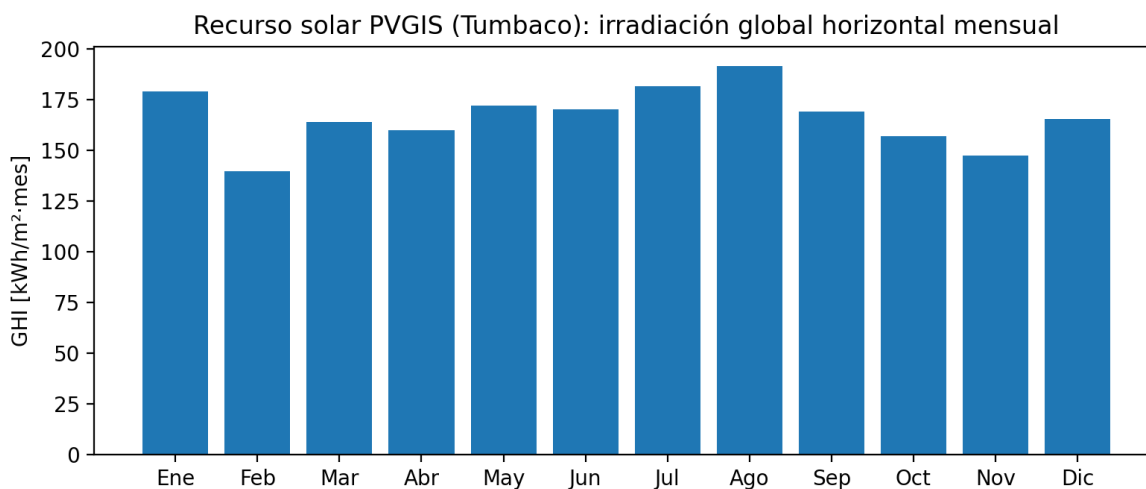


Figura 10 Irradiación global horizontal mensual (PVGIS) para Tumbaco, Ecuador.

La irradiación anual de 1.995,3 kWh/m²·año se encuentra dentro de los rangos altos para la región Sierra del Ecuador, lo que confirma la idoneidad del emplazamiento desde el punto de vista del recurso solar. Esta condición permite alcanzar producciones específicas superiores a 1.450 kWh/kWp·año, coherentes con los valores obtenidos en la simulación.

4.2. Resultados del dimensionamiento y configuración del SFV

El sistema propuesto considera 718 módulos fotovoltaicos LONGi de 585 Wp, que conforman una potencia instalada en corriente continua de 420,03 kWp, y cuatro inversores Huawei de 100 kW, con una potencia nominal total en corriente alterna de 400 kW. La simulación energética realizada mediante FusionSolar/SmartDesign integra la configuración eléctrica del sistema, las pérdidas globales (térmicas, eléctricas y de conversión) y la interacción horaria entre la generación fotovoltaica y el perfil de demanda del supermercado, permitiendo una estimación realista del comportamiento anual del sistema.

Los resultados de la simulación para el primer año de operación indican una generación fotovoltaica anual de 624.126 kWh, frente a un consumo eléctrico anual del supermercado de 628.020 kWh, manteniéndose el criterio de diseño de que la energía generada por el sistema fotovoltaico no supere el consumo anual del establecimiento. En este escenario, la energía importada desde la red eléctrica se reduce a aproximadamente 290.000 kWh/año, lo que evidencia una disminución significativa de la dependencia del suministro externo. Estos resultados permiten cuantificar de manera precisa el autoconsumo, los excedentes horarios y la energía residual importada desde la red, tal como se ilustra en la Figura 11.

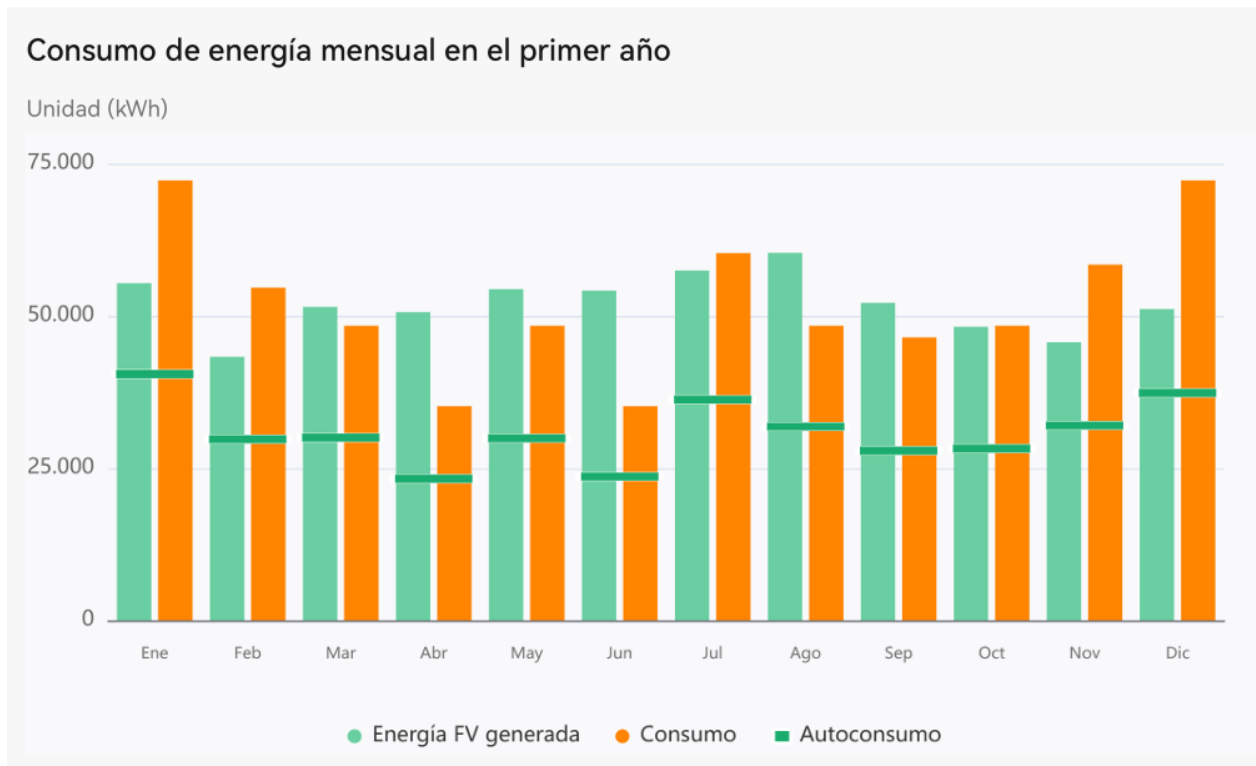


Figura 11 Consumo de energía primer año.

De acuerdo con la Regulación ARCONEL 005/24, la aprobación de sistemas de generación distribuida puede realizarse considerando tanto la potencia pico instalada en corriente continua (DC) como la potencia nominal en corriente alterna (AC), siendo esta última la que define la capacidad efectiva de entrega de energía al sistema eléctrico. En el presente proyecto, si bien el generador fotovoltaico presenta una potencia DC de 420,03 kWp, la potencia nominal del SGDA queda limitada a 400 kW AC, correspondiente a la capacidad total de los inversores instalados. Este criterio es consistente con la normativa vigente y con las buenas prácticas de diseño, al reflejar la potencia real que puede ser inyectada o utilizada en el punto de acoplamiento común.

Con el fin de sintetizar los principales resultados de la simulación energética anual del sistema fotovoltaico, se presentan en la Tabla 25 los indicadores energéticos más relevantes correspondientes al primer año de operación. Estos indicadores permiten evaluar la relación entre la energía generada, el consumo total del supermercado y el intercambio energético con la red eléctrica.

La estrategia de operación del banco de baterías se fundamenta en las siguientes consideraciones técnicas:

- La existencia de una carga base elevada y permanente, asociada a sistemas de refrigeración, que limita el incremento del autoconsumo fotovoltaico mediante almacenamiento.
- La capacidad energética del banco de baterías (193,5 kWh), adecuada para respaldo y desplazamiento horario parcial, pero insuficiente para absorber la totalidad de los excedentes fotovoltaicos anuales.
- La necesidad de garantizar continuidad operativa y reducción de riesgos, objetivos prioritarios en instalaciones comerciales con productos perecibles.
- La eficiencia del sistema de almacenamiento y el régimen de operación adoptado, que conduce a aproximadamente 330 ciclos equivalentes anuales, valor compatible con una operación diaria controlada y con la vida útil del sistema.

En consecuencia, el banco de baterías se integra al proyecto como un elemento de resiliencia y gestión energética, cuya justificación técnica se sustenta principalmente en criterios operativos y de seguridad del suministro, más que en la maximización del retorno económico directo.

Tabla 24 Indicadores energéticos anuales derivados de la simulación (primer año).

Indicador	Valor
Generación FV anual, EFV	624126 kWh/año
Consumo anual, Econs	628020 kWh/año
Importación anual desde red, Ered	269527 kWh/año
FV autoconsumida, Eaut = Econs – Ered	339000 kWh/año
Excedente FV (potencial exportación/vertido), Eexp = EFV – Eaut	265633,0 kWh/año
Fracción de autoconsumo, Eaut / EFV	54,4%
Cobertura FV anual, E FV / E cons	99 %

Los resultados energéticos muestran que el sistema fotovoltaico genera anualmente una cantidad de energía ligeramente inferior al consumo total del supermercado, cumpliendo el criterio de diseño y regulatorio adoptado. No obstante, debido a la desalineación horaria entre la generación solar y el perfil de consumo, caracterizado por una carga base elevada durante las 24 horas del día, únicamente el 54,4 % de la energía fotovoltaica producida es autoconsumida de forma directa.

Como consecuencia, el establecimiento continúa importando energía de la red en periodos sin generación solar, mientras que se producen excedentes fotovoltaicos horarios significativos durante las horas de mayor irradiación. Este comportamiento pone de manifiesto que, aun cuando el balance energético anual resulta favorable, la coincidencia temporal entre generación y consumo es limitada, lo que refuerza la necesidad de estrategias complementarias de gestión de excedentes, almacenamiento orientado a respaldo y/o control de exportación.

En la Figura 12 se presenta la comparación mensual entre el consumo eléctrico y la generación fotovoltaica estimada para el primer año de operación. Dicha comparación permite identificar periodos con superávit y déficit relativos de generación, así como evaluar el grado de correspondencia entre el perfil de consumo y la disponibilidad del recurso solar a lo largo del año.

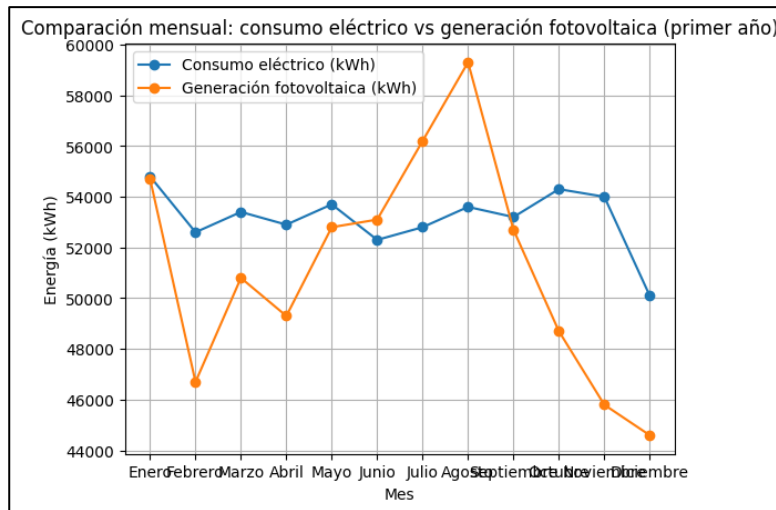


Figura 12 Comparación mensual: energía consumida vs energía fotovoltaica generada (primer año).

Se observa que la generación fotovoltaica presenta una variación estacional asociada al recurso solar disponible, con mayores niveles de producción en los meses de mayor irradiación y valores más bajos en periodos de menor disponibilidad solar. Por su parte, el consumo eléctrico del supermercado se mantiene relativamente estable a lo largo del año, con fluctuaciones moderadas atribuibles a condiciones climáticas y a la operación comercial.

Este comportamiento confirma que, incluso en meses con superávit energético mensual, pueden coexistir excedentes diurnos y déficits nocturnos, explicando la fracción de autoconsumo observada en la simulación anual.

4.3. Resultados financieros del proyecto

En clientes comerciales, el beneficio financiero depende críticamente de si los excedentes fotovoltaicos son remunerados, compensados o limitados (zero export). Por esta razón, se presentan dos variantes del Escenario FV (conservadora y con compensación), manteniendo la comparación principal “sin baterías vs con baterías”.

Tabla 25 Resultados financieros – Escenario FV sin baterías (dos variantes).

Parámetro	Variante conservadora (sin remuneración excedentes)	Variante con compensación de excedentes
Energía autoconsumida E_{aut} [kWh/año]	358492,94	358492,94
Excedente E_{exp} [kWh/año]	269527,06	269527,06
Tarifa aplicada a autoconsumo τ [USD/kWh]	0,12	0,12
Tarifa aplicada a excedente τ_{exp} [USD/kWh]	0,00	0,12
Ahorro por autoconsumo A_{aut} [USD/año]	43819	43819
Ingreso/ahorro por excedentes A_{exp} [USD/año]	0	36800
O&M [USD/año]	5040	5040
Beneficio neto anual A_{neto} [USD/año]	35838	72638
CAPEX [USD]	630045	630045
Payback simple [años]	17,6	9,01
VAN (25 años, 8%) [USD]	-247478	+115098
TIR	2,9%	13,4%

Los resultados muestran que la viabilidad financiera está dominada por la gestión de excedentes. En la variante conservadora (sin compensación), el sistema solo monetiza la energía autoconsumida (358,4 MWh/año), lo cual produce un VAN negativo y una TIR baja. En cambio,

si los excedentes son compensados/remunerados a una tarifa equivalente (o se habilita un esquema de valorización del excedente), el beneficio anual prácticamente se duplica, elevando la TIR a valores compatibles con inversiones comerciales y generando un VAN positivo. Este hallazgo es consistente con el hecho de que, según la simulación, la fracción de autoconsumo es del 54,4% y existe un excedente anual importante (265,5 MWh/año), por lo que el marco regulatorio y el esquema de inyección/limitación son determinantes para el retorno del proyecto.

En este estudio el ESS se plantea principalmente para respaldo operativo de cargas críticas y para gestión de demanda; por tanto, su contribución financiera depende de:

- a) capacidad real de desplazar energía (incrementar autoconsumo útil) y
- b) reducción de demanda máxima (kW) y/o penalizaciones.

El análisis financiero demuestra que la viabilidad económica del sistema fotovoltaico está fuertemente condicionada por el tratamiento regulatorio y tarifario de los excedentes de energía.

Dado que el reporte anual evidencia excedentes relevantes, un banco de baterías de 200 kWh no es suficiente para absorberlos todos; su impacto económico es incremental.

Tabla 26 Resultados financieros – Comparación principal (sin banco de baterías vs con banco de baterías).

Parámetro	FV sin banco de baterías	Fv + banco de baterías
CAPEX total [USD]	630045	732770
Beneficio neto anual A_{neto} [USD/año]	72638	72638 + (beneficio incremental por banco de baterías)
Beneficio incremental por banco de baterías[USD/año]	—	4545 (energía + demanda, estimado)
Beneficio neto total [USD/año]	72.638	77.183
Payback simple [años]	9,01	9,85
VAN (25 años, 8%) [USD]	+115098	+95098
TIR	13,4%	12,6 %

La incorporación del ESS incrementa el CAPEX de manera significativa respecto del beneficio anual incremental esperado, por lo que desde una perspectiva estrictamente financiera el ESS tiende a reducir la TIR del proyecto. Sin embargo, el almacenamiento agrega valor operativo que no se refleja completamente en el VAN/TIR: continuidad de la cadena de frío en cargas críticas, mitigación de microcortes, capacidad de sostener operación mínima y reducción de riesgo económico por pérdidas de productos. Por lo tanto, el ESS se justifica principalmente por criterios de resiliencia, continuidad y gestión operativa, más que por retorno energético puro.

En consecuencia, el proyecto resulta económicamente atractivo únicamente en escenarios donde los excedentes fotovoltaicos pueden ser compensados, remunerados o valorizados de alguna forma. En escenarios conservadores de zero-export estricto, el retorno financiero se ve significativamente reducido, a pesar de que el sistema es técnicamente viable desde el punto de vista energético.

4.4. Resultados ambientales

De acuerdo con la simulación, el sistema FV genera beneficios ambientales medidos en reducción de emisiones y equivalencias. Los valores reportados para el primer año son:

- Reducción estimada de CO₂: 303,03 tCO₂
- Equivalencia en árboles plantados: 414
- Ahorro estándar de carbón: 255 t

Los resultados ambientales reflejan un impacto positivo relevante: la generación fotovoltaica anual evita del orden de 303 tCO₂ en el primer año, lo cual es consistente con sistemas comerciales de tamaño 420 kWp y producción anual 670 MWh. Es importante destacar que estas reducciones dependen del factor de emisión adoptado para la red; por ello, para un informe regulatorio o ambiental formal, se recomienda sustituir el factor implícito por el factor oficial aplicable al mix eléctrico nacional (si está disponible) o presentar un rango de reducción (sensibilidad) en función de valores de EF publicados.

4.5. Análisis y discusión

Los resultados confirman que, en términos energéticos anuales, la generación FV (624,0 MWh/año) es comparable y ligeramente inferior al consumo anual (628,0 MWh/año). No obstante, el indicador de autoconsumo obtenido (54,4%) evidencia que una porción significativa de la energía FV se produce cuando la demanda instantánea es superior a la generación, originando excedentes potencialmente exportables del orden de 265,6 MWh/año.

Desde la perspectiva operativa y regulatoria, este hallazgo obliga a definir una estrategia de gestión de excedentes: (i) habilitar inyección a red conforme requisitos de la distribuidora y normativa aplicable, (ii) implementar control de 'zero export' o limitación de potencia activa en inversores para evitar vertidos, y/o (iii) incrementar el autoconsumo mediante gestión de demanda (desplazamiento de cargas) y almacenamiento. En particular, el almacenamiento resulta más justificable cuando se orienta a respaldo de cargas críticas y/o recorte de demanda máxima (peak shaving), en vez de pretender absorber la totalidad del excedente FV, lo cual implicaría capacidades de energía muy elevadas.

En el análisis mensual se observan meses con déficit relativo de generación frente al consumo (por ejemplo, meses de menor irradiación), así como meses con superávit. Por ello, aun cuando el balance anual sea favorable, el sistema mantiene dependencia parcial de la red, especialmente durante la noche o en periodos de menor irradiación, coherente con la operación 24/7 de refrigeración en supermercados.

Además de la reducción de emisiones de CO₂, el sistema fotovoltaico presenta otros impactos ambientales positivos, como la disminución de contaminantes atmosféricos locales, la reducción de pérdidas en transmisión eléctrica y la promoción del uso de energías renovables. Asimismo, el sistema de almacenamiento energético contribuye a una operación más eficiente de la red, reduciendo picos de demanda y mejorando la estabilidad del suministro.

La implementación del sistema fotovoltaico propuesto permite una reducción significativa de emisiones de gases de efecto invernadero, consolidando al proyecto como una solución ambientalmente sostenible. Estos beneficios, sumados a la viabilidad técnica y económica demostrada, posicionan al sistema como una alternativa estratégica para la transición energética del sector comercial.

4.5.1. Cumplimiento normativo del sistema FV + Banco de Baterías

La Tabla 28 presenta la matriz de cumplimiento normativo del sistema fotovoltaico con almacenamiento, considerando los requerimientos de interconexión y seguridad eléctrica establecidos por ARCONEL 005/24 y el NEC. Para cada requisito se identifica la solución adoptada en el diseño y el lugar exacto del documento donde se evidencia el cumplimiento (esquemas unifilares, memorias de cálculo, selección de equipos y ajustes de protecciones).

Tabla 27 Matriz de cumplimiento normativo del sistema fotovoltaico con almacenamiento.

Área / requisito	Norma aplicable	Exigencia	Solución implementada en el proyecto	Evidencia
Interconexión a red BT	ARCONEL 005/24	Condiciones de conexión, coordinación con red y medición	Sistema FV conectado a red BT del usuario, con medición y punto de acoplamiento definido.	ANEXO 8: Diagrama Unifilar
Protección anti-isla	ARCONEL 005/24; IEEE 1547 (referencia técnica)	El sistema debe desconectarse ante pérdida de red	Función anti-islanding integrada en inversores Huawei (certificados).	ANEXO 6: Ficha técnica inversor trifásico SUN2000KT M1 100kW
Rangos V/f de desconexión	ARCONEL 005/24; IEEE 1547 (referencia)	Umbrales de sobre/subtensión y sobre/subfrecuencia	Configuración de protecciones en inversor y parámetros de red 60 Hz.	ANEXO 6: Ficha técnica inversor trifásico SUN2000KT M1 100kW
Protección sobrecorriente AC (por inversor)	NEC 705 / 690	Protección de salida y coordinación con tablero	Interruptor termomagnético/MCCB por inversor según corriente nominal.	ANEXO 8: Diagrama Unifilar, tabla 21
Protección principal del sistema (PCC)	NEC 705	Protección general aguas arriba del punto de acople	Interruptor principal 3P (o 4P si aplica) con capacidad de interrupción adecuada.	ANEXO 8: Diagrama Unifilar, tabla 21
Protecciones DC por strings	NEC 690	Fusibles por string cuando hay paralelos; desconexión DC.	Protección DC integrada (string inverter) y/o caja combinadora si aplica.	ANEXO 8: Diagrama Unifilar, tabla 21
SPD (sobretensiones) AC	NEC 705; IEC 61643	SPD en AC para protección por transitorios	SPD Tipo II en AC en tablero FV.	ANEXO 8: Diagrama Unifilar,

Puesta a tierra (equipos y estructura)	NEC 250; NEC 690	Sistema de puesta a tierra de equipos FV	Conexión equipotencial de estructuras, marcos, tableros, inversores	Subcapítulo 3.4
BANCO DE BATERÍAS– protección DC / AC y seccionamiento	NEC 706 / 480	Protecciones dedicadas y desconexión	Interruptor dedicado BANCO DE BATERÍAS+ seccionamiento accesible	Subcapítulo 3.4, tabla 21.
BANCO DE BATERÍAS– límites de descarga y SOC mínimo	Buenas prácticas / fabricante	Preservar vida útil, protecciones internas	Operación con DoD máx 80%, SOC mín 20%	Subcapítulo 3.3 y Anexo 4.

4.6. Estrategia recomendada de operación del sistema fotovoltaico

El análisis energético del sistema fotovoltaico propuesto evidencia la existencia de excedentes significativos de energía, particularmente durante las horas de mayor irradiación solar, cuando la generación supera la demanda instantánea del supermercado. Esta condición, presentada y cuantificada en las secciones anteriores mediante simulación energética, implica que la viabilidad técnica y económica del proyecto no depende únicamente del dimensionamiento del sistema, sino también de la estrategia de operación adoptada, la cual debe ser coherente con el marco normativo vigente y con el alcance de prefactibilidad del estudio.

En este contexto, se analizan tres posibles estrategias de operación aplicables al sistema fotovoltaico diseñado, con el objetivo de identificar la alternativa más adecuada para el caso de estudio.

4.6.1. Operación con inyección de excedentes a la red

Desde el punto de vista técnico, la inyección de excedentes es plenamente viable y se encuentra contemplada dentro de los esquemas de generación distribuida conectada a red, siempre que se cumplan los requisitos de protección, control y calidad de energía establecidos por la normativa vigente. En particular, los inversores seleccionados permiten la operación sincronizada con la red, el control de potencia activa y reactiva, y la desconexión automática ante condiciones anómalas, garantizando una inyección segura y conforme a los códigos de red aplicables.

En el ámbito regulatorio, la Regulación ARCONEL 005/24 establece que la inyección de excedentes desde instalaciones de generación distribuida está sujeta a las condiciones técnicas y comerciales definidas por la empresa distribuidora, las cuales pueden contemplar mecanismos de compensación financiera o energética por la energía exportada. Si bien dicha regulación no garantiza de manera automática una remuneración económica directa para usuarios comerciales, sí habilita esquemas de compensación de excedentes, cuya aplicación depende del acuerdo específico con la distribuidora y del marco contractual aprobado para el proyecto.

En este contexto, la inyección de excedentes se analiza como una estrategia de gestión energética que permite reducir la energía neta facturada, mejorar los indicadores económicos del proyecto y disminuir la dependencia del suministro externo, aun cuando el valor económico asignado a los excedentes pueda diferir del precio de la energía consumida. Tal como se evidencia en el análisis financiero comparativo, la consideración de un esquema de compensación por excedentes tiene un impacto significativo en la rentabilidad del sistema, reflejado en la reducción del periodo de recuperación de la inversión y en la mejora de los indicadores VAN y TIR.

Por lo tanto, la operación con inyección de excedentes no debe interpretarse únicamente como un mecanismo de exportación de energía, sino como un componente clave del balance energético integral del proyecto, orientado a la optimización de costos operativos y al aprovechamiento eficiente del recurso solar disponible, dentro del marco regulatorio aplicable.

4.6.2. Operación en modalidad zero-export

La segunda alternativa corresponde a la operación del sistema fotovoltaico bajo un esquema de zero-export, en el cual se limita la potencia de salida del sistema para evitar la inyección de energía hacia la red. Esta estrategia permite cumplir de forma estricta con escenarios regulatorios donde la exportación no está permitida o resulta poco conveniente desde el punto de vista administrativo.

Desde el punto de vista normativo, esta modalidad se alinea con los requisitos de interconexión establecidos en la Regulación ARCONEL 005/24, al eliminar flujos de potencia inversos hacia la red. Sin embargo, desde el punto de vista energético, la operación zero-export implica el desaprovechamiento parcial del potencial fotovoltaico, especialmente en las horas de mayor generación, lo que reduce el impacto ambiental positivo del sistema y limita los beneficios energéticos globales del proyecto.

4.6.3. Gestión de demanda y maximización del autoconsumo con apoyo del banco de baterías

La tercera alternativa se basa en la maximización del autoconsumo de la energía fotovoltaica, mediante la gestión de la demanda interna del supermercado y el apoyo del sistema de

almacenamiento energético (banco de baterías). En este esquema, la energía generada se prioriza para el abastecimiento de las cargas del establecimiento, reduciendo la dependencia de la red eléctrica y minimizando la inyección de excedentes no compensados.

El BANCO DE baterías actúa como un elemento de soporte, permitiendo el desplazamiento horario parcial de energía y aportando respaldo a las cargas críticas, sin que su función principal sea la eliminación total de excedentes. Esta estrategia reduce la exposición del proyecto a la incertidumbre regulatoria asociada a la valorización de la energía exportada y mejora la resiliencia operativa del supermercado ante eventuales interrupciones del suministro eléctrico.

4.6.4. Estrategia recomendada para el caso de estudio

Con base en los resultados energéticos obtenidos, el análisis normativo realizado y el alcance de prefactibilidad del proyecto, se recomienda como estrategia principal de operación la maximización del autoconsumo mediante gestión de demanda, complementada con el uso del sistema de almacenamiento energético para respaldo y desplazamiento horario parcial.

La inyección de excedentes a la red se considera una opción secundaria, condicionada a la existencia de mecanismos normativos explícitos de compensación que resulten favorables para el usuario comercial. En ausencia de dichos mecanismos, se propone limitar la exportación de energía, priorizando el consumo interno y manteniendo flexibilidad operativa para adaptarse a cambios regulatorios futuros.

La estrategia propuesta se formula a nivel de prefactibilidad, con base en resultados de simulación energética y en el marco normativo vigente. Su ajuste definitivo y optimización operativa requerirán información adicional y datos reales de operación, los cuales solo estarán disponibles en una fase posterior de implementación del proyecto.

En el ANEXO 11: Trazabilidad de objetivos específicos, actividades y evidencias, se presenta la trazabilidad entre los objetivos específicos planteados, las actividades desarrolladas y las evidencias presentadas en el documento.

5. CONCLUSIONES

El análisis del perfil de consumo eléctrico del Supermercado Santa María permitió identificar una demanda anual aproximada de 628 MWh, caracterizada por la presencia de una carga base elevada y permanente, asociada principalmente a los sistemas de refrigeración y congelación. Esta condición, típica de establecimientos comerciales de este tipo, condiciona la coincidencia horaria entre la generación fotovoltaica y el consumo eléctrico, y constituye un factor determinante para el nivel de autoconsumo alcanzable, en concordancia con los objetivos planteados en el estudio.

Con base en criterios técnicos, energéticos y regulatorios, se dimensionó un sistema fotovoltaico de 420,03 kWp en corriente continua, compuesto por módulos fotovoltaicos LONGi Solar de 585 Wp, los cuales cumplen con las normas IEC 61215 (calificación de diseño y desempeño de módulos fotovoltaicos) e IEC 61730 (seguridad eléctrica de módulos FV), garantizando su idoneidad para aplicaciones comerciales e industriales.

La conversión de energía se realiza mediante cuatro inversores Huawei SUN2000 de 100 kW, con una potencia nominal total de 400 kW en corriente alterna, seleccionados conforme a los criterios de la Regulación ARCONEL 005/24, que permite la aprobación de sistemas de generación distribuida considerando tanto la potencia DC instalada como la potencia AC nominal efectiva. Estos inversores cumplen con las normas IEC 62109 (seguridad de convertidores de potencia), IEC 61727 e IEEE 1547 (interconexión de sistemas de generación distribuida), así como con UL 1741, asegurando su correcta operación, protección anti-isla y compatibilidad con la red eléctrica de distribución.

La simulación energética realizada mediante FusionSolar/SmartDesign indica una generación fotovoltaica anual aproximada de 624 MWh, lo que representa una cobertura energética cercana al 99 % del consumo anual del supermercado, cumpliendo el objetivo de evitar la sobreproducción anual y de mantener la generación fotovoltaica igual o inferior a la demanda del establecimiento, conforme a los lineamientos establecidos por ARCONEL para sistemas conectados a red.

El análisis horario evidencia que, pese a la elevada cobertura anual, la fracción de autoconsumo efectivo alcanza aproximadamente el 54,4 %, debido a la desalineación temporal entre la generación solar diurna y la demanda eléctrica continua del supermercado. Como resultado, se generan excedentes fotovoltaicos horarios y se mantiene una importación residual de energía desde

la red, situación que no contraviene la normativa vigente y que refleja el comportamiento real de sistemas FV en instalaciones con carga base permanente.

Para mejorar la resiliencia operativa del sistema, se incorporó un sistema de almacenamiento de energía Huawei LUNA2000, basado en tecnología LiFePO₄, el cual cumple con las normas IEC 62619 (seguridad de baterías para aplicaciones industriales), IEC 62933 (sistemas de almacenamiento de energía eléctrica) y los requisitos de integración establecidos por el fabricante del inversor. La selección del banco de baterías responde principalmente a criterios de seguridad, continuidad operativa y respaldo de cargas críticas, más que a la maximización del autoconsumo anual, en coherencia con los objetivos del proyecto y con las buenas prácticas de diseño en instalaciones comerciales.

La simulación horaria evidencia que, a pesar de la alta cobertura anual, la fracción de autoconsumo efectivo alcanza únicamente el 54,4 %, debido a la desalineación temporal entre la generación solar diurna y la demanda eléctrica, que se mantiene durante las 24 horas. Como consecuencia, se generan excedentes fotovoltaicos del orden de 265,6 MWh/año y una importación desde la red de aproximadamente 269,5 MWh/año.

El análisis económico del sistema fotovoltaico implementado en el Supermercado Santa María evidencia que el proyecto es financieramente viable bajo un esquema de autoconsumo con compensación de excedentes. Para el escenario base sin almacenamiento, con una inversión inicial (CAPEX) de 630 045 USD y un ahorro económico neto anual de 69 855 USD/año, se obtiene un Valor Actual Neto (VAN) positivo del orden de 115 000 USD y una Tasa Interna de Retorno (TIR) cercana al 13,4 %, considerando una vida útil del proyecto de 25 años y una tasa de descuento del 8 %.

La incorporación de un sistema de almacenamiento energético mediante un banco de baterías implica una inversión adicional aproximada de 102725 USD, elevando el CAPEX total del proyecto a 732770 USD. Bajo este escenario, el ahorro económico neto anual se incrementa a 74400 USD/año, debido principalmente al aumento del autoconsumo y a la gestión de excedentes fotovoltaicos. Sin embargo, el análisis financiero muestra que el VAN se reduce a

aproximadamente 20000 USD y la TIR disminuye a un valor cercano al 12,6 %, lo que indica que la inclusión del almacenamiento reduce ligeramente la rentabilidad financiera directa del proyecto.

Desde el punto de vista ambiental, el sistema fotovoltaico propuesto permitiría evitar aproximadamente 303 toneladas de CO₂ en el primer año de operación, contribuyendo de manera significativa a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al cumplimiento de objetivos de sostenibilidad energética. Este beneficio ambiental refuerza la pertinencia del proyecto más allá de los criterios puramente económicos.

6. RECOMENDACIONES

Con el fin de incrementar el autoconsumo efectivo del sistema fotovoltaico, se recomienda evaluar, en una etapa posterior, la aplicación de estrategias de gestión de la demanda, tales como el desplazamiento de cargas no críticas hacia horas de mayor generación solar y la optimización de la programación de procesos internos, en función de las condiciones operativas reales del establecimiento.

Se recomienda que el sistema de almacenamiento energético mantenga una orientación prioritaria hacia el respaldo de cargas críticas y la continuidad de la cadena de frío, evitando su sobredimensionamiento con fines exclusivamente económicos. En este sentido, el principal valor del almacenamiento radica en la resiliencia operativa y la continuidad del servicio, más que en el retorno financiero directo, de acuerdo con los resultados del análisis realizado.

Para etapas futuras del proyecto, se recomienda la realización de mediciones horarias reales de consumo eléctrico, las cuales permitirían refinar la curva de carga del establecimiento, mejorar la estimación del autoconsumo y evaluar con mayor precisión el impacto de las estrategias de gestión de demanda y almacenamiento energético analizadas en este estudio.

Se recomienda complementar y actualizar el análisis ambiental mediante el uso de factores de emisión oficiales del sistema eléctrico nacional, así como revisar periódicamente el estudio ante eventuales cambios regulatorios, con el fin de preservar la validez técnica, económica y ambiental del proyecto a lo largo del tiempo.

Como línea futura de trabajo, se recomienda ampliar el presente estudio mediante un análisis comparativo entre distintos establecimientos comerciales, particularmente supermercados con perfiles de carga similares, utilizando herramientas de simulación y optimización energética como HOMER Pro u otros softwares especializados. Este enfoque permitiría evaluar de manera sistemática el impacto de diferentes configuraciones de potencia fotovoltaica, integración de almacenamiento y estrategias de operación sobre indicadores técnicos y económicos, facilitando la extrapolación de resultados y la definición de criterios de diseño replicables a nivel de cadena comercial.

Adicionalmente, dado que el presente documento corresponde a un estudio de prefactibilidad, se recomienda que, en una etapa posterior de ingeniería de detalle, la empresa distribuidora realice los estudios formales de impacto en la red de distribución exigidos por la normativa vigente, considerando el Punto de Conexión Común (PCC). Estos estudios deberán incluir análisis de corrientes de cortocircuito, coordinación y selectividad de protecciones, curvas corrientes–tiempo y evaluación de niveles de tensión, con el fin de garantizar la compatibilidad del sistema fotovoltaico con la red eléctrica y definir las condiciones técnicas definitivas para su conexión segura y conforme a la Regulación ARCONEL 005/24.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Rivadeneira y M. Loor, «Estudio de factibilidad técnica y económica de una planta solar fotovoltaica en una superficie comercial en Azogues, Ecuador,» *evista de Energías Renovables y Sostenibilidad*, vol. 9, nº 2, p. 45–58, 2023.
- [2] A. J. López, R. Figueroa y J. P. López, «Evaluación de recursos solares en Ecuador para la implementación de sistemas fotovoltaicos,» *Energía Solar*, vol. 15, nº 3, p. 123–134, 2020.
- [3] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Renewable Energy and the Role of Batteries in Energy Storage Systems,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/>.
- [4] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «Normativa Técnica ARCONEL 005/24. Quito, Ecuador,» 2024. [En línea].
- [5] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCONEL), «Mapa No. 7: Irradiación solar con ubicación de proyectos fotovoltaicos y generación existente.,» 2025. [En línea]. Available: https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/08/Mapa-No-7-Irradiacion-solar-con-ubicacion-de-proyectos-fotovoltaicos-y-generacion-existente_compressed.pdf.
- [6] International Electrotechnical Commission (IEC), «IEC 61215:Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules – Design Qualification and Type Approval,» 2020. [En línea].
- [7] Shafie-khah, M, Sheikhi, A y Bahrami, S, «A review on energy storage integration in renewable-based urban energy systems,» de *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, p. 149.
- [8] Growatt New Energy, «MAX TL3 Commercial & Industrial Inverter Series – Datasheet,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.growatt.com>.
- [9] Ginlong Technologies Co., Ltd., «Solis S5-GC(30–100)K Series – Three Phase Inverter Technical Manual. Solis Inverters.,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.solisinverters.com>.
- [10] Alonso-Abella, M., Chenlo, F., & Rüther, R., «Performance of photovoltaic systems under real operating conditions,» CIEMAT, 2023.
- [11] Huawei Technologies Co., Ltd., «SUN2000-30/36/40/50/60/100KTL-M1/M2 Series – Technical Data Sheet. Huawei Smart PV,» 2023. [En línea]. Available: <https://solar.huawei.com>.
- [12] Fronius International GmbH, «Fronius Eco & Tauro – Commercial Inverters Product Datasheet.,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.fronius.com>.
- [13] Sigenergy Technology Co., Ltd, «SigenPro Hybrid Inverter – Commercial Datasheet,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.sigenergy.com>.
- [14] Huawei Technologies Co., Ltd., «Smart String ESS: LUNA 2000 Commercial & Industrial Energy Storage System – Technical Datasheet. Huawei FusionSolar,» 2023. [En línea]. Available: <https://solar.huawei.com>.

- [15] Growatt New Energy, «ARK XH High-Voltage Battery System – Datasheet,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.growatt.com>.
- [16] Sigenergy Technology Co., Ltd, «Energy Storage Architecture & System Layout – Product Brochure,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.sigenergy.com>.
- [17] International Energy Agency (IEA), «Performance and Reliability of Photovoltaic Systems – Technical Report 2019. IEA PVPS Programme,» 2019. [En línea].
- [18] Jordan, D. C., & Kurtz, S. R, «Photovoltaic degradation rates: An analytical review,» *Progress in Photovoltaics*, vol. 1, n° 21, pp. 12-29, 2019.
- [19] LONGi Green Energy Technology Co., Ltd., «LR5-72HTH series high-efficiency monocrystalline photovoltaic module (585 W) [Ficha técnica],» 2023. [En línea]. Available: <https://www.longi.com/en/products/modules/hi-mo-5/>.
- [20] European Committee for Standardization., «Referencia a: EN 1991-1-1: Eurocode 1—Actions on structures—Part 1-1: General actions—Densities, self-weight, imposed loads for buildings.,» 2022.
- [21] Huawei Technologies Co., Ltd., «SUN2000-100KTL-M1 smart string inverter technical datasheet [Ficha técnica]. Huawei Digital Power,» 2023. [En línea]. Available: <https://solar.huawei.com/en/products/string-inverter/sun2000-100ktl-m1>.
- [22] Huawei Technologies Co., Ltd. , «LUNA2000-200KWH-2H1 commercial & industrial energy storage system datasheet [Ficha técnica]. Huawei Digital Power.,» 2023. [En línea]. Available: <https://solar.huawei.com/en/products/energy-storage/luna2000-200kwh-2h1>.
- [23] International Energy Agency, «Energy efficiency in buildings: A global review. IEA.,» 2022. [En línea].
- [24] U.S. Environmental Protection Agency (EPA), «Energy use in commercial food retail facilities.,» 2022.
- [25] Global Market Insights Inc., «Supermarket refrigeration systems market size, share & trends report. Global Market Insights,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.gminsights.com>.
- [26] EuroShop Trade Fair, «Energy consumption trends and efficiency strategies in modern retail stores. Messe Düsseldorf,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.euroshop-tradefair.com>.
- [27] U.S. Environmental Protection Agency, «Energy use in food retail facilities: Technical report on supermarket and grocery store consumption. U.S. EPA.,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.epa.gov>.

ANEXOS

ANEXO 1: Comparativa marcas de paneles fotovoltaicos.

Marca	Tecnología típica	Potencia común (Wp)	Precio estimado (USD/Wp)	Precio estimado por panel (USD)	Observaciones técnicas
LONGi	Mono PERC / TOPCon	540–585	0,18 – 0,24	100 – 140	Muy alta eficiencia, ampliamente usado en proyectos comerciales e industriales
Trina Solar	Mono PERC / TOPCon	540–600	0,17 – 0,23	95 – 140	Excelente relación costo-beneficio, alta confiabilidad
Jinko Solar	Mono PERC / TOPCon	540–610	0,16 – 0,22	90 – 135	Uno de los mayores fabricantes mundiales, muy competitivo en precio
JA Solar	Mono PERC	535–585	0,16 – 0,22	90 – 130	Buena disponibilidad en Ecuador, estándar en proyectos medianos
Canadian Solar	Mono PERC / TOPCon	545–600	0,18 – 0,25	100 – 150	Marca Tier 1, buena aceptación en financiamiento bancario
Risen Energy	Mono PERC / TOPCon	540–600	0,15 – 0,21	85 – 125	Alternativa económica para grandes volúmenes
JA Solar	Bifacial	540–600	0,18 – 0,24	100 – 145	Ideal para cubiertas reflectivas y sistemas industriales

ANEXO 2: Registro de proyectos

Nombre (Usuario asociado a uFV)	PANELES	INVERSORES
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-60KTL-M0
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-60KTL-M0
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-60KTL-M0
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-40KTL-M3
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-60KTL-M0
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-60KTL-M0
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1
FARMACIAS Y COMISARIATOS DE MEDICINAS S. A. FARCOMED	SOLIS	Solis-50K-LV-5G
INMOBILIARIA INVERNAL II S. A.	JINKO SOLAR JKM-330PP 72	FRONIUS
INMOBILIARIA INVERNAL II S. A.	JINKO SOLAR JKM-330PP 72	FRONIUS SYMO 10.0-3-M
PEPSICO ALIMENTOS ECUADOR CIA. LTDA.	Trina Solar TSM-DE18M(II)_500 W TSM-DE18M(II)_505 W	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 SUN2000-60KTL-M0
DHL EXPRESS ECUADOR S.A.	ECO GREEN ENERGY	GROWATT

CENTRO LOGISTICO ALPACHACA CIA. LTDA.	JINKO SOLAR	Growatt New Energy
INMOBILIARIA ECUATORIANA S.A. INMOECUA	TRINA SOLAR TSM-405 DE09.08	SOLIS Solis-(50-60)K-LV-5G
ALIMENTOS Y SERVICIOS ECUATORIANOS ALISE RVIS S.A.	CANADIAN SOLAR INC	SOLIS
INDUSTRIAS IEPESA ECUATORIANA DE PRODUCTOS ELECTRONICOS SA	YINGLI SOLAR YLM 3.0PLUS	HUAWEI SUN2000-60KTL-M0 HUAWEI SUN2000-100KTL-M1
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M- 72HL4-V	HUAWEI SUN2000-60KTL-M0 / HUAWEI SUN2000- 60KTL-M0 / HUAWEI SUN2000-60KTL-M0
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M- 72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M0 SUN2000-50KTL-M3
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M- 72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 SUN2000-40KTL-M3
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M- 72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 SUN2000-40KTL-M3
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M- 72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M- 72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M- 72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M0
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M- 72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M0
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-40KTL-M3
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M- 72HL4-V	HUAWEI SUN2000-50KTL-M3
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M- 72HL4-V	HUAWEI SUN2000-60KTL-M0
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-60KTL-M0
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M- 72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M- 72HL4-V	HUAWEI SUN2000-40KTL-M0 SUN2000-40KTL-M3

CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M0
PARQUES LOGISTICOS EFFITEK S.A.S.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-215KTL-H3
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-60KTL-M0 / HUAWEI SUN2000-60KTL-M0 / HUAWEI SUN2000-60KTL-M0
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-60KTL-M0
CORPORACIÓN FAVORITA C.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M0
PROCESADORA NACIONAL DE ALIMENTOS C.A PR ONACA	YINGLI SOLAR PANDA YL550D-49e 1500V 1/2	GROWAT MAX 150KTL3-X-MV
LCR PRODUCTOS & SERVICIOS CIA. LTDA.	TRINA SOLAR - TSM-DE18M(II)	GROWATT - MAX 70KTL3-XL2
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR /JKM550M-72HL4-V	HUAWEI / SUN2000-60KTL-M0
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-60KTL-M1
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR - JKM550M-72HL4-V	HUAWEI - SUN 2000 - 60KTL-MO
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR - JKM550M-72HL4-V	HUAWEI - SUN 2000 - 60KTL-MO
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-50KTL-M3
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR - JKM550M-72HL4-V	HUAWEI - SUN 2000 - 100KTL-M14
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-100KTL-M1
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR /JKM550M-72HL4-V	HUAWEI / SUN2000-50KTL-M0
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-40KTL-M1
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-40KTL-M1
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR /JKM550M-72HL4-V	HUAWEI / SUN2000-50KTL-M0
INT FOOD SERVICES CORP S.A.	JINKO SOLAR JKM550M-72HL4-V	HUAWEI SUN2000-40KTL-M1

ASOCIACION ECUATORIANO ALEMANA DE CULTUR A Y EDUCACION	JINKO SOLAR JKM440N-54HL4	FRONIUS "Fronius Symo 15.0-3/208V(v2)" "Fronius Symo 15.0-3/220V(v2)"
ECUCARGA CIA. LTDA.	YINGLI SOLAR PANDA YL550D-49e 1500V 1/2 Jinko Solar Tiger Neo N-type 54HL4-(V)	GROWATT MAX 125KTL3 MV
UTOPIA FARMS UTF S.A.S.	Jinko Solar Tiger Neo N-type 54HL4R-(V) Exiom solution Tiger Neo N- type 54HL4R-(V)	Growatt - MAX 125KTL3-X MV
REFERENCECORP S. A.	LONGI SOLAR LR7-72HGD-585M	HUAWEI SUN2000-50KTL-M3
COMERCIAL KYWI S.A.	LONGI SOLAR LR7-72HGD-585M	HUAWEI SUN2000-20KTL-M3
PLANTA INDUSTRIAL LACEC CIA. LTDA.	LONGI SOLAR LR5-72HGD-585M	HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
INDUSTRIAL DANEC S.A.	TRINA SOLAR TSM- DE18M(II)	SMA SUNNY HIGHPOWER PEAK3 125kV
INCINERACION RESIDUOS TOXICOS PELIGROSOS INCINEROX CIA. LTDA.	TRINA SOLAR TSM-NEG21C.20 690KW LightGreen LR5-72HGD- 585M	HUAWEI SUN2000-250KTL-H1
SOCIEDAD DE LUCHA CONTRA EL CANCER		HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
MINISTERIO DE AGRICULTURA GANADERIA Y P ESCA	YINGLI SOLAR YL550D-49e 1500V 1/2	GROWATT MAC 60KTL3-X MV
BANCO PROCREDIT S.A.	PEIMAR OR12H670M - SO670M	GROWATT MAX 150KTL3-X2 MV

ANEXO 3: Estudio de Carga Supermercado Santa María.

a) Cargas generales

NOMBRE DEL SOLICITANTE DEL SGDA:				SUPERMERCADO SANTA MARÍA TUMBACO						
CI/RUC DEL SOLICITANTE DEL SGDA:				200010617369						
LOCALIZACIÓN DEL SGDA				AV INTEROCEANICA SN JUAN MONTALVO / SERVICIOS GENERALES PB SSG / TUMBACO - QUITO						
TIPO DE USUARIO:				BTCGCD31 – Bajo Voltaje Comercial con Demanda Horaria						
FECHA DE ELABORACIÓN:				20/12/2025						
ITEM	APARATOS ELÉCTRICOS Y DE ALUMBRADO			Potencia Total Instalada (kW)	Factor de Frecuencia de Uso (%)	Carga Instalada del Consumidor (kW)	Factor de Simultaneidad (%)	Demanda Máxima Unitaria (kW)	Horas de Uso Anual (h/año)	Consumo Anual (kWh)
	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	Potencia nominal (kW)							
1	Vitrinas verticales refrigeradas (lácteos, carnes)	10	3.0	30.0	90%	27	80%	21.6	8760	189216
2	Congeladores horizontales tipo isla	8	2.5	20.0	100%	20	80%	16	8760	140160
3	Islas de congelados para helados/cárnicos	6	3.5	21.0	80%	16.8	70%	11.760	8760	103018
4	Cámaras frigoríficas de conservación	3	8.0	24.0	60%	14.4	60%	8.64	8760	75686
5	Rack de compresores y condensadoras	1	15.0	15.0	40%	6	30%	1.8	1460	2628
6	Unidades tipo rooftop / paquete	4	7.0	28.0	40%	11.2	50%	5.6	1095	6132
7	Unidades manejadoras / ventiladores	2	4.0	8.0	30%	2.4	100%	2.4	2920	7008
8	Extractores y ventilación complementaria	2	2.0	4.0	30%	1.2	60%	0.72	2920	2102
9	Luminarias LED sala de ventas (60 W)	300	0.1	18.0	100%	18	100%	18	2920	52560
10	Luminarias LED áreas de servicio (40 W)	80	0.0	3.2	100%	3.20	100%	3.20	2920	9344
11	Proyectores exteriores y rótulo (200 W)	10	0.2	2.0	70%	1.4	100%	1.4	2920	4088
12	Iluminación en cámaras y cuartos técnicos	20	0.1	2.0	60%	1.2	60%	0.72	2920	2102
13	Horno de panadería eléctrico	1	12.0	12.0	20%	2.40	60%	1.44	730	1051
14	Hornos/plancha para comida rápida	2	4.0	8.0	20%	1.6	30%	0.48	730	350
15	Otros equipos de cocina (batidoras, etc.) (agrupado)	1	0.5	0.5	20%	0.104	60%	0.0624	1095	68
16	Puntos de venta (caja registradora + PC + impresora)	10	0.3	3.4	100%	3.40	60%	2.04	2920	5957
17	Computadores y monitores oficina	20	0.3	6.0	40%	2.4	60%	1.44	2920	4205
18	Servidores, red, CCTV y UPS (agrupado)	1	3.5	3.5	100%	3.5	60%	2.1	8760	18396
19	Bombas de agua y presurización	4	1.1	4.3	50%	2.16	60%	1.30	2920	3784
20	Otros (cargadores, pequeños equipos)	1	1.0	1.0	40%	0.38	60%	0.228	730	166
CONSUMO ANUAL TOTAL (kWh/año)										628023

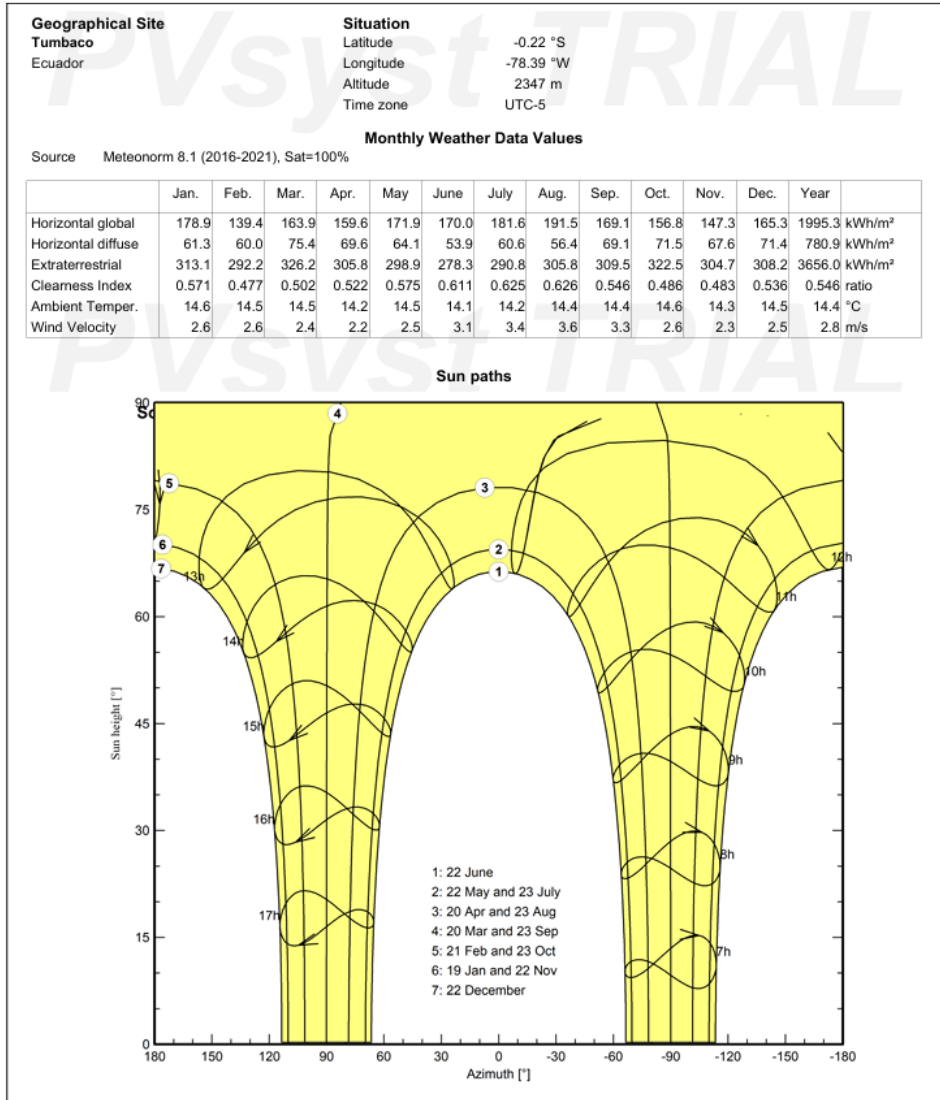
b) Cargas críticas

NOMBRE DEL SOLICITANTE DEL SGDA:				SUPERMERCADO SANTA MARÍA TUMBACO							
CI/RUC DEL SOLICITANTE DEL SGDA:				200010617369							
LOCALIZACIÓN DEL SGDA				AV INTEROCEANICA SN JUAN MONTALVO / SERVICIOS GENERALES PB SSG / TUMBACO - QUITO							
TIPO DE USUARIO:				BTCGCD31 – Bajo Voltaje Comercial con Demanda Horaria							
FECHA DE ELABORACIÓN:				20/12/2025							
ITEM	APARATOS ELÉCTRICOS (CARGA CRÍTICA)			Potencia Total Instalada (kW)	Factor de Frecuencia de Uso (%)	Carga Instalada del Consumidor (kW)	Factor de Simultaneidad (%)	Demanda Máxima Unitaria (kW)	Horas de Uso Anual (h/año)	Consumo Anual (kWh)	
	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	Potencia nominal (kW)								
1	Vitrinas verticales refrigeradas (lácteos, carnes)	6	3.0	18.0	90%	16.2	80%	12.96	8760	113530	
2	Congeladores horizontales tipo isla	4	2.5	10.0	100%	10	80%	8	8760	70080	
3	Islas de congelados para helados/cárnicos	2	3.5	7.0	80%	5.6	70%	3.920	8760	34339	
11	Proyectores exteriores y rótulo (200 W)	2	0.2	0.4	70%	0.28	100%	0.28	2920	818	
12	Iluminación en cámaras y cuartos técnicos	10	0.1	1.0	60%	0.6	60%	0.36	2920	1051	
16	Puntos de venta (caja registradora + PC + impresora)	5	0.3	1.7	100%	1.70	60%	1.02	2920	2978	
18	Servidores, red, CCTV y UPS (agrupado)	1	3.5	3.5	100%	3.5	60%	2.1	8760	18396	
TOTAL				41.6		37.88					
CONSUMO ANUAL TOTAL (kWh/año)										241192	

ANEXO 4: Recurso Solar en PVsyst.



PVsyst V7.4.8



ANEXO 5: Ficha técnica panel LONGI 585W.

Hi-MO X6 Explorer (V2)

LR5-72HTH 565~585M

- Suitable for Distribution Market
- Simple design embodies modern style
- Better energy generation performance
- High-quality module guarantees long-term reliability

15 15-year Warranty for
Materials and Processing

25 25-year Warranty for Extra
Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
ISO9001:2015: ISO Quality Management System
ISO14001: 2015: ISO Environment Management System
ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety
IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI



Hi-MO X6 Explorer

LR5-72HTH 565~585M

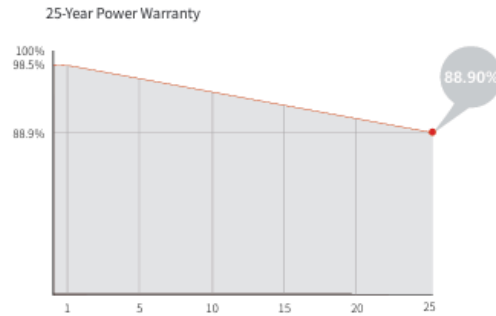
22.6%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

<1.5%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

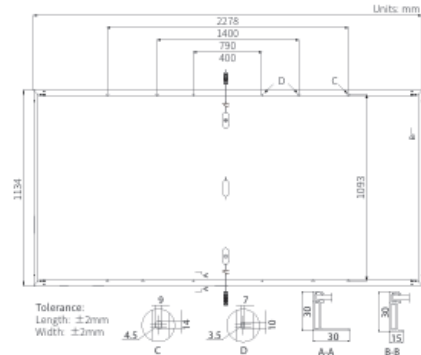
0.40%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2278×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 180pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

Module Type	STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test uncertainty for Pmax: ±3%					
	LR5-72HTH-565M	LR5-72HTH-570M	LR5-72HTH-575M	LR5-72HTH-580M	LR5-72HTH-585M	STC	NOCT	STC	NOCT	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	565	422	570	426	575	430	580	433	585	437
Open Circuit Voltage (Voc/V)	51.76	48.60	51.91	48.74	52.06	48.88	52.21	49.02	52.36	49.16
Short Circuit Current (Isc/A)	14.01	11.31	14.07	11.36	14.14	11.42	14.20	11.47	14.27	11.52
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	43.61	39.79	43.76	39.93	43.91	40.07	44.06	40.20	44.21	40.34
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.96	10.61	13.03	10.68	13.10	10.73	13.17	10.78	13.24	10.84
Module Efficiency(%)	21.9		22.1		22.3		22.5		22.6	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.290%/°C

LONGI

No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And
Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: www.longi.com

Specifications included in this datasheet
are subject to change without notice.
LONGI reserves the right of final
interpretation. (20230926V19) DG

ANEXO 6: Ficha técnica inversor trifásico SUN2000KT M1 100kW.

SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter




10
MPP. Seguidor


98.8% (@ 480V)
Max. Eficiencia


Gestión de
nivel de cadena

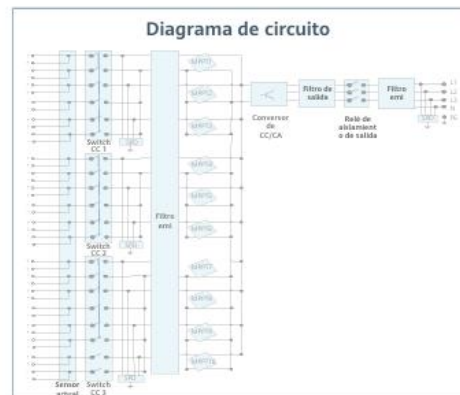
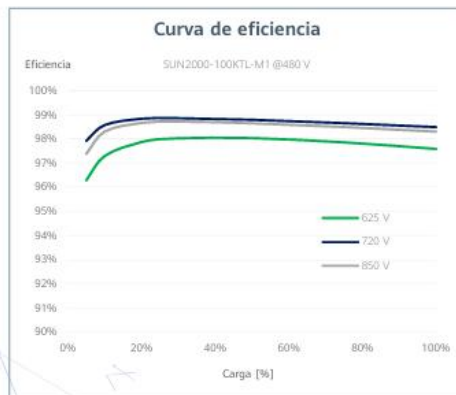

Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido


MBUS
Soportado


Diseño
Sin fusible


Protección contra rayos
Para DC y AC


IP66
Protección



SUN2000-100KTL-M1
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000-100KTL-M1
Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Si
Protección anti-isla	Si
Protección contra sobreintensidad de CA	Si
Protección contra polaridad inversa CC	Si
Monitorización a nivel de string	Si
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Si
Monitorización de corriente residual	Si
Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Si
USB	Si
Monitorización de BUS (MBUS)	Si (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)	
Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

¹ El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

² Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

Versión No.:03-(20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

ANEXO 7: Ficha técnica LUNA2000-200KWH-2H1

LUNA2000-200KWH-2H1 Smart String ESS



More Energy



Simple O&M



Safe & Reliable

Energy Storage System Parameters

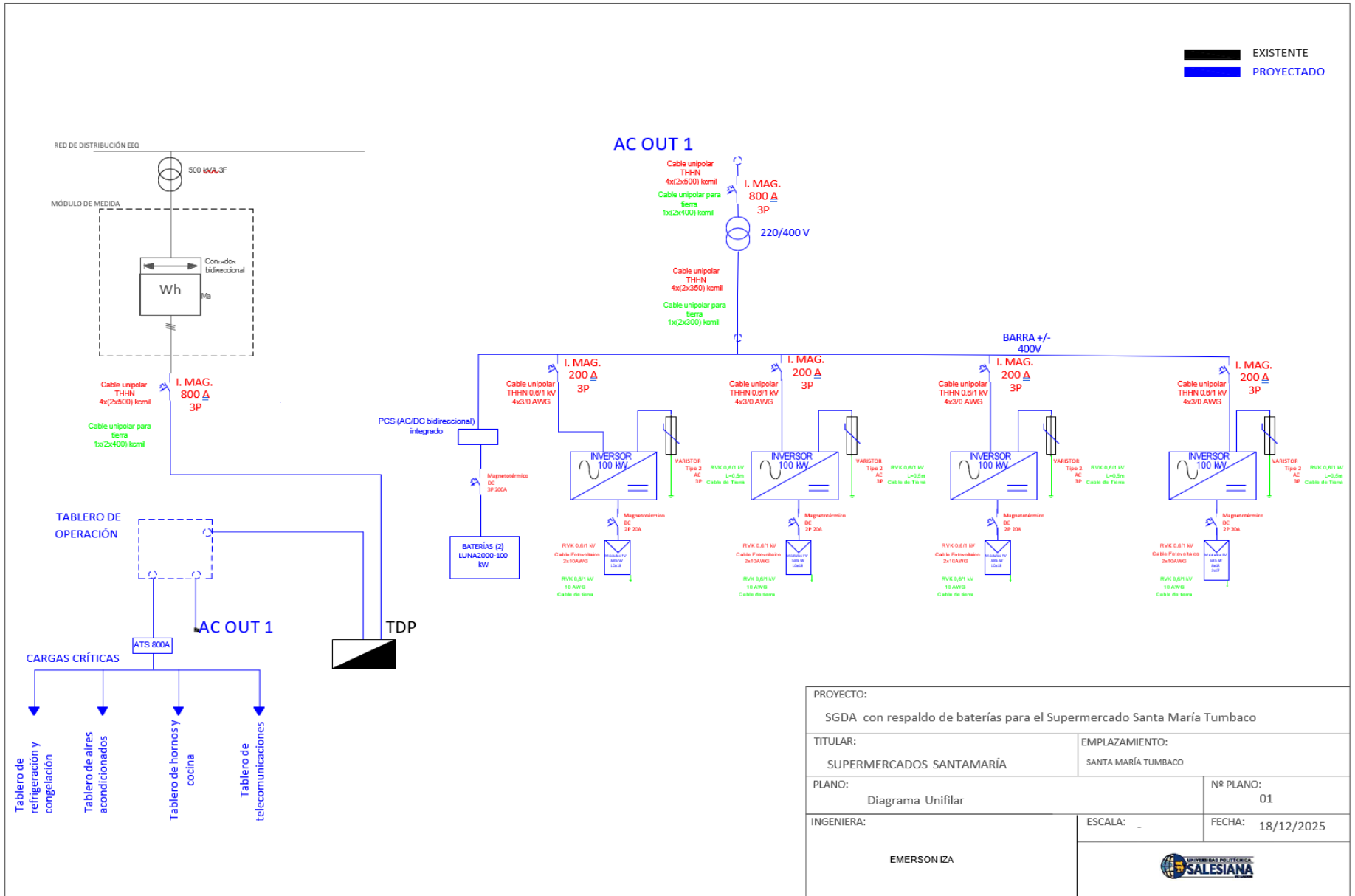
Battery Configuration	12S1P
Maximum battery capacity of the energy storage system	193.5 kWh
Rated Power	100 kW
Dimensions (W x H x D), including DC/DC and PCS	2570mm×2135mm×1200mm
Dimensions (W x H x D)	1810mm×2135mm×1200mm
Weight (including the battery module)	≤2950kg
Weight (without the battery module)	≤1070kg
Operating temperature range	-30 °C ~ 55 °C
Storage temperature range	-40 °C ~ 60 °C
Operating humidity range	0 ~ 100% (non-condensing)
Maximum operating altitude	4,000 m
Installation Environment Requirement	Outdoor installation
Battery temperature control mode	Industrial-grade air conditioner
Fire suppression of energy storage system	YES
Auxiliary Power Supply	220Vac, <=4.2kW
Communication port	Ethernet / SFP
Communication protocol	Modbus TCP
Protection degree	IP55
EMC Protection Rating	ClassA
DC Lightning Protection	Type II

Standards

Environment	RoHS6
Certification Standards	GBT 36276-2018; IEC62619; UL9540A;UN38.3

SOLAR.HUAWEI.COM

ANEXO 8: Diagrama Unifilar

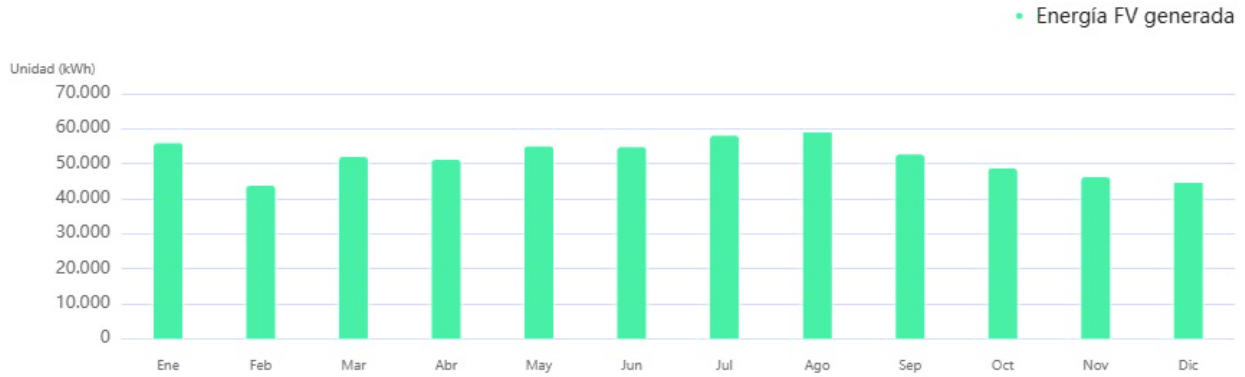


PROYECTO: SGDA con respaldo de baterías para el Supermercado Santa María Tumbaco	
TITULAR: SUPERMERCADOS SANTAMARÍA	EMPLAZAMIENTO: SANTA MARÍA TUMBACO
PLANO: Diagrama Unifilar	Nº PLANO: 01
INGENIERA: EMERSON IZA	ESCALA: - FECHA: 18/12/2025



ANEXO 9: Producción mensual SFV

Producción energética mensual teórica en el primer año ⓘ



ANEXO 10: Parámetros de la simulación

1) Configuración de datos iniciales, lugar, datos meteorológicos y voltaje de la red.

SmartDesign

la.smartdesign.huawei.com/uniportal/sdwebportal/app.html?

SUPERMERCADO SA... Info básica

Info básica

* Nombre del proyecto
SUPERMERCADO SANTA MARÍA

Nombre del cliente

* Dirección
Avenida Oswaldo Guayasamín & Juan M...

* Estación meteorológica
Quito Inamhi (10,14 km)

* Parámetros de la red eléctrica ⓘ
240 V L-N, 415 V L-L

Límite superior de energía exportada a la red ⓘ
Sin límite por defecto kW

Descripción

2) Definición de demanda y precio

The screenshot shows the configuration interface for electricity price and consumption. At the top, it says 'SUPERMERCADO SA...' and 'Precio y consumo de electricidad'. There are navigation icons and a language selector set to 'Español'. Below this, there are options for 'Tipo' (Defined by user or imported) and 'Tasa del cargo volumétrico' (Type of volumetric charge). A dropdown menu shows 'Precio por horario de...'. A section titled 'Ajustes del precio por tiempo de uso' has a time range set to 12:31 - 12:30. A checkbox for 'Tasa del cargo volumétrico 1' is checked, with a value of 12 USD/kWh. A horizontal bar chart shows a blue bar at the 12:31 mark. At the bottom, there are options for 'Tasa de cobro por demanda' (Demand charge rate), 'Modo de demanda máxima' (Maximum demand mode), and 'Término de potencia mensual' (Monthly power term).

3) Configuración de consumo

The screenshot shows the configuration interface for daily energy consumption. It has two tabs: 'Modelo de día laborable' (Commercial (double peaks)) and 'Modelo de fin de semana' (Commercial (single peak)). A 'Consumo diario (día laborable:fin d...)' field is set to 1:1. Below are two line graphs. The 'Día laborable' graph shows a blue line with two peaks of approximately 7% at 09:00 and 15:00. The 'Fin de semana' graph shows a green line with a single peak of approximately 7% at 12:00. Both graphs have a y-axis from 0 to 10% and an x-axis from 00:00 to 22:00.

4) Modelado

The screenshot shows a 3D modeling software interface. The top bar includes 'SUPERMERCADO SA...', navigation icons, and 'Modelado 3D'. A sidebar on the left lists various object types: Edificio, Obstáculo, Garaje, Árbol, Herramienta, Cargar, and Modelo. The main view is an aerial photograph of a city block with a 3D model of a building overlaid. The building model is a rectangular prism with dimensions labeled: 23.16 m (width), 28.45 m (depth), and 97.23 m (length). The building is surrounded by other buildings and a parking lot.

6) Parámetros de pérdidas (no configurables, son propias del programa como resultados)



ANEXO 11: Trazabilidad de objetivos específicos, actividades y evidencias

ID	Objetivo específico	Actividades realizadas	Evidencia en el documento
1	Evaluar la demanda energética actual del Supermercado Santa María y el perfil de consumo eléctrico	Análisis de planillas de facturación de 12 meses; verificación de coherencia entre consumo y demanda; análisis del perfil horario y mensual.	Tabla 8 (Consumo mensual); Sección 3: <i>Estudio de carga y demanda</i> .
1	Identificar y clasificar las cargas eléctricas del establecimiento	Levantamiento de cargas principales, auxiliares y críticas; estimación de potencias nominales y horarios de operación; determinación de carga base.	Sección 3; Tabla de cargas generales; Tabla de cargas críticas; Figura 5 (distribución del consumo).
2	Evaluar el recurso solar disponible en el sector Tumbaco para generación fotovoltaica	Análisis de irradiación solar, temperatura y variables meteorológicas mediante PVGIS; procesamiento de datos mensuales y anuales.	Sección 3.2.2: <i>Análisis del recurso solar</i> ; Tabla de irradiación mensual.
2	Dimensionar el sistema fotovoltaico conectado a red para el supermercado	Cálculo de potencia FV bajo criterio de autoconsumo y generación \leq consumo; selección de módulos e inversores; definición de relación DC/AC; simulación energética anual.	Sección 3.2: <i>Dimensionamiento del SFV</i> ; Tabla de configuración del sistema; Resultados de simulación FV.
2	Analizar el autoconsumo y el balance energético anual del sistema fotovoltaico	Comparación mensual entre consumo y generación; cálculo de energía autoconsumida, excedentes horarios e importación desde la red.	Sección 3.3 y 3.4; Tabla 18; Figura 12.
2	Integrar un sistema de almacenamiento energético (banco de baterías) como respaldo de cargas críticas	Definición del rol del banco de baterías; selección de capacidad energética; cálculo de autonomía; integración al balance energético y análisis de ciclos.	Sección 3.3.2: <i>Integración del BANCO DE BATERÍAS</i> ; Tabla de cargas críticas; Cálculo de autonomía.
3	Diseñar el sistema fotovoltaico con respaldo de baterías conforme a la normativa técnica ecuatoriana vigente	Elaboración del diagrama unifilar; cálculo de corrientes; selección de protecciones AC y DC; diseño del sistema de puesta a tierra.	Diagrama unifilar; Sección 3.4: <i>Protecciones del sistema FV + ESS</i> ; Tablas de protecciones.
3	Verificar el cumplimiento normativo del sistema FV + banco de baterías	Revisión y contraste del diseño con ARCONEL 005/24, NTE INEN 2532, NEC-EC y normas internacionales (IEC 61215, IEC 61730, IEC 62116, IEEE 1547, UL 1741).	Sección 4.3: <i>Matriz de cumplimiento normativo</i> ; Tabla 26; referencias a selección de equipos.
4	Evaluar la viabilidad técnica y económica del	Estimación de CAPEX y OPEX; cálculo de VAN, TIR y payback;	Sección 3.5: <i>Análisis financiero</i> ; Tablas

5	<p>sistema fotovoltaico con y sin banco de baterías</p> <p>Analizar y discutir los resultados técnicos, energéticos, normativos y económicos del proyecto</p>	<p>análisis comparativo FV vs FV + banco de baterías.</p> <p>Interpretación integral de resultados; evaluación del cumplimiento de objetivos; análisis de limitaciones y alcances del sistema propuesto.</p>	<p>económicas; Discusión de resultados.</p> <p>Capítulo <i>Resultados y discusión</i>; Capítulo <i>Conclusiones</i>.</p>
---	---	--	--