



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD**

TEMA:

Diseño de un sistema fotovoltaico con almacenamiento energético para respaldo del suministro eléctrico del Edificio Pastoral de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil

AUTOR:

Garcés Gómez, André Jofiel

**Trabajo de titulación previo a la obtención del grado de MAGISTER EN
ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TUTOR:

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo. PhD.

Guayaquil, Ecuador

7 de agosto del 2026



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD**

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente Trabajo de Integración Curricular fue realizado en su totalidad por el Sr. Garcés Gómez, André Jofiel, como requerimiento para la obtención del Título de Magister en Electricidad Con Mención En Energías Renovables Y Eficiencia Energética.

TUTOR

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo. Ph.D.

DIRECTOR DE CARRERA

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo. Ph.D.

Guayaquil, 7 de agosto del 2026



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Garcés Gómez, André Jofiel

DECLARO QUE:

El trabajo de Integración Curricular “**Diseño de un sistema fotovoltaico con almacenamiento energético para respaldo del suministro eléctrico del Edificio Pastoral de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil**” previo a la obtención del Título de **Magister en Electricidad Con Mención En Energías Renovables y Eficiencia Energética**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Integración Curricular referido.

Guayaquil, 7 de agosto del 2026

EL AUTOR

Garcés Gómez, André Jofiel



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

AUTORIZACIÓN

Yo, Garcés Gómez, André Jofiel

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del Trabajo de Integración Curricular: **“Diseño de un sistema fotovoltaico con almacenamiento energético para respaldo del suministro eléctrico del Edificio Pastoral de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, 7 agosto del 2026

EL AUTOR

Garcés Gómez, André Jofiel

REPORTE DE COMPILATIO



Certificado de análisis

Compilatio Magister+ | UCSG-EC- Universidad Católica de Santiago de Guayaquil

Corrección Final _Tesis_Andre Garces_A2026 Revisado (1)

ID : 1077629139ceb07320b17208153348e493971bbd



3%

Textos sospechosos

Nombre del fichero : Corrección Final _Tesis_Andre Garces_A2026 Revisado (1).txt
Tamaño del archivo original : 6,45 MB
Número de palabras : 27.612

Depositante : Ronnie Alexander Bonilla Sánchez
Fecha de depósito : 17 de julio de 2026
Tipo de carga : interface
fecha de fin de análisis : 17 de julio de 2026

Resumen (sección 1/2)

Localización de los textos sospechosos en el documento :



Incluido en el porcentaje de textos sospechosos :

Similitudes

3%

Pasajes con similitudes a fuentes encontradas en diferentes colecciones.



Detección de IA

4%

Textos estilísticamente próximos a un texto generado por una IA.

Este índice es un indicador y no una prueba. Comprueba con el autor si domina los conocimientos mencionados en el documento.



Reporte COMPILATIO del estudiante Garcés Gómez, André Jofiel, de la maestría en Electricidad del Sistema de Posgrado con el tema **“Diseño de un sistema fotovoltaico con almacenamiento energético para respaldo del suministro eléctrico del Edificio Pastoral de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil”**, mismos que se encuentra al 3% de coincidencias.

Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, PhD.

DOCENTE-TUTOR

AGRADECIMIENTO

A Dios y a mi familia por permitirme culminar con dicha y éxito este nuevo desafío, cuidándome y guiándome con amor para tomar decisiones acertadas y mantenerme fuerte ante las adversidades.

DEDICATORIA

A Dios por poner en mi vida a personas tan maravillosas como lo son mi madre Irene Gómez Zambrano, mi hermano Sebastián Garcés Gómez y mi padre Fernando Peñarreta Carrillo, quien a pesar de no compartir lazos sanguíneos conmigo y mi hermano, se ha convertido en un pilar fundamental en mi vida al brindarnos todo su amor y apoyo incondicional.



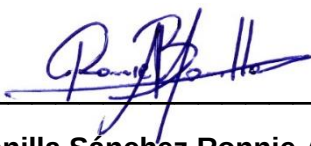
**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. 
Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo. PHd.
TUTOR

f. 
Ing. Peñafiel Olivo Kety Jenny, MSc.
REVISOR

f. 
Ing. Bonilla Sánchez Ronnie Alexander, MSc.
REVISOR

f. 
Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo. PHd.
DIRECTOR DEL PROGRAMA

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	XII
INDICE DE TABLAS	XIII
Resumen	XV
Capítulo 1: Descripción general del trabajo de titulación	1
1.1 Introducción	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Definición del Problema	4
1.4 Justificación del Problema	6
1.5.1 Objetivo general	7
1.5.2 Objetivos específicos.....	7
1.7 Hipótesis	8
1.8 Metodología de Investigación	8
Capítulo 2: Fundamentación Teórica	11
2.1 Energía Solar Fotovoltaica.....	11
2.1.1 Radiación solar y recurso energético	11
2.1.2 Efecto fotovoltaico	13
2.1.3 Módulo fotovoltaico.....	15
2.1.4 Arreglos fotovoltaicos	17
2.2 Sistemas Fotovoltaicos con Almacenamiento.....	18
2.2.1 Clasificación de sistemas fotovoltaicos	18
2.2.2 Componentes principales del sistema	20
2.2.3 Inversores híbridos	22
2.3 Sistemas de Almacenamiento de Energía	24

2.3.1 Tecnologías de baterías para sistemas FV	24
2.3.2 Baterías LiFePO4	26
2.3.3 Dimensionamiento del banco de baterías	27
2.4 Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión.....	28
2.4.1 Sistemas de distribución eléctrica en baja tensión	28
2.4.2 Sistemas de distribución eléctrica en baja tensión	30
2.4.3 Protecciones eléctricas en sistemas FV	31
2.5 Generación Distribuida y Marco Regulatorio en Ecuador	33
2.5.1 Generación distribuida renovable	33
2.5.2 Marco regulatorio ecuatoriano	34
2.5.3 Normas técnicas aplicables	36
2.6 Evaluación Económica y Ambiental	38
2.6.1 Indicadores de evaluación económica.....	38
Capítulo 3: Aportes de la investigación	40
3.1 Caracterización del sistema eléctrico del Edificio Pastoral	40
3.2 Determinación de la demanda energética y selección de circuitos críticos	45
3.3 Dimensionamiento del generador fotovoltaico y del banco de baterías ..	47
3.4 Selección de equipos principales (paneles, inversor, baterías)	52
3.5 Diseño de protecciones, cableado y cálculo de caídas de tensión	53
3.6 Plan de mantenimiento y presupuesto del sistema.....	59
3.7 Simulación del flujo de carga en ETAP y análisis de escenarios	63
3.8 Evaluación económica, beneficios tributarios e indicadores financieros .	80
Conclusiones y recomendaciones	83
Conclusiones	83

Recomendaciones	85
Bibliografías	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo 2:

Figura 2.1: Partes principales de un panel solar fotovoltaico.	11
Figura 2.2: Horas solares pico en los paneles solares.....	12
Figura 2.3: Tipos de paneles solares disponibles en el mercado.....	14
Figura 2.4: Conexiones en serie de los paneles solares.....	17
Figura 2.5: Uso de un generador solar con paneles fotovoltaicos.	20
Figura 2.6: Controlador MPPT en un sistema fotovoltaico.....	23

Capítulo 3:

Figura 3.1: Medición eléctrica en tablero del Edificio Pastoral.	40
Figura 3.2: Diagrama Unifilar del Sistema FV con Cargas Generales.	73
Figura 3.3: Análisis de Flujo de Carga Sistema FV con Cargas Generales.	75
Figura 3.4: Análisis de Flujo de Carga Sistema FV con Cargas Generales.	75
Figura 3.5: Análisis de Flujo de Carga Sistema FV con Cargas Completas.	77
Figura 3.6: Diagrama Unifilar del Sistema Sin Generación FV Escenario Base.	78
Figura 3.7: Análisis de Flujo de Carga Sistema Sin Generación FV Escenario Base.	79

INDICE DE TABLAS

Capítulo 3

Tabla 3.1: Información general del Edificio Pastoral.	40
Tabla 3.2: Especificaciones del transformador de servicio del Edificio Pastoral.	41
Tabla 3.3: Circuitos de aire acondicionado Tablero A/A.....	41
Tabla 3.4: Circuitos generales Tablero B.	42
Tabla 3.5: Especificaciones del instrumento de medición.	43
Tabla 3.6: Mediciones de corriente por circuito Tablero B.	44
Tabla 3.7: Circuitos seleccionados para el sistema fotovoltaico.	45
Tabla 3.8: Cálculo de energía diaria por circuito.	45
Tabla 3.9: Resumen de demanda energética del sistema FV.	46
Tabla 3.10: Especificaciones del panel fotovoltaico LONGi LR5 72HTH 580M.	47
Tabla 3.11: Irradiancia solar mensual período seco agosto a diciembre.....	48
Tabla 3.12: Irradiancia solar mensual agosto a diciembre.	48
Tabla 3.13: Irradiancia solar mensual y energía estimada período completo.	48
Tabla 3.14: Parámetros de diseño del sistema fotovoltaico.	49
Tabla 3.15: Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico.....	50
Tabla 3.16: Verificación eléctrica de strings fotovoltaicos.	50
Tabla 3.17: Distribución de strings por MPPT.	51
Tabla 3.18: Dimensionamiento del banco de baterías para respaldo.....	52
Tabla 3.19: Especificaciones del módulo fotovoltaico Jinko Tiger Neo 605Wp.	52
Tabla 3.20: Especificaciones del inversor Deye SUN 12K SG01HP3 EU.	53
Tabla 3.21: Especificaciones del banco de baterías LiFePO4.	54
Tabla 3.22: Protecciones DC del sistema fotovoltaico.	54
Tabla 3.23: Protecciones AC del sistema fotovoltaico.....	55
Tabla 3.24: Cálculo de caída de tensión tramos DC.	55
Tabla 3.25: Cálculo de caída de tensión tramos AC.	56
Tabla 3.26: Selección de conductores por tramo.	57

Tabla 3.27: Lista de componentes del sistema fotovoltaico.	57
Tabla 3.28: Indicadores de desempeño del sistema FV.....	58
Tabla 3.29: Plan de mantenimiento del sistema fotovoltaico.....	59
Tabla 3.30: Resumen de costos de mantenimiento anual.....	61
Tabla 3.31: Presupuesto del proyecto propuesto.	62
Tabla 3.32: Elementos modelados en ETAP flujo de carga.	63
Tabla 3.33: Cargas eléctricas modeladas en ETAP.	64
Tabla 3.34: Conductores modelados en ETAP.	65
Tabla 3.35: Resultados de tensión por barra escenarios M1 M2 M3.	66
Tabla 3.36: Comparación de tensión por barra con y sin FV.	67
Tabla 3.37: Niveles de corriente y capacidad de conductores.	68
Tabla 3.38: Pérdidas eléctricas por tramo.	69
Tabla 3.39: Balance de cargas por tablero.....	70
Tabla 3.40: Niveles de carga del transformador por escenario.	71
Tabla 3.41: Balance energético del sistema con generación FV.....	72
Tabla 3.42: Flujo de potencia del sistema FV con cargas generales.	74
Tabla 3.43: Flujo de potencia del sistema FV con cargas completas.....	76
Tabla 3.44: Flujo de potencia del sistema sin generación FV escenario base.	78
Tabla 3.45: Beneficios tributarios para sistemas fotovoltaicos en Ecuador..	80
Tabla 3.46: Desglose de inversión con IVA diferenciado.	80
Tabla 3.47: Indicadores económicos del proyecto fotovoltaico.	81

Resumen

El presente trabajo de integración curricular tiene como objetivo diseñar un sistema fotovoltaico con almacenamiento energético para el respaldo eléctrico del Edificio Pastoral de la UCSG, mediante el análisis de cargas, dimensionamiento del sistema, selección de equipos disponibles en Ecuador y evaluación técnico, económica y ambiental, con el fin de reducir costos, garantizar continuidad del servicio, a su vez disminuir emisiones. La explicación se fundamenta en la introducción de energías renovables en el campus refleja los criterios de los rankings de sostenibilidad que tienen en cuenta cada vez más las métricas de ahorro de energía y uso de energías verdes. Por último, el proyecto crea oportunidades de aprendizaje activo para los estudiantes de ingeniería eléctrica en forma de trabajo de laboratorio, investigación de tesis y trabajos de titulación futuros basados en la plataforma real de experimentación y monitoreo. La hipótesis insinúa el diseño del sistema fotovoltaico de 23,6 kWp con almacenamiento en baterías LiFePO₄ de 43,2 kWh dé como resultado el 100% de la cobertura de la demanda de carga general del Edificio Pastoral de la UCSG, con una capacidad de refugio de al menos 4 horas de corte de suministro eléctrico, pase a ahorrar Marque el costo anual de la factura eléctrica de la institución, con un período de recuperación de la inversión inferior a 15 años.

Palabras claves: Panel solar, cargas, ETAP, inversor, horas pico, baterías.

ABSTRACT

This curricular integration project aims to design a photovoltaic system with energy storage to provide backup power for the Pastoral Building at UCSG. This will be achieved through load analysis, system sizing, selection of equipment available in Ecuador, and a technical, economic, and environmental evaluation. The goal is to reduce costs, ensure continuity of service, and decrease emissions. The project's rationale is based on the introduction of renewable energy on campus, reflecting the criteria of sustainability rankings that increasingly consider energy savings and the use of green energy. Finally, the project creates active learning opportunities for electrical engineering students through laboratory work, thesis research, and future graduation projects based on the real-world experimentation and monitoring platform. The hypothesis suggests that the design of the 23.6 kWp photovoltaic system with 43.2 kWh LiFePO₄ battery storage will result in 100% coverage of the general load demand of the UCSG Pastoral Building, with a shelter capacity of at least 4 hours of power outage, thus saving Mark the annual cost of the institution's electricity bill, with an investment recovery period of less than 15 years.

Keywords: Solar panel, loads, ETAP, inverter, peak hours, batteries.

Capítulo 1: Descripción general del trabajo de titulación

1.1 Introducción

En este marco, la transición hacia fuentes de energía renovable se ha convertido en una prioridad estratégica en todo el mundo, como resultado del esfuerzo mercantil para frenar las emisiones de gases de efecto invernadero, asegurar la autonomía energética y frenar la constante llegada de tarifas de electricidad convencional. La energía fotovoltaica solar constituye la fuente de generación de energía más baja en la historia de la humanidad: el costo nivelado de la energía LCOE de los sistemas fotovoltaicos de servicios públicos cayó un 89% entre 2010 y 2022, lo que significa que la solar fue la fuente de generación de energía más barata. electricidad nueva en todos menos unos pocos lugares del mundo. El progreso tecnológico y financiero anteriormente mencionado democratiza la oferta de generación distribuida y permite a las instituciones académicas, organizaciones públicas y compañías de capital invadir la inversión en instalaciones de autoconsumo con retornos económicos positivos en el futuro de los componentes (Irena, 2023a).

Ecuador posee una ubicación geográfica excepcionalmente beneficiosa para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica. Su proximidad al ecuador lleva consigo niveles de irradiación solar global horizontal que varían entre 4.0 y 5.5 kWh/m²/día a lo largo del año, con variaciones estacionales relativamente menores en comparación con las latitudes medias o altas. Sin embargo, pese a las anteriores, la penetración de la micro generación fotovoltaica distribuida en el país es mínima. Para finales de 2023, la capacidad instalada bajo el régimen ARCONEL 003/18 superaba levemente los 12 MW, cifra inferior al 0.5% de la demanda máxima del Sistema Nacional Interconectado. La brecha entre el potencial técnico y la adopción real señala la existencia de barreras de información, financiamiento y capacidades técnicas especializadas, las cuales proyectos como el Edificio Pastoral UCSG buscan superar, a través de la demostración de viabilidad (Campo et al., 2023).

En la aceleración de la transición energética, las universidades latinoamericanas son tanto actores fundamentales, como consumidores responsables de energía y productores de conocimiento aplicado. Por lo tanto, a partir de la experiencia investigada, no solo los campus universitarios con sus propias instalaciones fotovoltaicas ahorran los recursos más efectivos: consiguen financiar los nuevos proyectos de la producción de energía limpia rentables por su cuenta, pueden desarrollar y probar innovaciones tecnológicas en las condiciones cotidianas reales, enseñar a los futuros ingenieros de experiencia práctica utilizando los sistemas de energías renovables y transmitir a la sociedad un mensaje claro sobre el compromiso institucional con la sostenibilidad. Por lo tanto, la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil podría fortalecer su compromiso con la sostenibilidad mediante la implementación de tecnologías de generación limpia en su campus, orientadas al ahorro energético, la reducción de costos operativos y la disminución de la huella ambiental institucional^[OBJ](Abowardah^[OBJ]).

1.2 Antecedentes

Guayaquil, el municipio más grande del Ecuador con una población superior a los 2.7 millones de habitantes, es la ciudad con la mayor demanda en términos de consumo de electricidad siendo responsable por el 35% del consumo total del Sistema Nacional Interconectado. La red de Guayaquil es alimentada en su mayoría por la empresa distribuidora CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil, monitoreada por el regulador ARCERNNR. La guayaquileña dependencia de la energía generada centralmente, transportada por líneas de la región Costa, aumenta su exposición al riesgo de suspensión de suministro en caso de fallo en la red de transporte o cortes de producción en la generación hidráulica provocada por El Niño. En consecuencia, la suspensión de la energía implica pérdidas en dinero para clientes industriales, comerciales y gubernamentales, incluidas las universidades, durante períodos de interrupción de actividades (CENACE, 2024).

La Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, fundada en 1962 y actualmente con más de 20 000 estudiantes y un campus extenso en el norte de la ciudad. El campus de la universidad, que se propaga a lo largo de varias

manzanas de la ciudad, incluye múltiples edificios con usos académicos, administrativos, pastorales y de servicio conectados todos a la red de distribución de CNEL EP a través de transformadores propios. El edificio objeto de este estudio, Edificio Pastoral, incluye oficinas administrativas, salones de reunión y espacios de atención pastoral ubicados a lo largo de tres plantas con un transformador Pauwels de 112.5 kVA, 13,200V/208Y-120V, fabricado en 1997, que ha excedido su vida útil nominal. La interrupción histórica del suministro eléctrico al campus paralela al aumento sostenido de las tarifas eléctricas comerciales de CNEL EP en los últimos años ha impulsado el análisis de las alternativas de autoabastecimiento energético renovable para los edificios del campus (Beltrán, 2023).

A nivel internacional, existen numerosos antecedentes de implementación de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento en campus universitarios de América Latina. El estudio original de Gaggero, López et al. ha incluido investigaciones desarrolladas en universidades de Colombia, Perú, México y Chile, con documentos este tipo de instalaciones con periodos de retorno de la inversión de 8 y 14 años para sistemas de autoconsumo fotovoltaico implementados en edificios institucionales con tasas internas de retorno de entre el 9 y el 16 %, dependiendo de la tarifa local, la irradiación solar disponible y el costo de los equipos. Estos estudios han demostrado también que la incorporación de almacenamiento energético en baterías LiFePO₄ mejora la autosuficiencia del sistema y provee un servicio de respaldo eléctrico valorado por las instituciones, cuyo costo de oportunidad ante un corte de suministro supera frecuentemente el costo del almacenamiento en un horizonte de 5 a 8 años (Mirzabe et al., 2022).

La producción de trabajos de titulación y artículos académicos en torno a los sistemas fotovoltaicos conectados a la red ha sido notoriamente creciente en Ecuador durante el período 2020 al 2024. Este hecho se debe a la implementación de la regulación ARCONEL 003/18 y, más recientemente, a los beneficios fiscales promulgados en la LOCE 2024. A través de estudios tales como los llevados a cabo en la Escuela Politécnica Nacional y en la Universidad de Cuenca, el recurso solar disponible en diferentes, zonas del

Ecuador ha sido caracterizado mientras que múltiples proyectos de micro generación fotovoltaica en edificios residenciales, comerciales e industriales han sido documentados. Sin embargo, la literatura nacional acerca de los sistemas de energía fotovoltaica instalados junto a sistemas de almacenamiento implementados en edificios institucionales universitarios en Ecuador es limitada. Es por esta razón que este trabajo de titulación tiene una importancia adicional siendo una contribución al conocimiento aplicado en este nicho específico (Ordóñez, 2022).

1.3 Definición del Problema

La problemática abordada por este proyecto es el resultado de la convergencia de tres problemas particulares identificados en el Edificio Pastoral de la UCSG. Primero, el edificio padece de interrupciones en el suministro de energía por parte de la empresa CNEL EP, sin tener instalado un sistema de respaldo energético que asegure la continuidad de las labores administrativas y pastorales en caso de interrupciones del servicio. En segundo lugar, el incremento de la tarifa eléctrica comercial aplicada por CNEL EP representa una carga operativa significativa para la institución. En el caso del Edificio Pastoral de la UCSG, el suministro eléctrico corresponde a un sistema trifásico de baja tensión 208Y/120 V a 60 Hz, alimentado por un transformador Pauwels de 112,5 kVA, 13.200 V/208Y-120 V. En tercer lugar, el transformador eléctrico del edificio, que al momento del estudio cumplía 27 años de vida útil, superaba los 25 a 30 años de vida útil nominal que presentaba, convirtiéndose en una amenaza de fallo que empeora en gran medida la vulnerabilidad del edificio. En conjunto, estos tres problemas señalan un problema de inseguridad y de eficiencia energética que exige una solución técnica y holística (Yaacoub et al., 2023).

El nivel de dependencia exclusiva de la red de distribución de CNEL EP como fuente de energía conduce a una condición de vulnerabilidad energética que finalmente se manifiesta como pérdidas operativas reales. Todos los cortes de suministro, que suelen durar desde minutos hasta varias horas en Guayaquil, afectan directamente a cualquier actividad en el edificio como: sistemas informáticos, iluminación, equipos de comunicación y unidades de

climatización se detienen y esto, a su vez, resulta en productividad pérdidas, daños a los equipos que no han sido diseñados para iniciar y detener abruptamente, disminución de la calidad del servicio pastoral al usuario universitario. La falta de capacidad de almacenamiento y generación propia resulta en la falta de cualquier medida de respuesta en el edificio. A este respecto, el edificio no cumple con las mejores prácticas encontradas en instituciones de educación superior en todo el mundo (Liu et al., 2023).

El dimensionamiento desde la perspectiva de la ingeniería eléctrica de un sistema fotovoltaico con almacenamiento para el Edificio Pastoral comprende una serie de desafíos técnicos que abarcan la parte central del trabajo. El sistema estará dimensionado para suplir la carga total del edificio. Sin embargo, se deben excluir los aires acondicionados debido a que su potencia excede la capacidad económicamente justificable de un sistema de respaldo. Asimismo, el sistema deberá ser integrado eléctricamente con la instalación actual de un sistema 208Y/120V trifásico a 60 Hz, estar en acuerdo con la regulación ARCONEL 003/18 de micro generación fotovoltaica en la república del Ecuador, y emplear equipos disponibles en el mercado ecuatoriano con soporte técnico local. Por último, la solución debe ser económicamente viable en términos de costos de inversión, incentivos de la LOCE 2024 y ahorros en el consumo antes evidente en la factura eléctrica, con un tiempo razonable de recuperación de la inversión (Liu et al., 2023).

La definición precisa del problema también incluye la carencia de datos de consumo eléctrico por circuito en el Edificio Pastoral, lo que obligó a realizar mediciones directas con equipos de medición de verdadero valor eficaz True RMS. La escasez de información detallada sobre las cargas instaladas, sus curvas de carga y perfiles de demanda horaria es una limitación común en el ámbito de proyectos de GD para edificios existentes y la resolución de esta incógnita a través de levantamiento de campo, como en este caso, es una etapa metodológica fundamental que afecta la calidad del posterior dimensionamiento. La medición directa de 12 circuitos disponibles en los tableros de distribución del edificio, con mediciones directas de 5 de ellos

y cálculos sustentados para los restantes, constituyó la base de datos de proyecto para el sistema fotovoltaico diseñado (Wampack, 2024).

1.4 Justificación del Problema

La relevancia de este proyecto de titulación radica en varios ámbitos: el técnico, económico, ambiental e institucional. En cuanto al técnico, el diseño de sistemas fotovoltaicos más almacenamiento para edificios trifásicos de 208Y/120V en el clima guayaquileño comprende áreas especializadas como la conversión de energía, la electrónica de potencia, el almacenamiento electroquímico, las protecciones eléctricas y la normativa de generación distribuida que se reúnen en esta propuesta de ingeniería como una solución. Al aplicar estos conocimientos a un caso específico, como el del Edificio Pastoral, este diseño puede ser replicado en otros edificios del campus universitario y en edificios de la ciudad con atributos similares. En términos de la estructura de costos y el impacto institucional, la adopción se puede replicar en múltiples contextos del sector institucional ecuatoriano (Irvin et al., 2023).

El proyecto se justifica económicamente por tres factores que coinciden en el tiempo. Primero, la fuerte reducción histórica en el costo de los paneles fotovoltaicos y la batería de litio. Segundo, el aumento de las tarifas eléctricas comerciales. Tercero, los incentivos tributarios aplicados por la Ley Orgánica de Creación de Empleo 2024. Los módulos fotovoltaicos de alta eficiencia han disminuido por encima del 85% en la última década, y las baterías LiFePO₄ en su costo en alrededor del 90% desde 2010. Simultáneamente de nuestra operación la tarifa comercial de CNEL EP ha ajustado sus tarifas acentuadamente hacia arriba, lo que da como resultado un mayor valor económico por cada kWh que generamos localmente. El IVA cero en equipos FV y la deducción adicional del 100% en el impuesto a la renta de la LOCE 24 reducen el costo efectivo del proyecto en un 13 a 15% respecto al escenario anterior (Asamblea Nacional de la República del Ecuador, 2024).

La justificación ambiental del proyecto se basa en la necesidad de contribuir a los compromisos climáticos enmarcados por el Acuerdo de París del Ecuador y a las metas de descarbonización establecidas en el Plan

Nacional de Energía del 2022 al 2031. El sistema fotovoltaico del Edificio Pastoral permitirá la evitación de cerca de 12,5 toneladas de CO₂ equivalente por año en 30 años de vida útil, a través de la generación de energía limpia que reemplaza a la generación térmica de respaldo en la red de CNEL EP. A pesar de ser una cantidad modesta en términos absolutos, es un cifra fundamentalmente demostrativa: cada kilovatio instalado en una prestigiosa institución educativa comunica de manera evidente que la transición energética es una posibilidad técnicamente viable y económicamente bajo el caso ecuatoriano y disminuye las barreras de percepción que disuaden la adopción generalizada de fotovoltaica solar en el país (Gils et al., 2022).

La justificación institucional de este proyecto se basa en la integración del sistema fotovoltaico en la misión y visión de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, como institución orientada al desarrollo integral y sostenible de la sociedad ecuatoriana. En particular, la introducción de energías renovables en el campus refleja los criterios de los rankings de sostenibilidad que tienen en cuenta cada vez más las métricas de ahorro de energía y uso de energías verdes. Por último, el proyecto crea oportunidades de aprendizaje activo para los estudiantes de ingeniería eléctrica en forma de trabajo de laboratorio, investigación de tesis y trabajos de titulación futuros basados en la plataforma real de experimentación y monitoreo.

1.5.1 Objetivo general

Diseñar un sistema fotovoltaico con almacenamiento energético para el respaldo eléctrico del Edificio Pastoral de la UCSG, mediante el análisis de cargas, dimensionamiento del sistema, selección de equipos disponibles en Ecuador y evaluación técnico, económica y ambiental, con el fin de reducir costos, garantizar continuidad del servicio y disminuir emisiones.

1.5.2 Objetivos específicos

- Realizar el levantamiento eléctrico del edificio, identificando cargas, diagramas y mediciones para determinar la demanda real.

- Dimensionar el sistema fotovoltaico (paneles, inversor y baterías) considerando irradiación de Guayaquil, demanda y normas técnicas, asegurando autonomía de 4 horas.
- Seleccionar equipos con disponibilidad en el mercado ecuatoriano, certificaciones vigentes y adecuada relación costo beneficio.
- Elaborar el presupuesto del sistema y evaluar la viabilidad técnico-económica del proyecto mediante indicadores como el período de recuperación de la inversión (PRI), el ahorro anual estimado y la reducción de emisiones.

1.7 Hipótesis

Se pretende que el diseño del sistema fotovoltaico de 23,6 kWp con almacenamiento en baterías LiFePO₄ de 43,2 kWh dé como resultado el 100% de la cobertura de la demanda de carga general del Edificio Pastoral de la UCSG, con una capacidad de refugio de al menos 4 horas de corte de suministro eléctrico.

1.8 Metodología de Investigación

A fin de alcanzar los objetivos planteados y contrastar la hipótesis de investigación, el presente trabajo de titulación adopta una metodología mixta de investigación aplicada que combina el enfoque cuantitativo de la ingeniería eléctrica con el análisis técnico económico de proyectos de energías renovables. Dicha metodología se organiza en cinco fases secuenciales e interrelacionadas: levantamiento y medición de campo; análisis y procesamiento de datos; dimensionamiento técnico del sistema; selección de equipos y elaboración de presupuesto; y evaluación de resultados. Esta secuencia metodológica es acorde con los lineamientos de la norma IEC 62548 para el diseño de instalaciones fotovoltaicas y la metodología general para proyectos de generación distribuida presentada en la literatura técnica especializada (Nie et al., 2023).

El levantamiento eléctrico del Edificio Pastoral se realizó como la primera fase metodológica, que consistió en la identificación y documentación del transformador de distribución por lectura de placa de características, el

trazado del diagrama unifilar de los tableros de distribución A/A y B y la medición directa de corrientes en circuitos seleccionados con un multímetro digital Truper MUT-202 TRUE RMS, el cual es un multímetro digital de verdadero valor eficaz con función de pinza amperimétrica. Esta toma de mediciones se realizó en días laborables en horario de funcionamiento normal del edificio, donde se registra la corriente eficaz en amperios para cada circuito medido. Los circuitos que no se midieron de manera directa se estimaron en base a la capacidad nominal de sus interruptores automáticos, el calibre de los conductores de cada circuito y el tipo de cargas a las que van conectados, aplicando los factores de demanda típicos para cada tipo de carga reportados en la bibliografía especializada.

La segunda fase del marco metodológico cumplió con el dimensionamiento técnico del sistema fotovoltaico con almacenamiento. Se siguió la secuencia de cálculo establecida en la norma IEC 62548 (2021) y la metodología de Messenger y Abtahi : cálculo de la energía diaria requerida por las cargas seleccionadas; estimación de la energía que debe producir el arreglo fotovoltaico, corrigiendo por las pérdidas del sistema : Performance Ratio; cálculo de la potencia pico del arreglo y número de paneles, basado en las Horas de Sol Pico HS fin de Guayaquil recuperadas de la base de datos PVGIS; definición de la configuración del arreglo en strings, verificando los límites eléctricos del inversor en distintas temperaturas de operación; dimensionamiento del banco de baterías, basado en la autonomía deseada y las características de las baterías LiFePO₄ seleccionadas y verificación del dimensionamiento de los conductores y las protecciones según el NEC 690 e IEC 62548 (Alotaibi & Eltamaly, 2022).

En una tercera etapa metodológica, se llevó a cabo la selección de equipos en el mercado ecuatoriano, la elaboración de un presupuesto referencial aplicando los alcances de la LOCE 2024 y, por último, se procedió con evaluar técnicamente al proyecto y realizar los estudios económico y ambiental. La selección de equipos se realizó mediante consultas directas con distribuidores locales en la ciudad de Guayaquil y Quito. Se verificó la disponibilidad y precios de lista al primer trimestre de 2026 y se realizó una

evaluación comparativa de las características técnicas con las incluidas en los requerimientos de diseño. Se elaboró un presupuesto dividiendo los ítems en los que llevan IVA al 0% : equipos y accesorios de generación solar FV y los que llevan IVA del 15% : materiales AC y mano de obra, en función de la LOCE 2024. Por un lado, la evaluación económica se llevó a cabo con un cálculo del PRI, el ahorro anual estimado y el beneficio bruto acumulado en 30 años. Por el otro, la evaluación ambiental se basó en cuantificar la reducción de emisiones de CO₂ mediante el factor de emisión de la red ecuatoriana publicado por el CENACE.

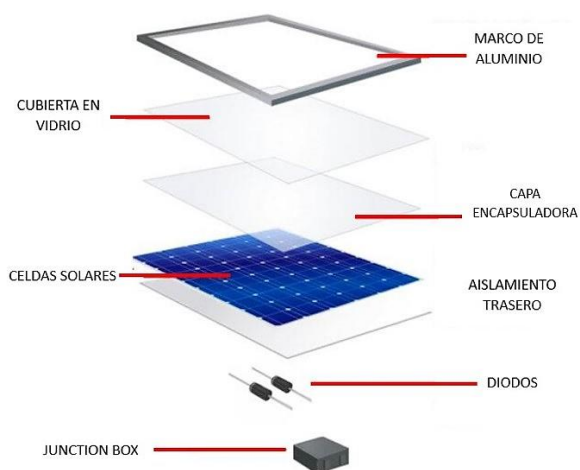
Capítulo 2: Fundamentación Teórica

2.1 Energía Solar Fotovoltaica

2.1.1 Radiación solar y recurso energético

La principal fuente de energía en la Tierra es el sol, ofreciéndose técnicamente para su uso cada vez más grande que demandado para las próximas décadas por las necesidades energéticas a nivel mundial. El resultado es que, de forma uniforme, cada punto de energía alcanza una irradiancia de 1 W/m^2 por metro cuadrado, mientras que, con la irradiación global horizontal (GHI), este valor se acumula durante un periodo de tiempo diferente entre dos intervalos consecutivos. Para los diseñadores de sistemas fotovoltaicos, la distinción entre irradiancia e irradiación es crucial en esta manera. Los paneles como se observa en la figura 2.1 son capaces de distinguir instantáneamente la irradiancia, pero el cálculo del tamaño energético (final) se basa en valores de irradiación diaria o mensual. El promedio mundial de irradiación solar horizontal fue el $4,0 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ informado por la Agencia Internacional de Energía Renovable desde 2003. Esto coloca a Ecuador y otras regiones en una posición bien prometedora para la generación distribuida de energía fotovoltaica (Irena, 2023).

Figura 2.1: Partes principales de un panel solar fotovoltaico.

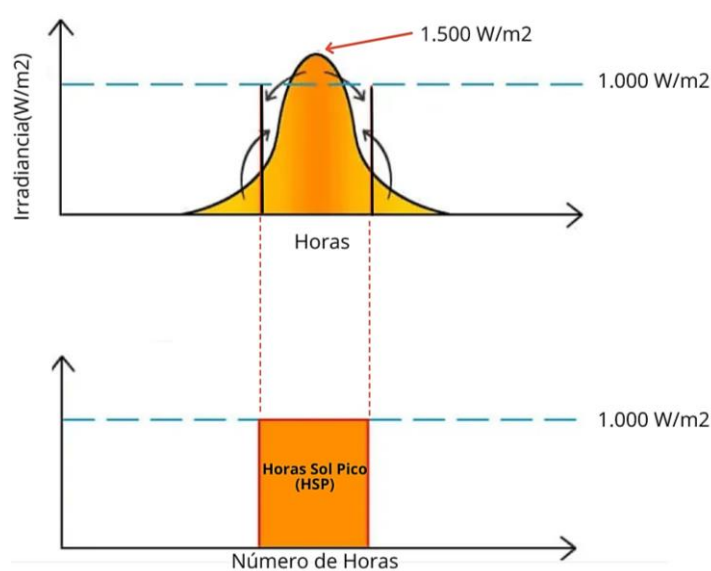


Nota: Componentes de un panel solar. **Fuente:** Energy DC/AC, 2023

La radiación solar en los paneles se puede dividir en tres componentes. Primero, la radiación directa, o beam. Segundo, la radiación difusa que

proviene de la atmósfera dispersa. Y primero, la radiación reflejada que viene del entorno inmediato. La suma de estas tres a partir de ahora llamada irradiación global en plano inclinado. En los módulos fijos, se puede considerar el parámetro más relevante para el diseño de una planta fotovoltaica. Algunos científicos del Joint Research Centre de la Comisión Europea han demostrado que en regiones con nubosidad estacional, típico de un clima tropical, como la costa ecuatoriana, la radiación difusa puede alcanzar el 30-45% de la irradiación global total. Esto significa que los módulos con alta respuesta a la luz difusa, N-type, por ejemplo, pueden rendir de manera más eficiente que los paneles regulares en esos climas (Muñoz et al., 2025).

Figura 2.2: Horas solares pico en los paneles solares.



Nota: Concepto de horas solares pico. **Fuente:** Alfonso, 2025

El concepto de las Horas Sol Pico como se observa en la figura 2.2 es un derivado de la irradiación global horizontal que simplifica el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. Las Horas Sol Pico son el número de horas equivalentes durante las cuales el sol entregaría una irradiación constante de 1,000 W/m² para sumar la misma energía diaria real medida. En el caso de Guayaquil, Ecuador, se utilizan datos históricos de la base de datos NASA Surface Solar Energy, asimismo también hay otra base de datos que es la PVGIS. Para Guayaquil se utilizan un promedio anual cercano a 4.3 a 4.5 HSP/día, con variaciones mensuales de 3.75 a 5.10 HSP,

respectivamente para los extremos junio , temporada invernal costera, y diciembre temporada seca. Estimaciones realizadas en estudios recientes han sido validadas con mediciones satelitales comparadas con datos de estaciones satelitales de INAMHI , lo cual permite confirmar la fiabilidad de estas proyecciones para la realización de proyectos de generación distribuida en la región Costa del Ecuador (Suarez & Giler, 2024).

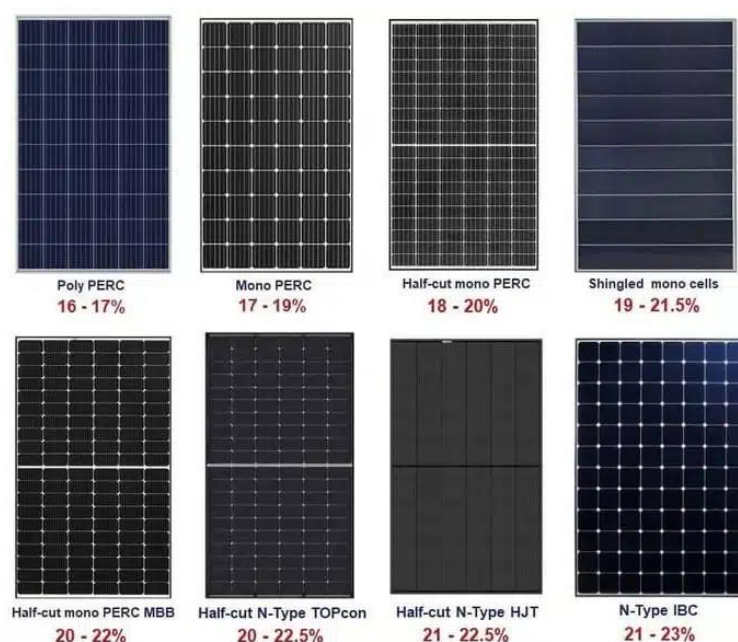
Para garantizar la viabilidad técnica y económica de un sistema fotovoltaico, es esencial caracterizar el recurso solar a escala local. Al respecto, investigaciones realizadas en universidades ecuatorianas han determinado que las estimaciones de irradiación basadas exclusivamente en modelos satelitales pueden desviarse en un margen de $\pm 8\%$ en comparación con mediciones en tierra, especialmente en zonas costeras con alta humedad relativa y cobertura nubosa variable . Esta incertidumbre en el recurso solar es uno de los factores que justifican la adopción de márgenes de seguridad en el diseño, los cuales pueden describirse en términos del Performance Ratio del sistema, el cual se fija típicamente entre 0.80 y 0.85 para instalaciones en el trópico. Por otra parte, con la incorporación de sistemas de monitoreo en tiempo real, resulta también posible validar los modelos energéticos post instalación y detectar desviaciones tempranas de rendimiento, las cuales podrían ser indicativos de degradación de equipos o sombreado no previsto (Esposito et al., 2024).

2.1.2 Efecto fotovoltaico

A pesar de que el efecto fotovoltaico fue descubierto por Edmond Becquerel en 1839 y explicado cuánticamente junto con Albert Einstein en 1905, su aplicación tecnológica a gran escala no se haría efectiva hasta mediados del siglo XX con la aparición de células de silicio monocristalino en los laboratorios Bell. Básicamente, el efecto se logra generando pares electrón-hueco en un material semiconductor cuando fotones con energía suficiente inciden sobre él. En una celda solar basada en una unión p-n, el campo eléctrico interno generado en la interfaz entre dos tipos de semiconductor separa los portadores, lo que implica la creación de una diferencia de potencial y, por ende, una corriente continua. Se denomina

eficiencia de conversión a la cantidad de energía luminosa absorbida que se convierte en corriente eléctrica. La misma es función del material semiconductor, la calidad cristalina, la arquitectura de la unión y el manejo de las recombinaciones en la interfaz y en el volumen (D. Wang et al., 2024).

Figura 2.3: Tipos de paneles solares disponibles en el mercado.



Nota: Tipos de paneles comerciales. **Fuente:** García, 2024

La tecnología de primera generación, como el silicio monocristalino y policristalino, mono-Si y poly-Si como se observa en la figura 2.3, dominan el mercado global, constituyendo más del 95% de la capacidad instalada. Sin embargo, en los últimos años, las tecnologías de célula N-type como TOPCon y HJT LID, así como TID, están emergiendo, estableciendo ventajas significativas frente a las líneas de células PERC convencionales. Estas ventajas incluyen un menor LID y LeTID, un menor coeficiente de temperatura de potencia, y una eficiencia de la célula comercial superior al 25%. Felizmente para todos los actores de la cadena de valor, esto se traduce en una mayor producción de energía por unidad de área, lo que es particularmente beneficioso para las instalaciones con limitación de espacio, como las cubiertas de edificios (S. Lin et al., 2023).

La curva característica I-V de una célula solar bajo iluminación se siguiente comporta desde el cortocircuito al circuito abierto con su puntal de máxima potencia MPP correspondiente al producto máximo $I \times V$. El factor de llenado FF cuantifica la calidad de esta curva entre la potencia del MPP y el producto $I_{sc} \times V_{oc}$; las celdas de alta calidad alcanzan $FF > 82\%$. La temperatura de operación de la célula también afecta directamente estos parámetros: el aumento de la temperatura reduce V_{oc} a razón del coeficiente de temperatura $\beta \approx -2.0 - 2.5 \text{ mV/}^\circ\text{C}$ célula e incrementa ligeramente I_{sc} , lo que resulta en una reducción neta de la potencia máxima de la célula a pleno sol, lo que en el caso de Guayaquil $T_{\text{célula}} \approx 51^\circ\text{C}$ en operación puede ser del 7 al 10% respecto a las condiciones STC (Fahlstedt et al., 2022).

2.1.3 Módulo fotovoltaico

Cada módulo fotovoltaico comercial está compuesto por múltiples celdas solares que se conectan en serie y/o paralelo y se encapsulan entre vidrio templado con bajo contenido ferroso y una lámina posterior (backsheet) polimérica o vidrio transparente en el caso de módulos bifaciales. Los parámetros eléctricos del módulo se indican en condiciones estándar de prueba (STC): irradiancia de 1.000 W/m^2 , temperatura de célula de 25°C y distribución espectral AM1.5G. Los principales parámetros son: potencia pico (W_p), tensión de circuito abierto (V_{oc}), corriente de cortocircuito (I_{sc}), tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}), corriente en el MPP (I_{mpp}) y eficiencia de conversión. Para módulos con tecnología N-type TOPCon y 72 celdas formato M10 ($182 \times 182 \text{ mm}$), las eficiencias del módulo se superan ahora en producción en serie el 22%, con potencias nominales de más de 600 Wp por panel. Esto reduce considerablemente el número de a instalar y el área necesaria para su instalación (IEA, 2023).

La temperatura de operación nominal de la célula NOCT es otro parámetro crítico que se debe tener en cuenta para estimar el rendimiento en condiciones reales de campo. Se mide bajo irradiancia de 800 W/m^2 , temperatura ambiente de 20°C y velocidad de viento de 1 m/s , y resulta en valores típicos de 41°C a 47°C para módulos estándar. Para convertir el NOCT en condiciones reales de temperatura de la célula en operación T_{op} ,

se utiliza la siguiente expresión: $T_{\text{cel}} = T_{\text{amb}} + (\text{NOCT} - 20) \times (G/800)$, donde G es la irradiancia incidente en W/m². Para el caso del Edificio Pastoral UCSG en Guayaquil, donde la temperatura ambiente promedio es de 26°C y la irradiancia máxima de 900 a 950 W/m², las temperaturas alcanzan los 48 a 54°C durante las horas centrales del día, lo que resulta en una disminución de la potencia que debe ser tomada en cuenta en la modelación del sistema (Almora et al., 2023).

El sombreado parcial produce tales efectos en los módulos FV que, si no se toman contramedidas, pueden resultar en pérdidas totalmente desproporcionadas e injustificables. Debido a que cualquiera de las celdas de un módulo, si quedara completamente sombreada, se convierte en un consumidor de potencia de células inversamente polarizadas en lugar de un generador, se genera un fenómeno extremadamente peligroso para los módulos denominado hot spot, el cual puede dañar de forma irreversible al módulo. Equipados con diodos de paso que los conectan en antiparalelo a grupos de celdas, los cuales al activarse cortocircuitan el grupo sombreado permitiendo al resto del módulo continuar generando, son el mecanismo convencional de protección. Sin embargo, estudios recientes demuestran que los optimizadores de potencia a nivel de módulo, junto a las arquitecturas de inversores con múltiples entradas MPPT, son las soluciones más eficientes para minimizar estas pérdidas en instalaciones urbanas, pues aumentan la sensibilidad a sombras de estructuras vecinas, antenas o equipos de aire acondicionado, reduciendo la generación diaria de 18 a más de 20% en ciertas horas del día (Tsegay et al., 2022).

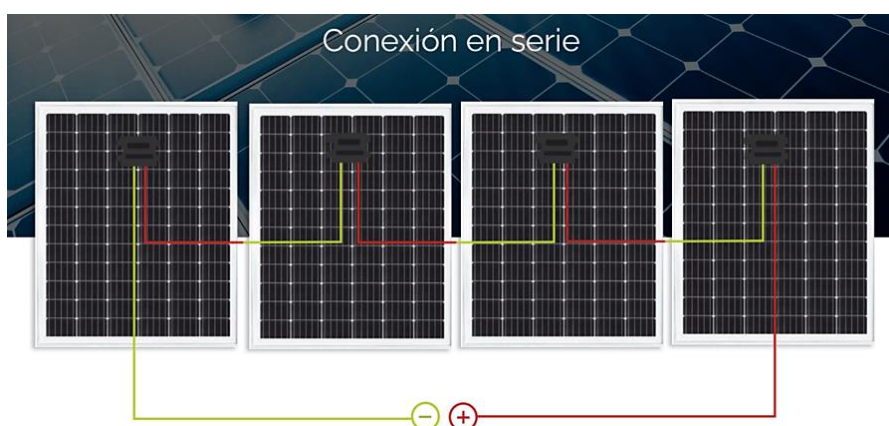
La garantía de rendimiento es un marcador importante en la calidad y la longevidad de los módulos fotovoltaicos modernos. Los primeros productores ofrecen garantías de producto los defectos de fabricación de 10 a 15 años y garantías de potencia de 25 a 30 años, especificando tasas de degradación anual de 0.4 a 0.55% para módulos PERC y de tan solo 0.3 a 0.45% para módulos N-type TOPCon. Las últimas garantías están respaldadas por pruebas de durabilidad bajo normas IEC 61215 que es un estándar comprobación de silicio basado e IEC 61730 “cómo se comporta una

panel cuando le golpean”, incluyendo ciclado térmico, resistencia a la humedad, prueba de carga dinámica. Para un proyecto de 30 años de vida útil, como es el caso del Edificio Pastoral UCSG, la diferencia entre una degradación anual de 0.45% y una de 0.30% implica que al cabo de 25 años, el módulo N-type aún entrega el 92.5% de su potencia nominal, frente al 89.4% del módulo PERC, más energía generada y mejor retorno económico acumulado (Silverman et al., 2022).

2.1.4 Arreglos fotovoltaicos

Un arreglo fotovoltaico es el conjunto de módulos, interconectados eléctricamente, que produce la tensión y corriente de salida requeridas por el sistema. La conexión en serie de módulos serie como se observa en figura 2.4 aumenta la tensión total manteniendo la corriente constante, y la conexión paralela de cadenas serie aumenta la corriente, manteniendo la tensión constante. El diseño del arreglo debe ser compatible con las especificaciones del inversor: el V_{oc_string} no debe exceder la tensión máxima DC en circuito abierto tolerada por el inversor, y V_{mpp_string} debe caer dentro del rango de operación del seguidor MPPT. En climas fríos, el V_{oc} de un arreglo puede superar el valor STC, causando daños si el diseño no realiza correcciones térmicas. En el caso de la ciudad guayaquileña, con una temperatura mínima histórica de 18°C , el efecto es moderado, pero debe cuantificarse (Messenger & Abtahi, 2024).

Figura 2.4: Conexiones en serie de los paneles solares.



Nota: Conexión en serie de paneles. **Fuente:** Solarama, 2022

El Performance Ratio es un indicador de eficiencia global de un sistema folar fotovoltaico que relaciona la energía realmente producida con la energía que teóricamente se produciría si el sistema operara siempre a su eficiencia nominal STC. Los factores que lo reducen incluyen las pérdidas por temperatura, las pérdidas por el cableado DC y AC, las pérdidas por suciedad y sombreado, las pérdidas por la tolerancia de fabricación, la degradación inicial, y los mismatch por ejemplo, en instalaciones en zonas tropicales costeras similares a Guayaquil se han reportado de PR reales entre 0.78 a 0.85 y 0.80 0.82 ha sido el más repetido en sistemas bien diseñados y mantenidos. PR= 0.85 tomada en el diseño de este proyecto se considera conservador y garantiza que la producción real esperada no sea sobrevaluada (Navothna & Thotakura, 2022).

Las pérdidas por mismatch en un arreglo fotovoltaico se deben a las diferencias en las curvas I-V de los módulos de un mismo string, ya sea por variaciones de fabricación, diferencias en temperatura de operación o sombreado diferencial. Estas diferencias fuerzan a todos los módulos en un string a operar en el mismo punto de corriente, alejando a algunos de su MPP individual. Algoritmos de agrupamiento publicados en IEEE Transactions on Industrial Electronics permiten la formación óptima de strings, minimizando las pérdidas por mismatch en hasta un 4.5% con respecto a la alternativa aleatoria. En el contexto de Pastoral UCSG, 3 strings de 13 paneles en serie con un inversor Deye de 3 entradas MPPT independientes permiten a cada string encontrar su propio punto MPP, eliminando las pérdidas por mismatch inter-string y maximizando la energía cosechada en condiciones de irradiancia no uniforme (X. Lin & Yu, 2023).

2.2 Sistemas Fotovoltaicos con Almacenamiento

2.2.1 Clasificación de sistemas fotovoltaicos

De acuerdo con la relación del sistema fotovoltaico con la red eléctrica convencional existen tres grandes categorías: aislado o autónomo; conectado a la red sin almacenamiento e híbrido con almacenamiento y conexión a red. Los sistemas aislados son aplicables a localidades no cubiertas por la red eléctrica, requieren bancos de baterías, cuya dimensión se determina según

el número de días autónomos. Los sistemas on-grid puro inyectan en la red todo lo que no consuman las cargas y se rigen por la disponibilidad del distribuidor de energía. Los sistemas híbridos combinan las ventajas de los dos anteriores: funcionan en modo grid-tied mientras haya energía de la red y conmutan a isla sin intervención humana cuando la red falla, alimentando las cargas prioritarias desde la batería. Esta topología es la más adecuada para edificios institucionales por la crítica continuidad eléctrica (Hasan & Serra, 2023).

Entre 2022 y 2025, la demanda de los sistemas híbridos grid-tied with backup crece significativamente en el segmento de vertical comercial e institucional, como resultado de la reducción de los costos de las baterías de litio y el aumento en la prestación de los inversores híbridos multifunciones. En 2023, la capacidad mundial instalada de los sistemas de almacenamiento acoplado a FV en el segmento residencial y C&I habría superado los 80 GWh, según la Agencia Internacional de la Energía, con una tasa de crecimiento anual compuesto superior al 35%. Este auge en la demanda refleja la madurez tecnológica que alcanzaron los inversores híbridos, que tienen la capacidad de manejar simultáneamente la generación FV, las baterías, la red y las cargas críticas, con los tiempos de conmutación menores a 20 ms, haciéndolos competitivos con los grupos electrógenos diésel para respaldo (IEA, 2024).

La topología de sistema adoptada para el Edificio Pastoral, correspondiendo a un sistema híbrido de generación distribuida con acumulación electroquímica vinculado a la red de distribución de CNEL EP. En modo normal, es decir con red disponible, el inversor inyecta energía priorizando el autoconsumo de energía, cargando el remanente de energía a las baterías de modo acumulativo, alimentando al régimen de la regulación ARCONEL 003/18 lo que no sea consumido por el edificio. En caso de que se interrumpa la red, el monitor de tensión del inversor conmuta el modo de conexión galvánica a modo isla en menos de 20ms, desconectándose físicamente de la red y manteniendo las cargas prioritarias con la combinación de generación solar y energía acumulada en baterías. Tal como se ha

explicitado, la combinación de generación con acumulación brinda 3 servicios: autoconsumo o reducción de la factura eléctrica, backup de generación para mantener las cargas prioritarias a pesar de la red y propensión a un modelo de resiliencia energética del campus universitario, 3 aspectos que han sido identificados como prioritarios en la agenda evaluativa de los planes energéticos de las universidades de América Latina a comienzos del siglo XXI (Mogrovejo, Barragán, Zalamea-León, et al., 2024).

2.2.2 Componentes principales del sistema

El generador fotovoltaico como se observa en la figura 2.5 se compone por los módulos solares conectados en la configuración de strings presentada en la sección anterior. La caja combinador DC, en inglés string combiner box, consiste en un gabinete que recoge las salidas de los múltiples strings, con provisiones para fusibles individuales por string para protección de cortocircuitos, un interruptor general de desconexión y dispositivos de protección de sobre tensiones (DPS). La función de la caja combinador DC es consolidar la corriente DC total antes de conducirla al inversor, así como proveer puntos de desconexión seguros para mantenimiento y servicios de emergencia. Las especificaciones eléctricas de la caja combinador deberían ser coherentes con el Voc máximo del arreglo y la SC máxima corriente de cortocircuito, con un margen del 125% según NEC 690 y un grado de protección mínimo del IP65 para instalaciones expuestas a la intemperie (Su et al., 2025).

Figura 2.5: Uso de un generador solar con paneles fotovoltaicos.



Nota: Generador solar con paneles FV. **Fuente:** Araucania, 2025

El inversor fotovoltaico es el componente electrónico más relevante del sistema. Convierte la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna con la misma frecuencia y tensión que la red eléctrica, a la vez que hace un rastreo del Punto de Potencia Máxima para extraer la máxima energía posible en cada instante. Actualmente, los inversores híbridos modernos incluyen la carga bidireccional y descarga del banco de baterías con el cargador integrado, un gestor de energía que decide en tiempo real qué fuente prioriza en función del coste marginal y protecciones anti-aislamiento, para evitar la operación en isla no intencionada cumpliendo con IEEE 1547. La eficiencia de conversión de los inversores modernos supera el 97% a plena carga y se mantienen superiores al 95% incluso en su rango de carga óptima, con eficiencias ponderadas al euro superiores al 96%, lo que reduce al mínimo las pérdidas de conversión y maximiza la energía útil entregada a las cargas (Zhang et al., 2022).

El banco de baterías ofrecerá la capacidad de almacenamiento capaz de desacoplar a corto plazo la generación solar de la demanda, ofreciendo respaldo para operaciones nocturnas o ante cortes de suministro. BMS es un sistema de gestión de baterías moderno que monitorea en tiempo real el estado de carga SOC, estado de salud SOH, temperatura, tensión de celda y corriente de carga/descarga, además de aplicar algoritmos de balanceo activo o pasivo para mantener el paquete homogéneo y garantizar la máxima vida útil. La comunicación con el inversor se realizará a través de protocolo CAN Bus o RS485, brindando una gestión total y conjunta del sistema. Con correcciones y precauciones adecuadas, un banco de baterías LiFePO₄ puede realizar de 3,000 a 6,000 ciclos a un 80% de descarga antes de caer por debajo del 80% de la capacidad nominal, lo que equivale a entre 8 y 16 años a una proporción de un ciclo diario `mysqli_fetch_array` (Waseem et al., 2023).

El EMS cierra el ciclo de control del sistema fotovoltaico con almacenamiento. Las plataformas de seguimiento se usan en la actualidad en proceso de inversionistas y como servicios cloud. Muchas, en todo caso, permiten el registro en tiempo real con una latencia temporal en el rango de 1

a 5 minutos. Están disponibles no solo para el registro de la generación-FV, sino también de los consumos de las cargas, el flujo en dirección a y desde la red, el nivel de baterías, en tiempo real, Las plataformas mencionadas ya proveen información para verificar el rendimiento real versus el estimado, detección temprana de fallas o degradación del equipamiento. Vienen a la vez con la oportunidad de intensificar los controles cuando la radiación solar sobre está la pautada y reset también la estrategia de carga/descarga en las baterías. La utilización de algoritmos de optimización basados en predicciones de radiación solar fácilmente disponible en servicio de forecast y pautas históricas de consumo pueden elevar el nivel de autoconsumo en porcentajes cercanos al 12% respecto a no usarlos. Por otro lado, su uso reduciría también el desgaste de los bancos de baterías también a cuenta de ciclos innecesarios de carga/descargas (Rao et al., 2024).

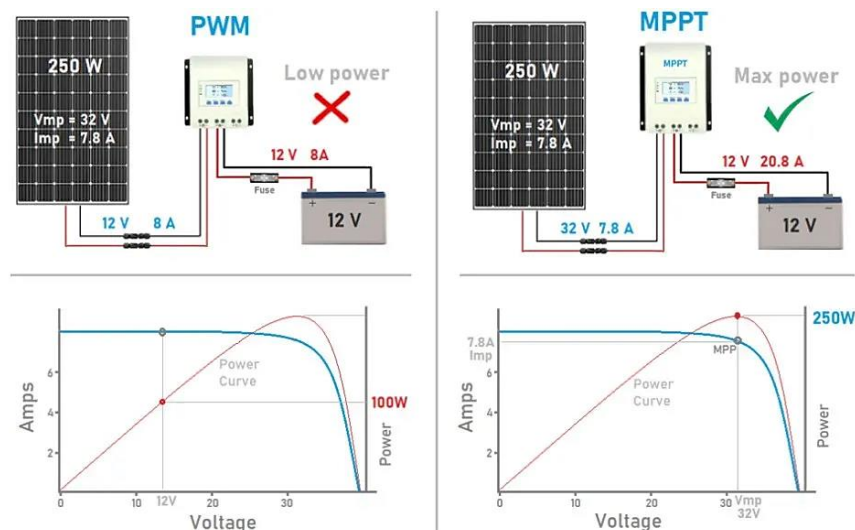
2.2.3 Inversores híbridos

Los inversores híbridos trifásicos, por otro lado, resultan más completos en términos de solución técnica para instalaciones comerciales y asociativas de almacenamiento fotovoltaico en un entorno de suministro trifásico. A diferencia de sus contrapartes convencionales en la parrilla, estos modelos incorporan un bus CC interno que conecta el arreglo fotovoltaico, el banco de baterías y el convertidor AC/DC bidireccional a la parrilla al mismo tiempo. La arquitectura admite varios modos de operación: carga de batería desde FV; descarga de batería hacia cargas AC; FV excedente a la rejilla; batería de la rejilla; desplazamiento fuera de las horas pico y función en la isla FV trimestral. Existe un tiempo de conmutación para pasar al modo isla que el proveedor del sistema propone como uno de los criterios de selección, ya que para el sector hay aprovisionamientos de <20ms que garantizan que los dispositivos electrónicos, como las PC o los equipos médicos, no se corten (Poonpakdee et al., 2022).

La MPPT como se observa en figura 2.6 es un algoritmo que se emplea en los inversores fotovoltaicos. La implicación de la función de seguimiento del punto de máxima potencia es un proceso crítico. Los métodos utilizados en los inversores comerciales son principalmente Perturb and Observe, Conductancia Incremental (INC) y métodos basados en la inteligencia

artificial. Misra et al. indican que P&O, a pesar de su simplicidad, puede perder el MPP bajo irradiancia variable rápida, aunque sus variaciones con paso de perturbación variable minimicen este problema. Los inversores modernos se entregan con múltiples conjuntos de MPPT secuenciados. Estos hacen que, por ejemplo, el inversor Deye SUN-12K con 3 MPPT, permiten que cada cadena de cuerdas opere en su propio punto óptimo independiente. Para instalaciones con orientaciones o variaciones de sombreado parcial, las pérdidas de cosecha se minimizan. En estudios comparativos, los inversores de gama media-alta superan el 99.5% de eficiencia de seguimiento de MPPT bajo condiciones de laboratorio y el 98% en campo bajo irradiancia variable (Rahimpour et al., 2022).

Figura 2.6: Controlador MPPT en un sistema fotovoltaico.



Nota: Función del controlador MPPT. **Fuente:** Charles, 2024

Por otro lado, la protección anti-islanding es una condición sine qua non requerida para inversores conectados a la red y se implementa de conformidad con IEEE 1547-2018, así como con las normas de distribución de CNEL EP en Ecuador tal como está. Durante la desconexión del suministro de red, este método realiza detección pasiva, variación de frecuencia, tensión o distorsión armónica y activa (inyección de pequeñas perturbaciones en frecuencia o potencia). Se debe lograr la desconexión en menos de 2 segundos de la detección de la desconexión, para que las cargas locales no sean alimentadas a través de la generación FV sin referencia adecuada de

frecuencia y tensión estable, porque volvemos a poner en peligro el personal de mantenimiento de la red activo. En contraste, la operación intencional en modo isla operativa con un inversor en un sistema de respaldo, como en el sistema del Edificio Pastoral UCSG, sea físicamente separada de la red pasante con un ATS (Resende et al., 2024).

2.3 Sistemas de Almacenamiento de Energía

2.3.1 Tecnologías de baterías para sistemas FV

Las baterías de plomo ácido, tanto VRLA como de celda abierta, fueron la tecnología de lejos más común en sistemas FV aislados durante décadas, debido a su bajo costo inicial, alta disponibilidad y una tecnología madura. No obstante, presentan desventajas significativas: su profundidad de descarga recomendada máxima es del 50%, eficiencia coulombica del 80 a 85%, vida útil de 300 a 800 ciclos al 50% DoD, sensibilidad a las altas temperaturas, y necesidad de mantenimiento periódico para compensar la pérdida de electrolito por gasificación. Las baterías de plomo-ácido, en comparación con la moderna tecnología de litio, tiene solo 30 a 50 kg de almacenamiento frente a 100-200 Wh / kg de LiFePO_4 , lo que significa bancos de baterías 3-5 veces más pesados y voluminosos para la misma capacidad útil: un factor crucial en las instalaciones de azoteas, especialmente con carga estructural limitaciones (Lee, 2022).

Las baterías de ion litio han hecho que el almacenamiento de energía estacionario sea algo muy diferente en la última década. Varios químicos de cátodo están disponibles: NMC, NCA, LFP/ LiFePO_4 , y LTO. Para las climatologías de almacenamiento estacionario cálido La química LiFePO_4 es la opción técnicamente más adecuada. Ofrece la mayor estabilidad termal entre todas las químicas de litio, por lo que el thermal runaway no es un problema incluso a 40 a 60°C de temperatura de operación. La vida útil en ciclos de 1% de profundidad de descarga es de 3,000 a 6,000 ciclos. La curva de descarga es casi plana, voltaje constante entre 20% y 90% de SOC, también una gran comodidad para el inversor y BMS. Recientes investigaciones del grupo “Battery500” del NREL demostraron que las celdas

LFP optimizadas podrían pasar a 10,000 ciclos y retener el 80% de la capacidad inicial (Stanchev & Hinov, 2025).

Las baterías de vanadio de flujo y las baterías de estado sólido son nuevas tecnologías con potencial para el almacenamiento a largo plazo estacionario, que cubre de 4 a 12 horas, sin embargo, la economía de estas tecnologías no está aún por debajo de la de las células LiFePO₄, en el rango de 2 a 8 horas, en aplicaciones de C&I. Las baterías de flujo de vanadio se consideran baterías con celdas prácticamente ilimitadas (> 20,000 ciclos) con la capacidad de escalar la energía sin potencia, sin embargo, desde 2024, el costo de kWh instalado de VRFB es aún alrededor de 2-3 veces superior comparado con LFP. Por otro lado, las baterías de estado sólido son la próxima revolución para el espacio de almacenamiento, con densidades de energía de 400 a 500 Wh/kg y aumentaron la seguridad al retirar el electrolito líquido, sin embargo, esta tecnología solo se implementará a mayor escala después de 2027. Dadas las tecnologías actuales del mercado ecuatoriano en un proyecto de ejecución inmediata como la Unidad Pastoral de la UCSG, la celda LiFePO₄ es la opción óptima en el equilibrio entre el rendimiento técnico, la vida útil, la seguridad y el costo (Alemam et al., 2024).

Por otro lado, las baterías de flujo de vanadio y las baterías de estado sólido son tecnologías emergentes con “opciones para el almacenamiento estacionario de larga duración (4 a 12 horas) todavía no divisaron la competencia económica en comparación de las LiFePO₄ para el segmento de 2 a 8 horas como son las aplicadas a C&I. Las VRFB presentan vida cíclica prácticamente ilimitada y energía escalable en cualquier relación con respecto a la potencia instalada, pero su costo por kWh instalado sigue siendo 2-3 veces mayor al de las LFP en 2024. Las baterías sólidas, consideradas la próxima mini revolución de almacenamiento, prometen densidades de energía de 400-500 Wh/kg, y seguridad mucho mayor al eliminarse el electrolito líquido, pero no se prevé escalar la producción a gran escala sino hasta después de 2027. Para una obra de ejecución inmediata como es el edificio Pastoral se considera la opción que mejor balancea rendimiento técnico, vida

cíclica, seguridad y costo hoy en día en Ecuador (Glyniadakis & Balestieri, 2023).

2.3.2 Baterías LiFePO4

Las baterías de litio hierro fosfato LiFePO₄ o LFP fueron dadas a conocer por primera vez por Padhi et al. en 1997 en la Universidad de Texas. La estructura cristalina olivínica de LiFePO₄ cátodo proporciona a estos una estabilidad termodinámica excepcional; la energía de activación para la descomposición del cátodo en presencia de oxígeno con mucho mayor que para los óxidos de níquel o cobalto, lo que elimina casi por completo la amenaza de ignición o explosión, incluso en el caso de sobrecarga o cortocircuito. El potencial nominal de celda es de 3.2–3.3 V frente a 3.6–3.7 V de NMC, con un rango de operación de 2.5 V celda descargada hasta 3.65 V celda completamente cargada. Por lo tanto, para un módulo de batería de 48V nominales Pylontech US5000, el banco de 15 celdas LFP en serie producirá entre 44 V y 55 V durante el ciclo de carga/descarga, también está bastante dentro de los límites admisibles para los inversores híbridos basados en bus de 48 V (Qin et al., 2022).

El BMS es un componente electrónico de igual o mayor importancia que las celdas propias de un módulo de almacenamiento LiFePO₄. Está compuesto por CPU, ADC y saturadores de tensión, MOSFETs de punta para aplicaciones de batería y protección de carga/descarga. Supervisa en tiempo real la tensión individual de cada celda, la temperatura del paquete, la corriente de carga y de descarga y, por lo tanto, el estado de carga estimado como campo de tiempo abierto (OCT) o modelo del circuito equivalente. Ante condiciones anómalas, sobretensión, subtensión, sobrecorriente y temperatura fuera del rango seguro, el BMS actúa sobre los dos MOSFETs de alta potencia para desconectar el paquete de la carga o del cargador en microsegundos, haciendo que las celdas sean seguro. En los módulos de rack para sistemas de almacenamiento estacionario como el Pylontech US5000, el BMS condicionalmente incluye la función de balanceo pasivo de celdas y comunicación con el inversor a través de RS485/CAN, que permite la gestión coordinada del estado de carga de acuerdo con las prioridades definidas por

el usuario: prioridad solar, prioridad de la red o prioridad de las baterías (Sohouli et al., 2022).

La vida útil cíclica de las baterías LiFePO₄ opera en ciclos dependientes de la profundidad de descarga, la temperatura en la operación y la tasa de carga/descarga, tal y como se expone en el ciclo parcial de las figuras de a. A DoD del 80% y a 25°C de operación, los módulos de calidad industrial garantizan típicamente 3,000 a 4,000 ciclos antes de llegar al 80% de la capacidad nominal, lo que se traduce en 8 a 11 años de vida útil con un ciclo diario. Investigaciones recientes han demostrado que una reducción de DoD al 60 a 70% puede resultar en más de 6,000 ciclos. Así mismo, la temperatura de operación de las celdas de batería por encima de los 40 °C acelera la degradación en aproximadamente dos para cada incremento de 10°C ley de Arrhenius patrón. Para el clima de Guayaquil cuya temperatura exterior al aire libre puede llegar hasta 32 a 35°C, es indispensable la instalación del rack de baterías en un espacio ventilado o con temperatura controlada de lo contrario, la temperatura de operación de las celdas excederá el rango óptimo de 15 a 35°C fijado por los fabricantes (Roy et al., 2024).

2.3.3 Dimensionamiento del banco de baterías

El dimensionamiento del banco de baterías se deriva de dos parámetros del diseño. La primera es la potencia que se desea respaldar, el segundo es el tiempo de autonomía requerido. La energía bruta de respaldo se define como la potencia de las cargas prioritarias por el tiempo t_{aut} del respaldo. Sin embargo, no puede disponerse íntegramente de la corriente almacenada del banco sin riesgo de causar daño duradero a la batería. El método para corregir la E nominal la profundidad de descarga máxima y la eficiencia η_{bat} es el siguiente: $E_{\text{nominal}} = E_{\text{resp}} / (\text{DoD} \times \eta_{\text{bat}})$. Para las baterías LiFePO₄, con DoD = 0.80 y $\eta_{\text{bat}} = 0.95$, el ajuste es de 1.32 kWh de E nominal por cada kWh de E útil, entonces el Edificio Pastoral UCSG, con $7.37 \text{ kW} \times 4 \text{ h} = 29.48 \text{ kWh}$ requerirá 38.8 kWh nominales, entonces se adoptan 9 módulos Pylontech US5000, el banco es de 43.2 kWh nominales, 34.56 kWh útiles (Mehmood et al., 2024).

La tensión nominal del banco de baterías sólo es determinante de la configuración de conexión de los módulos, y de las características del inversor. Para sistemas residenciales y C&I de pequeña y mediana escala (hasta 20 kW) suelen trabajar a 48V DC, y para sistemas de mayor potencia (>30 kW) se migra a 96V, 192V o buses DC de alta tensión (400 a 800V). La tensión de 48V es adoptada por sistemas híbridos de gama media, de la clase de los SUN-12K de Deye, marcando un balance óptimo entre la corriente de operación (maneja con conductores de 35 a 50 mm²) y la compatibilidad con módulos de batería estándar del mercado. En configuración de 48V con módulos Pylontech US5000 (48V nominales) cada módulo se conecta en paralelo directo al bus DC del inversor, y el número de módulos en paralelo marcan su capacidad de banco; cuantos más módulos en paralelo, mayor energía y corriente disponibles para descargas de alta potencia (Afore, 2025).

La variable de control del estado de carga (SOC) es la cantidad más importante en la administración de un banco de baterías. La eficacia con la que se puede estimar el SOC determina la precisión con la que el BMS puede realizar una carga, descarga y protecciones correctas. Existen tres métodos ampliamente utilizados para estimar el SOC en la literatura medida; ellos son: el modelado de conteo de coulombs, los métodos OC y los filtros de Kalman. El conteo de coulombs es un método simple, pero cuanto más tiempo está en movimiento, mayor es el error en el cálculo del conteo de coulombs. A pesar de que el OCV es un método preciso, es solo válido cuando la batería ha estado en reposo durante un período suficiente. El filtro de Kalman extendido y el de vectorización única aplicada al segundo modelo del circuito equivalente para el estado de carga tienen un error menor al 2% en condiciones de alta carga y descarga. Por lo tanto, este filtro es más resistente a las condiciones de un largo período que son comunes en modelos (Oloyede et al., 2024).

2.4 Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión

2.4.1 Sistemas de distribución eléctrica en baja tensión

Los sistemas de distribución eléctrica en baja tensión en Ecuador operan con estándares de 208Y/120V para suministros trifásicos y 120/240V para suministros monofásicos con neutro, con frecuencia 60 Hz. La topología

de 208Y/120V trifásica en el Edificio Pastoral UCSG proporciona la tensión de 120V entre fase y neutro para cargas para monofásicas, por ejemplo, tomas de corriente, iluminación y 208V entre fases para cargas trifásicas y bifásicas, por ejemplo, aire acondicionado y motores. Los sistemas de Killiam. “Low Voltage”. Part – Ma Local Power Distribution EEP Engineering Proceso LCI y el transformador de potencia son el núcleo de la distribución en baja tensión: el transformador Pauwels 112,5 kVA, 13.200V/208Y-120V, fabricado en 1997, instalado en el Edificio Pastoral. Ha superado con creces su vida útil nominal de 25 a 30 años. Lo que inclina el riesgo de falla a un nivel inaceptable en justifica la consideración del reemplazo en la lógica de la planificación a largo plazo energética del campus ofrecida (ARCONEL, 2023)

El análisis de carga de una instalación existente, a través de mediciones en pinzas amperimétricas a TRUE RMS, son la técnica más confiable para conocer el consumo real de los circuitos. El instrumento utilizado en el levantamiento del Edificio Pastoral UCSG, un Truper MUT-202 TRUE RMS, mide la corriente TRUE RMS, la cual incluye tanto la componente fundamental como las armónicas, en contraposición con los medidores de promedio, los cuales pueden subestimar la corriente real en circuitos con cargas no lineales, “como transformadores alimentadores de fuentes conmutadas, variadores de frecuencia o equipos electrónicos de alta frecuencia en general. Los armónicos de la corriente de cargas no lineales causan calentamiento adicional en los transformadores y conductores, incrementan las pérdidas en el núcleo del transformador y reducen la capacidad efectiva del mismo”. Investigaciones recientes han señalado que, en edificios de oficinas con alta densidad de equipos electrónicos, el factor de Distorsión Armónica Total de corriente excede el 30%, lo que implica un factor de potencia verdadero inferior a 0.80 (Osseily, 2024).

Los tableros de distribución eléctrica, por otro lado, son los nodos de control y protección del sistema eléctrico de baja tensión. En el caso del Edificio Pastoral UCSG, existen dos tableros. El primero de ellos es el Tablero A/A, exclusivamente diseñado para los cinco equipos de aire acondicionado de la marca York de 208V bifásico. El segundo es el Tablero B de cargas

generales, donde convergen los circuitos de tomacorrientes, iluminación y las cargas bifásicas provenientes de las oficinas que ocupan los tres pisos del edificio. Por lo tanto, la identificación precisa de la carga que consume cada circuito a través de la medición directa y la estimación basada en las secciones de conductores y la capacidad de los interruptores es la primera etapa de desarrollo del diagnóstico energético. Esta información no solamente permitirá dimensionar el sistema FV con almacenamiento, sino que, a su vez, permitirá identificar alternativas de eficiencia energética, que incluyen la sustitución de cargas ineficientes, la redistribución de cargas para balancear fases, o la implementación de gestión de demanda activa integrada con el sistema FV (G. Wang et al., 2022).

2.4.2 Sistemas de distribución eléctrica en baja tensión

El criterio de dimensionamiento de conductores eléctricos en sistemas fotovoltaicos tiene dos criterios independientes; los dos deben cumplirse simultáneamente. El primer criterio es la ampacidad, que se verifica poniendo en relación con la corriente de diseño, que en el lado DC es el 125% de la corriente de cortocircuito del arreglo para el caso de NEC 690, y la corriente máxima admisible que puede conducir un conductor dada su área de sección, material, cobre o aluminio, características, material del aislamiento, temperatura máxima de operación del aislamiento, y condiciones de instalación en aire. Para el cableado en conductos con temperatura ambiente, la diferencia de potencia no debe exceder el de, en el lado DC, el 1.5% de la tensión en el NEC 690, dado que el lado AC es el 3%, manteniendo la calidad de la tensión en las cargas (Radchenko et al., 2023).

El cable solar PV1-F, diseñado específicamente para la aplicación solar, es el conductor estándar para el lado DC de los sistemas FV. El cable UV y resistente a la intemperie para 25+ años, clasificación de doble aislamiento clase II, temperatura de operación máxima de 90°C (cables certificados hasta 120°C), retardante a la llama y IEC 62930 / TÜV 2Pfg 1169. 6mm², la sección transversal de la International Wire Gauge de 10 o AWG, es la sección transversal más usada en conductores de string para sistemas FV de capacidad media, a strings de hasta 20A. El cable también se usa para el

cableado de cuerdas en este caso. Los tamaños de cable más grandes, como una sección de 16 a 25mm², son necesarios para el cable de conexión a cuerdas desde el cuadro de combinación hasta el inversor para proporcionar amperios adicionales antecedentes de muchos strings con la disminución de voltaje requerida. Para el rendimiento a largo plazo del sistema y la seguridad, la selección del cableado DC y la disposición correcta de los cables es clave (Adak et al., 2023).

Los requisitos de seguridad estructural y dimensionamiento para instalaciones fotovoltaicas en corriente continua están regulados por la norma NEC 690 Artículo 690: Solar Photovoltaic Systems. Las disposiciones generales aplicables son: el factor de corrección del 125% sobre la corriente de cortocircuito para el dimensionamiento de conductores y fusibles NEC 690.8, la instalación de tomacorrientes de desconexión en el lado CC y en el CA, la protección de arco en corriente continua AFCI en el cableado CC para proteger contra arcos eléctricos en el cableado CC y las advertencias etiquetado en varios paneles de distribución que se interconectan a un sistema FV. Las normas de la NEC generalmente sirven como referencia técnica en lugar de ley en Ecuador. Al mismo tiempo, el INEN y las regulaciones actuales de ARCONEL, la responsabilidad civil sobre la normativa sobre generación distribuida lo eliminan de un reglamento técnico nacional completo (NFPA, 2026).

2.4.3 Protecciones eléctricas en sistemas FV

Los dispositivos de protección contra sobretensiones son un componente crítico en los sistemas fotovoltaicos que están expuestos a tormentas eléctricas. Además, el número de rayos que caen en la ciudad de Guayaquil es de 5 a 15 impactos por kilómetros cuadrados al año, lo que presenta un riesgo para los equipos eléctricos y electrónicos utilizados en la instalación. Para el lado de corriente continua, los DPS de tipo 2, según la IEC 61643-11, se instalan en la caja combinador para proteger al inversor de los impulsos transitorios de sobretensión inducidos en el cableado de los strings. Para el lado de corriente alterna, los DPS de tipo 2, según la misma norma, se instalan en el tablero de distribución del inversor. En instalaciones

altamente expuestas a impactos directos de rayos, los DPS tipo 1, en la acometida, pueden combinarse con DPS de tipo 2 en los tableros de distribución para proporcionar una protección en cascada y disipar la energía del rayo en varias etapas. Por último, la coordinación entre la capacidad de descarga de pico Up del DPS y la tensión soportada por el equipo garantiza que la tensión sobre los bornes del equipo no exceda su capacidad de aislamiento (Yajamín et al., 2023).

No obstante, los interruptores automáticos termomagnéticos son los dispositivos de protección más utilizados en el lado AC de los sistemas fotovoltaicos. En el caso de la salida AC del inversor, el breaker debe ser capaz de interrumpir la corriente de cortocircuito del inverter y la corriente de la red al mismo tiempo, por lo que el breaker debe ser del tipo abierto o de doble alimentación. En particular, los breakers de curva C o D son los más convenientes para la fase de un inversor fotovoltaico. Este último es más confiable ya que tiene un umbral más alto para el disparo magnético, lo que evita que se disparen en respuesta a la corriente de arranque. Para el caso del proyecto del edificio Pastoral UCSG, el breaker propuesto para el AC de salida del inversor Deye de 12kW trifásico debe ser dimensionado para la máxima corriente nominal de salida, con un factor para asegurar el 125%, siendo el breaker 3P-50^a (Ruiz et al., 2023).

El único componente adicional es el interruptor de transferencia automática, que se encarga de la conmutación entre la red eléctrica y el inversor en modo isla. El ATS asegura que nunca estén conectadas a la red y al inversor en modo isla las cargas prioritarias del Edificio Pastoral, ya que dañaría el inversor o formaría un islanding no controlado. Ahora bien, las unidades ATS modernas para aplicaciones fotovoltaicas detectan la falla de red en 40-100 ms y realizan la transferencia a la fuente de respaldo en un tiempo total de 100-200 ms, lo que es lo suficientemente rápido para la mayoría de las cargas sensibles. En el proyecto Pastoral UCSG, el ATS invierte estas medidas en el Tablero B carga general sin A/A, con el cual se garantiza la continuidad ante cortes de red a sabiendas de que el Tablero A/A

(Aire acondicionado) será puesto fuera de servicio en modo isla, ya que supera la capacidad del Inversor de 12 kW (Narjabadifam et al., 2023).

2.5 Marco Regulatorio en Ecuador

2.5.1 Generación distribuida renovable

La generación distribuida incluye todas las instalaciones de la producción eléctrica en el nivel de la distribución de baja o media tensión, con potencias normalmente inferiores a 10MW, que se localizan cerca de los centros de consumo. A diferencia de la generación centralizada en las grandes plantas de la potencia, la GD disminuye las pérdidas por el transporte en la red de transmisión y distribución, mejora la regulación de la tensión en el alimentador local, incrementa la resistencia a las fallas de la red mayorista y favorece la participación de los consumidores en la generación de su propia energía. Se proyecta que para 2030, 43% de la generación eléctrica renovable mundial será generada por las fuentes distribuidas, impulsado tanto por la disminución de los costos de los Sistemas FV como del almacenamiento (Piras & Sferra, 2024).

La medición neta o net metering es el mecanismo tarifario que permite a los prosumidores inyectar sus excedentes de energía fotovoltaica a la red, obteniendo el correspondiente crédito en la factura eléctrica por la energía exportada. Este mecanismo determina la viabilidad económica de los sistemas FV, ya que permite dimensionar el sistema para cubrir el consumo total diario sin tener que dimensionarlo para almacenar toda la energía prevista para las horas nocturnas. Los excedentes de mediodía se exportan a la red centralizada y luego se recuperan en forma de un crédito compensatorio para la energía consumida durante la noche. El mecanismo de medición neta está reglamentado en Ecuador por la ARCONEL 003/18, permitiendo un sistema de balance neto, con compensación a la generación eléctrica local, pero no a la venta de electricidad al usuario final. Es aplicable a instalaciones de hasta 300kWp conectadas a la distribución local en baja tensión. Este mecanismo permite reducir el tamaño del banco de baterías, que para el Edificio Pastoral UCSG queda restringido a almacenar solo la energía necesaria para cubrir un respaldo mínimo de emergencia. Los excedentes

diurnos se calculan y se imputan para la compra o venta final en la factura mensual (Wimmers & Madlener, 2024).

Los beneficios de la van más allá del ahorro en la factura eléctrica individual. A nivel sistémico, la integración de sistemas FV distribuidos en las redes de distribución reduce la necesidad de expansión de infraestructura de transmisión, aplaza las inversiones en nueva generación centralizada y contribuye a la descarbonización del mix eléctrico. Ecuador, cuya generación eléctrica depende en más del 50% de fuentes hidráulicas, experimenta durante los años Niño episodios de déficit hídrico severo que obligan al CENACE a recurrir a generación térmica costosa y contaminante. La penetración de generación solar distribuida, particularmente en la zona con mayor demanda eléctrica y menor aportación de fuentes hidráulicas, contribuiría a mitigar estos déficits estacionales y a reducir los costos de operación del sistema eléctrico nacional (Shan et al., 2024).

La Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, como una institución de educación superior, puede ser un actor estratégico al promover la transición energética en el Ecuador. La instalación de un sistema fotovoltaico con almacenamiento en el Edificio Pastoral no es solo un proyecto de reducción de los costos operativos, sino también un caso de demostración de la viabilidad técnica y financiera de las energías renovables en un contexto de tipo institucional ecuatoriano. Además, levantamientos sobre el impacto de proyectos similares, de energía renovable, realizados en campus de universidades en países de Latinoamérica han demostrado que este tipo de proyectos genera externalidades positivas. Como la formación de estudiantes de ingeniería orientados a prácticas, la producción de investigación aplicada utilizando datos reales de campo y mejora la imagen institucional frente a la comunidad y a los financiadores internacionales que priorizan la sostenibilidad en sus criterios de asignación de recursos (Brochado et al., 2024).

2.5.2 Marco regulatorio ecuatoriano

La Regulación ARCONEL No. 003/18, actualmente ARCERNNR, publicada en el Registro Oficial en enero de 2018, define el marco técnico y

administrativo para la micro generación fotovoltaica para autoabastecimiento en Ecuador. Se refiere a los prosumidores como personas naturales o jurídicas que instalan sistemas de generación a partir de fuentes renovables, conectados al sistema de distribución en baja tensión, para autoconsumo y vertido al sistema utilizado por la Red. Limita la potencia a hasta 100 kW para consumidores residenciales y no residenciales en BT, y hasta 1 MW en MT. También impone los siguientes requerimientos técnicos: inversores con función anti-islanding certificada, medidores bidireccionales instalados por la distribuidora, y protecciones según norma IEC/IEEE, aprobación técnica previa del proyecto por la empresa distribuidora (Aviles Chancay & Pichardo Duarte, 2022).

La Ley Orgánica de Competitividad Energética es, a mi conocimiento, la reforma del marco legal ecuatoriano relacionado con las energías renovables más avanzada de los últimos años. Publicada en el Registro Oficial Suplemento No. 475 de 11 de enero de 2024, los artículos más destacados para los proyectos fotovoltaicos son que tasan con tasa marginal del 0% los bienes, máquinas y equipos internacionalizados utilizados en la generación de electricidad a partir de fuentes renovables. Con respecto a los activos involucrados en generación distribuida renovable, está vigente la deducción del 100 % adicional para efectos del impuesto a la renta de amortización, y un período de gracia de 10 años para nueva expansión de proyectos de fuentes renovables no convencionales. Cabe mencionar que los incentivos mencionados anteriormente contribuyen a atraer inversiones fotovoltaicas en Ecuador desde el entorno de CPO, reduciendo el costo efectivo de capital tasa de entre el 13 y 15 % con respecto a la situación anterior a la LOCE (Baldassarre et al., 2024).

El plazo total del proceso varía en función de la carga de trabajo operativa de la distribuidora y la complejidad del proyecto, entre otros factores, desde la solicitud de revisión del punto de conexión hasta la firma del contrato de compraventa del excedente, es de entre 30 y 90 días hábiles. Los estudios realizados sobre la implementación de la ARCONEL 003/18 en el Ecuador han identificado como principales barreras no técnicas a la falta de personal

técnico capacitado en las empresas distribuidoras para revisar proyectos FV, los tiempos prolongados de instalación del medidor bidireccional y la poca difusión de los procedimientos entre los potenciales prosumidores, barreras que la LOCE 2024 busca reducir mediante la creación de ventanillas únicas de atención (Mogrovejo & Barragán, 2024).

En Ecuador, la ARCONEL 003/18 establece una modalidad de balance neto que utiliza un mecanismo de compensación mensual: la energía inyectada a la red por el prosumidor se resta de la energía utilizada en el mismo período de facturación mensual, valorando los excedentes a la tarifa de consumo del usuario. Si los excedentes de un mes exceden el consumo, el saldo se reenvía al mes siguiente sin cobro a la distribuidora. Este sistema es menos favorable que los feed-in tariff, que pagan a una prima cada kWh inyectado. No existe más restricción administrativa que la simple facturación, pero ha resultado ser suficiente para hacer que proyectos bien dimensionados sean económicamente viables sin subsidios formulados en los usuarios. El balance neto mensual con la distribuidora es uno de esos mecanismos que permiten más que la simple viabilidad sin ser una herramienta de lucro. Este es el caso estimado para el factor de cobertura solar irradiado al UCSG Pastoral Building: el 122% de producción solar diaria contra el 73,66 % de generación diaria. La diferencia de 16,4 kWh/día será compensada mensualmente en la facturación que muestra el ahorro real del autoconsumo (Benalcazar et al., 2025).

2.5.3 Normas técnicas aplicables

Las normas IEC 61215-1:2021 e IEC 61730-1:2021 son el conjunto de pruebas de calificación de diseño y seguridad de módulos fotovoltaicos global. La IEC 61215 evalúa la durabilidad del módulo a través de ciclado térmico : 200 ciclos entre -40°C a +85°C, humedad calor de 1000 horas a 85°C a 85% HR, a resistencia carga viento y nieve, ensayo de granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s y resistencia a la humedad e inmersión. La IEC 61730 aporta con ensayos de seguridad de rigidez dieléctrica, continuidad de tierra, protección contra flamabilidad, ensayo de voltaje húmedo. Todo módulo fotovoltaico para comercializar en Ecuador debe poseer certificación IEC

61215/61730 vigente, que es impuesta por el ARCONEL/ARCERNNR como parte de los requisitos técnicos para el proyecto de interconexión. La certificación TÜV Rheinland es la más reconocida internacionalmente y la cual la mayoría de los distribuidores acepta como prueba de cumplimiento (Firman et al., 2022).

La norma IEC 62548:2016 Edition 2023 current draft actúa sobre los aspectos de diseño de una planta solar, entre otros: la selección de los equipos de generación, la configuración del arreglo, la capacidad de los conductores y las protecciones, siendo complementaria con el NEC 690 en los aspectos de diseño DC y la norma de referencia en Europa y Latinoamérica para proyectos FV. Otra norma es la IEEE 1547-2018 actúa sobre la interconexión de los recursos de energías distribuidas con los sistemas de distribución eléctrica de Estados Unidos, establece la normativa anti-islanding, la regulación de tensión y frecuencia, la calidad de la forma de onda en la fuente ($THD < 5\%$) y las pruebas de tipo para los equipos de interconexión. En Ecuador no es de aplicación obligatoria directa, pero la normativa ha sido la referencia técnica usada por CNEL EP en los proyectos de micro generación para determinar la idoneidad del inversor FV propuesto en su documentación (IEEE, 2024).

IEC 62619:2022 establece los requerimientos de seguridad para las baterías de iones de litio en aplicaciones estacionarias de almacenamiento de energía secundaria. La norma abarca el diseño de celdas, módulos y sistemas de baterías, prestando especial atención a la fuga de electrolito, a los cortocircuitos internos y al fenómeno conocido como fuga térmico o thermal runaway. Los ensayos, por su parte, consisten en sobrecarga, sobre descarga, cortocircuito externo, aplastamiento mecánico, temperatura elevada y la probabilidad de compatibilidad con el BMS. IEC 62619 se convierte en la norma de seguridad mínima que se debe cumplir por parte de las baterías LiFePO₄ en el almacenamiento estacionario conectado a la red. La norma UN38.3 regula el transporte de baterías de litio y asegura que los módulos superen los ensayos de vibración, choque mecánico, impacto, sobrecarga, cortocircuito forzado y alta temperatura incluidos en la legislación sobre transporte de mercancías peligrosas, que es un imperativo para

importar los módulos de baterías para su posterior ensamblaje en Ecuador (Jaguemont & Bardé, 2023).

2.6 Evaluación Económica y Ambiental

2.6.1 Indicadores de evaluación económica

Asimismo, el Período de Retorno de la Inversión es el indicador económico de sencilla interpretación que muestra el número de años necesario para reponer la inversión inicial a expensas de los ingresos anuales obtenidos. Su expresión es: $PRI = I_0 / (A_{\text{anual}} - C_{\text{mantenimiento}})$, donde I_0 es la inversión total, A_{anual} es el ahorro anual en factura eléctrica y $C_{\text{mantenimiento}}$. Para el proyecto del Sistema Solar instalado en el Edificio Pastoral UCSG, cuya inversión fue de \$30,837.90, el ahorro anual fue de \$2,662.50 en la factura eléctrico y el costo de mantenimiento anual ascendió a \$1,440/año, la duración del PRI es de aproxim 11-12 años, mejorar en 3 veces la vida útil de 30 años del sistema, lo que es atractivo para el interés institucional. El PRI es una medida no sensible al factor financiero, y por lo tanto emplea el Valor Neto Actual y la Tasa Interna de Rentabilidad (Boruah & Chandel, 2024).

El VAN es el indicador económico más sólido para la evaluación de proyectos de inversión debido a su consideración por el valor temporal del dinero. Esto se debe al uso de una tasa de descuento para actualizar los flujos de caja a valor presente. En el caso de los proyectos de energía solar institucional, la tasa de descuento suele ser el costo de oportunidad del capital institucional. Para las instituciones públicas y privadas ecuatorianas, la tasa de oportunidad del capital está entre el 5 y el 8% en dólares. La interpretación del VAN es simplista. Un valor positivo indica que el proyecto tiene un valor económico neto para la institución, mientras que la tasa interna de retorno es la tasa de descuento que hace que el VAN sea 0. Esto significa que debe excederse la tasa de descuento para que se considere un proyecto viable. En estudios con un horizonte de 25 años, este indicador para proyectos de sistemas fotovoltaicos similares a los analizados ha oscilado entre el 8% y el 15%, con VAN positivos expectación en los indicadores para la viabilidad del proyecto a implementarse (Micheli et al., 2024).

La medida en que el análisis económico sensible de proyectos fotovoltaicos repercute en los cambios en los parámetros de entrada es un factor decisivo que debe evaluarse de manera adecuada para informar a las partes interesadas acerca de la toma de decisiones oportuna. Es evidente que las variables principales que afectan al VAN y la TIR son el costo de la electricidad de la distribuidora la inversión inicial, la tasa de reducción de la eficacia de los paneles y compensación del precio de las baterías. En Ecuador, la tasa de la tarifa comercial de CNEL EP es mayor en un 2-4% anual durante el dictamen del año 2019 al 2023. Si esta tendencia continúa, en la que se incrementa el beneficio económico del uso de energía, el autoconsumo fotovoltaico se consolidaría más atractivo. Además, la reposición de la batería de LiFePO_4 en diez a doce años, para un costo anual que se estima en \$12,000 a \$15,000 para el año 2035 a 2037, el cual se proyecta mediante el coeficiente retrógrado, es el siguiente costo más significativo de desembolso del proyecto que debe tener en cuenta para sacar una proyección económica equitativa y realista (Hsieh, 2022).

Capítulo 3: Aportes de la investigación

3.1 Caracterización del sistema eléctrico del Edificio Pastoral

La figura 3.1 muestra el registro fotográfico de las mediciones de corriente llevadas a cabo en el Tablero B del edificio. En la fotografía, es posible observar que se empleó un amperímetro de gancho Truper MUT-202 con condiciones reales de operación. La imagen también demuestra la ubicación de los circuitos y el acceso a los conductores. Este gráfico permite tener una visión visual de la adquisición de datos que más adelante se presentan en tablas.

Figura 3.1: Medición eléctrica en tablero del Edificio Pastoral.



Nota: Medición eléctrica in situ. **Elaborada por:** Autor

Los datos de identificación, ubicación y características eléctricas generales del inmueble se resumen en la tabla 3.1. Análogamente a la tabla, se pone de manifiesto el tipo de suministro trifásico 208Y/120V y las coordenadas geográficas. Estos datos son la base para el diseño del sistema fotovoltaico y se obtuvieron a través de la visita técnica y la documentación del edificio.

Tabla 3.1: Información general del Edificio Pastoral.

Parámetro	Descripción
Nombre del edificio	Edificio Pastoral — UCSG
Institución	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil
Dirección	Av. Carlos Julio Arosemena, Guayaquil, Ecuador
Uso del edificio	Académico / Administrativo / Pastoral

Tipo de suministro	Trifásico, 208Y/120V, 60 Hz
Latitud / Longitud	-2.15° S / -79.90° O
Altitud	~4 m s.n.m.

Nota: Visita técnica y documentación del inmueble. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.2 a continuación se presentan los parámetros de placa del transformador Pauwels de 112.5 kVA. Como se observa en la tabla, se detallan tensiones, conexión delta-estrella, impedancia y refrigeración. Esta información es fundamental para conocer la capacidad de la red existente. Estos valores se usarán en la simulación ETAP.

Tabla 3.2: Especificaciones del transformador de servicio del Edificio Pastoral.

Parámetro	Valor
Fabricante	Pauwels Transformers
Modelo / Serie	ZA011132E200002 / S/N: 97J71680
Potencia nominal	112.5 kVA
Fases / Frecuencia	Trifásico (3Ø) / 60 Hz
Tensión alta (HV)	13,200 V en Conexión DELTA (Δ)
Tensión baja (LV)	208Y / 120 V en Conexión ESTRELLA (Y)
Impedancia	3.52 %
Material bobinas HV/LV	Aluminio (AL)
BIL HV / BIL LV	95 kV / 30 kV
Refrigeración	Aceite mineral sin PCB

Nota: Placa del transformador Pauwels. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.3 se listan los cinco circuitos dedicados a equipos York de aire acondicionado. Como se visualiza en la tabla, cada circuito utiliza breaker 2P-60A y cable #6 AWG. Se identifican para separar las cargas de climatización del resto. Estos circuitos no serán alimentados por el sistema FV por su alta potencia.

Tabla 3.3: Circuitos de aire acondicionado Tablero A/A.

#	Circuito	Breaker	Cable	Carga	Voltaje
----------	-----------------	----------------	--------------	--------------	----------------

1	Equipo A/A #1	2P-60A	#6 AWG	Aire Acondicionado York	208 V
2	Equipo A/A #2	2P-60A	#6 AWG	Aire Acondicionado York	208 V
3	Equipo A/A #3	2P-60A	#6 AWG	Aire Acondicionado York	208 V
4	Equipo A/A #4	2P-60A	#6 AWG	Aire Acondicionado York	208 V
5	Equipo A/A #5	2P-60A	#6 AWG	Aire Acondicionado York	208 V

Nota: Circuitos exclusivos para equipos York. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.4 a continuación se detallan los 11 circuitos de cargas generales, tomacorrientes e iluminación. Como se aprecia se especifica los datos de breaker, calibre de cable, tipo de carga y voltaje, esto permite seleccionar los circuitos que formarán parte del sistema fotovoltaico.

Tabla 3.4: Circuitos generales Tablero B.

#	Circuito	Breaker	Cable	Carga	Voltaje
1	General bifásico	2P-60A	#6 AWG	Carga general combinada del tablero	208 V
2	Tomacorrientes piso 1	1P-20A	#12 AWG	Tomacorrientes / standby	120 V
3	Carga bifásica oficinas	2P-30A	#10 AWG	Equipos de oficina	208 V
4	A/A menor (mini-split)	2P-50A	#8 AWG	Aire Acondicionado mini-split	208 V
5	Tomacorrientes piso 2-A	1P-20A	#12 AWG	Computadoras	120 V
6	Tomacorrientes piso 2-B	1P-20A	#12 AWG	Computadoras	120 V

7	Tomacorrientes piso 3-A	1P-20A	#12 AWG	Equipos de oficina	120 V
8	Iluminación general	1P-20A	#12 AWG	Luminarias LED / fluorescente	120 V
9	Iluminación pasillo	1P-20A	#12 AWG	Luminarias de pasillo	120 V
10	Carga bifásica 2	2P-30A	#8 AWG	Equipos varios bifásicos	208 V
11	Tomacorrientes planta baja	1P-20A	#12 AWG	Recepción / planta baja	120 V

Nota: Cargas generales, iluminación y tomacorrientes. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.5 se describe el amperímetro Truper MUT-202 usado en las mediciones de campo. Como se visualiza en la tabla, se indica que es TRUE RMS, con rangos de 60A/600A/1000A y categoría CAT III 600V. La resolución de 0.01A en el rango de 60A garantiza precisión.

Tabla 3.5: Especificaciones del instrumento de medición.

PARÁMETRO	VALOR
Instrumento	Amperímetro de gancho Truper MUT-202
Tipo de medición	TRUE RMS (Valor eficaz verdadero)
Rangos de corriente AC	60A / 600A / 1000A
Categoría de seguridad	CAT III 600V / CAT II 1000V
Resolución (rango 60A)	0.01 A

Nota: Datos de Amperímetro Truper MUT-202. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.6 a continuación se presentan los valores de corriente medidos en cada circuito del Tablero B y un circuito del Tablero A/A. Como se observa en la tabla, se incluyen observaciones sobre el estado operativo de cada carga. Los valores más altos corresponden a la carga bifásica general (32.06 A) y oficinas (14.7 A), sirven para calcular la demanda real.

Tabla 3.6: Mediciones de corriente por circuito Tablero B.

#	Circuito / Punto de medición	Breaker	Tablero	I (A)	Observación
1	General bifásico (Q2/Q3)	2P-60A	Tablero B	32.06	Carga total combinada del tablero
2	Tomacorrientes piso 1	1P-20A	Tablero B	0.38	Standby / carga mínima
3	A/A menor (mini-split)	2P-50A	Tablero B	11.7	A/A encendido y en operación
4	Condensadora exterior #5 (A/A)	2P-60A	Tablero A/A	0.34	Condensadora apagada
5	Iluminación pasillo	1P-20A	Tablero B	0.52	Iluminación mínima / 1 luminaria
6	Carga bifásica oficinas	2P-30A	Tablero B	14.7	Equipos de oficina encendidos
7	Tomacorrientes piso 2-A	1P-20A	Tablero B	9.4	Computadoras activas
8	Tomacorrientes piso 2-B	1P-20A	Tablero B	7.8	Computadoras activas
9	Tomacorrientes piso 3-A	1P-20A	Tablero B	8.2	Equipos de oficina activos
10	Iluminación general	1P-20A	Tablero B	6.5	Luminarias encendidas
11	Carga bifásica 2	2P-30A	Tablero B	12.3	Equipos varios en operación
12	Tomacorrientes planta baja	1P-20A	Tablero B	5.7	Recepción activa

Nota: Mediciones en condiciones de operación del edificio. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.7 se filtran los circuitos del Tablero B que se alimentarán con energía solar. Como se visualiza en la tabla, se excluye el circuito general bifásico Q2/Q3 y las cargas de aire acondicionado de gran tamaño. La suma de corrientes de estos circuitos define la potencia del inversor, se obtiene una demanda de 7.37 kW.

Tabla 3.7: Circuitos seleccionados para el sistema fotovoltaico.

Circuito — Para sistema FV	Breaker	Tablero	I (A)	Observación
Tomacorrientes piso 1	1P-20A	Tablero B	0.38	Standby / carga mínima
Carga bifásica oficinas	2P-30A	Tablero B	14.7	Equipos de oficina encendidos
Tomacorrientes piso 2-A	1P-20A	Tablero B	9.4	Computadoras activas
Tomacorrientes piso 2-B	1P-20A	Tablero B	7.8	Computadoras activas
Tomacorrientes piso 3-A	1P-20A	Tablero B	8.2	Equipos de oficina activos
Iluminación general	1P-20A	Tablero B	6.5	Luminarias encendidas
Iluminación pasillo	1P-20A	Tablero B	0.52	Iluminación mínima encendida
Tomacorrientes planta baja	1P-20A	Tablero B	5.7	Recepción activa

Nota: Circuitos del Tablero B para análisis de demanda FV. **Elaborada por:** Autor.

3.2 Determinación de la demanda energética y selección de circuitos críticos

En la tabla 3.8 a continuación, a partir de la corriente y voltaje, se calcula la potencia activa por circuito (con $fp=0.96$). Como se aprecia, se consideran 10 horas diarias de operación para obtener la energía diaria, el total de energía demandada por los circuitos FV es 73.66 kWh/día.

Tabla 3.8: Cálculo de energía diaria por circuito.

#	Circuito	Tipo	V (V)	I (A)	FP	P (W)	h/día	E (Wh/día)
2	Tomacorrientes piso 1	1Ø	120	0.38	0.96	44	10	440
3	Carga bifásica oficinas	2Ø	208	14.7	0.96	2,932	10	29,320

5	Tomacorrientes piso 2-A	1Ø	120	9.4	0.96	1,082	10	10,820
6	Tomacorrientes piso 2-B	1Ø	120	7.8	0.96	898	10	8,980
7	Tomacorrientes piso 3-A	1Ø	120	8.2	0.96	944	10	9,440
8	Iluminación general	1Ø	120	6.5	0.96	749	10	7,490
9	Iluminación pasillo	1Ø	120	0.52	0.96	60	10	600
11	Tomacorrientes planta baja	1Ø	120	5.7	0.96	657	10	6,570
	Totales Del Sistema FV					7,366 W = 7.37 kW	10 h	73,660 Wh/día = 73.66 kWh/día

Nota: Mediciones y horas de operación típicas. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.9 se consolidan los parámetros eléctricos del conjunto de cargas seleccionadas: $P=7.37$ kW, $S=7.67$ kVA, $Q=2.16$ kVAR. Como se visualiza en la tabla, también se incluye energía mensual (1,621 kWh/mes) y horas de operación.

Tabla 3.9: Resumen de demanda energética del sistema FV.

PARÁMETRO	VALOR
Potencia activa total (P)	7,366 W = 7.37 kW
Factor de potencia (FP)	0.96
Potencia aparente ($S = P / FP$)	7,673 VA = 7.67 kVA
Potencia reactiva ($Q = \sqrt{(S^2 - P^2)}$)	2,160 VAR = 2.16 kVAR
Energía diaria total	73,660 Wh/día = 73.66 kWh/día
Energía mensual (22 días hábiles)	1,621 kWh/mes
Horas de operación diaria	10 horas (08h00 – 18h00)

Nota: Potencia y energía para dimensionamiento del sistema. **Elaborada por:** Autor.

3.3 Dimensionamiento del generador fotovoltaico y del banco de baterías

En la tabla 3.10 a continuación se proporcionan los datos técnicos del módulo LONGi de 580 Wp en condiciones STC. Como se observa en la tabla, destaca tecnología HPBC, eficiencia 22.0%, Voc=52.8 V, Isc=13.98 A, en la cual también se incluye el coeficiente de temperatura y garantías.

Tabla 3.10: Especificaciones del panel fotovoltaico LONGi LR5 72HTH 580M.

PARÁMETRO (STC)	VALOR
Fabricante	LONGi Solar
Modelo	LR5-72HTH-580M
Tecnología de celda	HPBC (Hybrid Passivated Back Contact) — Monocrystalino
Potencia máxima (Pmax)	580 Wp
Voltaje circuito abierto (Voc)	52.8 V
Voltaje punto máximo (Vmpp)	44.0 V
Corriente corto circuito (Isc)	13.98 A
Corriente punto máximo (Impp)	13.18 A
Eficiencia del módulo	22.0 %
Temperatura de operación (NOCT)	45 ± 2 °C
Coeficiente temp. potencia (Pmax)	-0.29 %/°C
Tensión máxima del sistema	1,500 V DC
Dimensiones del módulo	2,278 × 1,134 × 35 mm
Peso del módulo	33.0 kg
Garantía de producto	12 años
Garantía de potencia	30 años (degradación < 0.45 %/año)
Certificaciones	IEC 61215, IEC 61730, CE, TÜV, MCS
Disponibilidad en Ecuador	Rising Sun Ecuador — Guayaquil (risingsunecuador.com.ec)

Nota: Datos del fabricante en condiciones STC. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.11 se muestra la irradiancia global horizontal (GHI) para los meses de agosto a diciembre en Guayaquil, los valores van desde 4.00 hasta 5.10 kWh/m²/día. El promedio anual es 4.48 kWh/m²/día y se traduce en 4.5 HSP/día, estos datos son de NASA SSE y PVGIS.

Tabla 3.11: Irradiancia solar mensual período seco agosto a diciembre.

Mes	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio anual	HSP/día	Mes
GHI (kWh/m ² /d)	4.00	4.35	4.65	4.95	5.10	4.48 kWh/m ² /d	4.5 h/d	GHI (kWh/m ² /d)

Nota: Datos NASA SSE y PVGIS para ubicación del edificio. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.12 a continuación se presenta una versión simplificada de la tabla anterior, solo con los valores de GHI y el promedio. Como se observa en la tabla, el HSP de diseño se fija en 4.5 h/día. Se utiliza como referencia rápida para el diseño.

Tabla 3.12: Irradiancia solar mensual agosto a diciembre.

Mes	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio anual	HSP/día
GHI (kWh/m ² /d)	4.00	4.35	4.65	4.95	5.10	4.48 kWh/m ² /d	4.5 h/d

Nota: Valores GHI para diseño del sistema FV. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.13 se amplía la serie a todo el año (enero a diciembre). Como se visualiza, se calcula la energía diaria y mensual generable con un sistema de referencia. El total anual estimado es 32,447 kWh/año.

Tabla 3.13: Irradiancia solar mensual y energía estimada período completo.

Parámetro	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Prom.
GHI (kWh/m ² /d)	5.05	4.95	4.75	4.35	4.00	3.75	3.80	4.00	4.33
E_día (kWh/d)	101.4	99.4	95.4	87.3	80.3	75.3	76.3	80.3	86.9

E_mes (kWh)	3,143	2,783	2,957	2,619	2,489	2,259	2,365	2,489	—
Sep–Dic (kWh/m²/d)	Sep: 4.35 Oct: 4.65 Nov: 4.95 Dic: 5.10			Total anual estimado: 32,447 kWh/año ≈ 88.9 kWh/día					

Nota: Generación mensual basada en GHI. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.14 a continuación se recopilan las variables de diseño: GHI, HSP, temperatura ambiente, temperatura de célula, inclinación (10° sur) y orientación (0° norte). Como se observa, las fuentes son NASA, INAMHI y restricciones estructurales, son necesarios para los cálculos de producción y verificación térmica.

Tabla 3.14: Parámetros de diseño del sistema fotovoltaico.

PARÁMETRO	VALOR	FUENTE
GHI promedio anual de diseño	4.48 kWh/m²/día	NASA SSE / PVGIS
HSP (Horas Sol Pico) de diseño	4.5 h/día (valor conservador)	Equivalente GHI promedio
Temperatura ambiente promedio	26 °C	INAMHI — Guayaquil
Temperatura máxima de diseño (célula)	$T_{cel} = 26 + 25 = 51$ °C (NOCT + ΔT)	IEC 61215
Temperatura mínima registrada	18 °C (para cálculo Voc máximo)	INAMHI — histórico
Inclinación de paneles adoptada	10° sur (restricción azotea plana)	Restricción estructural
Orientación (azimut)	0° norte (Norte magnético)	Óptima para hemisferio sur

Nota: Variables para dimensionamiento y simulación. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.15 se calcula la potencia pico requerida (19.87 kWp) a partir de la demanda diaria y los HSP, se selecciona el panel Jinko Tiger Neo 605Wp. Finalmente se instalan 39 paneles (23.6 kWp) que entregan 90.1 kWh/día, el factor de cobertura solar alcanza un 122.3%.

Tabla 3.15: Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico.

Demanda diaria considerada	Ed	73.66 kWh/día
Horas solares pico	HSP	4.5 h
Factor de rendimiento para potencia requerida	PR	0.824
Potencia pico requerida	$P_{FV} = Ed / (HSP \times PR)$	$P_{FV} = 73.66 / (4.5 \times 0.824) = 19.87 \text{ kWp}$
Panel seleccionado	P_panel	Jinko Tiger Neo 605 Wp N-type TOPCon
Número mínimo de paneles	$N_{\text{paneles}} = (P_{FV} \times 1000) / P_{\text{panel}}$	$N_{\text{paneles}} = (19.87 \times 1000) / 605 = 32.83 \approx 33 \text{ paneles}$
Número de paneles instalados	Configuración del arreglo	39 paneles = 3 strings × 13 paneles
Potencia pico instalada	$P_{\text{instalada}} = N_{\text{instalados}} \times P_{\text{panel}}$	$P_{\text{instalada}} = 39 \times 605 = 23,595 \text{ Wp} = 23.6 \text{ kWp}$
Energía generada por día	$E_{FV} = P_{\text{instalada}} \times HSP \times PR$	$E_{FV} = 23.6 \times 4.5 \times 0.85 = 90.1 \text{ kWh/día}$
Factor de cobertura solar	$\text{Cobertura} = (E_{FV} / Ed) \times 100$	$\text{Cobertura} = (90.1 / 73.66) \times 100 = 122.3 \%$
Selección del inversor	$P_{\text{inversor}} = P_{\text{instalada}} / R_{DC/AC}$	$P_{\text{inversor}} = 23.6 / 1.18 = 20.0 \text{ kW}$
Demanda diaria considerada	Ed	73.66 kWh/día

Nota: Potencia pico, número de paneles y cobertura solar. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.16 a continuación se evalúa el comportamiento de los strings (13 paneles en serie) a diferentes temperaturas, se comprueba que V_{mpp} , V_{oc} , I_{mpp} e I_{sc} estén dentro de los límites del inversor. Se incluye la temperatura máxima de célula (51°C) y mínima ambiente (18°C).

Tabla 3.16: Verificación eléctrica de strings fotovoltaicos.

Parámetro	Cálculo / configuración	Valor	Límite inversor
Potencia FV instalada	$39 \times 605 \text{ Wp}$	23.6 kWp	Compatible 20 kW AC
Relación DC/AC	$23.6 / 20$	1.18	Aceptable
Arreglo total	3 strings × 13 paneles	39 paneles	Diseño FV

Arreglo por MPPT	1 cadena × 13 serie	1 × 13/MPPT	25 A/MPPT
Voltaje de arranque	V _{mpp} mín.	380.5 V	≥ 200 V
V_{mpp} por string	13 × 31.8 V	413.4 V	200–800 V
V_{oc} máx. por string	13 × 38.9 V + temp.	516.9 V	< 800 VDC
I_{mpp} por MPPT	1 string × 19.0 A	19.0 A	< 25 A/MPPT
I_{sc} máx. por MPPT	1 string × 19.8 A + temp.	20.3 A	< 30 A
Corriente total FV	3 strings × I _{mpp}	57.0 A	< 75 A

Nota: Tensión y corriente en condiciones extremas. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.17 se muestra la configuración final de tres strings de 13 paneles cada uno, conectados a tres MPPT independientes del inverso, cada string entrega 413.4 V y 19.0 A, para una potencia total de 23,595 Wp, esto asegura que el balance sea óptimo entre los seguidores de punto de máxima potencia.

Tabla 3.17: Distribución de strings por MPPT.

String	Paneles	N (serie)	V _{mpp} (V)	V _{oc} (V)	I _{mpp} (A)	Pot. (W)	MPPT
String 1	P01 P13	13	413.4 V	505.7 V	19.0 A	7,865 W	MPPT-1
String 2	P14 P26	13	413.4 V	505.7 V	19.0 A	7,865 W	MPPT-2
String 3	P27 P39	13	413.4 V	505.7 V	19.0 A	7,865 W	MPPT-3
TOTAL ARREGLO		39	413.4 V	505.7 V	57.0 A	23,595 W	3 MPPT

Nota: Configuración del arreglo en inversor Deye. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.18 a continuación se establece la energía de respaldo requerida de 29.48 kWh a partir de la demanda de 7.37 kW y una autonomía de 4 horas, se seleccionan 9 módulos Pylontech US5000 (48V/100Ah cada uno) que suman 43.2 kWh brutos, con un 80% de DoD, la energía utilizable es 34.56 kWh, dando 4.69 horas de autonomía.

Tabla 3.18: Dimensionamiento del banco de baterías para respaldo.

Resultado banco de baterías	Cálculo / criterio	Valor	Unidad
Bus DC del inversor	Según ficha técnica	48,00	V DC
Conexión del banco	Paralelo	9,00	módulos
Demanda de respaldo	P	7,37	kW
Autonomía requerida	t	4,00	h
Energía requerida	$P \times t$	29,48	kWh
Capacidad nominal	$E_{req} / (DoD \times \eta)$	38,79	kWh
Batería seleccionada	Pylontech US5000	48 V / 100 Ah	
Capacidad total instalada	$9 \times 48 \times 100 / 1000$	43,20	kWh
Energía utilizable	Capacidad $\times$ DoD	34,56	kWh
Autonomía garantizada	Eutilizable / P	4,69	h
Tecnología	Ciclo profundo	LiFePO4	
Compatibilidad	Bus DC 48 V + BMS	Compatible	

Nota: Capacidad para respaldo energético. **Elaborada por:** Autor.

3.4 Selección de equipos principales (paneles, inversor, baterías)

En la presente tabla 3.19 se presenta la ficha técnica del panel finalmente elegido (potencia 605 Wp, eficiencia 22.0%, tecnología N-type TOPCon), se indican dimensiones, peso y distribuidor en Ecuador.

Tabla 3.19: Especificaciones del módulo fotovoltaico Jinko Tiger Neo 605Wp.

ESPECIFICACIÓN	VALOR
Modelo	LONGi LR5-72HTH-580M
Potencia	580 Wp
Tecnología	HPBC Monocristalino — N-type
Eficiencia	22.0%
Voc / Vmpp / Isc / Impp	52.8V / 44.0V / 13.98A / 13.18A
Dimensiones	2,278 × 1,134 × 35 mm 33 kg
Cantidad requerida	35 paneles
Potencia instalada total	20,300 Wp = 20.3 kWp

Distribuidor en Ecuador	Rising Sun Ecuador — Guayaquil (risingsunecuador.com.ec)
--------------------------------	---

Nota: Datos técnicos del panel seleccionado. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.20 a continuación se detalla el inversor híbrido trifásico de 12 kW nominales, se resaltan rango MPPT (200-550 V), dos trackers, eficiencia 97.7% y compatibilidad con baterías de 48 V. Incluye comunicación y protección IP65.

Tabla 3.20: Especificaciones del inversor Deye SUN 12K SG01HP3 EU.

ESPECIFICACIÓN	VALOR
Modelo	Deye SUN-10K-SG04LP3-EU (10 kW trifásico)
Potencia nominal AC	10 kW
Potencia FV máxima (DC)	15 kWp
Rango MPPT	200 – 550 V DC
Número de trackers MPPT	2 MPPT — hasta 8 strings
Tensión AC salida	208Y / 120V, 3Ø, 60 Hz
Eficiencia máxima	97.7%
Tensión batería compatible	48 V DC (LiFePO4 / AGM)
Tiempo conmutación a isla	< 20 ms
Comunicación / monitoreo	WiFi, GPRS, 4G, RS485, CAN, LAN
Grado de protección	IP65
Pantalla	LCD táctil
Certificaciones	IEC 62109, IEEE 1547, CE, SAA
Distribuidor en Ecuador	Rising Sun Ecuador / Heliostategia Ecuador
Cantidad requerida	1 unidad

Nota: Características del inversor seleccionado. **Elaborada por:** Autor.

3.5 Diseño de protecciones, cableado y cálculo de caídas de tensión

En la presente tabla 3.21 se caracterizan los módulos de litio hierro fosfato, la tensión de 48 V, capacidad 100 Ah (4.8 kWh), BMS integrado, más de 4000 ciclos al 80% DoD, se emplean 9 módulos en paralelo, la vida útil supera los 10 años.

Tabla 3.21: Especificaciones del banco de baterías LiFePO4.

ESPECIFICACIÓN	VALOR
Tecnología	LiFePO4 — Litio Hierro Fosfato
Tensión nominal por módulo	48 V DC
Capacidad por módulo	100 Ah = 4.8 kWh
Número de módulos	9 módulos en paralelo a 48 V
Capacidad total del banco	9 × 4.8 kWh = 43.2 kWh
Energía utilizable (DoD 80%)	34.56 kWh
Autonomía resultante	4.69 horas @ 7.37 kW
Ciclos de vida @ DoD 80%	> 4,000 ciclos
Temperatura de operación	-20 °C a +60 °C
BMS integrado	Sí para protección de sobrecarga, cortocircuito, temperatura
Vida útil estimada	> 10 años
Certificaciones	IEC 62619, UN38.3, CE
Distribuidor en Ecuador	Rising Sun Ecuador / Heliostrategia Ecuador / Proviento.com.ec

Nota: Datos técnicos de los módulos de batería. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.22 a continuación se enumeran los dispositivos de protección en el lado de corriente continua: fusibles por string (15A/1000V), interruptor DC general (63A/600V), DPS Tipo 2 y fusible para banco de baterías (200A), se garantizan seguridad ante cortocircuitos y sobretensiones.

Tabla 3.22: Protecciones DC del sistema fotovoltaico.

Dispositivo	Función	Especificación	Ubicación	Cantidad
Fusibles DC por string	Protección cortocircuito por string	15A, 1000V DC	Caja combinadora	7 fusibles
Interruptor DC general	Desconexión total arreglo FV	63A, 600V DC	Caja combinadora	1 unidad
DPS Tipo 2 DC	Protección sobretensiones — rayos	600V DC, 20kA	Caja combinadora	1 unidad

Fusible banco baterías	Protección banco LiFePO4	200A, 48V DC	Tablero baterías	1 unidad
-------------------------------	--------------------------	--------------	------------------	----------

Nota: Dispositivos de protección lado corriente continua. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.23 se presentan las protecciones en el lado de alterna de breaker de salida (3P-25A), DPS Tipo 2 (40kA), ATS de conmutación automática y anti-islanding integrado en el inversor, se aseguran la correcta interconexión con la red y la operación en isla.

Tabla 3.23: Protecciones AC del sistema fotovoltaico.

Dispositivo	Función	Especificación	Ubicación	Cantidad
Breaker AC salida FV	Protección salida AC del inversor	3P-25A, 240V	Tablero FV	1 unidad
DPS Tipo 2 AC	Protección sobretensiones AC	40kA, 240V AC	Tablero FV	1 unidad
ATS — Transfer switch	Conmutación automática red/isla	3P-25A, 208V	Tablero FV	1 unidad
Anti-islanding	Protección anti-isla IEEE 1547	Integrado en inversor Deye	Inversor	Integrado

Nota: Dispositivos de protección lado corriente alterna. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.24 a continuación se calcula la caída de tensión en los cables DC desde cada string hasta la caja combinadora y desde esta hasta el inversor, los valores están entre 0.15% y 1.06%, todos dentro del límite del 1.5%, también incluye el tramo de baterías a inversor de 0.41%.

Tabla 3.24: Cálculo de caída de tensión tramos DC.

Tramo	I_diseño (A)	Sección (mm²)	L (m)	ΔV (V)	V_ref (V)	ΔV (%)	Límite
String 1 Combiner (cable PV1-F)	19.0 A	6 mm²	40 m	4.37 V	413.4 V	1.06 %	≤ 1.5 %
String 2 Combiner (cable PV1-F)	19.0 A	6 mm²	35 m	3.82 V	413.4 V	0.92 %	≤ 1.5 %

String 3 Combiner (cable PV1-F)	19.0 A	6 mm ²	30 m	3.28 V	413.4 V	0.79 %	≤ 1.5 %
Combiner Inversor (cable PV1-F)	57.0 A	16 mm ²	5 m	0.61 V	413.4 V	0.15 %	≤ 1.5 %
Baterías 48V Inversor (cable flex. Cu)	100 A	35 mm ²	2 m	0.20 V	48 V	0.41 %	≤ 1.5 %

Nota: Verificación según normativa IEC y NEC. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.25 se evalúa la caída de tensión en los tramos AC: inversor a tablero FV de 1.54% y tablero FV a tablero principal de 2.31%. Como se visualiza en la tabla, ambos están por debajo del límite del 3%, el conductor neutro y tierra siguen normas NEC.

Tabla 3.25: Cálculo de caída de tensión tramos AC.

Tramo	I_diseño (A)	AWG / mm²	L (m)	ΔV (V)	V_ref (V)	ΔV (%)	Límite
Inversor Tablero FV (3Ø, 208V)	21.3 A	#10 AWG / 5.26 mm ²	10 m	3.21 V	208 V	1.54 %	≤ 3 %
Tablero FV Tablero principal (3Ø, 208V)	21.3 A	#10 AWG / 5.26 mm ²	15 m	4.81 V	208 V	2.31 %	≤ 3 %
Conductor neutro (N) y tierra (PE)	—	#10 AWG / 5.26 mm ²	ídem	—	—	—	NEC 200/250

Nota: Verificación en el lado de alterna. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.26 a continuación se resume el tipo de cable, calibre y norma aplicable para cada tramo (DC y AC), en este se incluye la protección asociada (fusible, interruptor, breaker).

Tabla 3.26: Selección de conductores por tramo.

Tramo	Tipo cable	Calibre	Long. aprox.	Norm. protec.	Norma aplicable
String Combiner DC	PV1-F solar	6 mm ²	30–40 m c/u	Fusible 20A	NEC 690 / IEC 60364
Combiner Inversor DC	PV1-F solar	16 mm ²	5 m	Interr. 63A DC	NEC 690
Baterías Inversor DC	Flexible Cu 90°C	35 mm ²	2 m	Fusible 200A	IEC 60364
Inversor Tablero FV (AC)	THHN/THWN Cu	#10 AWG	10–15 m	Breaker 3P-25A	NEC 310 / INEN
Neutro (N) + Tierra (PE)	THHN/THWN Cu	#10 AWG	ídem fase	—	NEC 200 / NEC 250

Nota: Dimensionamiento según corriente y normativa. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.27 se relacionan todos los equipos principales con sus cantidades: 39 paneles, 1 inversor, 9 baterías, caja combinadora, protecciones, estructura, cables y sistema de monitoreo, el cual corresponde al listado de materiales para la cotización.

Tabla 3.27: Lista de componentes del sistema fotovoltaico.

N°	Componente	Modelo / Especificación	Cantidad
1	Panel fotovoltaico	Jinko Tiger Neo JKM605N-72HL4-(V) 605 Wp	39 paneles = 23.6 kWp
2	Inversor híbrido trifásico	Deye SUN-12K-SG01HP3-EU 12 kW	1 unidad
3	Módulo batería LiFePO4 (Pylontech US5000)	48V / 100Ah = 4.8 kWh c/u	9 módulos = 43.2 kWh
4	Caja combinadora DC	3 entradas, fusibles 20A, DPS 20kA	1 unidad
5	Interruptor DC general	63A, 600V DC	1 unidad
6	DPS DC Tipo 2	600V DC, 20 kA	1 unidad
7	Breaker AC salida	3P-25A, 240V AC	1 unidad
8	DPS AC Tipo 2	40 kA, 240V AC	1 unidad

9	Transfer switch ATS	3P-25A, 208V	1 unidad
10	Estructura soporte paneles	Aluminio anodizado — azotea plana 10°	Para 39 paneles
11	Cable solar DC	PV1-F 6 mm ² , doble aislamiento	Según plano
12	Cable AC salida inverter	THHN #10 AWG, 3Ø+N+PE	Según plano
13	Sistema de monitoreo	WiFi / App Deye — datos en tiempo real	1 sistema integrado

Nota: Equipos principales y accesorios. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.28 a continuación se proporcionan los valores resumidos de potencia instalada, energía generada de 90.1 kWh/día, factor de cobertura de 122.3%, ahorro de CO₂ (12.5 ton/año) y vida útil, también se menciona la regulación aplicable (ARCONEL 003/18).

Tabla 3.28: Indicadores de desempeño del sistema FV.

INDICADOR	VALOR
Potencia FV instalada	23.6 kWp (39 paneles Jinko 605Wp)
Potencia del inverter	12 kW (Deye SUN-12K-SG01HP3-EU)
Capacidad banco baterías	43.2 kWh total / 34.56 kWh utilizable (9 × Pylontech US5000)
Autonomía de respaldo	4.69 horas @ 7.37 kW
Energía generada estimada/día	90.1 kWh/día (23.6 kWp × 4.5 HSP × 0.85 PR)
Energía demandada/día	73.66 kWh/día
Factor de cobertura solar	90.1 / 73.66 = 122.3%
Energía anual estimada (exportable)	32,447 kWh/año (≈ 88.9 kWh/día promedio anual)
Ahorro CO ₂ estimado/año	32,447 × 0.385 kg/kWh ≈ 12.5 ton CO ₂ /año
Vida útil paneles / baterías	> 30 años paneles / > 10 años baterías
Regulación aplicable Ecuador	ARCONEL 003/18 — Microgeneración FV distribuida

Nota: Parámetros clave de operación. **Elaborada por:** Autor.

3.6 Plan de mantenimiento y presupuesto del sistema

En la presente tabla 3.29 se describen 15 actividades con sus frecuencias (mensual, semestral, anual), duración y costo estimado, en esto se incluye limpieza, revisiones eléctricas, termografía, actualización de firmware y reportes, este plan preventivo es indispensable para garantizar la operación a largo plazo.

Tabla 3.29: Plan de mantenimiento del sistema fotovoltaico.

N°	Actividad de mantenimiento	Componente	Frecuencia	Tipo	Duración (h)	Costo ref. (USD)
ACTIVIDADES MENSUALES						
1	Verificación visual de paneles (suciedad, daños, deformaciones)	Paneles FV	Mensual	Visual	1.0 h	\$ 20.00 / mes
2	Revisión de alarmas y alertas en app de monitoreo Deye	Inversor / App	Mensual	Remota	0.5 h	Incluido
3	Verificación nivel de carga (SOC) y temperatura del banco de baterías	Baterías	Mensual	Lectura	0.5 h	Incluido
4	Comprobación de producción real vs estimada (kWh/mes)	Sistema general	Mensual	Análisis	0.5 h	Incluido
ACTIVIDADES SEMESTRALES						
5	Limpieza de paneles FV con agua desmineralizada y paño suave	Paneles FV	Semestral	Correctivo	3.0 h	\$ 80.00 / sem.
6	Revisión y ajuste de torques en estructura metálica (azotea)	Estructura	Semestral	Mecánico	2.0 h	\$ 40.00 / sem.

7	Inspección de conectores MC4: continuidad, temperatura, corrosión	Cableado DC	Semestral	Eléctrico	2.0 h	\$ 50.00 / sem.
8	Verificación de breakers, fusibles y DPS (estado, holguras, sobrecalentamiento)	Protecciones DC/AC	Semestral	Eléctrico	1.5 h	\$ 30.00 / sem.
9	Verificación del sistema de puesta a tierra (resistencia < 5 Ω)	Puesta a tierra	Semestral	Eléctrico	1.0 h	\$ 25.00 / sem.
10	Revisión ventilación e inversor: limpieza de filtros, temperatura disipadores	Inversor Deye	Semestral	Mecánico	1.0 h	\$ 20.00 / sem.
ACTIVIDADES ANUALES						
11	Termografía infrarroja de paneles y conexiones eléctricas	Paneles / Cables	Anual	Termografía	4.0 h	\$ 200.00 / año
12	Medición de curvas I-V de paneles (rendimiento por módulo)	Paneles FV	Anual	Eléctrico	3.0 h	\$ 150.00 / año
13	Actualización de firmware del inversor Deye y recalibración del BMS Pylontech	Inversor / Baterías	Anual	Software	2.0 h	\$ 80.00 / año
14	Revisión estructural completa: anticorrosión, anclajes, impermeabilización azotea	Estructura civil	Anual	Civil	3.0 h	\$ 120.00 / año

1 5	Reporte anual de producción y verificación de ROI acumulado	Sistema general	Anual	Análisis	2.0 h	\$ 60.00 / año
----------------	---	-----------------	-------	----------	-------	----------------

Nota: Actividades, frecuencias y costos estimados. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.30 a continuación se agrupan los costos por categoría: visitas mensuales de \$240/año, mantenimiento semestral de \$490/año, anual especializado de \$610/año y repuestos de \$100/año, el costo total anual es \$1,440, equivalente a \$120/mes.

Tabla 3.30: Resumen de costos de mantenimiento anual.

Categoría	Costo unitario (USD)	Frecuencia/año	Subtotal anual (USD)	Incluye
Visitas mensuales (monitoreo + visual)	\$ 20.00	12 veces/año	\$ 240.00	Acts. 1, 2, 3, 4
Mantenimiento semestral (limpieza + eléctrico)	\$ 245.00	2 veces/año	\$ 490.00	Acts. 5, 6, 7, 8, 9, 10
Mantenimiento anual especializado	\$ 610.00	1 vez/año	\$ 610.00	Acts. 11, 12, 13, 14, 15
Repuestos e imprevistos (5% equip.)	—	Reserva anual	\$ 100.00	Fusibles, MC4, etc.
COSTO TOTAL MANTENIMIENTO ANUAL	—	—	\$ 1,440.00 / año	\$ 120 / mes

Nota: Consolidado mensual, semestral y anual. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.31 se detallan los costos generales del sistema fotovoltaico, considerando el suministro de equipos principales, materiales eléctricos, soportería, accesorios de instalación, puesta a tierra, servicios profesionales, mano de obra y trámites requeridos del proyecto.

Tabla 3.31: Presupuesto del proyecto propuesto.

N°	Rubro	Descripción	Cantidad	P. Unit. (USD)	Subtotal (USD)
1	Suministro	Panel FV Jinko Tiger Neo 605 Wp N-type TOPCon	39	\$220,00	\$8.580,00
2	Suministro	Inversor híbrido trifásico 12 kW — 208Y/120V 3Ø	1	\$2.400,00	\$2.400,00
3	Suministro	Batería LiFePO4 Pylontech US5000 48V/100Ah	9	\$1.350,00	\$12.150,00
4	Suministro	Estructura soporte aluminio anodizado — azotea plana 10°	1	\$1.560,00	\$1.560,00
5	Suministro	Caja combinadora DC — 3 strings, fusibles y DPS	1	\$180,00	\$180,00
6	Suministro	Rack metálico para banco de baterías 19"	1	\$280,00	\$280,00
7	Materiales	Cable solar DC PV1-F 6 mm² 1000V DC	200	\$1,80	\$360,00
8	Materiales	Cable THHN/THWN AC trifásico #10 AWG	60	\$1,20	\$72,00
9	Materiales	Breaker AC trifásico salida inversor 3P-25A	1	\$35,00	\$35,00
10	Materiales	DPS DC Tipo 2 — 1000V DC, 20 kA	1	\$45,00	\$45,00
11	Materiales	DPS AC Tipo 2 — 40 kA, 240V AC	1	\$40,00	\$40,00
12	Materiales	Interruptor DC general 63A, 600V DC	1	\$55,00	\$55,00
13	Materiales	ATS — Conmutador automático red/isla 3P- 25A	1	\$120,00	\$120,00
14	Materiales	Conectores MC4 macho/hembra 1000V, 30A	30	\$2,50	\$75,00
15	Materiales	Fusibles DC por string 15A/1000V DC	3	\$15,00	\$45,00
16	Materiales	Tubería conduit EMT + accesorios AC/DC	Global	\$180,00	\$180,00
17	Materiales	Tablero eléctrico FV metálico IP65	1	\$95,00	\$95,00
18	Materiales	Puesta a tierra: varilla copperweld, cable #4 AWG y accesorios	1	\$85,00	\$85,00

19	Soportería	Rieles, grapas, abrazaderas, pernos y tornillería inoxidable	Global	\$350,00	\$350,00
20	Otros	Señalética, canalización menor, terminales, etiquetas y consumibles	Global	\$250,00	\$250,00
21	Mano de obra	Instalación mecánica de estructura y paneles en azotea	Global	\$800,00	\$800,00
22	Mano de obra	Instalación eléctrica DC/AC, protecciones y tableros	Global	\$600,00	\$600,00
23	Mano de obra	Montaje y configuración de inversor y banco de baterías	Global	\$350,00	\$350,00
24	Servicios	Puesta en marcha, pruebas y comisionamiento	Global	\$250,00	\$250,00
25	Gestión	Trámite CNEL EP / medidor bidireccional	1	\$350,00	\$350,00
26	Ingeniería	Planos eléctricos y memoria técnica	1	\$200,00	\$200,00
		Subtotal suministro de equipos principales			\$25.150,00
		Subtotal materiales, soportería y accesorios			\$1.807,00
		Subtotal mano de obra, servicios y trámites			\$2.550,00
		Monto Total del Proyecto			\$29.507,00

Nota: Instalación, ingeniería, gestión legal, etc. **Elaborada por:** Autor.

3.7 Simulación del flujo de carga en ETAP y análisis de escenarios

En la tabla 3.32 a continuación se listan los componentes del sistema eléctrico simulados en ETAP: transformador, fuente de red, inversor FV, arreglo FV, conductores, interruptores y barras, esto sirve como inventario del modelo de simulación.

Tabla 3.32: Elementos modelados en ETAP flujo de carga.

ID	Tipo	Equipo/Modelo	Tensión	Conexión	Capacidad	Observación
T1	Transformador	Pauwels 112.5 kVA	13.2/0.208 kV	Delta/Estralla	3.52%	112.5 kVAsc — modelo fuente ETAP

U1	Fuente de red	Red CNEL EP	13.2 kV	—	Zsc=3.5 2%	Fuente de tensión infinita (slack bus)
Inv1	Inversor FV	Deye SUN-12K	0.208 kV	Trifásico	12 kW nominal	Modelado como fuente PV — 7.13 kW
PVA 2	Arreglo FV	Jinko 605Wp x39	480 V DC	3 strings	23.6 kWp	Fuente DC acoplada al inversor
L1-L16	Conductores AC	THHN/PV1-F	0.208 kV	—	Varios calibres	Modelados con R+jX por tramo
CB1 - CB15	Interruptores	Termomagnéticos	0.208 kV	—	15A a 115A	Modelados abiertos/cerrados según escenario
Bus 1-Bus 29	Barras BT	Barras de cobre	0.208 kV	—	—	16 barras modeladas en baja tensión
Bus 17	Barra MT	Barra media tensión	13.2 kV	—	—	Barra de acometida del transformador

Nota: Componentes del sistema eléctrico simulados en ETAP. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.33 se define cada carga del Tablero B con su potencia activa, reactiva, factor de potencia y fase, se incluyen tomacorrientes, iluminación, cargas bifásicas y mini-split, el total de cargas FV suma 7.37 kW.

Tabla 3.33: Cargas eléctricas modeladas en ETAP.

N°	Circuito / Carga	Tablero	S (VA)	P (kW)	Q (kVAR)	fp	Fase	Observación
1	Tomacorrientes piso 1	Tablero B	45.6	0.044	0.013	0.961	1F	Carga resistiva-inductiva leve
2	Carga bifásica oficinas	Tablero B	3,058	2.935	0.855	0.960	2F	Equipos de oficina bifásicos
3	Tomacorrientes piso 2-A	Tablero B	1,128	1.082	0.315	0.960	1F	Tomas generales piso 2 (lado A)
4	Tomacorrientes piso 2-B	Tablero B	936	0.898	0.261	0.960	1F	Tomas generales piso 2 (lado B)

5	Tomacorrientes piso 3-A	Tablero B	984	0.944	0.275	0.961	1F	Tomas generales piso 3
6	Iluminación general	Tablero B	780	0.749	0.218	0.961	1F	Luminarias LED/fluorescentes
7	Iluminación pasillo	Tablero B	62.4	0.060	0.017	0.961	1F	Luminarias pasillo y emergencia
8	Tomacorrientes planta baj	Tablero B	684	0.657	0.191	0.961	1F	Tomas planta baja
9	A/A menor (mini-split)	Tablero B	2,434	2.337	0.680	0.960	2F	Mini-split York 208V bifásico
10	Carga bifásica 2	Tablero B	4,400	4.224	1.230	0.960	2F	Carga bifásica sector norte
11	General bifásico Q2/Q3	Tablero B	6,668	6.401	1.864	0.961	2F	Carga bifásica general edificio
12	Equipos A/A York x5	Tablero A/A	—	—	—	0.960	3F	5 unidades 208V — no modeladas indiv.
—	TOTAL TABLERO B (sin A/A ni cargas bifásicas)	Tablero B	7,366	7.37	2.15	0.960	—	Cargas FV del sistema

Nota: Demanda por circuito en simulación. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.34 a continuación se presenta la resistencia (R) y reactancia (X) de cada tramo de cable, tanto en DC como en AC, en este se calculan a partir de la longitud, sección y resistividad, estos datos son correspondientes a los de entrada para el flujo de carga.

Tabla 3.34: Conductores modelados en ETAP.

ID	Tipo	Lado	Tramo	L(m)	A(m ²)	$\rho(\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m})$	R(Ω)	X(Ω)	Descripción
L1	PV1-F 6mm ²	DC	String 1	40	6	0.0172	2.29	—	String 1 paneles a combiner
L2	PV1-F 6mm ²	DC	String 2	35	6	0.0172	2.00	—	String 2 paneles a combiner
L3	PV1-F 6mm ²	DC	String 3	30	6	0.0172	1.72	—	String 3 paneles a combiner

L4	PV1-F 16m m ²	DC	Combiner-Inv	5	16	0.0172	0.11	—	Combiner DC a inversor
L5	THH N #10	AC	Inv-Tablero FV	10	5.26	0.0172	0.327	0.096	Inversor a tablero FV
L6	THH N #10	AC	Tablero-Bus3	15	5.26	0.0172	0.491	0.144	Tablero FV a barra general
L7	THH N #12	AC	Bus-Tom. piso 1	8	3.31	0.0172	0.415	0.121	Alimentador o tomas piso 1
L8	THH N #12	AC	Bus-Illum. gral.	12	3.31	0.0172	0.623	0.182	Alimentador o iluminación general
L10	THH N #12	AC	Bus-Tom. piso 2A	10	3.31	0.0172	0.519	0.151	Alimentador o tomas piso 2-A
L12	THH N #12	AC	Bus-Tom. piso 2B	8	3.31	0.0172	0.415	0.121	Alimentador o tomas piso 2-B
L13	THH N #10	AC	Bus-A/A menor	12	5.26	0.0172	0.393	0.115	Alimentador o A/A mini-split
L1	THH N #8	AC	Bus-Carg. bif.2	10	8.37	0.0172	0.205	0.060	Alimentador o carga bifásica 2
L16	THH N #2	AC	Bus-Gral. bif.	15	33.6	0.0172	0.077	0.022	Alimentador o carga gral. bifásica

Nota: Resistencia y reactancia por tramo. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.35 se muestran las tensiones en las barras principales para tres escenarios: M1 solo para cargas FV con generación, M2 para cargas completas con FV), M3 para cargas completas sin FV, se observa que la tensión se mantiene dentro de rangos aceptables de 97.25% a 100%.

Tabla 3.35: Resultados de tensión por barra escenarios M1 M2 M3.

Bus	Vnom	M1 V(kV))	M1 V(%)	M2 V(kV))	M2 V(%)	M3 V(kV))	M3 V(%)	Descripción
Bus17	13.2kV	—	100.00 %	—	100.00 %	—	100.00 %	Primario transformador (MT)

Bus1	0.208k V	0.20 8	100.00 %	0.20 8	98.30%	0.20 8	98.30%	Barra principal baja tensión
Bus2	0.208k V	0.20 8	100.00 %	0.20 8	100.00 %	—	—	Salida inversor FV
Bus3	0.208k V	0.20 8	99.98%	0.20 8	98.29%	0.20 8	98.29%	Barra tablero B
Bus5	0.208k V	0.20 8	99.11%	0.20 8	97.43%	0.20 8	97.43%	Nodo tomas piso 2-A
Bus6	0.208k V	0.20 8	99.18%	0.20 8	97.49%	0.20 8	97.49%	Nodo tomas planta baja
Bus7	0.208k V	0.20 8	99.18%	0.20 8	97.50%	0.20 8	97.50%	Nodo tomas piso 2-B
Bus8	0.208k V	0.20 8	99.50%	0.20 8	97.81%	0.20 8	97.81%	Nodo tomas piso 1
Bus9	0.208k V	0.20 8	98.93%	0.20 8	97.25%	0.20 8	97.25%	Nodo tomas piso 3-A / pasillo
Bus1 1	0.208k V	0.20 8	99.96%	0.20 8	98.26%	0.20 8	98.26%	Nodo distribución norte
Bus1 2	0.208k V	0.20 8	99.55%	0.20 8	97.86%	0.20 8	97.86%	Nodo distribución sur
Bus1 9	0.208k V	—	—	0.20 8	97.58%	0.20 8	97.58%	Circuito A/A
Bus2 1	0.208k V	—	—	0.20 8	98.61%	0.20 8	98.61%	Protecciones AC
Bus2 3	0.208k V	—	—	0.20 8	97.99%	0.20 8	97.99%	Carga bifásica 2
Bus2 8	0.208k V	—	—	0.20 8	98.03%	0.20 8	98.03%	Nodo auxiliar
Bus2 9	0.208k V	—	—	0.20 8	99.00%	0.20 8	99.00%	Nodo auxiliar 2

Nota: Tensión en puntos críticos del sistema. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.36 a continuación se compara el escenario sin FV (M3) frente al escenario con FV (M2 y M1), como se observa, la mejora promedio de tensión con inyección fotovoltaica es de 1.68%, esto demuestra el beneficio de la generación distribuida en la calidad de la tensión.

Tabla 3.36: Comparación de tensión por barra con y sin FV.

Bus	M3 Sin FV (%)	M2 Con FV (%)	M1 Con FV (%)	Delta M1 vs M3	Delta M2 vs M3	Delta M2 vs M1	Descripción
Bus1	98.30 %	98.30 %	100.00 %	+1.70 %	+1.70 %	0.00 %	Barra principal BT

Bus3	98.29 %	98.29 %	99.98%	+1.69 %	+1.69 %	0.00 %	Barra tablero B
Bus5	97.43 %	97.43 %	99.11%	+1.68 %	+1.68 %	0.00 %	Tomas piso 2-A
Bus6	97.49 %	97.49 %	99.18%	+1.69 %	+1.69 %	0.00 %	Tomas planta baja
Bus7	97.50 %	97.50 %	99.18%	+1.68 %	+1.68 %	0.00 %	Tomas piso 2-B
Bus8	97.81 %	97.81 %	99.50%	+1.69 %	+1.69 %	0.00 %	Tomas piso 1
Bus9	97.25 %	97.25 %	98.93%	+1.68 %	+1.68 %	0.00 %	Tomas piso 3-A
Bus11	98.26 %	98.26 %	99.96%	+1.70 %	+1.70 %	0.00 %	Nodo distribución
Bus12	97.86 %	97.86 %	99.55%	+1.69 %	+1.69 %	0.00 %	Nodo distribución
PROMEDIO	97.77 %	97.77 %	99.45%	+1.68 %	+1.68 %	0.00 %	FV mejora tensión en promedio 1.68% vs escenario sin FV

Nota: Mejora de tensión con inyección fotovoltaica. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.37 se verifica que las corrientes en cada conductor no superen el porcentaje de capacidad admisible, se visualiza los valores más altos son 57 A en el alimentador general de 68.3% de 83.5 A y 21.3 A en la salida del inversor de 61.9% de los 35 A).

Tabla 3.37: Niveles de corriente y capacidad de conductores.

Ram a	Tramo	M1 I(A)	M1 %Cap	M2 I(A)	M2 %Cap	M3 I(A)	M3 %Cap	Capacidad nominal
L16	Bus1 a General bif.	—	—	57. 0	68.3 %	57. 0	68.3 %	83.5A (#2AWG,3F)
L13	Bus1 a A/A menor	—	—	12. 0	48.0 %	12. 0	48.0 %	25A (#10AWG,2F)
L15	Bus1 a Carg. bif.2	—	—	12. 2	48.8 %	12. 2	48.8 %	25A (#8AWG,2F)
L6	Bus a Carg. bif. ofic.	14. 6	58.4 %	8.2 4	33.0 %	8.2 4	33.0 %	25A (#6AWG,2F)
L5	Bus a Tom. piso 2-A	5.3 8	26.9 %	5.3 8	26.9 %	5.3 8	26.9 %	20A (#12AWG,1F)
L7	Bus a Tom. piso 2-B	4.3 5	21.7 %	4.3 5	21.7 %	4.3 5	21.7 %	20A (#12AWG,1F)

L8	Bus a Tom. piso 3-A	4.5 8	22.9 %	4.5 8	22.9 %	4.5 8	22.9 %	20A (#12AWG,1F)
L10	Bus a Tom. planta baja	3.1 9	15.9 %	3.1 9	15.9 %	3.1 9	15.9 %	20A (#12AWG,1F)
L12	Bus a Tom. piso 1	0.2 1	1.1%	0.2 1	1.1%	0.2 1	1.1%	20A (#12AWG,1F)
L16b	Bus a Ilumin. gral.	0.3 5	1.7%	0.3 5	1.7%	0.3 5	1.7%	20A (#12AWG,1F)
L1	String 1 a combiner	19. 0	—	19. 0	—	—	—	20A (fusible)
L4	Combiner a inversor	57. 0	—	57. 0	—	—	—	63A (interr.)
L5	Inversor a tablero FV	21. 3	61.9 %	20. 7	60.2 %	—	—	35A (breaker)
T1	Transformador	1.8 2	1.6%	20. 8	18.5 %	20. 8	18.5 %	312A 112.5kVA

Nota: Verificación de capacidad por tramo. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.38 a continuación se calcula la potencia perdida en cada tramo y la caída de tensión asociada, se observa las pérdidas totales del sistema son aproximadamente 0.53 kW, que representan el 0.40% de la potencia generada, la caída de tensión máxima es 2.31% en el tramo AC, inferior al límite del 3%.

Tabla 3.38: Pérdidas eléctricas por tramo.

ID	Tramo	L(m)	A(mm ²)	I(A)	R(Ω)	ΔP(kW)	ΔP(% P)	ΔV(%)	Tipo cable
L1	String 1 Combiner (DC)	40	6	19.0	2.29	1.65	0.82	1.06	Cable PV1-F solar
L2	String 2 Combiner (DC)	35	6	19.0	2.00	1.44	0.72	0.92	Cable PV1-F solar
L3	String 3 Combiner (DC)	30	6	19.0	1.72	1.24	0.62	0.79	Cable PV1-F solar
L4	Combiner Inversor (DC)	5	16	57.0	0.11	0.36	0.18	0.15	Cable PV1-F 16m m ²

L5	Inversor Tablero FV (AC)	10	5.26	21. 3	0.32 7	0.148	0.074	1.54	THH N #10 AWG
L6	Tablero Bus3 (AC)	15	5.26	20. 7	0.49 1	0.210	0.105	2.31	THH N #10 AWG
L7	Bus Tomas piso 1 (AC)	8	3.31	0.2 1	0.41 5	0.000	0.000	0.01	THH N #12 AWG
L8	Bus Illum. general (AC)	12	3.31	0.3 5	0.62 3	0.000	0.000	0.02	THH N #12 AWG
L10	Bus Tom. piso 2-A (AC)	10	3.31	5.3 8	0.51 9	0.015	0.007	0.34	THH N #12 AWG
L12	Bus Tom. piso 2-B (AC)	8	3.31	4.3 5	0.41 5	0.008	0.004	0.24	THH N #12 AWG
L13	Bus A/A menor (AC)	12	5.26	12. 0	0.39 3	0.057	0.028	0.96	THH N #10 AWG
L15	Bus Carg. bif.2 (AC)	10	8.37	12. 2	0.20 5	0.030	0.015	0.54	THH N #8 AWG
L16	Bus Gral. bif. (AC)	15	33.6	57. 0	0.07 7	0.250	0.125	0.79	THH N #2 AWG
TOTAL	Pérdida s totales sistema	—	—	—	—	~0.53	~0.40 %	—	< 2% norm a IEC

Nota: Pérdidas de potencia y caída de tensión. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.39 se desglosa la potencia aparente, activa y reactiva de cada grupo de cargas y de la generación FV, se visualiza el transformador que opera al 34.8% de su capacidad en el escenario M2 y la generación FV aporta el 18.1% de la potencia total del sistema.

Tabla 3.39: Balance de cargas por tablero.

Agrupación / Tablero	Cant. circuitos	S(kV A)	P(kW)	Q(kVA R)	fp	% del trans f.	% del sist.	M
TABLERO B — Cargas	8	7.67	7.37	2.15	0.96 0	6.8%	18.7 %	1,2, 3

generales (circuitos FV)								
TABLERO B — A/A mini- split (bifásico)	1	2.53	2.43	0.71	0.96 0	2.3%	6.2%	2,3
TABLERO B — Carga bifásica 2	1	4.58	4.40	1.28	0.96 0	4.1%	11.1 %	2,3
TABLERO B — General bifásico (Q2/Q3)	1	6.94	6.67	1.94	0.96 1	6.2%	16.9 %	2,3
TABLERO A/A — Equipos York x5 (208V 3F)	5	~18.5	~17.8	~5.2	0.96 0	16.4 %	45.1 %	2,3
GENERACIÓ N FV (Inv1 — Deye 12K)	—	7.61	7.13	2.07	0.96 1	FV injec.	18.1 %	1,2
TOTAL SISTEMA (M2 — todas cargas)	17	~39.2	~37.7	~10.9	0.96 0	34.8 %	100 %	—

Nota: Potencia activa, reactiva y aparente. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.40 a continuación se evalúa la carga del transformador en diferentes condiciones, en el M1 la carga es muy baja de 6.8%, en M2 y M3 es moderada de 34.8%, incluso un escenario hipotético con todas las cargas de A/A alcanza el 51.4%, lejos del 100%, lo cual demuestra que no hay riesgo de sobrecarga.

Tabla 3.40: Niveles de carga del transformador por escenario.

Escenario	P(kW)	S(kVA)	% carga	I sec.(A)	fp	% Inom.	Nivel de carga	Evaluación
M1 — Con FV, solo cargas FV	7.37	7.67	6.8%	1.82	0.96	6.8%	Muy baja carga	Riesgo de sobrecarga : NINGUNO
M2 — Con FV, cargas completas	37.7	39.2	34.8 %	20.8	0.96	18.5 %	Carga moderada	Riesgo de sobrecarga : BAJO

M3 — Sin FV, cargas completas	37.7	39.2	34.8 %	20.8	0.96	18.5 %	Carga moderada	Riesgo de sobrecarga : BAJO
Escenario hipotético (A/A + todas)	55.5	57.8	51.4 %	30.7	0.96	27.3 %	Alta — vigilar	Riesgo de sobrecarga : MEDIO
Límite nominal del transformador	108.0	112.5	100.0 %	312A	—	100.0 %	LÍMITE MÁXIMO	Transformador Pauwels 112.5 kVA

Nota: Operación del transformador Pauwels 112.5 kVA. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.41 se compara la generación FV, el suministro de red y la demanda de cargas FV, en el M1 el FV cubre el 99.2% de la demanda de los circuitos seleccionados, no hay excedente exportable porque se trata de autoconsumo puro, la red solo aporta un mínimo complemento como se puede apreciar.

Tabla 3.41: Balance energético del sistema con generación FV.

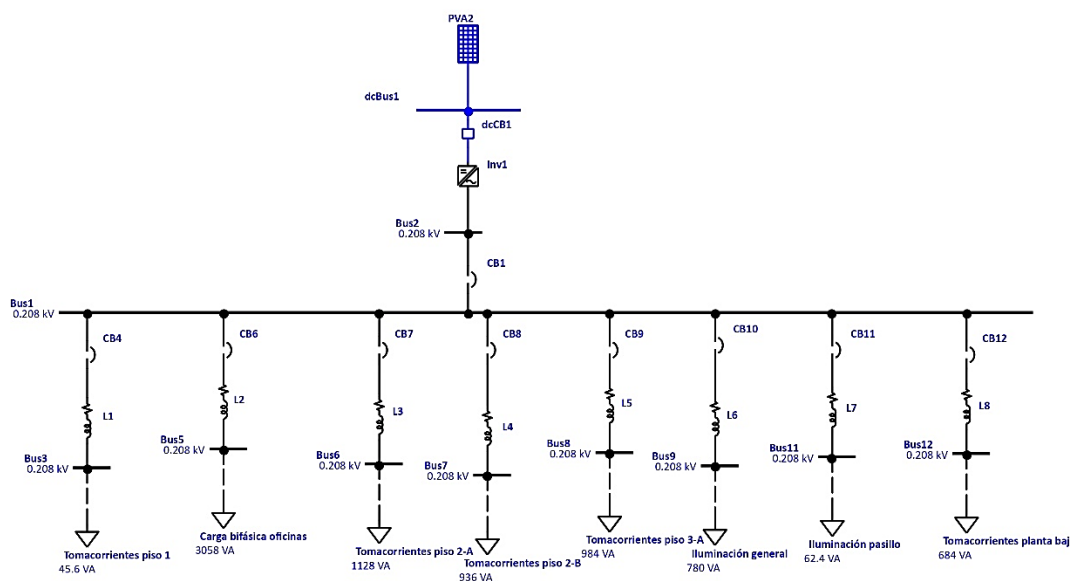
Concepto	M1 P(kW)	M1 Q(kVAR)	M1 S(kVA)	M1 fp	M2 P(kW)	M2 Q(kVAR)	M2 S(kVA)	Descripción	Aplicación
Generación FV (Inv1)	7.31	2.12	7.61	0.961	7.13	2.07	7.43	Fuente renovable local	CON FV
Suministro red (Transformador)	0.00	0.00	0.00	—	32.6	9.50	33.9	Red CNEL EP	CON FV — M2
Demanda cargas FV (Tablero B)	7.37	2.15	7.67	0.960	7.37	2.15	7.67	8 circuitos generales	M1 y M2
Demanda total edificio	—	—	—	—	39.0	11.3	40.6	Todos los circuitos	M2 y M3
Pérdidas en conductores (DC+AC)	0.053	—	0.053	—	0.053	—	0.053	Estimado global	Todos

Balance: Gen. FV — Dem. FV	-0.06	—	—	—	-0.24	—	—	Diferencia (red cobre)	Con FV
Excedente FV exportable	0.00	—	—	—	0.00	—	—	Sistema autoconsumo puro	Diseño
AUTOSUFICIENCIA FV (M1)	FV cubre el 99.2% de la demanda de cargas generales — apoyo mínimo de red < 0.8%							Factor de autoconsumo: 99.2%	

Nota: Flujos entre generación, demanda y red. **Elaborada por:** Autor.

En la presente figura 3.2 se representa gráficamente la conexión del inversor, el tablero FV, el tablero B y las cargas generales seleccionadas. Como se observa en la figura, se muestra la inyección de energía solar hacia las cargas y la interconexión con la red a través del transformador. Esquematiza el escenario M1.

Figura 3.2: Diagrama Unifilar del Sistema FV con Cargas Generales.



Nota: Esquema del sistema, escenario M1. **Elaborada por:** Autor

En la tabla 3.42 a continuación se presentan los valores numéricos de potencia activa, reactiva y aparente en cada rama del diagrama unifilar para el escenario M1, se aprecia cómo se distribuye la energía desde el inversor hasta cada carga, se observan los retornos y ramales norte/sur.

Tabla 3.42: Flujo de potencia del sistema FV con cargas generales.

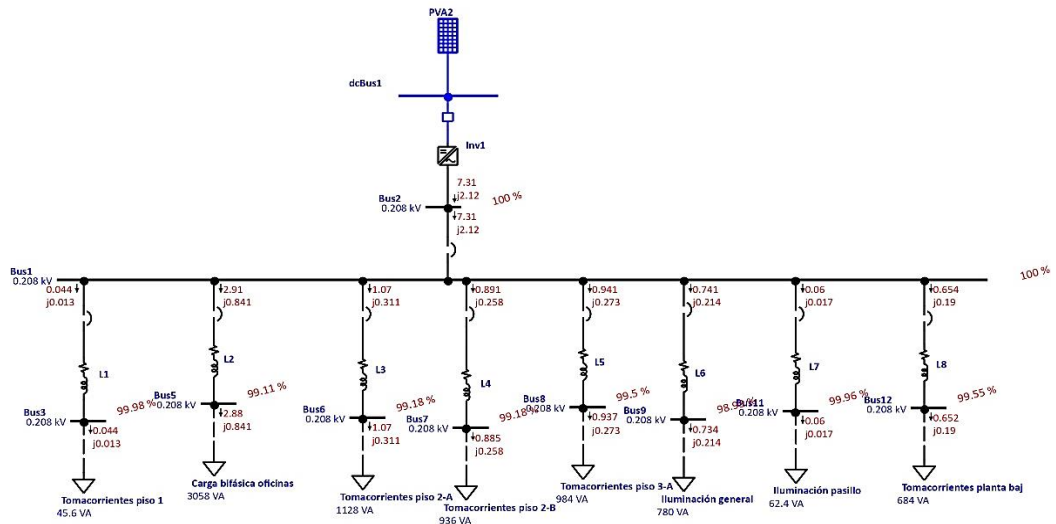
Nº	Desde	Hacia	P(kW)	Q(kVAR)	S(kVA)	fp	Descripción
1	Bus2 (salida FV)	Bus1 (barra BT)	7.31	2.12	7.61	0.961	Inyección FV al sistema — 7.31 kW renovables
2	Bus1	Bus3 (Tab. B)	7.31	2.12	7.61	0.961	Alimentación barra Tablero B desde FV
3	Bus3	Bus11 (rama norte)	2.91	0.841	3.03	0.960	Ramal norte distribución Tablero B
4	Bus3	Bus11 (rama sur)	2.88	0.841	3.00	0.960	Ramal sur distribución Tablero B
5	Bus11	Carga bif. ofic.	1.07	0.311	1.11	0.961	Carga bifásica oficinas 3,058 VA
6	Bus5	Tom. piso 2-A	0.941	0.273	0.980	0.960	Tomacorrientes piso 2-A 1,128 VA
7	Bus6	Tom. piso 2-A (ret)	0.937	0.273	0.976	0.960	Tomacorrientes piso 2-A retorno
8	Bus7	Tom. piso 2-B	0.891	0.258	0.927	0.961	Tomacorrientes piso 2-B 936 VA
9	Bus8	Tom. piso 2-B (ret)	0.885	0.258	0.922	0.960	Tomacorrientes piso 2-B retorno
10	Bus9	Tom. piso 3-A	0.741	0.214	0.771	0.961	Tomacorrientes piso 3-A 984 VA
11	Bus12	Tom. piso 3-A (ret)	0.734	0.214	0.764	0.960	Tomacorrientes piso 3-A retorno
12	Bus5	Tom. planta baja	0.654	0.190	0.681	0.960	Tomacorrientes planta baja 684 VA
13	Bus6	Tom. planta baja (r)	0.652	0.190	0.679	0.960	Tomacorrientes planta baja retorno
14	Bus7	Ilum. general	0.060	0.017	0.062	0.961	Iluminación general 780 VA
15	Bus8	Tom. piso 1	0.044	0.013	0.046	0.961	Tomacorrientes piso 1 45.6 VA
16	Bus9	Ilum. pasillo	0.044	0.013	0.046	0.961	Iluminación pasillo 62.4 VA

Nota: Flujos de potencia del escenario M1. **Elaborada por:** Autor.

En la presente figura 3.3 se muestra los resultados del ETAP que muestran tensiones, corrientes y flujos de potencia en el escenario , se

complementa la tabla numérica con una visualización del comportamiento eléctrico respectivo.

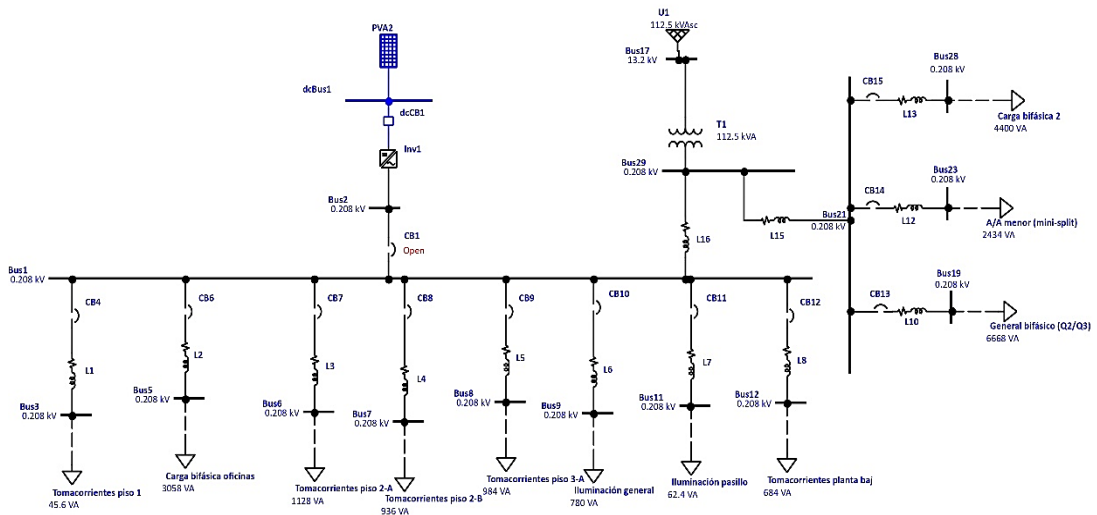
Figura 3.3: Análisis de Flujo de Carga Sistema FV con Cargas Generales.



Nota: Resultados ETAP, escenario M1. **Elaborada por:** Autor

En la figura 3.4 a continuación se presenta otra perspectiva o detalle del mismo escenario M1, se refuerza la comprensión del flujo de carga.

Figura 3.4: Análisis de Flujo de Carga Sistema FV con Cargas Generales.



Nota: Detalle complementario, escenario M1. **Elaborada por:** Autor

En la presente tabla 3.43 se presentan los flujos correspondientes al escenario M2, donde además de las cargas FV se conectan las cargas de aire acondicionado y la carga general bifásico, la inyección FV se mantiene en 7.13

kW, mientras la red suministra el resto de 32.6 kW, también se muestra la reducción de demanda de red.

Tabla 3.43: Flujo de potencia del sistema FV con cargas completas.

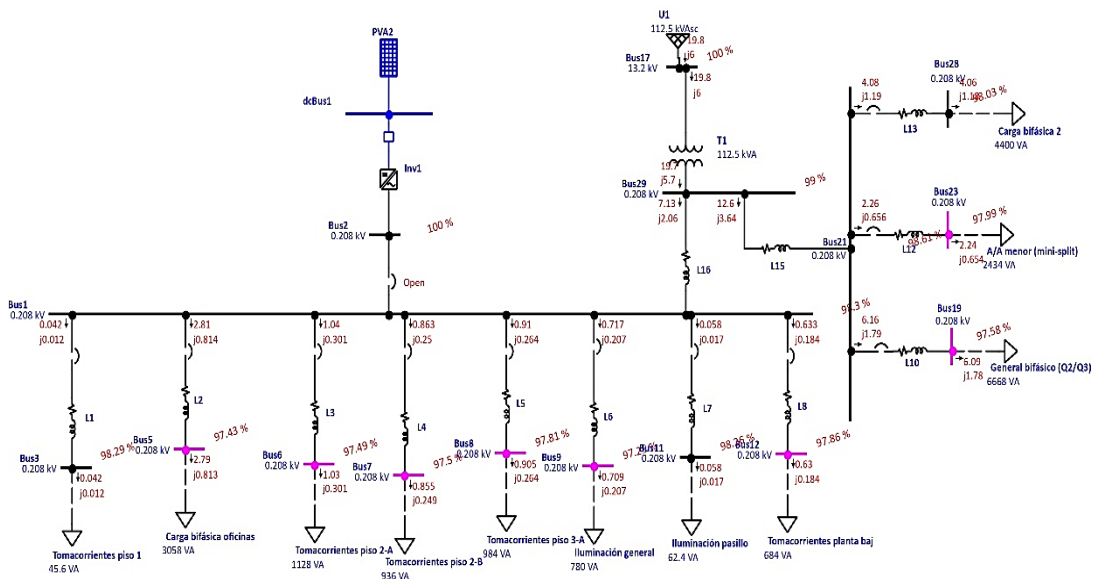
Nº	Desde	Hacia	P(kW)	Q(kVAR)	S(kVA)	fp	Descripción
1	Bus2 (FV)	Bus1	7.13	2.06	7.42	0.960	Inyección FV al sistema completo
2	Bus1	General bif. Q2/Q3	19.7	5.70	20.5	0.961	Carga general bifásica 6,668 VA — CNEL
3	Bus1	General bif. (ret.)	19.8	6.00	20.7	0.957	Retorno carga general bifásica
4	Bus1	A/A menor	12.6	3.64	13.1	0.962	A/A mini-split 2,434 VA — CNEL
5	Bus1	A/A menor (ret.)	19.8	6.00	20.7	0.957	Retorno A/A menor
6	Bus23	Carga bifásica 2	4.08	1.19	4.25	0.960	Carga bifásica 2 — 4,400 VA
7	Bus3	Carga bif. ofic.	2.81	0.814	2.92	0.962	Carga bifásica oficinas 3,058 VA
8	Bus3	Tom. piso 2-A	0.905	0.264	0.943	0.960	Tomacorrientes piso 2-A 1,128 VA
9	Bus5	Tom. piso 2-B	0.863	0.250	0.899	0.960	Tomacorrientes piso 2-B 936 VA
10	Bus6	Tom. piso 3-A	0.855	0.249	0.890	0.960	Tomacorrientes piso 3-A 984 VA
11	Bus7	Tom. planta baja	0.717	0.207	0.746	0.961	Tomacorrientes planta baja 684 VA
12	Bus8	Tom. piso 1	0.709	0.207	0.738	0.961	Tomacorrientes piso 1 45.6 VA
13	Bus9	Ilum. general	0.633	0.184	0.659	0.961	Iluminación general 780 VA
14	Bus12	Ilum. pasillo	0.630	0.184	0.656	0.961	Iluminación pasillo 62.4 VA
15	Bus3	Tom. 2-A (ret.)	0.042	0.012	0.044	0.961	Retorno tomacorrientes piso 2-A

16	Bus6	Tom. planta (ret.)	0.058	0.017	0.061	0.951	Retorno tomas planta baja
17	Bus1	Tablero B total	6.16	1.79	6.42	0.960	Potencia total hacia cargas Tablero B
18	Bus1	Tablero B (ret.)	6.09	1.78	6.35	0.960	Potencia total Tablero B — retorno

Nota: Flujos de potencia del escenario M2. **Elaborada por:** Autor.

En la figura 3.5 a continuación se representa gráficamente el flujo de carga para el escenario M2, esto ayuda a visualizar cómo la energía fluye desde la red y desde el inversor hacia todas las cargas del edificio Pastoral de la Universidad.

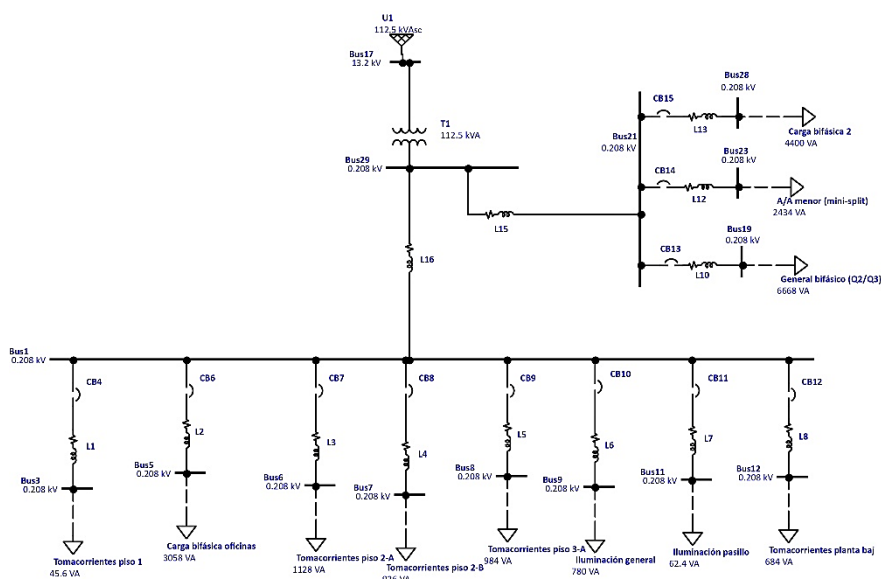
Figura 3.5: Análisis de Flujo de Carga Sistema FV con Cargas Completas.



Nota: Resultados ETAP, escenario M2. **Elaborada por:** Autor

En la presente figura 3.6 se muestra el esquema del sistema eléctrico original sin el sistema fotovoltaico, este corresponde al escenario M3, donde toda la energía proviene de la red a través del transformador.

Figura 3.6: Diagrama Unifilar del Sistema Sin Generación FV Escenario Base.



Nota: Esquema del sistema, escenario base. **Elaborada por:** Autor

En la tabla 3.44 a continuación se detallan los flujos de potencia en el escenario M3, toda la potencia de 19.7 kW en el primario, es suministrada por la red CNEL. Las cargas son las mismas que en M2, pero sin aporte solar, la potencia en el Tablero B total es 6.16 kW.

Tabla 3.44: Flujo de potencia del sistema sin generación FV escenario base.

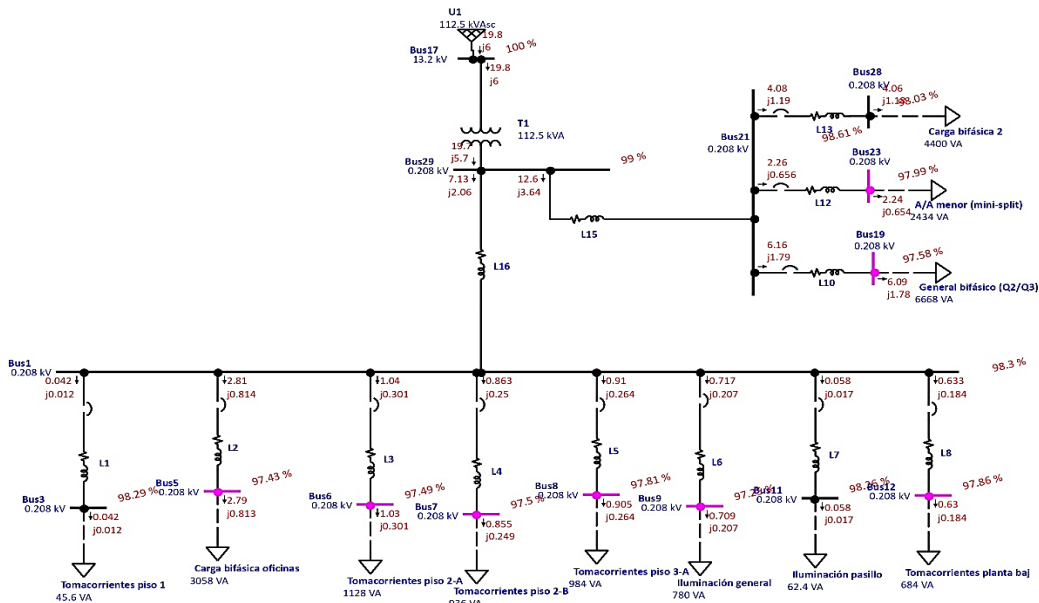
Nº	Desde	Hacia	P(kW)	Q(kVAR)	S(kVA)	fp	Descripción
1	Bus17 (13.2kV)	T1 primario	19.7	5.70	20.5	0.961	Potencia total inyectada por red CNEL
2	Bus1 (BT)	General bif. Q2/Q3	19.7	5.70	20.5	0.961	Carga general bifásica 6,668 VA
3	Bus1	General bif. (ret.)	19.8	6.00	20.7	0.957	Retorno carga general bifásica
4	Bus1	A/A menor	12.6	3.64	13.1	0.962	A/A mini-split 2,434 VA
5	Bus1	A/A menor (ret.)	19.8	6.00	20.7	0.957	Retorno A/A menor
6	Bus23	Carga bifásica 2	4.08	1.19	4.25	0.960	Carga bifásica 2 — 4,400 VA
7	Bus3	Carga bif. ofic.	2.81	0.814	2.92	0.962	Carga bifásica oficinas 3,058 VA
8	Bus3	Tom. piso 2-A	0.905	0.264	0.943	0.960	Tomacorrientes piso 2-A 1,128 VA
9	Bus5	Tom. piso 2-B	0.863	0.250	0.899	0.960	Tomacorrientes piso 2-B 936 VA

10	Bus6	Tom. piso 3-A	0.855	0.249	0.890	0.960	Tomacorrientes piso 3-A 984 VA
11	Bus7	Tom. planta baja	0.717	0.207	0.746	0.961	Tomacorrientes planta baja 684 VA
12	Bus8	Tom. piso 1	0.709	0.207	0.738	0.961	Tomacorrientes piso 1 45.6 VA
13	Bus9	Ilum. general	0.633	0.184	0.659	0.961	Iluminación general 780 VA
14	Bus12	Ilum. pasillo	0.630	0.184	0.656	0.961	Iluminación pasillo 62.4 VA
15	Bus3	Tom. 2-A (ret.)	0.042	0.012	0.044	0.955	Retorno tomacorrientes piso 2-A
16	Bus6	Tom. planta (ret.)	0.058	0.017	0.061	0.951	Retorno tomas planta baja
17	Bus1	Tablero B total	6.16	1.79	6.42	0.960	Potencia total cargas Tablero B
18	Bus1	Tablero B (ret.)	6.09	1.78	6.35	0.960	Tablero B — retorno

Nota: Flujos de potencia del escenario M3. **Elaborada por:** Autor.

En la presente figura 3.7 se presenta la visualización gráfica del flujo de carga sin generación fotovoltaica, esto permite comparar visualmente con las figuras anteriores y evidenciar el impacto de la inyección solar.

Figura 3.7: Análisis de Flujo de Carga Sistema Sin Generación FV Escenario Base.



Nota: Resultados ETAP, escenario base. **Elaborada por:** Autor

3.8 Evaluación económica, beneficios tributarios e indicadores financieros

En la tabla 3.45 a continuación se listan los incentivos de la LOCE 2024: IVA 0% en equipos, deducción del 100% en depreciación, exoneración de IR por 10 años, balance neto y exoneración del ISD, cada beneficio tiene un impacto económico cuantificado.

Tabla 3.45: Beneficios tributarios para sistemas fotovoltaicos en Ecuador.

N°	Beneficio	A Quién Aplica	Impacto Económico
1	IVA 0% en equipos fotovoltaicos	Usuarios que instalen sistemas solares	Ahorro aproximado de \$3,772.50
2	Deducción adicional del 100% en depreciación	Empresas contribuyentes de IR	Reduce base imponible en \$30,352
3	Exoneración de IR por 10 años	Proyectos de energías renovables	Eliminación del IR en ingresos
4	Balance neto (net metering)	Sistemas conectados a la red	Créditos en factura eléctrica
5	Exoneración del ISD	Importadores de equipos solares	Ahorro en compras internacionales

Nota: Incentivos LOCE 2024. **Elaborada por:** Autor.

En la presente tabla 3.46 se descompone la inversión total en categorías: equipos principales FV del IVA 0%, accesorios solares del 0%, materiales AC del 15%, mano de obra y trámites del 15%, imprevistos del 5%, el total final con IVA diferenciado es de \$30,837.90, con un ahorro de IVA de \$3,850.50.

Tabla 3.46: Desglose de inversión con IVA diferenciado.

Categoría	Subtotal (Usd)	Iva %	Iva (Usd)	Total (Usd)
Equipos principales FV (paneles, inversor, baterías, estructura, caja combinadora, rack)	\$ 25,150.00	0%	\$ 0.00	\$ 25,150.00

Accesorios solares DC (cable solar PV1-F, conectores MC4, fusibles DC, DPS DC)	\$ 520.00	0%	\$ 0.00	\$ 520.00
Materiales eléctricos AC (cable THHN, breaker AC, DPS AC, ATS, interruptor DC, conduit, tablero, puesta a tierra)	\$ 687.00	15 %	\$ 103.05	\$ 790.05
Mano de obra, ingeniería, puesta en marcha y trámites CNEL EP / ARCONEL	\$ 2,550.00	15 %	\$ 382.50	\$ 2,932.50
Imprevistos y contingencias (5%)	\$ 1,445.35	—	—	\$ 1,445.35
SUBTOTAL SIN IVA	\$ 30,352.35	—	—	\$ 30,352.35
IVA 15% (solo sobre mano de obra y materiales AC — LOCE 2024)	—	15 %	\$ 485.55	\$ 485.55
AHORRO IVA por beneficio LOCE 2024 (equipos FV a tarifa 0%)	—	vs 15%	—	- \$ 3,850.50
TOTAL FINAL CON IVA DIFERENCIADO (LOCE 2024)	—	—	\$ 485.55	\$ 30,837.90

Nota: Aplicación de beneficios LOCE 2024 IVA 0%. **Elaborada por:** Autor.

En la tabla 3.47 a continuación se resumen los resultados financieros correspondientes a la inversión total de \$30,837.90, ahorro anual de \$2,662.50, periodo simple de retorno de 11.6 años, beneficio bruto en 30 años de \$79,877.28 y reducción de CO₂ de 327 toneladas, esto demuestra la rentabilidad y sostenibilidad del proyecto.

Tabla 3.47: Indicadores económicos del proyecto fotovoltaico.

Parámetro Económico	Valor Estimado
Inversión total con IVA diferenciado (LOCE 2024)	USD \$ 30,837.90
Ahorro por IVA 0% en equipos FV (LOCE 2024)	USD \$ 3,850.50 menos vs. tarifa 15% regular
Tarifa eléctrica CNEL EP (sector comercial / UCSG)	USD \$ 0.094 / kWh (estimado)

Energía generada anual estimada	$77.6 \text{ kWh/día} \times 365 = 28,324 \text{ kWh/año}$
Ahorro económico anual en planilla eléctrica	$28,324 \times \$ 0.094 = \text{USD } \$ 2,662.50 / \text{año}$
Período simple de retorno (PRI)	$\$ 30,837.90 / \$ 2,662.50 \approx 11.6 \text{ años}$
Vida útil del sistema (paneles FV)	$\geq 30 \text{ años}$
Años de operación post-retorno	$\approx 18.4 \text{ años de energía a costo casi cero}$
Beneficio acumulado bruto en vida útil (30 años)	$28,324 \text{ kWh/año} \times 30 \times \$ 0.094 = \text{USD } \$ 79,877.28$
Reducción CO₂ en vida útil del sistema	$10.9 \text{ ton/año} \times 30 \text{ años} \approx 327 \text{ toneladas CO}_2 \text{ evitadas}$

Nota: Evaluación financiera del sistema. **Elaborada por:** Autor.

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

- El levantamiento eléctrico del Edificio Pastoral de la UCSG permitió establecer con precisión una demanda real de cargas generales de 7,366 W distribuida en 8 circuitos del Tablero B, con una energía diaria de 73.66 kWh en un horario de operación de 10 horas. Este resultado valida la metodología de medición directa con instrumentos True RMS como herramienta indispensable para el diseño de sistemas fotovoltaicos en edificios existentes, donde la ausencia de registros de consumo por circuito es frecuente y las estimaciones basadas únicamente en la capacidad de los interruptores automáticos pueden sobreestimar la demanda real en hasta un 40%, comprometiendo el dimensionamiento económico del sistema. La identificación precisa de la carga instalada constituyó la base de datos de diseño que garantiza la pertinencia técnica de todos los cálculos posteriores del proyecto.
- El sistema fotovoltaico con almacenamiento dimensionado para el Edificio Pastoral: 39 paneles Jinko Tiger Neo N-type TOPCon de 605 Wp en configuración de 3 strings de 13 paneles cada uno, inversor híbrido trifásico Deye SUN-12K-SG01HP3-EU de 12 kW y banco de 9 módulos Pylontech US5000 LiFePO4 de 4.8 kWh, cumple con los objetivos de diseño establecidos: Factor de cobertura solar: 122.3%, generación diaria estimada: 90.1 kWh, COV: 73.66 kWh, y autonomía real de respaldo: 4.69 horas a la potencia nominal de 7.37 kW, superando el requisito de 4 horas definido en el diseño, Consumo de reserva. Tales resultados evidencian que la tecnología N-type TOPCon de alta eficiencia permite dimensionar sistemas de mayor potencia con menor cantidad de módulos que tecnologías convencionales, aprovechando el espacio disponible en la azotea del edificio.
- La verificación eléctrica de los tres escenarios de temperatura integrando el arreglo fotovoltaico, confirma que la configuración de 13 paneles en serie en paralelo por string es totalmente compatible con el inversor Deye SUN-12K seleccionado: el circuito frío del voltage abierto

máximo del string es 516.9 V, en comparación con el límite de 800 V del inversor, y la tensión en el punto de máxima potencia es de 413.4 V y mide dentro de la gama MPPT entre 200 y 800 V en todo el clima. Asimismo, la actividad de dimensionamiento de los conductores da como resultado que la caída de tensión en los tramos DC es de 1.06% y de 2.31% en los tramos AC, ambos menos que el límite normativo de 1.5% y de 3% respectivamente establecido por NEC 690 e IEC 60364-8-1. Estas verificaciones aseguran que el sistema funcionará de manera segura y eficaz en la vida útil real en Guayaquil.

- La evaluación económica del proyecto ha demostrado su viabilidad financiera en el contexto institucional de la UCSG. Con una inversión total de 30,837.90 USD, beneficiada por la exención del IVA en equipos fotovoltaicos y accesorios DC según la Ley Orgánica de Competitividad Energética – LOCE 2024, el sistema asegura un ahorro estimado de 2,662.50 USD anuales en la factura eléctrica de CNEL EP, con un costo anual de mantenimiento de 1,440.00 USD que se traduce en un ahorro neto de 1,222.50 USD por año. El payback period de la inversión se sitúa en 11.6 años, inferior a los 15 años establecidos como límite de referencia para proyectos de inversión financiada en infraestructura universitaria, con un beneficio bruto acumulado de 79,877.28 USD a lo largo de 30 años de vida útil. El ahorro tributario también ha sido considerado, y la exención del 100% en el impuesto a la renta para activos de generación distribuida renovable según la LOCE 2024 mejora aún más la rentabilidad efectiva del proyecto para la institución.

Recomendaciones

- Se recomienda que la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil inicie a la brevedad posible el proceso de tramitación del permiso de interconexión ante CNEL EP bajo la regulación ARCONEL 003/18. El procedimiento administrativo puede extenderse entre 30 y 90 días hábiles según la carga operativa de la distribuidora y la complejidad del proyecto. Para facilitar la preparación del expediente técnico, se sugiere reunir con anticipación al concurso los siguientes documentos: planos eléctricos firmados por ingeniero eléctrico calificado y las especificaciones técnicas de todos los equipos, con sus certificaciones IEC vigentes, la memoria de cálculo del dimensionamiento, diagrama unifilar del sistema FV integrado a la instalación existente, documentación del transformador de distribución. Una gestión oportuna de la interconexión permitirá que el sistema opere en modo grid-tied desde su puesta en marcha, maximizando el aprovechamiento de los excedentes de generación solar mediante el mecanismo de balance neto.
- Se recomienda una evaluación estructural de la azotea del Edificio Pastoral antes de proceder con la instalación, esto con el fin de detectar si la losa puede soportar la carga adicional de 39 paneles y la estructura de soporte de aluminio sobre los cuales reposarán, cuyo peso estimado entre ambas considerando todo el sistema es de aproximadamente 780 kg en una superficie de 65 a 70 m². Asimismo, en caso de un déficit de capacidad portante, deberán diseñarse refuerzos estructurales o redistribuirse los paneles sobre un área mayor que permita disminuir la carga por metro cuadrado. También, se sugiere revisar el estado de la impermeabilización y tratar con impermeabilizante las zonas en las cuales será anclada la estructura antes de la instalación, ello para evitar filtraciones de agua que a futuro puedan dañar las instalaciones del piso superior y del sistema mismo.

Bibliografías

Abowardah, E. S., Labib, W., Aboelnagah, H., & Nurunnabi, M. (2024).

Students' Perception of Sustainable Development in Higher Education in Saudi Arabia. *Sustainability*, 16(4), 1483.

<https://doi.org/10.3390/su16041483>

Adak, D., Mondal, P., Bhattacharyya, R., Bysakh, S., & Barshilia, H. C.

(2023). Mesoporous aluminium titanate: Superhydrophilic and photocatalytic antireflective coating for solar glass covers with superior mechanical properties. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 263,

112580. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2023.112580>

Afore. (2025, mayo 19). *Inversor de 48 V: La guía definitiva para sistemas de alimentación eficientes y escalables - Aforeenergy*.

<https://www.aforeenergy.com/es/48v-inverter-the-ultimate-guide-to-efficient-and-scalable-power-systems/>

Alemam, A., Lopez Ferber, N., Eveloy, V., Martins, M., Malm, T., Chiesa, M.,

& Calvet, N. (2024). Experimental demonstration of a dispatchable power-to-power high temperature latent heat storage system. *Journal of Energy Storage*, 86, 111241.

<https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111241>

Alfonso, J. (2025, mayo 2). Parámetros de paneles solares fotovoltaicos |

SunFields. *SunFields | Expertos en Energía Fotovoltaica para Ahorro Energético en España*. <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/parametros/>

Almora, O., Baran, D., Bazan, G. C., Cabrera, C. I., Erten-Ela, S., Forberich,

K., Guo, F., Hauch, J., Ho-Baillie, A. W. Y., Jacobsson, T. J., Janssen,

- R. A. J., Kirchartz, T., Kopidakis, N., Loi, M. A., Lunt, R. R., Mathew, X., McGehee, M. D., Min, J., Mitzi, D. B., ... Brabec, C. J. (2023). Device Performance of Emerging Photovoltaic Materials (Version 3). *Advanced Energy Materials*, 13(1), 2203313.
<https://doi.org/10.1002/aenm.202203313>
- Alotaibi, M. A., & Eltamaly, A. M. (2022). Upgrading Conventional Power System for Accommodating Electric Vehicle through Demand Side Management and V2G Concepts. *Energies*, 15(18), 6541.
<https://doi.org/10.3390/en15186541>
- Araucania. (2025). *Generador Solar Pros y Contras*.
<https://araucaiafotovoltaica.com/generador-solar-pros-y-contras/>
- ARCONEL. (2023). *Regulaciones 2023*. <https://arconel.gob.ec/regulaciones-2023/>
- Asamblea Nacional de la República del Ecuador. (2024, enero 11). *Ley Orgánica de Competitividad Energética*. Registro Oficial Segundo Suplemento No. 475. https://www.sri.gob.ec/o/sri-portlet-biblioteca-alfresco-internet/descargar/dc355762-1161-4144-92c1-4d0b2ada359e/Ley_Competitividad_Energ%C3%A9tica_11012024.pdf
- Aviles Chancay, J. A., & Pichardo Duarte, J. M. (2022). *Diseñar e implementar un sistema de energías renovables (fotovoltaico) para moradores de zona rural en golfo de Guayaquil* [bachelorThesis].
<http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/23208>
- Baldassarre, B., Conticelli, E., & Santangelo, A. (2024). Planning for More Resilient and Safer Cities: A New Methodology for Seismic Risk

- Assessment at the Urban Scale, Applied to a Case Study in Italy. *Sustainability*, 16(5), 1892. <https://doi.org/10.3390/su16051892>
- Beltrán, F. (2023). Un Principio de Certeza Máxima. Análisis Teórico de un Nuevo Invariante Probabilístico con Aplicaciones en el Estudio de Tormentas en Quito-Ecuador. *Revista Politécnica*, 52(2), 47-58. <https://doi.org/10.33333/rp.vol52n2.05>
- Benalcazar, P., Andrade, C., & Guamán, W. (2025). Prosumer policy options in developing countries: A comparative analysis of feed-in tariffs, net metering, and net billing for residential PV-battery systems. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, 28(1), 77-98. <https://doi.org/10.33223/epj/202801>
- Boruah, D., & Chandel, S. S. (2024). Techno-economic feasibility analysis of a commercial grid-connected photovoltaic plant with battery energy storage-achieving a net zero energy system. *Journal of Energy Storage*, 77, 109984. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109984>
- Brochado, Â. F., Rocha, E. M., & Costa, D. (2024). A Modular IoT-Based Architecture for Logistics Service Performance Assessment and Real-Time Scheduling towards a Synchromodal Transport System. *Sustainability*, 16(2), 742. <https://doi.org/10.3390/su16020742>
- Campo, G., Miggiano, A., Panepinto, D., & Zanetti, M. (2023). Enhancing the Energy Efficiency of Wastewater Treatment Plants through the Optimization of the Aeration Systems. *Energies*, 16(6), 2819. <https://doi.org/10.3390/en16062819>
- CENACE. (2024, abril). *El informe de Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2022*. <https://www.cenace.gob.ec/wp->

content/uploads/downloads/2024/04/Parte-1-Informe-Anual-CENACE-2023.pdf

Charles. (2024, octubre 16). *Mejore el rendimiento del controlador MPPT con la fabricación de PCB*. <https://hilelectronic.com/es/mppt-controller/>

Energy DC/AC. (2023, agosto 19). *Conoce las partes del panel solar fotovoltaico*. <https://energydcac.com/conoce-las-partes-del-panel-solar-fotovoltaico/>

Esposito, E., Leanza, G., & Di Francia, G. (2024). Comparative Analysis of Ground-Based Solar Irradiance Measurements and Copernicus Satellite Observations. *Energies*, 17(7), 1579. <https://doi.org/10.3390/en17071579>

Fahlstedt, O., Temeljotov-Salaj, A., Lohne, J., & Bohne, R. A. (2022). Holistic assessment of carbon abatement strategies in building refurbishment literature—A scoping review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167, 112636. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112636>

Firman, A., Cáceres, M., González Mayans, A. R., & Vera, L. H. (2022). Photovoltaic Qualification and Approval Tests. *Standards*, 2(2), 136-156. <https://doi.org/10.3390/standards2020011>

García, C. (2024, abril 9). *Tipos de Paneles Solares en el mundo*. <https://wattworld.com.mx/tipos-de-paneles-solares-en-el-mundo/>

Gils, H. C., Gardian, H., Kittel, M., Schill, W.-P., Murmann, A., Launer, J., Gaumnitz, F., van Ouwerkerk, J., Mikurda, J., & Torralba-Díaz, L. (2022). Model-related outcome differences in power system models with sector coupling—Quantification and drivers. *Renewable and*

Sustainable Energy Reviews, 159, 112177.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112177>

Glyniadakis, S., & Balestieri, J. A. P. (2023). Brazilian light vehicle fleet decarbonization scenarios for 2050. *Energy Policy*, 181, 113682.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113682>

Hasan, M., & Serra, H. (2023). Current and future prospective for battery controllers of solar PV integrated battery energy storage systems. *Frontiers in Energy Research*, 11.

<https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1139255>

Hsieh, J. (2022). Study of energy strategy by evaluating energy–environmental efficiency. *Energy Reports*, 8, 1397-1409.

<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.12.061>

IEA. (2023). *Snapshot 2023 Global PV Markets*. IEA PVPS. <https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2023/>

IEA. (2024, abril 25). *Batteries and Secure Energy Transitions – Analysis*. <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>

IEEE. (2024). IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™-2018, IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. *IEEE Std 1547.2-2023 (Revision of IEEE Std 1547.2-2008)*, 1-291.

<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2024.10534228>

Irena. (2023a, agosto 29). *Renewable Power Generation Costs in 2022*. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>

- Irena. (2023, agosto 29). *Renewable Power Generation Costs in 2022*.
<https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- Irvin, N. P., Babcock, S. J., Chen, E. Y., King, R. R., & Honsberg, C. B. (2023). Feedback between radiation and transport in photovoltaics. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 31(3), 283-301.
<https://doi.org/10.1002/pip.3640>
- Jaguemont, J., & Bardé, F. (2023). A critical review of lithium-ion battery safety testing and standards. *Applied Thermal Engineering*, 231, 121014. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.121014>
- Lee, Y. K. (2022). Effect of porous structure and morphology of cathode on the degradation of lithium-ion batteries. *Journal of Energy Storage*, 52, 104788. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104788>
- Lin, S., Chang, L., Su, P., Li, Y., Hua, W., & Shen, Y. (2023). Research on High-Torque-Density Design for Axial Modular Flux-Reversal Permanent Magnet Machine. *Energies*, 16(4), 1691.
<https://doi.org/10.3390/en16041691>
- Lin, X., & Yu, R. (2023). Constant-Coupling-Effect-Based PLL for Synchronization Stability Enhancement of Grid-Connected Converter Under Weak Grids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 70(11), 11310-11323. <https://doi.org/10.1109/TIE.2022.3227268>
- Liu, H., Ren, H., Gu, Y., Lin, Y., Hu, W., Song, J., Yang, J., Zhu, Z., & Li, W. (2023). Design and on-site implementation of an off-grid marine current powered hydrogen production system. *Applied Energy*, 330, 120374. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120374>

- Mehmood, S., Zaman, K., Khan, S., Ali, Z., & Khan, H. ur R. (2024). The role of green industrial transformation in mitigating carbon emissions: Exploring the channels of technological innovation and environmental regulation. *Energy and Built Environment*, 5(3), 464-479.
<https://doi.org/10.1016/j.enbenv.2023.03.001>
- Messenger, R. A., & Abtahi, H. (2024). *Photovoltaic Systems Engineering* (5.^a ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781003470892>
- Micheli, L., Sepúlveda-Vélez, F. A., & Talavera, D. L. (2024). Impact of variable economic conditions on the cost of energy and the economic viability of floating photovoltaics. *Heliyon*, 10(12).
<https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e32354>
- Mirzabe, A. H., Hajiahmad, A., Keyhani, A., & Mirzaei, N. (2022). Approximation of daily solar radiation: A comprehensive review on employing of regression models. *Renewable Energy Focus*, 41, 143-159. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2022.02.003>
- Mogrovejo, M., & Barragán, A. (2024). Barriers to the Implementation of On-Grid Photovoltaic Systems in Ecuador. *Sustainability*, 16(21), 9466.
<https://doi.org/10.3390/su16219466>
- Mogrovejo, M., Barragán, A., Zalamea-León, E., & Serrano-Guerrero, X. (2024). Barriers to the Implementation of On-Grid Photovoltaic Systems in Ecuador. *Sustainability*, 16(21), 9466.
<https://doi.org/10.3390/su16219466>
- Muñoz, G. E., Arteaga, H. F., & Mero, H. N. (2025). Análisis del Comportamiento de la Radiación Solar y su Influencia Estacional en la Eficiencia de Sistemas Fotovoltaicos en Zonas Costeras del Ecuador.

MQRInvestigar, 9(3), e876-e876.

<https://doi.org/10.56048/MQR20225.9.3.2025.e876>

Narjabadifam, N., Fouladvand, J., & Gül, M. (2023). Critical Review on Community-Shared Solar—Advantages, Challenges, and Future Directions. *Energies*, 16(8), 3412. <https://doi.org/10.3390/en16083412>

Navothna, B., & Thotakura, S. (2022). Analysis on Large-Scale Solar PV Plant Energy Performance—Loss—Degradation in Coastal Climates of India. *Frontiers in Energy Research*, 10. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.857948>

NFPA. (2026). *NFPA 70 (NEC) Code Development*. <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/nfpa-70-standard-development/70>

Nie, Y., Li, X., Scott, A., Sun, Y., Venugopal, V., & Brandt, A. (2023). SKIPP'D: A SKy Images and Photovoltaic Power Generation Dataset for short-term solar forecasting. *Solar Energy*, 255, 171-179. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.03.043>

Oloyede, M. O., Akpakwu, G. A., Myburgh, H. C., De Freitas, A., & Kunatsa, T. (2024). A Review on State-of-Charge Estimation Methods, Energy Storage Technologies and State-of-the-Art Simulators: Recent Developments and Challenges. *World Electric Vehicle Journal*, 15(9), 381. <https://doi.org/10.3390/wevj15090381>

Ordóñez, L. (2022). Vol. 18 Núm. 2 (2022): *Revista Técnica «energía»*, Edición No. 18, ISSUE II | *Revista Técnica «energía»*. <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/issue/view/22>

- Osseily, H. A. (2024). Measurements, Analysis and Improvement of Power Quality for a Radio Station Building in Beirut—Lebanon. *Power System Technology*, 48(1), 1476-1492.
<https://doi.org/10.52783/pst.423>
- Piras, G., & Sferra, A. S. (2024). Environmental Product Declarations as a Data Source for the Assessment of Environmental Impacts during the Use Phase of Photovoltaic Modules: Critical Issues and Potential. *Energies*, 17(2), 482. <https://doi.org/10.3390/en17020482>
- Poonpakdee, P., Samutpraphut, B., Thianpong, C., Chokphoemphun, S., Eiamsa-ard, S., Maruyama, N., & Hirota, M. (2022). Heat Transfer Intensification in a Heat Exchanger by Means of Twisted Tapes in Rib and Sawtooth Forms. *Energies*, 15(23), 8855.
<https://doi.org/10.3390/en15238855>
- Qin, W., Xu, W., Wang, L., Ren, D., Cheng, Y., Song, W., Jiang, T., Ma, L., & Zhang, C. (2022). Bacteria-Elicited Specific Thrombosis Utilizing Acid-Induced Cytolysin A Expression to Enable Potent Tumor Therapy. *Advanced Science*, 9(15), 2105086.
<https://doi.org/10.1002/advs.202105086>
- Radchenko, M., Radchenko, A., Trushliakov, E., Koshlak, H., & Radchenko, R. (2023). Advanced Method of Variable Refrigerant Flow (VRF) Systems Designing to Forecast Onsite Operation—Part 2: Phenomenological Simulation to Recoup Refrigeration Energy. *Energies*, 16(4), 1922. <https://doi.org/10.3390/en16041922>
- Rahimpour, S., Husev, O., & Vinnikov, D. (2022). Design and Analysis of a DC Solid-State Circuit Breaker for Residential Energy Router

Application. *Energies*, 15(24), 9434.

<https://doi.org/10.3390/en15249434>

Rao, C. K., Sahoo, S. K., & Yanine, F. F. (2024). An IoT-based intelligent smart energy monitoring system for solar PV power generation. *Energy Harvesting and Systems*, 11(1). <https://doi.org/10.1515/ehs-2023-0015>

Resende, Ê. C., Simões, M. G., & Freitas, L. C. G. (2024). Anti-Islanding Techniques for Integration of Inverter-Based Distributed Energy Resources to the Electric Power System. *IEEE Access*, 12, 17195-17230. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3357710>

Roy, A., Meshram, S., Patil, R. B., Arun, S., & Kore, A. (2024). Life cycle testing and reliability analysis of prismatic lithium-iron-phosphate cells. *International Journal of Sustainable Energy*, 43(1), 2337439. <https://doi.org/10.1080/14786451.2024.2337439>

Ruiz, G., Arjona, M. A., Hernandez, C., & Escarela, R. (2023). Design Optimization of an Axial Flux Magnetic Gear by Using Reluctance Network Modeling and Genetic Algorithm. *Energies*, 16(4), 1852. <https://doi.org/10.3390/en16041852>

Shan, R., Duan, J., Zeng, Y., Qian, J., Dong, G., Zhu, M., & Zhao, J. (2024). Study on the Thermal Field of a Hydro-Generator under the Effect of a Plateau Climate. *Energies*, 17(4), 932. <https://doi.org/10.3390/en17040932>

Silverman, T., Deceglie, M., & Repins, I. (2022, noviembre). *Analysis of the Impact of Sub-Bandgap Reflectance on the Operating Temperature of*

- Fielded Photovoltaic Modules*. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <https://ieeexplore.ieee.org/document/9863622>
- Sohouli, E., Adib, K., Maddah, B., & Najafi, M. (2022). Preparation of a supercapacitor electrode based on carbon nano-onions/manganese dioxide/iron oxide nanocomposite. *Journal of Energy Storage*, 52, 104987. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104987>
- Solarama. (2022, enero 31). *¿Qué son las conexiones de paneles solares? En serie o paralelo*. <https://solarama.mx/blog/conexiones-de-paneles-solares/>
- Stanchev, P., & Hinov, N. (2025). Comparative Techno-Economic and Life Cycle Assessment of Stationary Energy Storage Systems: Lithium-Ion, Lead-Acid, and Hydrogen. *Batteries*, 11(10), 382. <https://doi.org/10.3390/batteries11100382>
- Su, J., Tang, C., & Liu, Z. (2025). A Prediction Optimization Method with Federated Learning and Neural Architecture Search for Distributed Renewable Energy Sources. *Distributed Generation & Alternative Energy Journal*, 213-238. <https://doi.org/10.13052/dgaej2156-3306.4021>
- Suarez, C. A. S., & Giler, J. W. M. (2024). Análisis del potencial de irradiancia solar en el cantón Portoviejo, Ecuador. *Revista Científica Arbitrada Multidisciplinaria PENTACIENCIAS*, 6(5), 194-202. <https://doi.org/10.59169/pentaciencias.v6i5.1203>
- Tsegay, M. G., Gebretinsae, H. G., G. Welegergs, G., Maaza, M., & Nuru, Z. Y. (2022). Novel green synthesized Cr₂O₃ for selective solar absorber: Investigation of structural, morphological, chemical, and

optical properties. *Solar Energy*, 236, 308-319.

<https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.03.011>

Wampack, A. (2024, noviembre 6). Introduction to power quality: The problem we can't ignore anymore. *Withthegrid*.

<https://withthegrid.com/introduction-to-power-quality/>

Wang, D., Sun, H., Ge, Y., Cheng, J., Li, G., Cao, Y., Liu, W., & Meng, J. (2024). Operation effect evaluation of grid side energy storage power station based on combined weight TOPSIS model. *Energy Reports*, 11, 1993-2002. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.01.056>

Wang, G., Wang, Y., Gao, Y., Hua, W., Ni, Q., & Zhang, H. (2022). Thermal Model Approach to the YASA Machine for In-Wheel Traction Applications. *Energies*, 15(15), 5431.

<https://doi.org/10.3390/en15155431>

Waseem, M., Ahmad, M., Parveen, A., & Suhaib, M. (2023). Battery technologies and functionality of battery management system for EVs: Current status, key challenges, and future perspectives. *Journal of Power Sources*, 580, 233349.

<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2023.233349>

Wimmers, A., & Madlener, R. (2024). The European Market for Guarantees of Origin for Green Electricity: A Scenario-Based Evaluation of Trading under Uncertainty. *Energies*, 17(1), 104.

<https://doi.org/10.3390/en17010104>

Yaacoub, A., Esseghir, M., & Merghem-Boulaiah, L. (2023). A Review of Different Methodologies to Study Occupant Comfort and Energy

Consumption. *Energies*, 16(4), 1634.

<https://doi.org/10.3390/en16041634>

Yajamín, G. S. I., Carrión, D. F. C., Gualán, D. F. V., Zurita, R. C. B., & Carrion, H. D. C. (2023). Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador: Avances, desafíos y perspectivas. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, 7(3), 9493-9509.

https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v7i3.6835

Zhang, Y., Li, Y., Ji, W., & Wang, S. (2022). A Fine-Grained Geolocalization Method for User Generated Short Text. *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 17(10), 1485-1494.

<https://doi.org/10.1002/tee.23659>



Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Garcés Gómez, André Jofiel** con C.C: **0923657571** autor del Trabajo de Integración Curricular: **Diseño de un sistema fotovoltaico con almacenamiento energético para respaldo del suministro eléctrico del Edificio Pastoral de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil**, previo a la obtención del título de **Magister en Electricidad Con Mención En Energías Renovables Y Eficiencia Energética**, en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de integración curricular para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de integración curricular, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 7 de agosto del 2026

Garcés Gómez, André Jofiel

C.C: 0923657571



**Presidencia
de la República
del Ecuador**



**Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes**



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA			
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR			
TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Diseño de un sistema fotovoltaico con almacenamiento energético para respaldo del suministro eléctrico del Edificio Pastoral de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.		
AUTOR(ES)	Garcés Gómez, André Jofiel		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo PhD/ Kety Peñafiel Olivo, MSc/Ronnie Bonilla Sánchez, MSc.		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.		
FACULTAD:	Sistema de Posgrado		
CARRERA:	Maestría en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Magister en Electricidad Con Mención En Energías Renovables Y Eficiencia Energética.		
FECHA DE PUBLICACIÓN:		No. DE PÁGINAS:	114
ÁREAS TEMÁTICAS:	Energías renovables, radiación solar		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Panel solar, cargas, ETAP, inversor, horas pico, baterías.		
El presente trabajo de integración curricular tiene como objetivo diseñar un sistema fotovoltaico con almacenamiento energético para el respaldo eléctrico del Edificio Pastoral de la UCSG, mediante el análisis de cargas, dimensionamiento del sistema, selección de equipos disponibles en Ecuador y evaluación técnico, económica y ambiental, con el fin de reducir costos, garantizar continuidad del servicio, a su vez disminuir emisiones. La explicación se fundamenta en la introducción de energías renovables en el campus refleja los criterios de los rankings de sostenibilidad que tienen en cuenta cada vez más las métricas de ahorro de energía y uso de energías verdes. Por último, el proyecto crea oportunidades de aprendizaje activo para los estudiantes de ingeniería eléctrica en forma de trabajo de laboratorio, investigación de tesis y trabajos de titulación futuros basados en la plataforma real de experimentación y monitoreo. La hipótesis insinúa el diseño del sistema fotovoltaico de 23,6 kWp con almacenamiento en baterías LiFePO4 de 43,2 kWh dé como resultado el 100% de la cobertura de la demanda de carga general del Edificio Pastoral de la UCSG, con una capacidad de refugio de al menos 4 horas de corte de suministro eléctrico, pase a ahorrar Marque el costo anual de la factura eléctrica de la institución, con un período de recuperación de la inversión inferior a 15 años.			
ADJUNTO PDF:	☒ SI		☐ NO
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593 960150994	E-mail: agarces369@gmail.com	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN:	Nombre: Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, PhD		
COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE	Teléfono: +593 995147293		
	E-mail: celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			