



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
SUBSISTEMA DE POSGRADO**

**MAESTRIA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN ENERGIAS
RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TEMA:

Estudio de un sistema de respaldo de energía renovable para la
Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo UCSG

AUTOR:

Ing. Juan Carlos Loayza Yepez

Trabajo de Titulación previo a la obtención del Grado Académico
de Magíster Electricidad con Mención Energías Renovables y
Eficiencia Energética

TUTOR:

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, PhD.

Guayaquil, 03 de septiembre del 2026



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN ENERGIAS
RENOVABLES**

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por Juan Carlos Loayza Yépez como requerimiento parcial para la obtención del Grado Académico de MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN ENERGIAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

TUTOR

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, PhD.

DIRECTOR DEL PROGRAMA

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, PhD.

Guayaquil, 03 de septiembre del 2026



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN ENERGIAS
RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Juan Carlos Loayza Yepez

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación “**Estudio de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo UCSG**”, previa a la obtención del grado Académico de Magíster, ha sido desarrollado en base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del trabajo de titulación del Grado Académico en mención.

Guayaquil, 03 de septiembre del 2026

EL AUTOR

Ing. Juan Carlos Loayza Yepez



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN ENERGIAS
RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

AUTORIZACIÓN

Yo, Juan Carlos Loayza Yepez

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del trabajo de titulación de Maestría titulado: **“Estudio de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo UCSG”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 03 días del mes de septiembre del año 2026

EL AUTOR

Ing. Juan Carlos Loayza Yepez

INFORME DE COMPILATIO

En el siguiente trabajo de titulación se obtuvo un porcentaje de plagio de un 4%.



Certificado de análisis

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

TESIS M final

ID : ed5121aff1d7667462cdc663e6906a75937e7eec



4%

Textos sospechosos

Nombre del fichero : TESIS M final.txt
Tamaño del archivo original : 18,5 MB
Número de palabras : 23.274

Depositante : Ronnie Alexander Bonilla Sánchez
Fecha de depósito : 11 de agosto de 2026
Tipo de carga : interface
Fecha de fin de análisis : 11 de agosto de 2026

Resumen (sección 1/2)

Localización de los textos sospechosos en el documento :



Incluido en el porcentaje de textos sospechosos :



Similitudes

4%

Pasajes con similitudes a fuentes encontradas en diferentes colecciones.



Detección de IA

8%

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.



Idiomas no reconocidos

4%

Pasajes en los que parte del vocabulario utilizado no forma parte del diccionario de la lengua.
Puede tratarse de un intento del autor de modificar el texto para evitar ser detectado.



No incluido en el porcentaje de textos sospechosos :



Textos entre comillas

<1%

Docente Tutor

Dedicatoria

A mi madre, quien estuvo presente en cada etapa de mi formación como profesional y me brindó su apoyo incondicional durante este período académico en el que alcancé el grado de Magíster; su fortaleza y amor fueron el sustento que me impulsó a culminar esta meta.

A mi padre, quien partió antes de ver este logro, pero cuya guía, sacrificio y apoyo durante los años que estuvo a mi lado sembraron en mí los valores y la determinación que hoy me definen como profesional. Su memoria es y será siempre mi mayor inspiración.

A mi padrastro, por haberme brindado su sabiduría y paciencia, por acompañarme con generosidad y por enseñarme que el apoyo genuino no conoce de sangre, sino de voluntad y entrega.

A cada una de estas personas que, desde sus distintos roles, han sido pilares fundamentales en mi vida: este logro es también suyo. Tengo la plena convicción de que sin el respaldo y el cariño de quienes me son más cercanos, no sería el profesional que soy hoy.

Juan Carlos Loayza Yépez.

Agradecimientos

Expreso mi más sincero agradecimiento a mis familiares, quienes una vez más depositaron su confianza en mí y han sabido mantenerla a lo largo de cada etapa de mi desarrollo personal y profesional. Su respaldo constante ha sido un ancla de seguridad en los momentos de mayor exigencia académica.

A la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, institución que me acogió y me formó a lo largo de un extenso y enriquecedor recorrido estudiantil, por brindarme no solo el conocimiento técnico y científico, sino también la experiencia académica y los valores que hoy fundamentan mi ejercicio profesional.

De manera especial, agradezco al PhD. Celso Bohorques Bayardo Escobar, por su invaluable apoyo, dedicación y, sobre todo, por su insistencia en motivarme a dar el paso hacia el sistema de posgrado.

Al MSc. Ronnie Alexander Bonilla Sánchez, por su disposición y generosidad al compartir las pautas metodológicas necesarias para estructurar adecuadamente este trabajo.

A todas las personas que, de una u otra forma, contribuyeron a la realización de este trabajo, mi profundo reconocimiento y gratitud.

Juan Carlos Loayza Yepez.



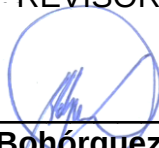
**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**
SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN ENERGIAS
RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

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

f. 
Ing. Ronnie Bonilla Sánchez, MS.c.

REVISOR

f. 
Ing. Daniel Bohórquez Heras, MSc.

REVISOR

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

INDICE

CAPITULO I	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.3. JUSTIFICACIÓN	2
1.3.1. Justificación técnica	2
1.3.2. Justificación económica	3
1.4. OBJETIVOS	3
1.4.1. Objetivo general	3
Objetivos específicos.....	3
1.5. ALCANCE Y DELIMITACIÓN	4
1.6. HIPÓTESIS	4
1.7. METODOLOGÍA	4
1.8. RESULTADOS ESPERADOS	5
1.9. IMPACTO DEL PROYECTO	5
1.9.1. Impacto social	5
1.9.2. Impacto ambiental.....	6
1.9.3. Impacto económico	6
CAPÍTULO II	7
2. MARCO TEÓRICO	7
2.1. Sistemas eléctricos en edificaciones educativas	7
2.1.1. Acometida eléctrica y tipos de conexión	8
2.2. Estudio y análisis de cargas eléctricas.....	12
2.3. Sistema eléctrico de respaldo	17
2.3.1. Definición y objetivos de los sistemas de respaldo	19
2.3.2. Clasificación general: Sistema respaldado.	19
2.4. Energías renovables y energía solar fotovoltaica.....	23
2.4.1. Efecto Fotovoltaico.....	26
2.5.1. Composición	28
2.5.2. Tipos de módulos fotovoltaicos.	29
2.6. Estructura de instalación.....	32
2.7. Sistemas fotovoltaicos.....	33
2.7.1. Sistema conectado a red.....	34

2.7.2.	Sistema independiente	34
2.7.3.	Sistemas híbridos	36
2.7.4.	Configuración de módulos fotovoltaicos	37
2.7.5.	Tipos de controladores	40
2.8.	Integración del sistema FV con red eléctrica.	42
2.9.	Protecciones del sistema.....	45
2.10.	Sistema puesta a tierra.....	48
2.10.1.	Resistividad del terreno	49
2.10.2.	Toma a tierra.	50
2.10.3.	Mejoradores de resistividad	51
CAPÍTULO II		52
3.	NORMATIVAS	52
3.1.	Medidor Normativo	52
3.2.	Normativa técnica nacional y sostenibilidad.....	54
3.2.1.	Autoabastecimiento	56
3.2.2.	Certificación y viabilidad de conexión	58
3.3.	Diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.....	60
CAPÍTULO III.....		61
4.	DIMENSIONAMIENTO	61
4.1.	Ubicación y área de trabajo.....	61
4.2.	Descripción del sistema eléctrico existente.....	62
4.2.1.	Media tensión	62
4.2.2.	Baja tensión	64
4.3.	Caracterización del punto de conexión.	65
4.4.	Corrientes Medidas en Baja Tensión.....	67
4.7.	Utilización del Transformador	68
4.8.	Recurso Solar — Horas Sol Pico (HSP)	68
4.9.	Dimensionamiento del SGDA como sistema de respaldo.....	69
4.9.1.	Potencia FV propuesta.	69
4.9.3.	<i>Corrección de temperatura.</i>	71
4.9.4.	Número de módulos	71
4.9.5.	Selección de inversor.	72
4.9.6.	Configuración del Arreglo (<i>Strings</i>).....	73

4.9.7.	Producción energética estimada	75
4.9.8.	Dimensionamiento del Cableado	77
4.9.9.	Cableado de Corriente Alterna (CA)	78
4.10.	Plan de Rebalanceo de Fases	79
4.11.	Potencia Activa de carga a respaldar	81
4.12.	Resumen de Resultados	83
CAPITULO VII		86
5.	SIMULACIÓN	86
5.1.	Simulador.	86
5.2.	Datos geográficos e Irradiación.	87
5.3.	Dimensionamiento del sistema	88
5.4.	Selección de modulo fotovoltaico.	90
5.5.	Selección de inversor	92
5.6.	Diseño de protecciones y cableado.	94
5.7.	Banco de baterías del sistema.	96
5.8.	Esquema eléctrico.	98
CAPITULO V		102
6.	ANÁLISIS ECONOMICO	102
6.1.	Simulador de análisis económico	102
6.2.	Costo del sistema hibrido.	103
6.3.	Informe Económico	104
CONCLUSIONES		109
RECOMENDACIONES		111
REFERENCIAS		112
GLOSARIO		127
TERMINOLOGIAS		130
ANEXOS		132
DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN		144

INDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 Sistemas monofásico y trifásico.	9
Figura 2-2 Acometida aérea y subterránea.	10
Figura 2-3 Conexión tipo estrella.	11
Figura 2-4 Conexión tipo delta.	12
Figura 2-5 Medición de corriente alterna.	15
Figura 2-6 Sistema de respaldo a batería.	18
Figura 2-7 UPS marca Surge para servidores	20
Figura 2-8 Kit de generación renovable híbrido marca Greef	21
Figura 2-9 Diagrama de microrred.	22
Figura 2-10 Energías renovables.	24
Figura 2-11 Energía solar.	25
Figura 2-12 Efecto fotovoltaico.	26
Figura 2-13 funcionamiento de célula fotovoltaica.	28
Figura 2-14 Estructura de armado de un módulo fotovoltaico.	29
Figura 2-15 Módulo monocristalino.	30
Figura 2-16 Módulo policristalino.	30
Figura 2-17 Módulo bifacial.	32
Figura 2-18 Estructura de instalación para módulos fotovoltaicos.	33
Figura 2-19 Sistema fotovoltaico independiente.	33
Figura 2-20 Diagrama "on-grid" vs "off-grid".	36
Figura 2-21 Sistema fotovoltaico híbrido.	37
Figura 2-22 Datasheet del inversor SG01HP3	38
Figura 2-23 Controlador de carga MPPT de 60A JNGE.	40
Figura 2-24 Inversor con controlador de carga Huawei.	42
Figura 2-25 SGDA interconectado a red.	43
Figura 2-26 Instalación de módulos fotovoltaicos.	45
Figura 2-27 Fusible gPV ENERTIK.	46
Figura 2-28 Descargador de sobretensión para exteriores.	47
Figura 2-29 Puesta a tierra.	48
Figura 2-30 Saco Gem Mejorador de Suelo.	51
Figura 3-1 Medidor bidireccional trifásico ISKRA MT-174.	52
Figura 3-2 Modalidad de autoabastecimiento.	57
Figura 4-1 Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo UCSG.	61
Figura 4-2 Acometida interna del campus UCSG.	62
Figura 4-3 Entrada a cuarto de transformadores FETD.	63
Figura 3-4 Banco de transformadores de la FETD.	63
Figura 4-5 Interruptor automático principal.	64
Figura 4-6 Diagrama unifilar CA FETD.	66
Figura 4-7 Modulo JA Solar JAM72S30-550/MR.	71
Figura 4-8 String inverter PVS-350-TL	72
Figura 4-9 Distancia entre módulos.	78
Figura 5-1 Programa Solarius PV.	86

Figura 5-2 Apartado: Localidad.....	87
Figura 5-3 Barra de herramientas Solarius,	88
Figura 5-4 Apartado: instalaciones.....	89
Figura 5-5 Diseñador Bim.	89
Figura 5-6 Vista 3D del proyecto.	90
Figura 5-7 Tarea diseño de campo FV.	91
Figura 5-8 Modulo JAM72S30-555/MR	91
Figura 5-9 Módulos colocados	91
Figura 5-10 Pestaña de creación del generador fotovoltaico.	92
Figura 5-11 Tarea Diseño.	93
Figura 5-12 Datos Inversor.	93
Figura 5-13 Pestaña creación.	94
Figura 5-14 Tarea detalles.....	95
Figura 5-15 barra de tareas opción Sistema de Almacenamiento.....	96
Figura 5-16 Dimensionamiento.....	96
Figura 5-17 Declaración de ubicación del sistema.....	97
Figura 5-18 Declaración de sistema de almacenamiento.....	97
Figura 5-19 Catalogo de Baterías.	98
Figura 5-20 Resumen de instalación	99
Figura 5-21Cuadros del sistema.	99
Figura 5-22 Diagrama unifilar FV FED	100
Figura 6-1 Análisis económico simulado.....	105

INDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Tabla Ohmios por tipo de suelo	49
Tabla 2-2 Tipos de electrodos.....	50
Tabla 3-1 Corrientes en media y potencias aparentes por línea.....	67
Tabla 4-2 Parámetros solares del punto.	69
Tabla 4-3 Potencia total bajo demanda regular.	69
Tabla 4-4 Datasheet modulo JA Solar JAM72S30-550/MR.	70
Tabla 4-5 Especificaciones del inversor PVS-350-TL.	72
Tabla 4-6 Resumen del arreglo fotovoltaico.	75
Tabla 4-7 Factores de pérdida del sistema PV.	76
Tabla 4-8 Indicadores de producción energética SGDA.	77
Tabla 4-9 Conductores.	79
Tabla 4-10 Estado pre- / postbalance de fases.....	80
Tabla 4-11 parámetros aproximados del sistema en funcionamiento.	81
Tabla 4-12 Factores a considerar durante el cálculo de banco de baterías..	82
Tabla 4-13 resumen de configuración de banco de baterías.....	83
Tabla 4-14 Resumen del SGDA,	84
Tabla 6-1 Presupuesto SGDA, permisos y mano de obra.	103
Tabla 6-2 Periodo de retorno, VAN, TIR, en tiempo de vida útil del proyecto de 25 años según Regulación ARCONEL 005/24.	107

INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 2-1 Voltaje total en serie.....	38
Ecuación 2-2 Corriente total en serie.....	38
Ecuación 2-3 Corriente total en paralelo.	39
Ecuación 2-4 Voltaje total en paralelo.	39
Ecuación 2-5 Vmax de circuito abierto.	40
Ecuación 1-6 Resistividad eléctrica.....	49
Ecuación 4-1 Corriente nominal en baja tensión.	65
Ecuación 4-2 Potencia aparente por fase.	67
Ecuación 4-3 Sumatoria de potencias aparentes.	67
Ecuación 4-4 Potencia activa de la carga.	67
Ecuación 4-5 porcentaje de desequilibrio entre fases,	68
Ecuación 4-6 Cálculo de utilización de transformador.	68
Ecuación 3-7 Potencia del sistema FV.....	69
Ecuación 3-8 Temperatura de célula.	71
Ecuación 4-9 Voltaje de circuito abierto a 15 °C.....	71
Ecuación 4-10 Vmp a a 55 °C.....	71
Ecuación 4-11 Número de módulos.....	71
Ecuación 4-12 Potencia fotovoltaica final.....	72
Ecuación 4-13 Número mínimo de arreglos en serie.....	73
Ecuación 4-14 Número máximo de arreglos en serie.....	74
Ecuación 4-15 Arreglo elegido.....	74
Ecuación 4-16 Voltaje en paralelo de los arreglos.	74
Ecuación 4-17 Arreglo en paralelo final.....	74
Ecuación 4-18 DC/AC ratio.....	74
Ecuación 4-19 Eficiencia global.....	76
Ecuación 4-20 Energía diaria producida.....	76
Ecuación 4-21 Energía mensual producida.....	76
Ecuación 4-22 Energía producida anual.....	76
Ecuación 4-23 Diseño de cableado.....	77
Ecuación 4-24 Porcentaje de caída de tensión en circuito de CC.....	78
Ecuación 4-25 Corriente de diseño en alterna.....	79
Ecuación 4-26 Potencia activa de salida del inversor.....	81
Ecuación 4-27 Energía bruta de autonomía.....	82
Ecuación 4-28 Energía nominal corregida.....	82
Ecuación 6-1 Calculo VAN.....	106
Ecuación 6-2 Calculo TIR.....	107
Ecuación 6-3 Ecuación TIR despejada.....	107

ANEXOS

Anexo 1 Datasheet JAM72S30.	132
Anexo 2 Tabla de especificaciones de cableado AWG.....	133
Anexo 3 Informe Económico Solarius	134
Anexo 4 Ficha técnica detallada.....	135
Anexo 5 Indicadores.....	136
Anexo 6 Datasheet inversor FIMER_PVS-350-TL.	137
Anexo 7 Regulación ARCONEL-004/24.....	138
Anexo 8 Anexo E Regulación Nro. ARCERNNR-008/23.....	139
Anexo 9 Pliego Tarifario en media tensión CNEL Guayas ARCONEL 023/25	140
Anexo 10 Centro de cargas FETD.	141
Anexo 11 Corriente en L1 bajo demanda.	142
Anexo 12 Corriente en L2 bajo demanda	142
Anexo 13 Corriente en L3 bajo demanda.	143

RESUMEN

El presente trabajo de titulación desarrolla el estudio técnico-económico de un sistema de respaldo de energía renovable de tecnología fotovoltaica para la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo (FETD) de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil (UCSG), ante la necesidad institucional de garantizar continuidad operativa en laboratorios, talleres y aulas tecnológicas frente a interrupciones del suministro eléctrico convencional.

El levantamiento técnico de los sistemas eléctricos determinó una demanda total de 107.850 kVA sobre el banco de transformadores de 300 kVA, operando al 35.9% de su capacidad nominal, con corrientes de línea asimétricas $L1 = 310.2$ A, $L2 = 170.0$ A y $L3 = 382.60$ A, evidenciando un desequilibrio de fases del 33.0% que requiere corrección prioritaria. El dimensionamiento del SGDA, resultó en 584 módulos monocristalinos JA Solar de 550 Wp, organizados en 12 *strings*, con potencia pico instalada de 321.20 kWp, un inversor trifásico FIMER PVS-350-TL, y capacidad de autoabastecimiento mayor a 6 horas.

La simulación en Solarius PV validó una eficiencia global del sistema del 86.6% y una producción energética anual de 345,195.1 kWh/año, cubriendo el 121.75% de la demanda en horario solar. El análisis económico determinó una Tasa Interna de Retorno proyectada del 4.09% en el octavo año, incrementándose hasta el 14.69% en un horizonte de 25 años, superando las tasas de referencia del mercado financiero ecuatoriano y ratificando la viabilidad competitiva y sostenible de la inversión, enmarcada en la Regulación ARCERNNR-008/23.

Palabras clave: sistema fotovoltaico, generación distribuida, autoabastecimiento, ARCERNNR-008/23, análisis de cargas, Solarius PV, TIR.

ABSTRACT

This thesis develops the technical-economic study of a renewable energy backup system using photovoltaic technology for the Faculty of Technical Education for Development (FETD) at the Catholic University of Santiago de Guayaquil (UCSG), in response to the institutional need to ensure operational continuity in laboratories, workshops, and technological classrooms in the event of interruptions to the conventional electricity supply.

The technical assessment of the electrical systems determined a total active demand of 107.850 kVA on the 300 kVA transformer bank, operating at 35.9% of its nominal capacity, with asymmetric line currents $L1 = 310.2$ A, $L2 = 170.0$ A, and $L3 = 382.60$ A, showing a phase imbalance of 33.0% that requires priority correction. The sizing of the SGDA resulted in 584 JA Solar monocrystalline modules of 550 Wp, organized into 12 strings, with an installed peak power of 321.2 kWp, a three-phase inverter FIMER PVS-350-TL, and a self-sufficiency capacity of over 6 hours.

The simulation in Solarius PV validated an overall system efficiency of 86.6% and an annual energy production of 345,195.1 kWh/year, covering 121.75% of the demand during solar hours. The economic analysis determined a projected Internal Rate of Return of 4.09% in the eighth year, increasing to 14.69% over a 25-year horizon, surpassing the benchmark rates of the Ecuadorian financial market and confirming the competitive and sustainable viability of the investment, framed within Regulation ARCERNNR-008/23.

Keywords: photovoltaic system, distributed generation, self-supply, ARCERNNR-008/23, load analysis, Solarius PV, IRR.

CAPITULO I

GENERALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

La creciente dependencia de las instituciones universitarias respecto al suministro eléctrico convencional, combinada con la inestabilidad de las redes de distribución y los efectos del cambio climático sobre la generación tradicional, evidencia la necesidad urgente de implementar sistemas de respaldo basados en fuentes de energía renovable. Mantener continuidad operativa de laboratorios, aulas tecnológicas, centros de datos y plataformas académicas digitales resulta indispensable para preservar la calidad del proceso formativo. En este contexto, el estudio de sistemas de respaldo renovable se constituye en una respuesta técnica, ambiental y estratégica ante la vulnerabilidad energética que enfrentan las universidades actualmente.

El sistema eléctrico ecuatoriano ha experimentado, desde el año 2025, períodos prolongados de estiaje que han reducido de forma significativa la generación hidroeléctrica, principal fuente de energía del país. Provocando así restricciones en el suministro eléctrico acompañados de cortes programados, afectando las actividades de diversos sectores, entre ellos el educativo. Las instituciones de educación superior, en especial las técnicas, dependen de un suministro eléctrico confiable para la operación de laboratorios, talleres, equipos informáticos y sistemas de apoyo académico, por lo que las interrupciones del servicio representan un problema técnico y operativo relevante.

La UCSG presenta perfiles de carga eléctrica complejos, donde coexisten equipos de instrumentación, talleres con maquinaria de alta demanda, laboratorios de cómputo y aulas tecnológicas con requerimientos diferenciados de continuidad, la facultad tiene superficies horizontales las cuales permiten la inclusión de instalaciones fotovoltaicas. El diseño de un

sistema de respaldo de energía renovable sustentado en un estudio de carga detallado, análisis de factibilidad técnica y evaluación de tipologías como la solar fotovoltaica, permite dimensionar soluciones alineadas a la normativa vigente, técnicamente viables y económicamente sostenibles, proyectando a la institución hacia estándares de eficiencia energética, resiliencia operativa y responsabilidad ambiental.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El sistema eléctrico ecuatoriano ha presentado, desde el año 2025, una condición crítica caracterizada por períodos prolongados de estiaje, los cuales han reducido significativamente la generación hidroeléctrica, principal fuente de energía del país. Esta situación ha provocado cortes programados, restricciones en el suministro y una mayor vulnerabilidad del sistema eléctrico nacional.

La Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil presenta una demanda eléctrica significativa, la facultad cuenta con generador exclusivo para el edificio administrativo y actualmente depende casi en su totalidad del suministro de red pública, sin contar con un sistema basado en fuentes renovables que permita mitigar los efectos de los cortes eléctricos.

Esta situación muestra que es necesario diseñar un sistema de energía de respaldo sostenible, capaz de asegurar el funcionamiento continuo incluso cuando falle el suministro eléctrico o se presenten períodos de sequía.

1.3. JUSTIFICACIÓN

1.3.1. Justificación técnica

Este estudio permitirá evaluar y diseñar un sistema de respaldo con energía renovable basada en tecnología solar fotovoltaica, integrado a la infraestructura eléctrica actual de la facultad. Además, el análisis de cargas y

el diseño del sistema ayudarán a aumentar la confiabilidad y la capacidad de resiliencia del suministro eléctrico institucional.

1.3.2. Justificación económica

La implementación de un sistema fotovoltaico de respaldo permitirá reducir las pérdidas económicas asociadas a la interrupción de actividades académicas y al deterioro de equipos eléctricos, además de disminuir progresivamente los costos operativos relacionados con el consumo de energía de red pública permitiendo ahorrar en horario diurno en un periodo de hasta 12 horas reduciendo el consumo hasta un 60%.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo general

Diseñar un sistema respaldado por energía renovable basado en tecnología solar fotovoltaica para la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo, mediante el análisis del sistema eléctrico existente y el estudio de cargas, para asegurar que el suministro de electricidad continúe durante los períodos de estiaje y las interrupciones del sistema eléctrico nacional.

Objetivos específicos

- Realizar levantamiento de información técnica de estructura y sistemas.
- Dimensionar el sistema fotovoltaico de respaldo y sus componentes.
- Diseñar el esquema de integración del sistema con la red eléctrica.
- Elaborar la memoria técnica del sistema propuesto.
- Realizar la simulación del sistema en el programa Solarius PV.

1.5. ALCANCE Y DELIMITACIÓN

El presente proyecto se enfoca exclusivamente en el sistema eléctrico de la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, considerando un área de 7686,12 m² sin incluir el parqueadero principal de la planta baja.

Dentro del mismo predio universitario, la facultad comparte terreno con las instalaciones de UCSG Televisión y UCSG Radio, no obstante, estos edificios quedan expresamente fuera del alcance del estudio, ya que cuentan con un transformador propio y un sistema de alimentación independiente.

Por tanto, el trabajo se limita exclusivamente a las instalaciones, cargas y tableros ubicados aguas abajo del transformador que abastece a la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo, excluyendo cualquier análisis de demanda, calidad de energía o propuestas de mejora relacionadas con UCSG Televisión y UCSG Radio.

Esta delimitación garantiza que el diagnóstico, el estudio de cargas y el diseño del sistema. se desarrollen sobre un perímetro claramente definido y eléctricamente coherente.

1.6. HIPÓTESIS

La implementación de un sistema de respaldo basado en tecnología solar fotovoltaica, adecuadamente dimensionado e integrado a red existente, permitirá mantener continuidad del suministro eléctrico de las cargas críticas de la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo durante períodos de estiaje y fallas del sistema eléctrico nacional.

1.7. METODOLOGÍA

La investigación se clasifica como aplicada, con un enfoque mixto, con alcance descriptivo/propositivo y un diseño no experimental de tipo transversal.

La metodología contempla el levantamiento de información, el estudio de cargas, el análisis del sistema eléctrico existente, el diseño del sistema fotovoltaico de respaldo, la elaboración de la memoria técnica y la simulación del sistema diseñado mediante el software Solarius PV.

1.8. RESULTADOS ESPERADOS

Se espera obtener el diagnóstico del sistema eléctrico, el diseño técnico del sistema fotovoltaico de respaldo, la reducción de la vulnerabilidad energética institucional y beneficios técnicos, económicos asociados a la aplicación del sistema.

1.9. IMPACTO DEL PROYECTO

La aplicación del sistema de respaldo de energía renovable basado en tecnología solar fotovoltaica para la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil generará impactos positivos en los ámbitos social, ambiental y económico, contribuyendo a fortalecer la resiliencia energética institucional frente a los períodos de estiaje eléctrico que afectan al país desde el año 2025.

1.9.1. Impacto social

Desde la perspectiva social, el proyecto permitirá sostener las actividades académicas y formativas de la facultad durante interrupciones del suministro eléctrico, disminuyendo el impacto sobre estudiantes, docentes y personal administrativo.

La disponibilidad de energía para operar laboratorios, talleres y sistemas informáticos favorece la mejora de la calidad del proceso educativo y evita retrasos en el cumplimiento de los planes académicos establecidos.

Adicionalmente, el proyecto promueve una cultura de sostenibilidad y uso responsable de la energía dentro de la comunidad universitaria,

fortaleciendo la conciencia sobre la importancia de adoptar soluciones tecnológicas limpias y resilientes frente a crisis energéticas nacionales.

1.9.2. Impacto ambiental

En el ámbito ambiental, el uso de energía solar fotovoltaica como sistema de respaldo ayuda a disminuir la emisión de gases que provocan el efecto invernadero, al disminuir la dependencia de fuentes de generación convencionales durante los períodos de operación del sistema. Este impacto es especialmente relevante en un contexto donde la matriz energética nacional, altamente dependiente de la generación hidroeléctrica, se ve afectada por condiciones hidrológicas adversas.

Asimismo, el proyecto fomenta la diversificación de la matriz energética institucional y el aprovechamiento de fuentes renovables, alineándose con los principios de sostenibilidad ambiental y con los objetivos de mitigación del cambio climático.

1.9.3. Impacto económico

Desde el punto de vista económico, el proyecto permitirá reducir las pérdidas asociadas a la interrupción de actividades académicas y al posible deterioro de equipos eléctricos sensibles debido a cortes de energía. Implementar un sistema fotovoltaico de respaldo también aportará a una reducción progresiva del consumo de energía proveniente de la red pública durante los períodos de alta disponibilidad solar.

A mediano y largo plazo, el proyecto generará beneficios económicos asociados a la optimización del uso de la energía, la disminución de los costos operativos y la mejora en la planificación del gasto energético en la institución, lo que contribuye a fortalecer la sostenibilidad financiera de la facultad.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Sistemas eléctricos en edificaciones educativas

La seguridad, el cumplimiento de las normativas y la eficiencia energética son los principales objetivos de los sistemas eléctricos en los edificios educativos, para salvaguardar a estudiantes y personal. Para optimizar el diseño, se crean circuitos independientes para enchufes e iluminación.

Según *Farinango Guaña (2023)*, y la norma ecuatoriana de la construcción, las edificaciones destinadas a la educación técnica presentan requerimientos eléctricos particulares, debido a la coexistencia de cargas convencionales como iluminación y tomacorrientes con equipos especializados propios de laboratorios, talleres y aulas tecnológicas, dichas condiciones hacen necesario que los sistemas eléctricos se diseñen bajo criterios estrictos de seguridad, confiabilidad y continuidad del servicio.

En este contexto, se adoptan estándares como la NEC para el diseño de cableado, sistemas de puesta a tierra y la selección de protecciones termomagnéticas, complementados con normas europeas como la UNE 12464-1 para condiciones de iluminación en espacios de trabajo y entornos educativos.

En palabras de Romero, (2022), en Ecuador, el Ministerio de Educación incluye requisitos para instalaciones automatizadas y centros de transformación, como:

- Iluminación eficiente con LED probado con luxómetros para aulas (Inicial a EGB).
- Circuitos exclusivos de fuerza y toma de tierra para evitar sobrecargas.

- Sistemas de respaldo como UPS para equipos sensibles.

Un sistema eléctrico para edificaciones educativas está compuesto por la acometida eléctrica, los tableros generales y secundarios, los alimentadores y los circuitos derivados. El correcto diseño y dimensionamiento de estos elementos permite garantizar una adecuada distribución de la energía eléctrica, minimizar pérdidas y reducir riesgos asociados a sobrecargas o fallas eléctricas.

2.1.1. Acometida eléctrica y tipos de conexión

La acometida eléctrica constituye el punto de enlace entre la red de distribución del proveedor de energía y la instalación eléctrica interna del edificio. Puede ser aérea o subterránea, dependiendo de factores técnicos, normativos y de seguridad.

En instituciones educativas, la acometida debe diseñarse considerando la demanda máxima prevista, el posible crecimiento futuro de la carga y la necesidad de garantizar la continuidad del suministro eléctrico.

Según Alvarado, J. (2020), las instalaciones eléctricas pueden operar bajo sistemas monofásicos o trifásicos, siendo estos últimos los más utilizados en edificaciones con elevada demanda energética, debido a que permiten una distribución más equilibrada de la carga y una mayor eficiencia en el uso de la energía, concluyendo en que el balance de fases es un aspecto crítico, pues un desbalance puede generar pérdidas adicionales, sobrecalentamiento de conductores y reducción de la vida útil de los equipos.

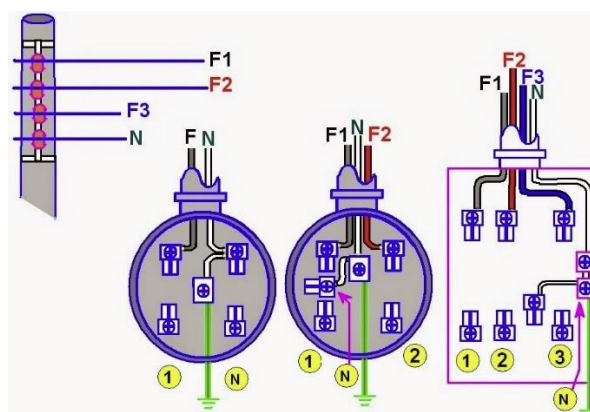
- **Tipos de acometida**

Se clasifican los tipos de acometida principalmente según la cantidad de fases y el modo en que se entregan al usuario, ya sean subterráneas o aéreas (MELFOSUR, 2020).

De acuerdo con la cantidad de fases:

- Monofásico: En general, trabaja en rangos como 120/240 V dependiendo del país y se caracteriza por tener una fase y neutro (más conductor de tierra), lo que es común en hogares y pequeñas cargas.
- Bifásica (termino de uso popular): según Eos (2021), para potencias intermedias y equipos que operan a 220 V, se emplean configuraciones constituidas por dos fases y neutro, derivadas de un sistema trifásico. Diversos autores señalan que, más que un “sistema bifásico real”, este arreglo debe describirse como una derivación de un sistema trifásico, ya que el concepto clásico de bifásico corresponde a dos fases desfasadas 90 grados, hoy prácticamente en desuso.
- Trifásica: Tres fases y neutro (más tierra), habitual en comercios, industrias y edificios con mayor demanda; reparte mejor la carga y permite potencias más altas de forma eficiente.

Figura 2-1 Sistemas monofásico y trifásico.



Fuente: electro-persa.com (2026).

Según su forma de tendido

- Aérea: Conductores desde la red de baja tensión tendidos por postes hasta la edificación; es común en cargas pequeñas y medias, y suele permitirse hasta ciertos kW según normativa local (MELFOSUR, 2020).
- Subterránea: Conductores enterrados en ductos o canalizaciones; obligatoria para acometidas de mayor potencia o por criterios estéticos y de seguridad. (MELFOSUR, 2020).

Figura 2-2 Acometida aérea y subterránea.



Fuente: automatizacionindustrial360.com (2020).

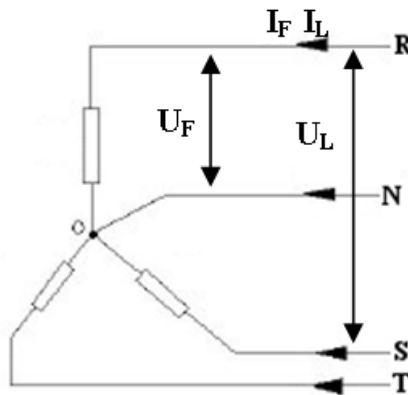
• Tipos de conexión

En sistemas trifásicos las conexiones más usadas son estrella (Y) y delta (Δ), que definen cómo se unen las tres fases entre sí y con el neutro.

Conexión estrella (Y)

- Los extremos de las tres bobinas o fases se unen a un punto común llamado neutro, formando una “Y” (Deam, 2025).
- La tensión de fase es $U_F = U_L/\sqrt{3}$, por lo que cada devanado trabaja a menor tensión que la de línea; esto se usa mucho en redes de transmisión y cuando se necesita conductor neutro (por ejemplo, 3F+N) (Vaello, 2026).

Figura 2-3 Conexión tipo estrella.



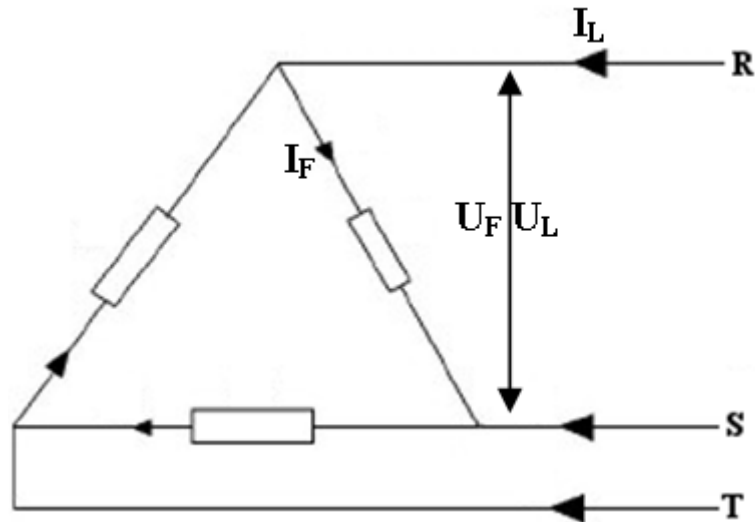
Fuente: automatismoindustrial.com (2026).

- Ventajas: menor tensión en cada bobina, posibilidad de varios niveles de tensión (fase-neutro y fase-fase), arranques de motor con menor corriente (arranque en estrella).

Conexión delta (Δ o triángulo)

- Las tres bobinas se conectan extremo con principio formando un lazo cerrado de tres lados, sin punto neutro (Deam, 2025).
- La tensión de fase es igual a la de línea, y la corriente de fase es $I_F = I_L / \sqrt{3}$; al soportar mayor tensión por devanado, se usa donde se requiere más potencia, típicamente en distribución e industria (Chiñas, 2023).
- Ventajas: buena capacidad de potencia, sin neutro (menos conductores), frecuente en motores trifásicos y transformadores del lado de baja tensión.

Figura 2-4 Conexión tipo delta.



Fuente: automatismoindustrial.com (2026).

2.2. Estudio y análisis de cargas eléctricas

El estudio de cargas eléctricas es una etapa fundamental en el diseño de sistemas eléctricos y de respaldo energético. Este análisis permite identificar, clasificar y cuantificar todas las cargas existentes dentro de la edificación, estableciendo la potencia instalada y la demanda real de energía.

Cedeño (2023) establece que, Las cargas eléctricas pueden clasificarse en cargas de iluminación, tomacorrientes y cargas especiales. En el caso de instituciones de educación técnica, las cargas especiales incluyen equipos de laboratorio, maquinaria didáctica, sistemas informáticos y equipos de climatización, asimismo, es necesario diferenciar entre cargas críticas y no críticas, especialmente cuando se plantea el diseño de un sistema de respaldo.

La demanda eléctrica se determina considerando factores de demanda y simultaneidad, los cuales permiten ajustar la carga instalada a valores más representativos del funcionamiento real del sistema. El análisis del perfil diario de consumo resulta indispensable para evaluar la viabilidad y

el dimensionamiento de sistemas de respaldo basados en energías renovables.

- **Levantamiento de información**

Holguín-Intriago et al. (2021) establecen que, en un edificio educativo grande, el primer paso es organizar muy bien el levantamiento de datos.

Primero, se identifican y clasifican las áreas principales: aulas teóricas, laboratorios (eléctricos, electrónicos, de cómputo, de química, entre otros), oficinas administrativas, salas de profesores, auditorios, bibliotecas, áreas de servicios (bombas, cuartos de máquinas, cuartos eléctricos, ascensores) y zonas comunes como pasillos y espacios exteriores.

En cada ambiente se deben enumerar todas las cargas presentes: sistemas de iluminación, tomacorrientes de uso general, tomas dedicadas (por ejemplo, para proyectores o equipos de laboratorio), sistemas de climatización, ventilación, cargas TIC (racks, switches, servidores, UPS), equipos de seguridad (CCTV, control de acceso, alarmas) y cualquier otra carga especial.

Indicando para cada carga o conjunto de cargas se registra la potencia nominal, tensión de operación, número de fases, tipo de carga (continua o no continua, sensible o no sensible), ubicación dentro de la instalación y su horario típico de uso.

Este levantamiento se complementa, de forma ideal, con visitas de campo, revisión de planos arquitectónicos y, cuando existan, planos eléctricos anteriores, a fin de identificar ampliaciones o modificaciones que no hayan sido documentadas.

- **Cálculo de cargas y demanda**

Con el inventario completo, Parra (2024), propone calcular primero la carga instalada por circuitos, tableros y bloques del edificio, se convierten todas las potencias a una unidad común (normalmente kW o kVA) y se

separan por tipo: iluminación, tomas de uso general, tomas especiales, fuerza (motores, bombas, ascensores), climatización, TIC, etc.

Luego se aplican factores de demanda o simultaneidad apropiados: por ejemplo, iluminación suele considerarse con alta simultaneidad en horas lectivas, mientras que tomacorrientes de uso general pueden tener un factor menor porque no todos los equipos se conectan a la vez, climatización y laboratorios, en cambio, pueden tener factores altos en periodos punta, a partir de estos factores se obtiene la demanda máxima probable por tablero, por nivel y para toda la facultad.

Con esos valores se dimensionan alimentadores, barras, tableros principales y transformador(es), verificando también la caída de tensión permitida entre acometida y cargas más alejadas.

- **Mediciones en la instalación existente**

En edificios educativos que ya están en operación, Cedeño (2023), indica que el estudio teórico debe complementarse con mediciones reales. Se instalan analizadores de redes o registradores de energía en los tableros generales y, si es posible, en algunos tableros seccionales representativos. Las campañas de medición suelen durar varios días o semanas para capturar diferentes escenarios: días con muchas clases, fines de semana, exámenes, vacaciones parciales, etc.

Figura 2-5 Medición de corriente alterna.



Nota: en esta imagen se puede ver el momento donde se mide la corriente bajo demanda de la línea 3; Fuente: Autor, 2026.

De estas mediciones se obtienen curvas de carga horaria, demanda máxima, energía consumida, factor de potencia, posibles armónicos y desequilibrio entre fases, comparando estos datos con la demanda calculada, se ajustan factores de simultaneidad y se validan los supuestos de diseño.

Además, las mediciones permiten detectar sobrecargas puntuales en ciertos tableros, uso desigual de fases, necesidad de corrección de factor de potencia o presencia de armónicos debido a equipos electrónicos (laboratorios, TIC), lo que orienta soluciones como redistribución de cargas o bancos de condensadores.

- **Análisis por tipos de carga**

Luego se realiza un análisis más fino diferenciando por tipos de carga, porque no todas tienen el mismo impacto ni las mismas exigencias. Las luminarias suelen representar un porcentaje importante, pero son

relativamente fáciles de optimizar cambiando a tecnologías eficientes y aplicando controles (sensores de presencia, regulación de nivel).

Las cargas de tomacorriente general tienden a ser muy variables, indica Holguín-Intriago et al. (2021), por lo que se analizan estadísticamente y se les asignan factores de demanda prudentes. Las cargas críticas son los laboratorios (equipos de medición, hornos, reactores, compresores), la climatización y los sistemas TIC, ya que pueden concentrar mucha potencia en áreas específicas.

También se distingue entre cargas continuas las cuales funcionan más de tres horas seguidas o prácticamente todo el día, y no continuas, para aplicar criterios de sobredimensionamiento en conductores y protecciones.

- **Resultados y memoria de cálculo**

Finalmente, Fernando y David (2023) integran todo el trabajo en una memoria de cálculo clara y trazable.

Esta memoria debe incluir cuadros de carga por tablero:

- Potencia instalada.
- Demanda aplicada por tipo de carga.
- Corriente calculada.
- Calibre de conductores.
- Protección seleccionada.
- Capacidad del tablero.

Junto con diagramas unifilares actualizados que representen la estructura de la red interna:

- Acometida.
- Transformador.

- Tableros generales.
- Subtableros por bloque o piso y circuitos finales.

Se documentan

- Verificaciones de caída de tensión,
- Capacidad de cortocircuito de los interruptores,
- Niveles de cortocircuito en barras y
- Cumplimiento de la normativa técnica aplicable, asegurando la trazabilidad de todos los criterios de diseño y las decisiones adoptadas.

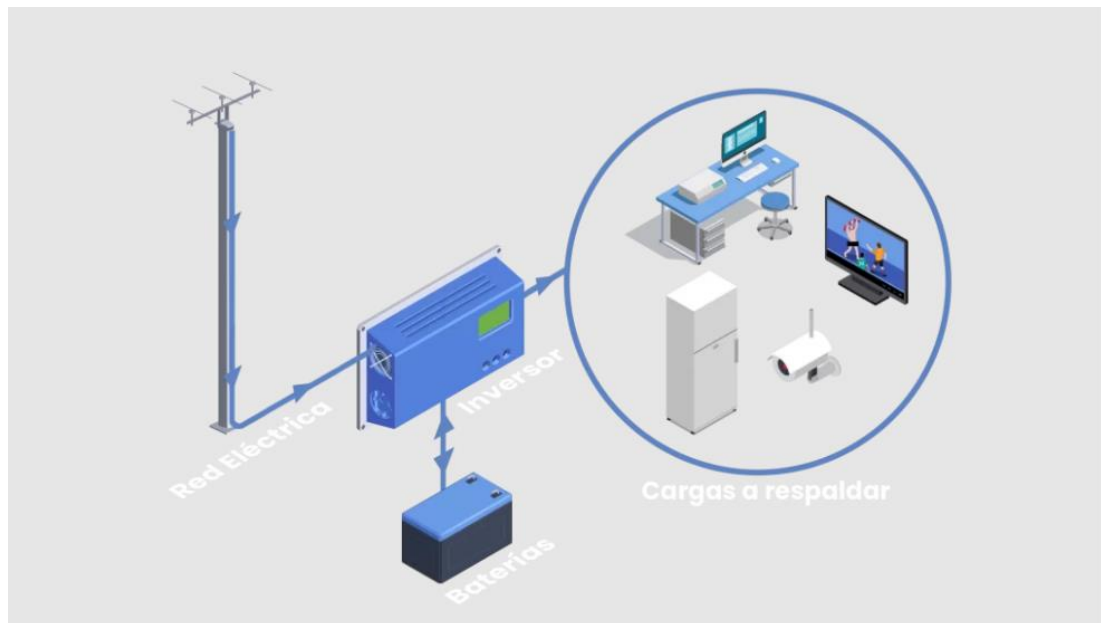
Además, se presentan conclusiones y recomendaciones:

- Redistribución de circuitos para eliminar sobrecargas
- Cambio de luminarias a LED
- Instalación de bancos de condensadores
- Posibles ampliaciones de capacidad del transformador o nuevas acometidas
- Incorporación de sistemas de apoyo para cargas críticas
- Planificación de futuras expansiones de la facultad sin saturar la infraestructura existente (Fernando y David, 2023).

2.3. Sistema eléctrico de respaldo

Según Espinoza (2025), Un sistema respaldado con energía eléctrica tiene como finalidad garantizar el suministro ante interrupciones de red pública. En instituciones educativas, los cortes de energía pueden afectar el desarrollo de las actividades académicas, dañar equipos sensibles y comprometer la seguridad de las instalaciones.

Figura 2-6 Sistema de respaldo a batería.



Fuente: sagetve.com (2024).

Estos sistemas son parte fundamental de la infraestructura de seguridad operativa, ya que permiten mantener en funcionamiento laboratorios, sistemas de información, iluminación de emergencia y equipos de seguridad durante interrupciones de red pública. Desde el punto de vista conceptual, un sistema de respaldo puede definirse como la combinación coordinada de una fuente alternativa (baterías, grupos electrógenos, renovables), elementos de conversión (rectificadores, inversores) y dispositivos de conmutación y protección, cuyo objetivo es suministrar energía de manera automática cuando se detecta una falla o perturbación en la alimentación normal, (Reinoso 2023).

Tradicionalmente, los generadores de combustión interna o sistemas ininterrumpidos de alimentación han formado parte del grupo de “sistemas respaldado”. Sin embargo, el desarrollo tecnológico ha permitido la incorporación de sistemas de respaldo basados en energías renovables, los cuales ofrecen ventajas en términos de sostenibilidad, reducción de emisiones y menores costos operativos a largo plazo.

2.3.1. Definición y objetivos de los sistemas de respaldo

Según la IDAE (2020), en la literatura técnica, se entiende por sistema de respaldo, a un sistema de alimentación alterna que entra en operación automática cuando se interrumpe o degrada la alimentación principal, manteniendo el funcionamiento de cargas que no toleran interrupciones o variaciones significativas de tensión y frecuencia.

Entre sus objetivos principales se encuentran:

- Asegurar la continuidad de servicio durante fallos totales o parciales de la red
- Reducir el impacto de perturbaciones como caídas de tensión, picos o transitorios,
- Proteger la integridad de equipos electrónicos sensibles (veloz, 2021).

En facultades universitarias, esto incluye desde la protección de servidores y redes de datos hasta la continuidad de procesos experimentales en laboratorios, así como el cumplimiento de requisitos de seguridad, por ejemplo, en sistemas de detección y alarma contra incendios que incorporan baterías de respaldo para garantizar su funcionamiento incluso durante fallas en la red.

2.3.2. Clasificación general: Sistema respaldado.

Su clasificación puede abordarse desde distintos criterios. En primer lugar, según el tiempo de autonomía y la potencia que pueden suministrar, se distinguen sistemas de corta duración, típicamente basados en baterías (por ejemplo, sistemas de alimentación ininterrumpida o UPS), que ofrecen desde minutos hasta algunas horas, y sistemas de larga duración, habitualmente constituidos por grupos electrógenos, capaces de operar mientras exista disponibilidad de combustible (Reinoso, 2023).

En segundo lugar, se clasifican según su modo de conexión y actuación: sistemas en espera (standby), donde la carga normalmente está

conectada directamente a la red y solo se transfiere al respaldo cuando se detecta un fallo, y sistemas en línea (online), en los cuales la energía pasa permanentemente por los equipos de respaldo, garantizando acondicionamiento continuo.

Figura 2-7 UPS marca Surge para servidores



Fuente: surge.com.ec (2026).

Finalmente, EATON (2021), presenta que, desde una perspectiva funcional en edificaciones, es habitual diferenciar entre sistemas de emergencia, orientados a cargas de seguridad como iluminación de emergencia y equipos de evacuación, regulados por normas específicas (por ejemplo, NFPA 110 y requisitos de iluminación de emergencia), y sistemas de respaldo para continuidad operativa, destinados a cargas de proceso, TIC y laboratorios que necesitan alta confiabilidad.

Integración con renovables y sistemas híbridos

Cuando se enfocan en energías renovables, se organiza principalmente según tres criterios: fuente primaria renovable, forma de almacenamiento y modo de operación frente a la red. En cuanto a fuentes, pueden ser sistemas basados en generación fotovoltaica, eólica de pequeña escala o configuraciones híbridas (por ejemplo, solar + eólica + generador de apoyo).

Figura 2-8 Kit de generación renovable híbrido marca Greef



Nota: en la imagen se aprecia un kit completo híbrido, de energía solar y eólica; Fuente: spanish.permanent-magnetalternator.com (s. f.).

Cada una tiene perfiles de producción distintos: el solar se asocia al horario diurno y a la radiación disponible; el eólico depende de los patrones de viento; los híbridos aprovechan la complementariedad de recursos para mejorar la cobertura temporal.

Desde la perspectiva del almacenamiento, se diferencian sistemas con baterías de corta/media autonomía (para mantener cargas críticas durante horas) y sistemas que combinan baterías con algún respaldo fósil mínimo, buscando reducir al máximo el uso de combustible sin renunciar a la resiliencia en eventos prolongados.

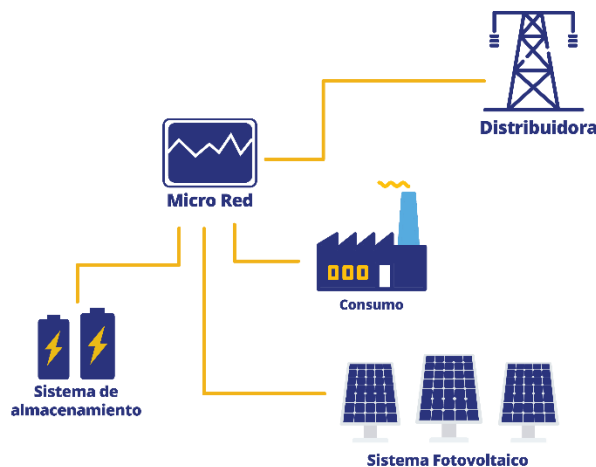
El tercer criterio de clasificación se relaciona con el modo de operación respecto a la red eléctrica. Existen sistemas renovables de respaldo “on-grid con respaldo”, donde la instalación opera normalmente conectada a la red, inyectando o auto consumiendo energía renovable, pero dispone de baterías e inversores capaces de alimentar cargas críticas en modo isla cuando la red falla.

En palabras de Muqet et al. (2022), dentro de este grupo, algunos se diseñan solo para soporte de ciertas cargas (TIC, iluminación esencial) y otros para sostener bloques completos del edificio y en un nivel más avanzado se encuentran las microrredes renovables, capaces de operar tanto conectadas como desacopladas de la red pública, gestionando múltiples fuentes de energía (solar, eólica, baterías y, en algunos casos, un generador de apoyo) mediante un sistema de gestión energética que prioriza el uso de renovables y optimiza la autonomía del sistema.

En el contexto universitario, se observa una tendencia creciente hacia la implementación de sistemas de respaldo híbridos que combinan tecnología convencional (UPS y grupos electrógenos) con fuentes energéticas renovables y bancos de baterías de mayor capacidad, configurados como microrredes que incrementan la resiliencia y flexibilidad del suministro eléctrico institucional.

En estos esquemas, los módulos fotovoltaicos y otros generadores renovables contribuyen no solo a reducir el consumo de energía de la red durante condiciones normales, sino también a alimentar las cargas críticas durante cortes extensos, apoyados por el almacenamiento en baterías.

Figura 2-9 Diagrama de microrred.



Fuente: gosolar.co.cr (2024).

El sistema de gestión energética coordina la operación del inversor, las baterías, la red y el generador para priorizar el uso de energía limpia, mantener la autonomía requerida y minimizar los costos operativos, transformando el sistema de respaldo en una plataforma tanto de resiliencia como de sostenibilidad.

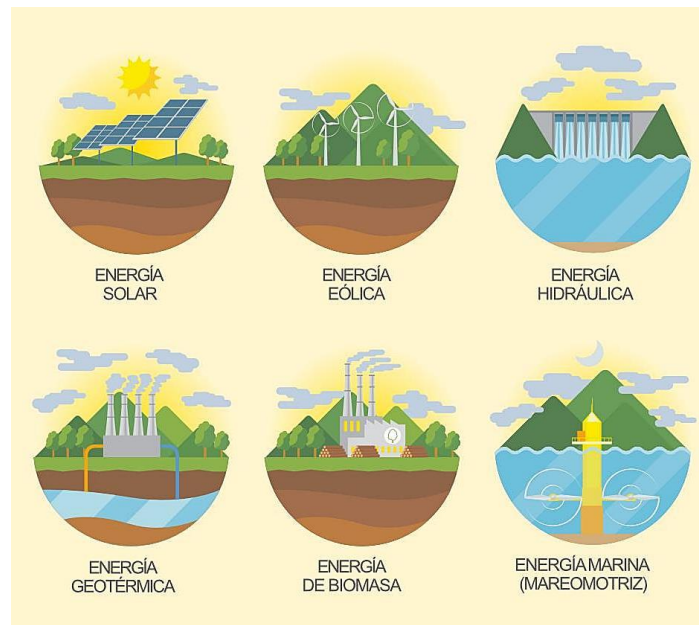
Finalmente, desde la función en la edificación, se distinguen sistemas renovables orientados estrictamente a emergencia (iluminación, evacuación, seguridad) y sistemas renovables de continuidad operativa, diseñados para mantener laboratorios, aulas tecnológicas y centros de datos, integrando así resiliencia eléctrica con objetivos de sostenibilidad y reducción de emisiones (Fundación F., 2025).

2.4. Energías renovables y energía solar fotovoltaica

Las energías renovables comprenden fuentes que se regeneran de manera natural a escala humana, como:

- Energía solar.
- Eólica.
- Hidráulica.
- Geotérmica.
- Biomasa
- Mareomotriz.

Figura 2-10 Energías renovables.



Nota: la imagen representa las variedades de la energía renovable; Fuente: diariovasco.com (2025).

Las cuales, debido a su baja huella de carbono y a su competitividad económica en aumento, se han transformado en un soporte fundamental de la transición energética (Bonilla, 2022).

En la última década, la energía solar fotovoltaica ha destacado especialmente, no solo por la caída drástica de sus costos, sino también por su facilidad de integración en entornos urbanos y edificaciones educativas mediante instalaciones en cubiertas, fachadas o pérgolas.

Informes recientes muestran que la mayor parte de la nueva capacidad renovable mundial añadida en 2024 fue solar fotovoltaica, consolidando esta tecnología como la opción dominante para generación distribuida y autoconsumo en campus universitarios y escuelas (Nomad Solar Energy, 2025).

Figura 2-11 Energía solar.



Fuente: bbva.com (2025).

Este contexto ha impulsado numerosos proyectos de sistemas fotovoltaicos en instituciones educativas, donde la generación local de energía limpia se combina con objetivos de ahorro económico, formación ambiental y resiliencia frente a fallas de la red.

De acuerdo con Bonilla, (2022), la energía fotovoltaica se define como la tecnología que convierte de forma directa la radiación solar en electricidad a través de células fotovoltaicas, que son dispositivos semiconductores, agrupadas en paneles o módulos.

Cada célula está fabricada a partir de materiales como el silicio cristalino o tecnologías de capa delgada, capaces de transformar la energía de los fotones en corriente eléctrica sin necesidad de procesos mecánicos o térmicos intermedios.

En una instalación típica, los módulos se conectan entre sí para alcanzar el nivel de tensión y corriente deseado, generando corriente continua que posteriormente es transformada en corriente alterna mediante inversores para alimentar las cargas de un edificio o inyectar energía a la red. (Quiñonez & Angulo, 2025)

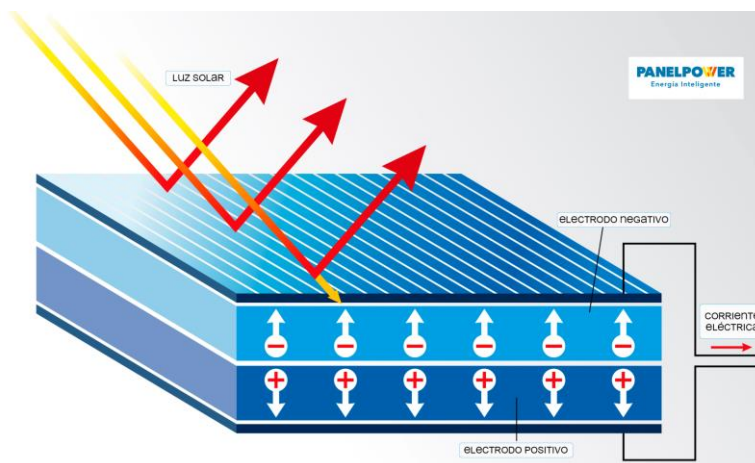
Estos sistemas pueden configurarse como aislados (off-grid), conectados a red (on-grid) o híbridos con almacenamiento en baterías, lo que permite adaptarlos a distintos perfiles de consumo y necesidades de respaldo energético en facultades y centros educativos.

2.4.1. Efecto Fotovoltaico

Bonilla, (2022), indica que el fundamento físico de la energía solar es el efecto fotovoltaico, fenómeno por el cual ciertos materiales semiconductores generan una diferencia de potencial eléctrico cuando son iluminados. A nivel microscópico, los fotones son los componentes que integran la luz solar, que, al incidir sobre la célula, pueden ser absorbidos por el semiconductor si su energía supera la brecha de banda del material, liberando electrones de sus enlaces y creando pares electrón-hueco.

La célula se diseña formando una unión p-n que genera un campo eléctrico interno; este campo separa los electrones y huecos, forzando a los primeros a desplazarse hacia una de las caras del dispositivo, lo que crea una diferencia de tensión entre los contactos metálicos (Alonso, 2025).

Figura 2-12 Efecto fotovoltaico.



Fuente: panelpower.com (2025).

Cuando se conecta un circuito externo, esa diferencia de potencial impulsa una corriente continua que puede aprovecharse para alimentar

dispositivos, cargar baterías o, tras la conversión mediante inversores, suministrar energía alterna a las instalaciones eléctricas de un edificio educativo.

2.5. Módulos fotovoltaicos.

Un módulo fotovoltaico es un dispositivo semiconductor que convierte la radiación solar directamente en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, descubierto por Edmond Becquerel en 1839. Este fenómeno físico consiste en la generación de una diferencia de potencial eléctrico en un material semiconductor cuando es expuesto a fotones de luz.

Los módulos fotovoltaicos comerciales actuales se fabrican predominantemente a base de silicio, con eficiencias que oscilan entre el 15% y el 24% para tecnologías cristalinas, y constituyen el componente primario de los sistemas de generación solar fotovoltaica tanto para aplicaciones aisladas como para sistemas conectados a la red eléctrica de distribución (Peña, 2023).

Desde una perspectiva eléctrica, un módulo fotovoltaico se caracteriza por sus parámetros fundamentales bajo Condiciones Estándar de Medida (CEM):

- Irradiancia de 1000 W/m².
- Temperatura de célula de 25 °C.
- Masa de aire AM 1.5.

Los parámetros eléctricos más relevantes son:

- Potencia pico (Wp)
- Voltaje en circuito abierto (Voc)
- Corriente de cortocircuito (Isc)
- Tensión de máxima potencia (Vmp)

- Intensidad de máxima potencia (I_{mp})
- Factor de forma (FF).

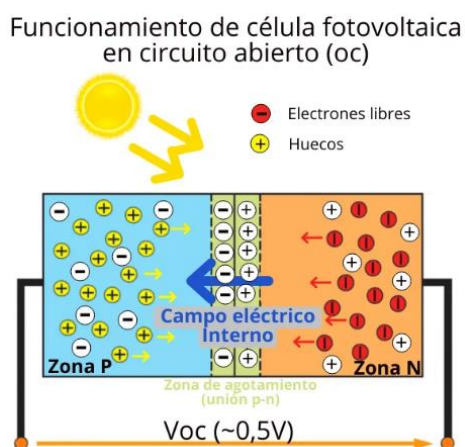
Estos parámetros determinan la curva característica I-V del módulo, que describe el comportamiento eléctrico ante variaciones de irradiancia y temperatura operativa del sistema (*Super Solar Energy Technology Co.*, 2025).

2.5.1. Composición

La unidad básica de un módulo fotovoltaico es la célula solar, un dispositivo semiconductor de reducidas dimensiones (típicamente 156mm x 156mm en células de silicio cristalino estándar), que produce una tensión de circuito abierto de aproximadamente 0.5 a 0.6 V por célula.

Estructuralmente, cada célula consta de dos capas semiconductoras de conductividad opuesta: la capa tipo N (semiconductor dopado con fósforo, que aporta exceso de electrones) y la capa tipo P (dopada con boro, con deficiencia de electrones). En la interfaz entre ambas capas se forma la unión P-N, cuyo campo eléctrico intrínseco separa los pares electrón-hueco generados por la absorción de fotones y origina la corriente fotoeléctrica aprovechable externamente (SFE Solar, 2025).

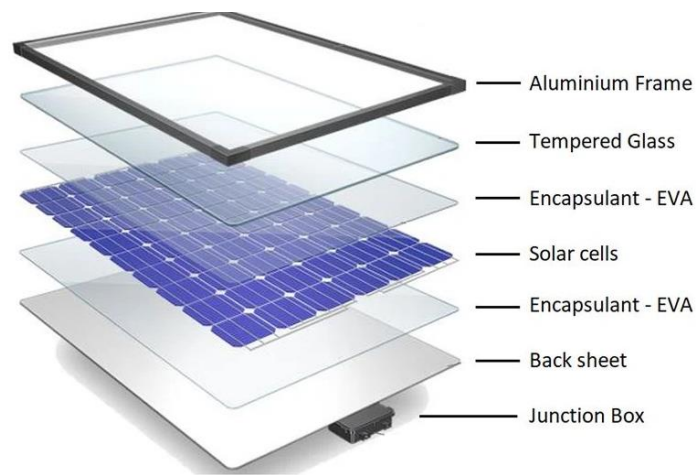
Figura 2-13 funcionamiento de célula fotovoltaica.



Fuente: sfe-solar.com (2025).

Desde el punto de vista constructivo, la célula solar está recubierta en su cara anterior por una rejilla metálica de contactos que minimiza la resistencia serie sin bloquear la superficie activa, y en su cara posterior por un contacto metálico continuo. Sobre la capa anterior se deposita una capa antirreflejante de nitruro de silicio (Si_3N_4) material encargado de bajar las pérdidas por reflexión superficial del 30 % al 5 %, incrementando la absorción de fotones (Ds Energía, 2025).

Figura 2-14 Estructura de armado de un módulo fotovoltaico.



Fuente: dsisolar.com (2025).

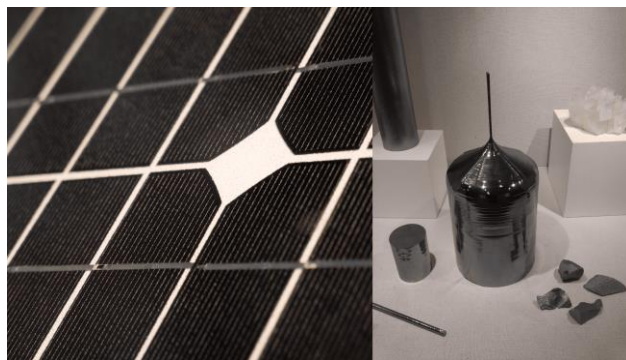
El conjunto queda enmarcado en un perfil de aluminio anodizado que proporciona rigidez estructural y permite la fijación del módulo sobre las estructuras soporte. En la parte posterior del módulo se ubica la caja de conexiones (*junction box*), que aloja los diodos de bypass, los terminales de conexión positivo y negativo, y el cable fotovoltaico tipo PV1-F o EN 50618 de doble aislamiento resistente a la radiación ultravioleta (Enertik, 2025).

2.5.2. Tipos de módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos se clasifican en dos grandes categorías tecnológicas según la naturaleza del material semiconductor activo: silicio cristalino y película delgada (*thin film*). Los módulos de silicio cristalino constituyen más del 90 % del mercado global y se subdividen en monocristalinos y policristalinos. (Maerenovables, 2021).

Los módulos monocristalinos se fabrican a partir de un cristal único de silicio de alta pureza (proceso Czochralski), lo que confiere a las células una estructura molecular altamente ordenada, reconocible por su color negro uniforme y sus esquinas redondeadas. Su eficiencia en condiciones estándar oscila entre 18% y 24%, siendo la tecnología de mayor rendimiento disponible comercialmente.

Figura 2-15 Módulo monocristalino.



Fuente: maerenovables.com (2021).

Los módulos policristalinos, producidos a partir de silicio fragmentado fundido y solidificado en bloques multicristalinos, presentan eficiencias del 15% al 18%, con un aspecto azulado y granular característico. Su costo de fabricación es inferior al del monocristalino y también su rendimiento en condiciones de alta temperatura (Maerenovables, 2021).

Figura 2-16 Módulo policristalino.



Fuente: maerenovables.com (2021).

Los módulos de película delgada (*thin film*) representan la segunda generación de tecnología fotovoltaica. Fabricadas a base de capas delgadas de material semiconductor (de 1 a 10 micrómetros) sobre sustratos de vidrio, metal o polímero. Las principales variantes tecnológicas son:

- Silicio amorfo (a-Si), eficiencia del 8% al 10%
- Telururo de cadmio (CdTe), eficiencia del 10% al 13%
- Seleniuro de cobre, indio y galio (CIGS), eficiencia del 12% al 15%.

La principal ventaja de los módulos de película delgada es su reducida sensibilidad a la temperatura y mejor comportamiento bajo condiciones de baja irradiancia y luz difusa, lo que los hace adecuados para zonas con alta cobertura nubosa. Sin embargo, su menor densidad de potencia requiere mayor superficie de instalación para igual producción energética (Maerenovables, 2021).

Los módulos bifaciales constituyen una innovación de tercera generación que captura radiación solar tanto por su cara frontal como por la posterior, aprovechando la irradiancia reflejada por el albedo de la superficie subyacente.

Esta tecnología puede incrementar la producción energética entre un 5 % y un 30 % respecto a módulos monofaciales equivalentes, dependiendo del coeficiente de reflectividad del suelo. Adicionalmente, los módulos de heterounión (HJT) (que combinan silicio monocristalino con capas de silicio amorfo) alcanzan eficiencias superiores al 22% con menores coeficientes de temperatura negativos (Peña, 2022).

Figura 2-17 Módulo bifacial.



Fuente: ilumin.online (2022).

2.6. Estructura de instalación.

Una estructura de instalación o estructura fotovoltaica es el conjunto de perfiles, uniones, anclajes y abrazaderas que sostiene el módulo y transmite las cargas de viento y peso propio hacia la estructura del edificio o al terreno. Estas también aseguran ventilación por la parte trasera del módulo y mantiene la orientación e inclinación necesarias para optimizar la producción de energía (Celdares, 2025).

Tipos de estructuras:

- Coplanar para tejado inclinado: fijan los paneles paralelos a la cubierta usando ganchos o tornillos autotaladrantes con juntas estancas
- Para tejado plano: bases con lastre (bloques de hormigón, contrapesos) y triángulos metálicos que dan la inclinación deseada sin perforar, o con anclaje mecánico si la cubierta lo permite.
- Sobre suelo: pueden ser hincadas (postes clavados en el terreno) o lastradas (zapatas de hormigón) en campos fotovoltaicos.

Figura 2-18 Estructura de instalación para módulos fotovoltaicos.

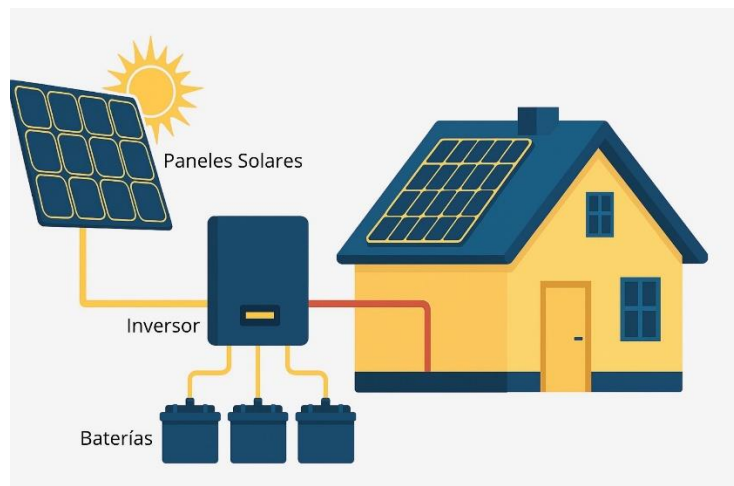


Fuente: celdares.mx (2025).

2.7. Sistemas fotovoltaicos.

El conjunto de componentes que permiten la captación, conversión, almacenamiento y distribución de la energía solar forman un sistema fotovoltaico. Entre sus principales elementos se encuentran los módulos solares, los inversores, los reguladores de carga, los sistemas de almacenamiento basados en bancos de baterías, las estructuras de soporte y protección eléctrica (Viteri Morales, 2022).

Figura 2-19 Sistema fotovoltaico independiente.



Fuente: alemansolar.com (2025)

2.7.1. Sistema conectado a red

Dado que su costo inicial es más bajo y su funcionamiento es más sencillo, los sistemas conectados a red (también conocidos como "*grid-tied*" u "*on-grid*") son el tipo más común en áreas institucionales y urbanas. (*LuxPowerTek., 2022*)

En este esquema, los módulos fotovoltaicos producen corriente continua que un inversor de conexión a la red transforma en corriente alterna con sincronización en frecuencia, voltaje y fase con la red pública. Esto permite el autoconsumo directo durante las horas de producción solar.

Renovaenergía S.A. (2022) indica que, si la producción de energía solar es mayor que la demanda de la institución, el sobrante se transfiere a la red distribuidora a través de un contador bidireccional, generando créditos o pagos por energía, según lo estipulado en las regulaciones vigentes; por el contrario, cuando hay poca luz solar o durante las horas de la noche, la entidad adquiere energía de red pública.

Su mayor limitación es que, dado que se basa en inversores que se desconectan por motivos de seguridad cuando hay interrupciones de suministro, el sistema no produce energía durante los cortes de la red, aunque las condiciones solares sean propicias. Esta propiedad lo hace inadecuado para ser un sistema de respaldo autónomo en aplicaciones donde es crucial que el servicio eléctrico sea continuo, como laboratorios de educación técnica con dispositivos delicados en funcionamiento constante.

2.7.2. Sistema independiente

Según ACCAsoftware Santoro (2025), los sistemas fotovoltaicos independientes de la red eléctrica, también llamados off-grid o autónomos, funcionan sin depender para nada de red pública de electricidad; su única fuente de energía es la radiación solar que los módulos fotovoltaicos recogen.

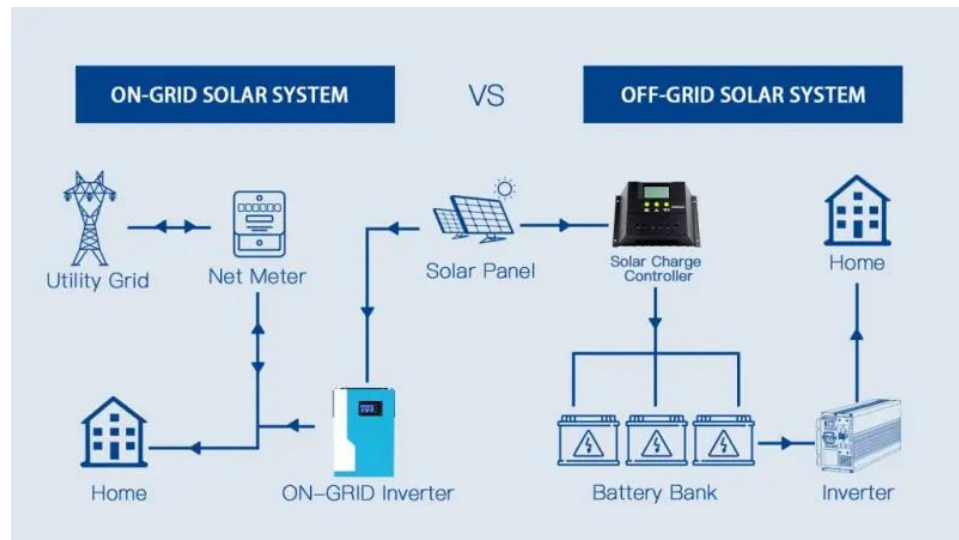
La energía producida en las horas de insolación se utiliza inicialmente para el consumo directo de las cargas que están conectadas; lo que queda sin usar se guarda en bancos de baterías de ciclo profundo (plomo-ácido, gel o litio) que apoyan la demanda durante los períodos nocturnos o cuando la producción es baja.

El sistema incorpora un inversor de onda sinusoidal pura, encargado de transformar la corriente continua almacenada en las baterías en corriente alterna, de modo que pueda alimentar de forma segura y estable a los dispositivos eléctricos convencionales. Asimismo, dispone de un controlador de carga MPPT, que optimiza la transferencia de energía desde los módulos fotovoltaicos hacia las baterías, maximizando el aprovechamiento de la irradiación solar (*XH Engineering Technology*, 2025).

Estos sistemas resultan especialmente relevantes en instituciones educativas ubicadas en zonas con suministro eléctrico deficiente o inexistente, así como en regiones rurales o alejadas que no cuentan con acceso a redes de distribución, ya que permiten garantizar la continuidad de las actividades académicas mediante una fuente de energía autónoma basada en recursos renovables.

El alto costo inicial de inversión es su mayor inconveniente, el cual está determinado sobre todo por el banco de baterías necesaria para satisfacer la demanda durante largos lapsos de tiempo sin sol.

Figura 2-20 Diagrama "on-grid" vs "off-grid".



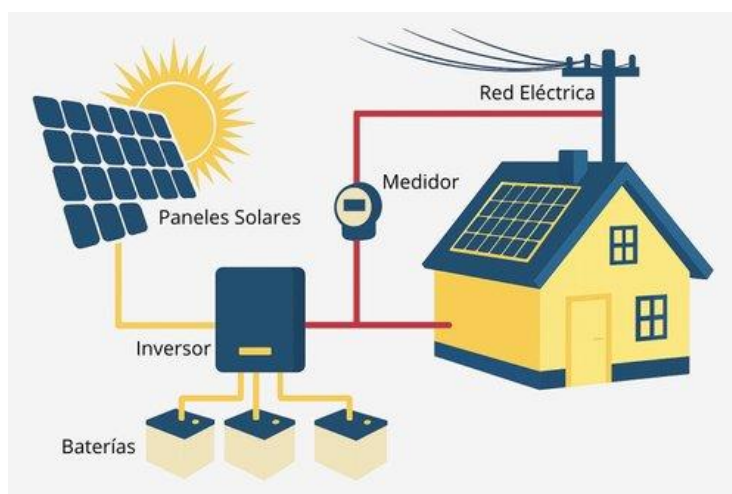
Fuente: pvsystdesign.com (2025)

2.7.3. Sistemas híbridos

Los sistemas híbridos constituyen el avance tecnológico más integral de la producción solar. Fusionan en una única estructura la generación fotovoltaica, el almacenamiento de energía en baterías y la vinculación a la red pública a través de un inversor híbrido bidireccional que opera con una lógica inteligente para gestionar los flujos energéticos (Diespo Energy, 2025).

Esta configuración posibilita almacenar excedentes en baterías para su uso posterior (en contraste con los sistemas on-grid, que los incorporan a la red), dar prioridad al autoconsumo solar y utilizar la red pública solo cuando las baterías y la generación solar sean insuficientes para satisfacer el requerimiento.

Figura 2-21 Sistema fotovoltaico híbrido.



Fuente: alemansolar.com (2025)

Además, cuando se presentan fallas en el suministro de red, el sistema funciona en modo isla (*island mode*) con módulos y baterías para mantener las cargas críticas. Esto permite superar la limitación esencial de los sistemas conectados a red (Cambio Energético, 2025).

Esta tipología, por su versatilidad intrínseca, se vuelve la opción más elegida para instituciones educativas técnicas que necesitan, al mismo tiempo, disminuir el costo de energía, tener un respaldo frente a las interrupciones del suministro y mantener el funcionamiento de laboratorios, servidores y equipos especializados.

A pesar de que los costos operativos se reducen de manera significativa al bajar el consumo en la red y el tiempo de operación de generadores de respaldo convencionales, su costo inicial es más alto que el sistema on-grid debido a la inclusión de baterías.

2.7.4. Configuración de módulos fotovoltaicos

La configuración eléctrica de los módulos fotovoltaicos, ya sea, en serie, paralelo o mixta, determina los parámetros eléctricos del generador fotovoltaico (array) que se entrega al controlador de carga o al inversor. La conexión en serie (string) incrementa el voltaje total del conjunto mientras

mantiene la corriente constante: el voltaje total equivale a la sumatoria individual de voltajes de cada módulo

Ecuación 2-1 Voltaje total en serie.

$$(V_{total} = n \times V_m)$$

Mientras que la corriente del string es igual a la corriente de un único módulo.

Ecuación 2-2 Corriente total en serie.

$$(I_{total} = I_m)$$

Eitai, (2024), establece en su página que, esta configuración es la más utilizada en sistemas conectados a red, donde los inversores requieren tensiones de entrada elevadas, generalmente en el rango de 200 V a 600 V CC, para operar al alcanzar la máxima potencia. El número máximo de módulos en serie está condicionado por la tensión máxima que el inversor puede admitir por su entrada y la tensión de circuito abierto (Voc) a la temperatura mínima de operación del sistema.

Figura 2-22 Datasheet del inversor SG01HP3

Model	SUN-29.9K-SG01HP3-EU-BM3	SUN-30K-SG01HP3-EU-BM3	SUN-35K-SG01HP3-EU-BM3	SUN-40K-SG01HP3-EU-BM4	SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4
Battery Input Data					
Battery Type	Li-Ion				
Battery Voltage Range(V)	160-800				
Max. Charging Current(A)	50+50				
Max. Discharging Current(A)	50+50				
Max. Charging/Discharging Power(W)	29900	33000	38500	44000	55000
Number of battery input	2				
Charging Strategy for Li-Ion Battery	Self-adaption to BMS				
PV String Input Data					
Max. DC Input Power(W)	38870	39000	45500	52000	65000
Max. DC Input Voltage (V)	1000				
Start-up Voltage(V)	180				
MPPT Range(V)	150-850				
Full Load DC Voltage Range (V)	360-850	360-850	420-850	360-850	450-850
Rated DC Input Voltage (V)	600				
PV Input Current(A)	36+36+36			36+36+36+36	
Max.PV Isc(A)	55+55+55			55+55+55+55	
No. of MPPT Trackers	3			4	
No. of Strings Per MPPT Tracker	2+2+2			2+2+2+2	

Fuente: eitisolar.com (2024).

La conexión en paralelo une los terminales positivos entre sí y los negativos entre sí, con lo cual la corriente total se incrementa de forma proporcional al número de *strings* paralelos:

Ecuación 2-3 Corriente total en paralelo.

$$(I_{total} = n \times I_m)$$

Mientras el voltaje del conjunto permanece igual al de un solo módulo

Ecuación 2-4 Voltaje total en paralelo.

$$(V_{total} = V_m).$$

Esta configuración es aplicada cuando se requiere incrementar la corriente del generador fotovoltaico manteniendo un nivel de tensión determinado. En sistemas de mayor escala se adopta la configuración mixta (serie-paralelo), en la que múltiples *strings* se conectan en paralelo para alcanzar simultáneamente niveles elevados de voltaje y corriente.

En palabras de Peña (2023), es imprescindible que todos los módulos en paralelo sean del mismo modelo y potencia, y que los *strings* tengan igual longitud de cable para minimizar el desbalance de corriente y las pérdidas por resistencia. En sistemas con más de dos *strings* en paralelo se recomienda la instalación de fusibles gPV individuales por string para protección contra corrientes inversas

El concepto de configuración óptima del generador fotovoltaico implica el ajuste entre el rango de tensión MPPT del inversor y el rango de tensión del array bajo las condiciones climáticas extremas del sitio de instalación (F. Huerta et al, 2024)

En Ecuador, debido a la variabilidad de temperatura entre zonas costeras (temperatura media 26–30 °C) y zonas de sierra (temperatura media 10–18 °C), el cálculo del voltaje máximo del array en circuito abierto (V_{oc_max}) debe realizarse con la temperatura mínima histórica del emplazamiento, aplicando el coeficiente térmico de:

Ecuación 2-5 Vmax de circuito abierto.

$$V_{oc}(\beta_{V_{oc}}): V_{oc_{maxima}} = V_{oc_{STC}} \times [1 + \beta_{V_{oc}} \times (T_{min} - 25)]$$

Este valor no debe exceder la tensión máxima de entrada del inversor. Análogamente, el voltaje mínimo de operación del array (V_{mp_min}) debe verificarse para la temperatura máxima esperada, asegurando que permanezca dentro del rango MPPT del inversor (Requisitos FV Ecuador, UCACUE, 2020).

2.7.5. Tipos de controladores

El controlador de carga solar es el dispositivo encargado de regular la transferencia de energía entre el generador fotovoltaico y el arreglo de baterías en sistemas aislados de red (off-grid) o híbridos. Su función principal es proteger las baterías contra la sobrecarga y la descarga profunda, prolongando su vida útil. Existen dos tecnologías fundamentales de controladores: modulación por ancho de pulso (PWM) y seguimiento por punto de potencia máxima (MPPT)

Figura 2-23 Controlador de carga MPPT de 60A JNGE.



Fuente: *proviento.com.ec*

De acuerdo con Martínez y Mora (2022), Los controladores PWM operan conectando directamente el array fotovoltaico a la batería a través de

un transistor de potencia que al modular su ciclo de trabajo se abre y cierra a altas frecuencias y así tener corriente regulada para carga.

La tensión de operación del array queda fijada a la tensión de la batería más la caída en el controlador, lo que implica que el array trabaja fuera de su punto de potencia máxima cuando la tensión de batería es inferior a V_{mp} . Su eficiencia de transferencia de energía es del 70% al 80% en la mayoría de las condiciones operativas (Martínez y Mora, 2022).

Los controladores MPPT representan la tecnología de mayor eficiencia para sistemas fotovoltaicos actuales. Incorporan un convertidor CC-CC (generalmente buck o buck-boost) que transforma el voltaje del array al voltaje óptimo de carga de la batería, mientras el algoritmo MPPT ajusta continuamente la impedancia de entrada para mantener el array a potencia máxima, independientemente de las condiciones de irradiancia y temperatura. (AutoSolar, 2025)

Esto permite alcanzar eficiencias de conversión del 93 % al 99 % y recuperar entre un 10 % y un 40 % más de energía respecto a un controlador PWM equivalente, especialmente en condiciones de baja temperatura (donde V_{mp} del array es significativamente superior a la tensión de batería) o en configuraciones de alto voltaje de array.

Los controladores MPPT soportan tensiones de entrada de hasta 150 V CC en modelos residenciales y hasta 600 V CC en modelos industriales, siendo compatibles con strings de mayor número de módulos en serie (Huawei Solar, 2023).

Para sistemas de mayor potencia, es posible emplear múltiples controladores MPPT en paralelo cuando la corriente máxima del generador fotovoltaico excede la capacidad nominal de una sola unidad. La conexión en paralelo de controladores se realiza uniando sus terminales de salida al bus de batería; sin embargo, es imprescindible que los controladores sean del mismo modelo y firmware para garantizar una distribución equitativa de

corriente y evitar desequilibrios de carga entre unidades (Huawei Solar, 2023).

Figura 2-24 Inversor con controlador de carga Huawei.



Fuente: solar.huawei.com (2023).

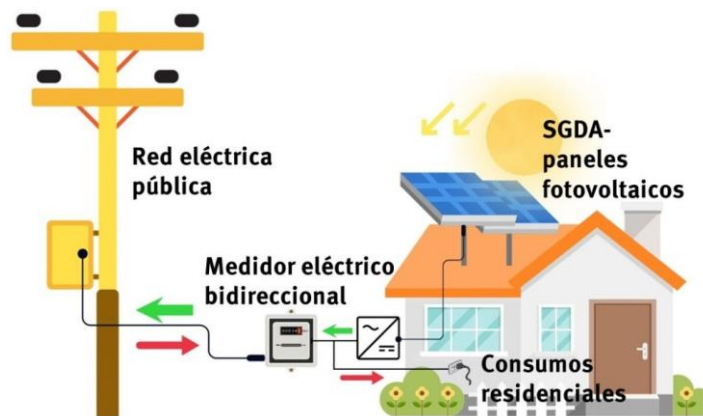
Adicionalmente, los controladores modernos incorporan comunicación digital mediante protocolos Modbus RTU o CANbus, que permiten la integración en sistemas de monitoreo remoto y gestión energética. En sistemas conectados a red para instituciones universitarias, la función MPPT es habitualmente implementada directamente por el inversor on-grid, eliminando la necesidad de un controlador externo independiente (Martínez y Mora, 2022).

2.8. Integración del sistema FV con red eléctrica.

La integración a red de un sistema fotovoltaico implica la interconexión del inversor on-grid con el sistema de distribución eléctrica del inmueble y, en su caso, con la red pública de la empresa distribuidora. El punto de conexión (punto de acoplamiento común, PAC) es generalmente el cuadro eléctrico principal del edificio, donde el inversor entrega la energía CA para alimentar las cargas locales o administrar los excedentes a la red (SFE Solar, 2025).

La conexión física se realiza a través de un interruptor automático magnetotérmico bidireccional que actúa como protección de la línea entre el inversor y el cuadro, dimensionado para la corriente nominal de salida del inversor con un factor de 1.25. En sistemas trifásicos, el inversor debe distribuir la generación de forma equilibrada entre las tres fases para minimizar el desbalance de tensión en el PAC (Daze, 2026).

Figura 2-25 SGDA interconectado a red.



Fuente: ucuenca.edu.ec (2023).

La norma técnica de interconexión exige que el sistema fotovoltaico no altere los parámetros de calidad de la red en el punto donde se entrega:

- El nivel de tensión debe mantenerse dentro de $\pm 5\%$ del valor nominal.
- La frecuencia entre 59.3 Hz y 60.5 Hz.
- El factor de distorsión armónica total de corriente (THDI) debe ser inferior al 5% (Requisitos FV Ecuador, UCACUE, 2020).

Para cumplir estos requisitos, los inversores modernos incorporan filtros LCL (inductor-condensador-inductor) en la etapa de salida CA, que en alta frecuencia se atenúan los armónicos de los transistores en el momento de la conmutación IGBT (Arnao Sánchez, M. D. R. (2020).

Adicionalmente, la instalación debe incluir un DPI o relé de interconexión que supervise en tiempo real de la red, la tensión y la frecuencia, desconectando automáticamente el inversor ante cualquier perturbación fuera de lo establecido (Martínez y Mora, 2022).

En el contexto ecuatoriano, los requisitos específicos de conexión a red para los SGDA están definidos por la Regulación vigente de ARCONEL y los manuales técnicos de las empresas distribuidoras como CNEL EP. El punto de medición debe ser único y el sistema no puede inyectar energía en la red si no se dispone del equipo de medición bidireccional habilitado por la distribuidora (CNEL EP, 2024).

La solicitud de conexión comprende la presentación del diseño del sistema (memoria técnica, diagrama unifilar, especificaciones de equipos) ante el distribuidor de preferencia, para obtener la viabilidad de conexión, seguida de la inspección técnica de la instalación y la instalación del medidor bidireccional (ARCONEL 004/24).

Los sistemas fotovoltaicos para autoabastecimiento en instituciones universitarias son categorizados como micro-generación (2–50 kW) o minigeneración (50 kW–1 MW) según su potencia nominal, y cada categoría tiene requisitos técnicos y administrativos específicos (Cornejo, 2024).

Figura 2-26 Instalación de módulos fotovoltaicos.



Fuente: [expreso.ec](https://www.expreso.ec) (2024).

En edificaciones universitarias como la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, esta integración debe garantizar que el sistema de respaldo opere sin afectar el funcionamiento normal de la instalación eléctrica y priorizando el suministro a las cargas críticas.

2.9. Protecciones del sistema

Las protecciones eléctricas de un sistema conectado a red tienen la función de salvaguardar la integridad de los equipos, garantizar la seguridad del personal técnico y cumplir los requisitos normativos de interconexión (Enertik, 2025)

El diseño del sistema de protecciones debe contemplar dos dominios:

- En corriente continua (CC), entre los módulos y el inversor.
- En corriente alterna (CA), entre el inversor y la red de distribución.

En el lado CC, los elementos de protección fundamentales son los fusibles fotovoltaicos tipo gPV, los diodos de *bypass* integrados en los

módulos, los interruptores seccionadores CC y los descargadores de sobretensiones (varistores tipo 1 y tipo 2 según IEC 61643-31) (iLumin, 2024).

Figura 2-27 Fusible gPV ENERTIK.



Fuente: enertik.com (2026).

Los fusibles gPV se seleccionan con corriente nominal de 1.5 a 2 veces la I_{sc} del módulo y tensión nominal superior al V_{oc} del array a temperatura mínima, siendo obligatorios cuando se tienen más de dos strings en paralelo (Canal Solar, 2025).

Los descargadores de sobretensión (DPS o SPD) son protecciones imprescindibles en sistemas fotovoltaicos para proteger los inversores y módulos contra sobretensiones transitorias originadas por descargas atmosféricas directas o inducidas (Canal Solar, 2025).

Figura 2-28 Descargador de sobretensión para exteriores.



Fuente: ieferia.interempresas.net (2026).

Se clasifican según la norma IEC 61643-11 en Clase I (para protección frente a corrientes de choque de rayo, instalados en el cuadro de protección CC a la entrada del inversor), Clase II (para protección frente a sobretensiones inducidas, en el cuadro de distribución CA) y Clase III (protección de punto final, en el interior del inversor) (Enertik, 2025).

En Ecuador, la alta actividad ceráunea de las zonas andinas y tropicales (con densidades de descarga superiores a 10 Ng/km²/año en ciertas provincias) hace que la instalación de DPS de Clase I+II sea una exigencia técnica de primer orden para garantizar la durabilidad y disponibilidad del sistema fotovoltaico (Farinango Guaña, 2023).

En el lado CA, el sistema de protecciones debe contemplar un interruptor diferencial de alta sensibilidad (IDR, 30 mA para protección de personas) y un interruptor magnetotérmico bidireccional que proteja la línea de conexión entre el inversor y el cuadro principal (Arnao Sánchez, 2020).

Para sistemas trifásicos se requiere adicionalmente un relé de protección de interfaz (también denominado relé de desconexión o DPI) que supervise en tiempo real los parámetros de voltaje, frecuencia y componente

continua de la corriente alterna inyectada. La protección *anti-islanding* integrada en el inversor constituye la última línea de defensa, desconectando automáticamente la inyección en caso de pérdida de red pública de distribución (SFE Solar, 2025).

Adicionalmente, el cableado fotovoltaico de doble aislamiento tipo H1Z2Z2-K (norma HD 605/A1) con cubierta resistente a la radiación UV y temperatura de operación continua de 120 °C asegura la integridad del circuito eléctrico en condiciones de exposición prolongada a la intemperie (Farinango Guaña, 2023).

2.10. Sistema puesta a tierra.

La Normativa EN 62305-2 establece que, el sistema puesta tierra (SPT) de calidad no se evalúa únicamente por su resistencia baja, sino por el conjunto integrado de todos sus componentes, su correcto dimensionamiento, los materiales empleados y la continuidad equipotencial de toda la instalación (Wróbel, Z., & Jagiello, A. S., 2021).

Figura 2-29 Puesta a tierra.



Fuente: Metaingenium.com (2020).

A continuación, se detalla cada elemento que lo conforma:

2.10.1. Resistividad del terreno

Wróbel, Z., & Jagiello, A. S. (2021), defienden que, su estudio es el punto de partida obligatorio antes de diseñar cualquier SPT. Sin este dato, el diseño es empírico y puede resultar sobredimensionado o insuficiente. El Método Wenner (el más utilizado): cuatro electrodos en línea recta, separados a distancia igual, inyectan corriente los extremos y miden tensión los centrales:

Ecuación 2-6 Resistividad eléctrica

$$\rho = 2\pi \cdot a \cdot R(\Omega \cdot m)$$

Donde:

$R = V/I$ resistencia medido con el telurómetro

a = separación entre electrodos en metros (Pérez, 2023)

Tabla 2-1 Tabla Ohmios por tipo de suelo

Tipo de suelo	Resistividad ρ ($\Omega \cdot m$)
Arcilla húmeda, suelo agrícola	10 – 100
Arena húmeda	50 – 200
Suelo seco arenoso	200 – 1,000
Roca fracturada	500 – 5,000
Roca sólida / grava seca	> 5,000

Fuente: (Alfonso, 2026).

Elaborado por: El Autor.

2.10.2. Toma a tierra.

Es el elemento metálico enterrado que realiza el contacto físico-eléctrico con el terreno.

De acuerdo con Barrios (2025), existen varias tipologías:

Tabla 2-2 Tipos de electrodos.

Tipo	Descripción	Aplicación típica
Varilla / Jabalina (copperwell)	Acero con revestimiento de cobre, $\varnothing \geq 14.2$ mm, longitud ≥ 2.4 m, instalada verticalmente	Uso residencial, comercial, FV
Conductor horizontal (contrapeso)	Cable de cobre desnudo tendido en zanja de 0.5–0.8 m, hasta 15 m de longitud	Terrenos de baja profundidad útil
Malla o grilla	Red de conductores horizontales enterrados a 0.3–1.0 m de profundidad	Subestaciones, industria pesada
Placa	Placa de cobre o acero galvanizado ≥ 0.5 m ² , enterrada horizontalmente	Terrenos de alta resistividad
Electrodo químico	Tubo de cobre perforado relleno con sales higroscópicas conductoras	Terrenos muy secos, alta ρ
Electrodo de cimentación (Ufer)	Armadura de hormigón en zapatas y cimientos en contacto con tierra	Edificios nuevos, muy eficaz

Electrodo anular (tipo B)	Conductor perimetral que rodea la estructura; contacto $\geq 80\%$ de longitud con suelo	Protección contra rayos (IEC 62305)
-------------------------------------	--	-------------------------------------

Fuente: (Barrios, 2025).

Elaborado por: El Autor.

2.10.3. Mejoradores de resistividad

Cuando el terreno tiene alta resistividad, se emplean materiales para reducirla alrededor del electrodo:

- **Cemento conductivo** (GEM, SAN-EARTH): resistividad 1–4 $\Omega \cdot m$ húmedo o **seco**; es la solución más estable y duradera (Sankosha, s. f.).

Figura 2-30 Saco Gem Mejorador de Suelo.



Fuente: eivinueza.com.ec (2023).

- **Bentonita**: económica pero su rendimiento depende del agua; en estado seco actúa como aislante (ρ hasta 60,000 $\Omega \cdot m$); no recomendable en zonas con sequías estacionales (Sankosha, s. f.).

CAPÍTULO II

3. NORMATIVAS

3.1. Medidor Normativo

El contador bidireccional es un instrumento electrónico que es capaz de medir el flujo de energía en las dos direcciones al mismo tiempo:

- la energía consumida de red pública (energía importada)
- la energía excedentaria generada por el sistema fotovoltaico que es inyectada a dicha red (energía exportada) (Cornejo, 2024).

A diferencia de los medidores unidireccionales convencionales, que solo registran el consumo, el medidor bidireccional dispone de dos registros de energía activa independientes (importación y exportación) expresados en kWh, permitiendo la aplicación del mecanismo de medición neta (*net metering*) para la facturación del usuario con generación distribuida (El Mercurio Manta, 2024).

Figura 3-1 Medidor bidireccional trifásico ISKRA MT-174



Fuente: indelec.com (2026).

Tecnológicamente, estos medidores son de estado sólido, con precisión clase 1 o clase 2 según IEC 62053-21, y disponen de comunicación remota mediante protocolos DLMS/COSEM para telelectura por parte de la empresa distribuidora (Laboratuvar, s. f.).

El principio de medición neta establece que los kWh exportados a la red compensan los kWh importados en el mismo período de facturación, reduciendo el monto a pagar en la factura eléctrica (CNEL EP, 2024).

Cuando la producción fotovoltaica supera el consumo instantáneo del inmueble, el excedente fluye hacia la red y el medidor registra el kWh exportado; cuando el consumo supera la generación solar (por ejemplo, durante la noche o días de baja irradiancia) el medidor contabiliza la energía importada de la red (ARCONEL, 2024).

La Regulación ARCONEL 004/24 y su predecesora ARCERNNR-008/23 en páginas 27 hasta la 31, establecen que los excedentes de energía inyectados a la red podrán ser reconocidos mediante compensación en factura o crédito de energía según el tipo de tarifa aplicable al consumidor que tenga todo en regla, teniendo en cuenta que la distribuidora es responsable de instalar, mantener y calibrar el medidor bidireccional, y el usuario no puede manipularlo ni sustituirlo sin autorización expresa.

Desde una perspectiva técnica, el medidor bidireccional se ubica en el punto de frontera, entre la instalación del usuario y la red, reemplazando al medidor convencional existente (Cornejo, 2024).

En sistemas fotovoltaicos de baja tensión (≤ 600 V), la conexión del medidor se realiza en forma directa para potencias de hasta 50 kW, para potencias superiores, se utiliza conexión indirecta mediante transformadores de corriente (TC) y transformadores de tensión (TT) normalizados. Los medidores deben cumplir con los estándares técnicos de la empresa distribuidora local (CNEL EP, Empresa Eléctrica Quito, etc.) en cuanto a tipo, marca, precisión y protocolo de comunicación (ARCONEL, 2024).

El proceso de solicitud del medidor bidireccional en Ecuador se realiza a través de la plataforma digital de la distribuidora, adjuntando la documentación técnica del SGDA aprobada y el certificado de calificación emitido por ARCONEL (CNEL EP, 2024).

3.2. Normativa técnica nacional y sostenibilidad

El diseño e implementación de sistemas eléctricos y fotovoltaicos debe cumplir con la normativa técnica nacional e internacional vigente, garantizando la seguridad de las personas y la confiabilidad de las instalaciones (Energía Estratégica, 2023).

El marco regulatorio ecuatoriano para la generación distribuida ha evolucionado significativamente en los últimos años, respondiendo a la necesidad de fomentar el uso de energías renovables no tradicionales en el sector distribución y de crear mecanismos que permitan a los consumidores regulados generar su propia energía eléctrica (IEDERN, 2024).

La normativa vigente de mayor jerarquía es la Regulación Nro. 004/24, emitida por la ARCONEL, que entró en vigor en 2024. Este proceso de actualización normativa refleja la dinámica del sector y la creciente penetración de sistemas fotovoltaicos de autoabastecimiento en Ecuador (ARCONEL 004/24).

La Regulación ARCONEL-004/24 establece el marco normativo completo para los SGDA, definidos como el conjunto de equipos que generan energía eléctrica a partir de recursos energéticos renovables no convencionales:

- Solar fotovoltaico.
- Eólico.
- Biomasa.
- Biogás.

- Centrales hidroeléctricas a escala reducida.

Con el propósito de satisfacer la demanda eléctrica del propio consumidor regulado o no regulado (Corral Rosales, 2024).

De acuerdo con ARCONEL, 2024, estos son los aspectos técnicos y administrativos regulados del SGDA:

- Habilitación.
- Instalación.
- Conexión.
- Operación.
- Medición.
- Facturación.
- Mantenimiento.

Entre sus principales innovaciones respecto a la normativa anterior se destacan:

- La posibilidad de introducción de energía excedente a la red pública.
- La flexibilidad en la propiedad del SGDA (puede ser de un tercero).
- La contratación de terceros para su construcción.
- Operación y mantenimiento.
- La definición de nuevas modalidades de autoabastecimiento local y remoto (IEDERN, 2024).

Para los consumidores no regulados (definidos como personas jurídicas calificadas como Gran Consumidor o Consumo Propio de un

autogenerador, categoría que incluye a las instituciones universitarias con demanda superior al umbral establecido) la normativa específica es la Regulación ARCONEL-10/24, aprobada mediante Resolución ARCONEL-020/2024 del 19 de noviembre de 2024.

Esta regulación establece que la potencia nominal del SGDA está condicionada por la mayor demanda de potencia registrada en las redes internas del consumidor no regulado, determinada mediante el informe de factibilidad emitido por la empresa distribuidora competente (Corral Rosales, 2024).

Se prohíbe expresamente la comercialización de la energía producida por el SGDA, y el sistema debe contar con los equipos de protección y control que imposibilite la administración de energía a la red pública de distribución en sistemas de consumidores fuera de regla (ARCONEL-10/24).

3.2.1. Autoabastecimiento

El autoabastecimiento, en el marco de la Regulación ARCONEL-004/24, se define como la condición mediante la cual un consumidor regulado genera energía eléctrica de manera autónoma, a partir de fuentes renovables no convencionales, para satisfacer parcial o totalmente su propia demanda eléctrica (ARCONEL, 2024).

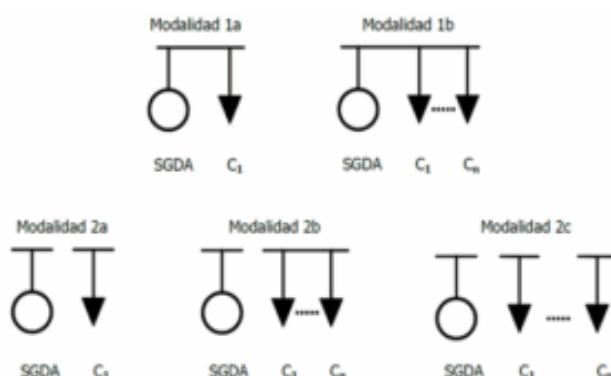
La normativa establece cinco modalidades de autoabastecimiento clasificadas según la ubicación relativa del SGDA y del consumidor, y según el número de consumidores beneficiados:

- “Modalidad 1a” para autosuficiencia local, SGDA y consumidor en el mismo inmueble.
- “Modalidad 1b” autosuficiencia múltiple local, varios consumidores en el mismo inmueble.

- “Modalidad 2a” autosuficiencia remota propia, SGDA y consumidor en inmuebles distintos.
- “Modalidad 2b” autosuficiencia remota a distintos consumidores en una zona específica.
- “Modalidad 2c” autosuficiencia remota a distintos consumidores en distintas zonas.

Para instituciones universitarias de campus único, la modalidad aplicable es generalmente la “1a” (ARCONEL, 2024).

Figura 3-2 Modalidad de autoabastecimiento.



Fuente: centrosur.gob.ec (2024).

En la “modalidad 1a” la generación fotovoltaica instalada en el inmueble del consumidor es consumida prioritariamente por las cargas locales del edificio. El excedente de generación que supera la demanda instantánea del inmueble puede ser administrado a la red de distribución cuando la normativa lo permite y la distribuidora ha otorgado la factibilidad correspondiente (ARCONEL, 2024).

La potencia nominal del SGDA puede ser de hasta 2 MW cuando exista inyección de excedentes, y sin límite específico de potencia cuando no exista inyección, siempre sujeto a la factibilidad de conexión.

Este mecanismo incentiva a las instituciones universitarias a dimensionar sus sistemas fotovoltaicos para cubrir la mayor parte posible de su demanda energética, reduciendo los costos de la factura eléctrica y contribuyendo a los objetivos de sostenibilidad institucional (Energía Estratégica, 2023).

La operación de un SGDA en modalidad de autoabastecimiento requiere que el sistema fotovoltaico disponga de los equipos de necesarios para supervisar en tiempo real los flujos de energía entre la generación fotovoltaica, las cargas del inmueble y la red pública de distribución.

El controlador de gestión energética (*EMS, Energy Management System*) coordina la operación del inversor, el medidor bidireccional y, en sistemas híbridos, el banco de baterías de almacenamiento, para maximizar el autoconsumo, minimizar la exportación no rentable y garantizar la calidad del suministro a las cargas críticas (ARCONEL, 2024).

La ARCONEL realiza monitoreo periódico del impacto técnico de los SGDA en las redes de distribución para evaluar la necesidad de ajustes regulatorios que aseguren la sostenibilidad técnica y económica del sector eléctrico (ARCONEL, 2024).

3.2.2. Certificación y viabilidad de conexión

La viabilidad de conexión es un documento técnico emitido por la empresa eléctrica de distribución competente que certifica la viabilidad de interconexión del sistema a la red, analizando que el sistema no cause perturbaciones técnicas inadmisibles en la red local.

El consumidor debe solicitar la viabilidad ante la distribuidora adjuntando la memoria técnica del SGDA, el diagrama unifilar, las especificaciones técnicas de los equipos principales (inversores, módulos, protecciones) y la planilla de suministro eléctrico vigente (Cornejo, 2024).

CNEL EP, 2024, se dedica en analizar el impacto del SGDA en el nivel de tensión, capacidad de red y la calidad del servicio, y emite la

viabilidad con las condiciones técnicas específicas de conexión en un plazo establecido por la regulación. La viabilidad de conexión tiene una vigencia de tres meses, pasados los cuales deberá renovarse si no se ha iniciado la instalación.

El certificado de calificación es el documento oficial emitido por ARCONEL que habilita formalmente al consumidor regulado para instalar, conectar y operar su SGDA (ARCONEL, 2024).

CNEL EP, 2024 en conjunto con ARCONEL establecen que, Para obtenerlo, el propietario del sistema debe presentar ante el distribuidor:

- Viabilidad de conexión vigente.
- Documentación de la propiedad o tenencia legítima del bien inmueble donde se instalará el SGDA (escritura de propiedad, contrato de arrendamiento notariado o autorización del propietario)
- Memoria técnica aprobada
- Especificaciones de los equipos a instalar
- Cualquier otro documento requerido por la distribuidora local.

Una vez concluida la instalación física del sistema, la distribuidora realiza una inspección técnica para verificar el cumplimiento de los requisitos normativos y, si el resultado es satisfactorio, procede a la instalación del medidor bidireccional y emite el certificado de calificación, cuya vigencia es acorde a la vida útil estimada del SGDA (CNEL EP, 2024).

Para instituciones universitarias, este certificado debe mantenerse actualizado ante cualquier modificación o ampliación del sistema fotovoltaico.

3.3. Diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos

El proceso de habilitación de un SGDA en Ecuador comprende tres etapas secuenciales e interdependientes: el dimensionamiento técnico del sistema, la obtención de la viabilidad de conexión ante la empresa distribuidora y la obtención del certificado de calificación emitido por ARCONEL (CNEL EP, 2024)

El dimensionamiento técnico consiste en la determinación de la potencia nominal óptima del SGDA en función del perfil de carga del consumidor (demanda máxima, demanda mínima, consumo mensual en kWh), la irradiancia solar disponible en el emplazamiento (expresada como Horas Pico Solar, HPS), la superficie disponible para la instalación de módulos y las restricciones normativas de potencia.

El dimensionamiento debe ser realizado por un profesional de ingeniería eléctrica o electrónica habilitado, y sus resultados se presentan en una memoria técnica que incluye el cálculo del número de módulos, la configuración del array, la potencia del inversor y el diagrama unifilar del sistema (ARCONEL, 2024)

Al diseñar un sistema fotovoltaico se requiere el cálculo de la energía diaria o mensual demandada, la potencia instalada necesaria y el espacio de almacenamiento necesario. Para ello, se consideran parámetros como las horas sol pico, las pérdidas del sistema y su autonomía deseada durante interrupciones del suministro eléctrico.

El dimensionamiento del inversor debe contemplar tanto la potencia nominal como capacidad de soportar picos de arranque de las cargas conectadas. Asimismo, el diseño del sistema de almacenamiento debe considerar la profundidad de descarga permitida, la tecnología de las baterías y su vida útil, garantizando un sistema fiable y seguro.

CAPÍTULO III

4. DIMENSIONAMIENTO

4.1. Ubicación y área de trabajo.

El presente trabajo tiene como lugar de estudio a la FETD dentro del campus principal de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

Figura 4-1 Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo UCSG.



Fuente: Google.com (2026)

La facultad cuenta con 7686,12 m², lo cual abarca desde el primer edificio de laboratorios en la parte baja de la facultad hasta el final del parqueadero de la Estacion de Radio y Televisión UCSG.

En consecuencia, el alcance del trabajo comprende únicamente las instalaciones, cargas y tableros que se encuentran aguas abajo del transformador que alimenta a la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo, dejando fuera cualquier análisis de demanda, calidad de energía o propuestas de mejora asociadas a UCSG TV y Radio.

4.2. Descripción del sistema eléctrico existente.

4.2.1. Media tensión

La Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo se alimenta desde la red de distribución de la Universidad mediante una acometida aérea en media tensión de 13,8 kV, lo que la clasifica como una instalación con punto de entrega en media tensión y sistema propio de transformación.

Figura 4-2 Acometida interna del campus UCSG.



Fuente: Autor (2026)

En el ingreso al área de la facultad, la energía es derivada hacia un banco de tres transformadores monofásicos, dispuestos de forma que operan como un conjunto trifásico para atender la demanda del edificio. Estos transformadores realizan la conversión de 13,8 kV a 0,216 kV, tensión medida entre líneas en el lado de baja tensión, constituyendo el nivel de servicio principal para los tableros generales y subtableros de la facultad.

Figura 4-3 Entrada a cuarto de transformadores FETD.



Fuente: Autor (2026)

El modo de conexión adoptado es estrella-estrella con neutro accesible, por lo que la tensión fase-neutro es de aproximadamente 0,125 kV, valor que se emplea para la alimentación de circuitos monofásicos de iluminación y tomacorrientes.

Figura 4-4 Banco de transformadores de la FETD.



Fuente: Autor (2026)

Esta configuración permite disponer de un conductor neutro común para la distribución interna, facilitando el equilibrio de cargas entre fases y el cumplimiento de las condiciones de seguridad y protección frente a fallas a tierra.

4.2.2. Baja tensión

En la parte de baja tensión de la instalación, la facultad cuenta con un sistema de distribución en corriente alterna ya implementado, cuyo punto de seccionamiento y protección principal está constituido por un interruptor automático de tres polos, calibre 650 A, marca ABB, modelo SACE S6.

Figura 4-5 Interruptor automático principal.



Fuente: Autor (2026)

Este interruptor se encuentra instalado a la salida del conjunto de transformadores y actúa como dispositivo general de maniobra y protección del alimentador principal que suministra energía a los tableros de la facultad.

Su función es interrumpir corrientes de sobrecarga y de cortocircuito que puedan presentarse aguas abajo, limitando los esfuerzos térmicos y dinámicos sobre conductores y equipos, y permitiendo la desconexión total

del edificio en operaciones de mantenimiento o en condiciones de emergencia.

4.3. Caracterización del punto de conexión.

El banco de transformadores tiene una potencia nominal de 300 kVA y opera en baja tensión con sistema trifásico estrella sólida a 125 V fase-neutro / 216 V línea a línea, frecuencia 60 Hz. La corriente nominal en baja tensión se calcula mediante:

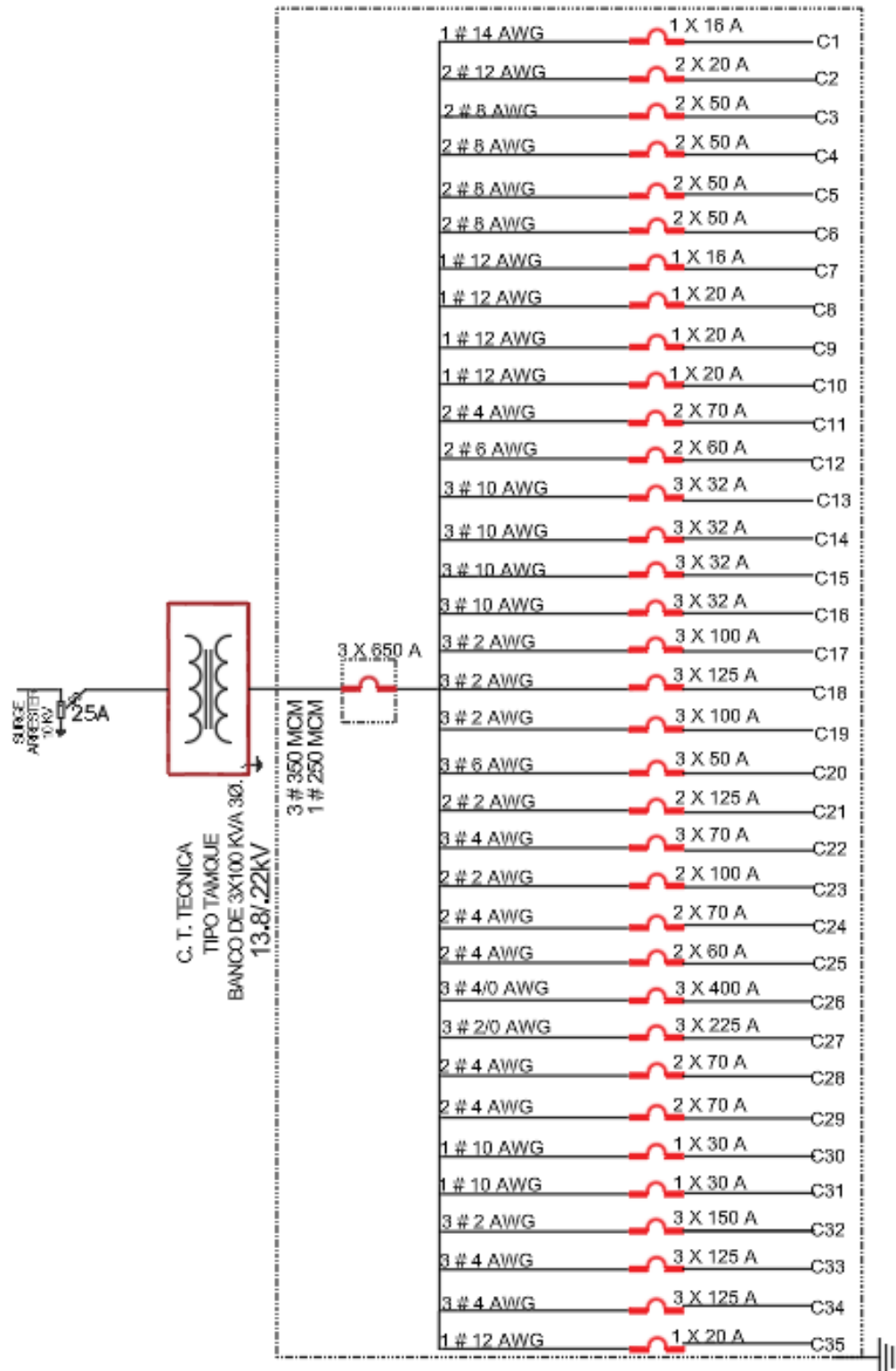
Ecuación 4-1 Corriente nominal en baja tensión.

$$I_n = \frac{S_{nom}}{(\sqrt{3} \times V_{LL})} = \frac{300,000}{(1.732 \times 216)} = 801.88 \text{ A}$$

Parámetro	Valor
Potencia nominal	300 kVA
Tensión BT (fase-neutro / línea)	125 V / 216 V
Sistema	Trifásico 4 hilos (TN-C-S)
Frecuencia	60 Hz
Corriente nominal BT	801.88

Fuente: Autor (2026)

Figura 4-6 Diagrama unifilar CA FETD.



Fuente: Autor (2026)

4.4. Corrientes Medidas en Baja Tensión

Las corrientes fueron medidas con analizador de redes trifásico en condición de máxima demanda diurna (horario pico académico). La potencia aparente por fase se obtiene como

Ecuación 4-2 Potencia aparente por fase.

$$S_{Lx} = V_{fn} \times I_{Lx}$$

Tabla 4-1 Corrientes en media y potencias aparentes por línea.

Línea	Corriente (A)	S por fase (kVA)	Desviación vs. promedio
L1	310.2	38.775	+22.6 A (+7.9%)
L2	170.0	21.250	-117.6 A (-40.9%)
L3	382.6	47.825	+95.0 A (+33.0%)
Promedio	287.60	35.950	—
TOTAL	—	107.850	—

Fuente: Autor (2026).

4.5. Potencia Total de la Carga

Ecuación 4-3 Sumatoria de potencias aparentes.

$$S_{total} = S_{L1} + S_{L2} + S_{L3} = 38.775 + 21.250 + 47.825 = 107.850 \text{ kVA}$$

Ecuación 4-4 Potencia activa de la carga.

$$P_{total} = S_{total} \times fp = 107.850 \times 0.85 = 91.672 \text{ kW}$$

4.6. Desequilibrio de Fases (Método NEMA)

El desequilibrio de corriente se calcula conforme al método NEMA MG-1, que relaciona la desviación máxima respecto al promedio trifásico con dicho promedio (Tabora et al., 2020).

Voltage Disturbance, (s. f.), indica que, este indicador es fundamental para evaluar el impacto sobre el inversor trifásico, dado que los inversores

modernos incorporan protecciones que actúan ante desequilibrios superiores al 10%:

Ecuación 4-5 porcentaje de desequilibrio entre fases,

$$\%_{desq} = \left(\frac{|I_{max} - I_{prom}|}{I_{prom}} \right) \times 100 = \left(\frac{|382.6 - 287.60|}{287.60} \right) \times 100 = 33.0\%$$

OBSERVACIÓN: El desequilibrio del 33.0% excede el límite normativo del 10% (NEMA MG1 / IEC 60034-26). Se requiere rebalanceo de cargas previo a la puesta en servicio del SGDA, redistribuyendo ~95 A de L3 hacia L2.

4.7. Utilización del Transformador

El porcentaje de utilización del transformador respecto a su capacidad nominal permite verificar si existe margen suficiente para la conexión del sistema fotovoltaico:

Ecuación 4-6 Cálculo de utilización de transformador.

$$Utilización = \left(\frac{S_{medida}}{S_{nominal}} \right) \times 100 = \left(\frac{107.850}{300} \right) \times 100 = 35.9\%$$

El transformador opera al 35.9% de su capacidad nominal, con 192.15 kVA disponibles. Este margen habilita la conexión del SGDA sin restricciones en el punto de entrega.

4.8. Recurso Solar — Horas Sol Pico (HSP)

La ciudad de Guayaquil se localiza a latitud 2.2° S y longitud 79.9° O, en la región Costa de Ecuador, con clima tropical y alta irradiación solar durante todo el año. Los datos de irradiación global horizontal provienen de las bases NASA-SSE, el PVGIS, los cuales presentan concordancia estadística satisfactoria para la zona.

Se adopta HSP = 3.4 h/día como valor conservador de diseño, incorporando variabilidad estacional y nubosidad costera.

Tabla 4-2 Parámetros solares del punto.

Parámetro	Valor	Fuente
Irradiación GHI media anual	3.5 kWh/m ² /día	NASA-SSE / PVGIS
HSP de diseño (conservador)	3.4 h/día	Atlas Solar Ecuador
Inclinación óptima de módulos	5° (Norte)	PVGIS
Temperatura ambiente máxima	35°C	INAMHI
Temperatura mínima de diseño	15°C	Diseño conservador

Fuentes: Nasa-SSE; Chavez, (2020).

Elaborado por: Autor (2026).

4.9. Dimensionamiento del SGDA como sistema de respaldo.

4.9.1. Potencia FV propuesta.

El SGDA se dimensiona para cubrir el 74.35% de la potencia total (91.672 kW) en base al cálculo del factor de demanda.

Tabla 4-3 Potencia total bajo demanda regular.

Corriente de línea bajo carga regular	Amperios
L1	164.6 A
L2	75 A
L3	196.6 A
Ptotal (A1-3 x 125) x 1.25	68.156 kW

Fuente: Autor (2026).

Elaborado por: Autor (2026).

Ecuación 4-7 Potencia del sistema FV

$$P_{\text{sistema}} = \frac{P_{\text{total}} \times \text{horas laborables de la universidad} \times f_{\text{factor de demanda}}}{Hs_p}$$

$$P_{sistema} = \frac{68.156 \text{ kW} \times 16h \times .7435}{3.4} = 320.744 \text{ kW}$$

4.9.2. Modulo fotovoltaico seleccionado.

Tabla 4-4 Datasheet modulo JA Solar JAM72S30-550/MR.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia máxima	Pmax	550	Wp
Voltaje máx. potencia	Vmp	41.96	V
Corriente máx. potencia	Imp	13.11	A
Voltaje circuito abierto	Voc	49.9	V
Corriente cortocircuito	Isc	14.0	A
Eficiencia del módulo	η_{mod}	21.3	%
Coef. temperatura Voc	β	-0.270	%/°C
Coef. temperatura Pmax	γ	-0.350	%/°C
Temperatura NOCT	NOCT	45	°C
Dimensiones (LxAxE)	—	2279×1134×35	mm

Fuente: JA Solar (2023).

Elaborado por: Autor (2026).

Figura 4-7 Modulo JA Solar JAM72S30-550/MR.



Fuente: jasolar.com (2023).

4.9.3. Corrección de temperatura.

Ecuación 4-8 Temperatura de célula.

$$T_{celula} = T_{amb} + \left(\frac{G}{800} \right) \times (NOCT - 20) = 35 + \left(\frac{800}{800} \right) \times (45 - 20) = 55^{\circ}C$$

Ecuación 4-9 Voltaje de circuito abierto a 15 °C

$$V_{oc}(T_{min} = 15^{\circ}C) = 49.9 \times [1 + (-0.0027) \times (15 - 25)] = 51.25 V$$

Ecuación 4-10 Vmp a a 55 °C

$$V_{mp}(T_{max} = 55^{\circ}C) = 41.96 \times [1 + (-0.0027) \times (55 - 25)] = 38.56 V$$

4.9.4. Número de módulos

Ecuación 4-11 Número de módulos.

$$N_{paneles} = \frac{320744W}{550 Wp} = 583,17 \rightarrow 584\# \text{ módulos}$$

Ecuación 4-12 Potencia fotovoltaica final.

$$P_{FV, final} = 584 \times 550 \text{ W} = 321.200 \text{ kWp}$$

4.9.5. Selección de inversor.

Se selecciona el inversor trifásico FIMER PVS-350-TL para conexión a red, con arquitectura *transformerless* (sin transformador de baja frecuencia) y seguimiento MPPT de alta eficiencia. Este modelo cuenta con certificación IEC 62116 para *anti-islanding*.

Figura 4-8 String inverter PVS-350-TL



Fuente: fimer.com (2021).

Tabla 4-5 Especificaciones del inversor PVS-350-TL.

Parámetro	Valor
Parámetro	Valor / Descripción
Tipo de inversor	String trifásico sin transformador
Potencia nominal AC	333 000 W
Potencia aparente máxima	350 000 VA
Tensión máxima DC	1500 V
Tensión de arranque	600...1000 V

Tensión nominal de entrada DC	1080 V
Número de MPPT	12
Corriente máxima por MPPT	45 A
Corriente máx. de cortocircuito MPPT	60 A
Pares de entrada por MPPT	2
Conector DC	MC4-Evo2
Tensión nominal de red AC	800 V
Conexión de red	Trifásica 3W + PE
Corriente nominal de salida	240,3 A
Corriente máxima de salida	253 A
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Grado de protección	IP66
Refrigeración	Aire forzado
Peso	≤ 110 kg
Interfaces de comunicación	Ethernet, RS-485
Protecciones DC	Falla de arco, polaridad inversa, sobretensión tipo 2/1+2
Protecciones AC	Anti-isla, descargador sobretensión tipo 2

Fuente: fimer.com (2021).

Elaborado por: Autor (2026).

4.9.6. Configuración del Arreglo (*Strings*)

Ecuación 4-13 Número mínimo de arreglos en serie.

$$N_{serie,max} = \left\lceil \frac{V_{MPPT,max}}{V_{oc}(T_{min})} \right\rceil = \left\lceil \frac{1500}{51.25} \right\rceil = 29.26 \rightarrow 29 \frac{módulos}{string}$$

Ecuación 4-14 Número máximo de arreglos en serie.

$$N_{serie, min} = \left\lceil \frac{V_{MPPT, min}}{V_{mp}(T_{max})} \right\rceil = \left\lceil \frac{500}{38.56} \right\rceil = 12.96 \rightarrow 13 \frac{\text{módulos}}{\text{string}}$$

Ecuación 4-15 Arreglo elegido.

$$N_{serie} adoptado = 26 \rightarrow V_{string(V_{mp})} = 26 \times 41.96 = 1\,090.96 \text{ V CC}$$

(rango: 500 – 1500 V)

Ecuación 4-16 Voltaje en paralelo de los arreglos.

$$V_{string(V_{oc}, T_{min})} = 26 \times 51.25 = 1\,332.5 \text{ V CC } (< 1\,500 \text{ V máx.})$$

Ecuación 4-17 Arreglo en paralelo final.

$$N_{strings} = \left\lceil \frac{584}{26} \right\rceil = 22.46 \text{ strings}$$

A repartir entre las 12 entradas MPPT del inversor.

Ecuación 4-18 DC/AC ratio.

$$Ratio \frac{DC}{AC} = \frac{321.2 \text{ kWp}}{333 \text{ kW}} = 0.965 \quad (\text{rango óptimo: } 0.85 - 1.20)$$

La razón DC/AC de 0.965 indica un subdimensionamiento del campo FV respecto al inversor, criterio deliberado y técnicamente recomendado para climas ecuatoriales donde la irradiancia en CEM raramente se alcanza en condiciones de operación real. Este diseño previene el *clipping* de potencia y maximiza la vida útil del equipo al operar en rangos de temperatura interior más bajos.

Dado que el inversor PVS-350-TL dispone de 12 entradas MPPT independientes, la configuración teórica del arreglo fotovoltaico previamente calculada se ajusta para aprovechar la totalidad de los seguidores de punto

de máxima potencia disponibles en el equipo, optimizando así el rendimiento individual de cada rama.

En consecuencia, el arreglo queda conformado por 12 *strings* en paralelo, distribuidos de la siguiente manera: seis strings mppt conformados de dos módulos en paralelo de 26 módulos en serie, dos strings mppt de dos módulos en paralelo de 23 módulos en serie y cuatro strings mppt de tres módulos en paralelo de 15 módulos en serie, configuración que permite maximizar la tensión de operación dentro del rango MPPT del inversor y minimizar las pérdidas por desajuste entre ramales de diferente longitud.

Tabla 4-6 Resumen del arreglo fotovoltaico.

Parámetro	Valor
Módulos totales	584
Strings en paralelo	12
Módulos en serie/string	26/23/15
Potencia pico instalada	321.2 kWp
V_string (Vmp, CEM)	629.4V CC - 1 332.5 V CC
Inversor	FIMER PVS-350-TL
Ratio DC/AC	0.965

Fuente: Autor (2026).

4.9.7. Producción energética estimada

La energía eléctrica generada diariamente por el sistema se estima mediante la metodología de las Horas Sol Pico (HSP), que concentra la irradiación solar variable a lo largo del día en un número equivalente de horas a irradiancia estándar de 1000 W/m². La eficiencia global del sistema (η_{sistema}) agrega todas las fuentes de pérdida entre el campo fotovoltaico y el punto de entrega a la red:

Tabla 4-7 Factores de pérdida del sistema PV.

Factor	Símbolo	Valor	Descripción
Eficiencia del inversor	η_{inv}	0.9885	Dato CEC, FIMER PVS-350-TL
Pérdidas por temperatura	η_{temp}	0.940	Clima cálido y húmedo de Guayaquil
Pérdidas en cableado DC+AC	η_{cable}	0.980	Caídas de tensión < 3%
Pérdidas por polvo y sombra	η_{somb}	0.970	Zona costera, limpieza semestral
Pérdidas por mismatch	η_{mism}	0.980	Dispersión de parámetros entre módulos
EFICIENCIA GLOBAL	η_{sis}	0.866	86.6%

Fuente: Enfsolar (2022); Kempe et al. (2021).

Elaborado por: Autor (2026).

Ecuación 4-19 Eficiencia global.

$$\eta_{sis} = 0.9885 \times 0.94 \times 0.98 \times 0.97 \times 0.98 = 0.866$$

Ecuación 4-20 Energía diaria producida.

$$E_{dia} = 321.2 \text{ kWp} \times 3.4 \text{ h} \times 0.866 = 945.74 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}$$

Ecuación 4-21 Energía mensual producida.

$$E_{mensual} = 945.74 \times 30 = 28\,372.2 \frac{\text{kWh}}{\text{mes}}$$

Ecuación 4-22 Energía producida anual.

$$E_{anual} = 945.74 \times 365 = 345\,195.1 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

La demanda energética anual estimada por un promedio de uso estudiantil de 16 h/día de 7am a 11pm × 260 días lectivos (contando el semestre C) es: $68.156 \text{ kW} \times 16 \times 260 = 283\,528.96 \text{ kWh/año}$. La generación FV (345 195.1 kWh/año) representa una cobertura del 121.75% de la energía demandada en horario solar.

Tabla 4-8 Indicadores de producción energética SGDA.

Indicador Energético	Valor
Producción diaria estimada	945.74 kWh/día
Producción mensual estimada	28 372.2 kWh/mes
Producción anual estimada	345 195.1 kWh/año
Cobertura solar en horario diurno	121.75%

Fuente: Autor (2026).

4.9.8. Dimensionamiento del Cableado

Los conductores del campo fotovoltaico deben dimensionarse conforme a la norma IEC 62548, la cual exige que la corriente del cable sea superior al 125% de la I_{CS} del string. Se selecciona cable solar H1Z2Z2-K, diseñado para instalación a la intemperie con temperatura de servicio de -40°C a $+90^\circ\text{C}$, resistente a rayos UV, ozono y humedad, conforme a la norma IEC 62930 (Vitel Energía, 2024).

Ecuación 4-23 Diseño de cableado.

$$I_{\text{diseño}, CC} = 1.25 \times I_{sc} \times \# \text{modulos en paralelo} = 1.25 \times 14.0 \times 3 = 63 \text{ A} \rightarrow \text{Cable H1Z2Z2 - K } 6 \text{ mm}^2 (\text{cap.} \geq 70 \text{ A})$$

$$I_{\text{diseño}, CC} = 1.25 \times I_{sc} \times \# \text{modulos en paralelo} = 1.25 \times 14.0 \times 2 = 42 \text{ A} \rightarrow \text{Cable H1Z2Z2 - K } 4 \text{ mm}^2 (\text{cap.} \geq 55 \text{ A})$$

Kotarela et al, (2020) afirman que, la verificación de caída de tensión en el string más largo (longitud estimada 300 m, polo positivo + negativo = 150 m por conductor) es necesaria para garantizar un valor inferior al 1% recomendado por IEC 62548:

Ecuación 4-24 Porcentaje de caída de tensión en circuito de CC

$$\Delta V\%_{CC} = \frac{2 \times L_{polo} \times Imp \times \rho}{A \times V_{string}} \times 100 = \frac{2 \times 150 \times 26.22 \times 0.0175}{16 \times 1090.96} \times 100 = 0.789\%$$

Donde:

2: Multiplicador por par de conductor (positivo y negativo)

L_{polo} : Distancia en metros del *string* a la caja combinadora del arreglo PV.

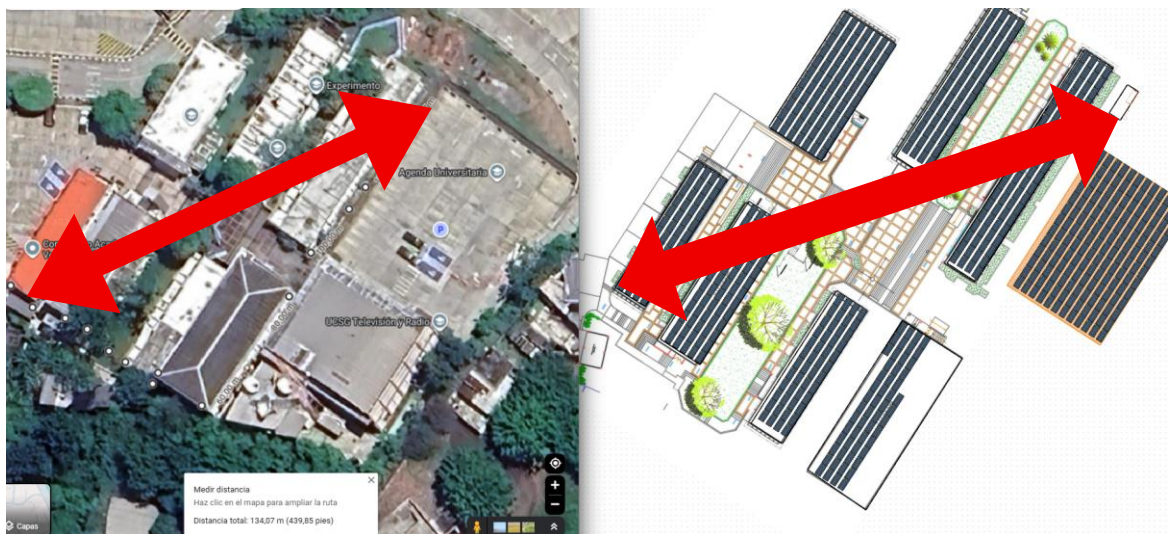
Imp : Corriente de potencia máxima (en este caso multiplicada por la cantidad de *strings* en paralelo #2)

ρ : Resistividad dl material del conductor

A : El área de la sección transversal de un conductor

V_{string} : voltaje del *string*

Figura 4-9 Distancia entre módulos.



Fuente: Autor (2026)

4.9.9. Cableado de Corriente Alterna (CA)

La corriente nominal de salida del inversor determina la sección mínima del conductor CA. Se aplica un factor de seguridad de 1.25 conforme a la norma NEC-SB-IE para circuitos que operan en carga continua:

Ecuación 4-25 Corriente de diseño en alterna.

$$I_{diseño, CA} = 1.25 \times 253 = 316.25 A \rightarrow 3 \times (1 \times 203 mm^2) THHN + N \times 150 mm^2 + T \times 120 mm^2$$

Tabla 4-9 Conductores.

Tramo	I diseño (A)	Conductor seleccionado
CC (String → Combiner) a máxima distancia	63	H1Z2Z2-K16 mm ²
CA (Inversor → Tablero)	316.25	THHN 3×203 mm ² + N150 + T120

Fuente: Autor (2026).

La integración de un transformador trifásico de 350 kVA, con relación de 800 V a 220 V, resulta fundamental para la correcta adaptación del sistema fotovoltaico y de almacenamiento a la realidad eléctrica de la Facultad Técnica de la UCSG. Al trabajar el inversor central y el sistema BESS en un nivel de 800 V trifásico, se requiere un equipo de transformación que permita llevar la energía a baja tensión estándar de la instalación, es decir 220 V trifásico con 110 V línea-neutro.

Este transformador pasara a actuar como interfaz entre el nivel de generación/conversión y la red interna de la facultad, garantizando la compatibilidad de tensión, la seguridad eléctrica y el cumplimiento de las condiciones de operación de los equipos existentes.

4.10. Plan de Rebalanceo de Fases

El desequilibrio del 33.0% determinado en la sección 3.4 representa el principal problema técnico previo a la puesta en servicio del SGDA. Un desequilibrio de esta magnitud provoca:

- Corrientes de secuencia negativa en el inversor trifásico que activan sus protecciones internas
- Calentamiento diferencial en los devanados del transformador que reduce su vida útil
- Vibración en motores trifásicos
- Distorsión en la regulación de voltaje de la red interna, debe corregirse antes de energizar el SGDA. La corriente objetivo-balanceada y la redistribución necesaria son:

$$I_{objetivo} = \frac{310.2+170.0+382.6}{3} = 287.60 \text{ A}$$

$$\text{Corriente a redistribuir (L3} \rightarrow \text{L2)} = 382.6 - 287.60 = 95.0 \text{ A}$$

La corriente objetivo para lograr un balance aceptable (desequilibrio < 10%) es el valor promedio actual de las tres fases. La redistribución requerida consiste en migrar aproximadamente 95 A de carga desde L3 hacia L2, acción que lleva el sistema a un desequilibrio residual estimado del 7.9%, dentro del límite normativo:

Tabla 4-10 Estado pre- / postbalance de fases.

Línea	Corriente actual (A)	Postbalance (A)	Diferencia (A)
L1	310.2	310.2	0
L2	170.0	265.0	+95.0
L3	382.6	287.6	-95.0
Promedio	287.60	287.60	—
Desequilibrio	33.0%	7.9%	-25.1%

Fuente: Autor (2026).

El rebalanceo se implementa mediante reasignación de circuitos monofásicos en los tableros de distribución seccionales de los edificios que alimentan L3.

4.11. Potencia Activa de carga a respaldar

Tabla 4-11 parámetros aproximados del sistema en funcionamiento.

Parámetro	Valor
Potencia pico FV instalada	321.200 kWp
Inversor FV	FIMER PVS-350-TL (trifásico)
Corriente nominal de salida CA	240.3 A (valor de diseño solicitado)
Tensión de salida	800 V L-L / 462 V L-N (sistema 3Φ 4H)
Factor de potencia de diseño	0.85
Frecuencia	60 Hz
Autonomía mínima requerida	6 horas

Fuente: Autor (2026).

Debido a los cortes de servicio dados en 2024, se opta por una autonomía requerida mínima de seis horas, adaptando su comportamiento a un sistema exclusivo de respaldo de energía.

La potencia activa que el banco de baterías debe sostener durante 6 horas se calcula a partir de la corriente de salida nominal del inversor híbrido y la tensión de red:

Ecuación 4-26 Potencia activa de salida del inversor.

$$P_{carga} = \sqrt{3} \times V_{LL} \times I_{salida} \times fp$$

$$P_{carga} = 1.732 \times 208 \times 240.3 \times 0.85 = 73\,584.08 \text{ W} \approx 73.584 \text{ kW}$$

Ecuación 4-27 Energía bruta de autonomía.

$$E_{autonomia} = P_{carga} \times t_{autonomia} = 73.584 \text{ kW} \times 6 \text{ h} = 441.5 \text{ kWh}$$

El cálculo de la energía que debe almacenar el banco debe considerar:

Tabla 4-12 Factores a considerar durante el cálculo de banco de baterías.

Factor	Valor	Justificación
Eficiencia del PCS/inversor de baterías (η_{inv})	0.984	Eficiencia típica PCS industrial LiFePO ₄
Profundidad de descarga LiFePO₄ (DoD)	0.90	Máx. recomendado para LiFePO ₄ (DoD 90%)
Factor de envejecimiento (f_{env})	1.25	IEEE 485-2020: reemplazar al 80% de capacidad
Factor de temperatura (f_{temp})	1.05	Guayaquil: T_amb = 35°C degrada capacidad ~5%

Fuente: CTS, (2025).

Elaborado por: Autor (2026).

Ecuación 4-28 Energía nominal corregida.

$$E_{banco} = \frac{E_{autonomia}}{\eta_{inv} \times DoD} \times f_{env} \times f_{temp}$$

$$E_{banco} = \frac{441.5}{0.9885 \times 0.90} \times 1.25 \times 1.05$$

$$E_{banco} = \frac{441.5}{0.8856} \times 1.3125 = 311.72 \times 1.3125 = 651.35 \text{ kWh}$$

Se adopta como capacidad nominal del banco: $E_{\text{banco}} = 651.35$ kWh valor de 3 banco de baterías CTS modelo CTSHV215 en paralelo (valor normalizado comercialmente inferior al calculado) (CTS, 2025).

Tabla 4-13 resumen de configuración de banco de baterías.

Parámetro	Valor
Tecnología	LiFePO ₄ 3.2 V / 280 Ah
Total, de celdas	480 celdas
Voltaje nominal del banco	768 V DC
Capacidad en Ah	$3 \times 280 = 840$ Ah
Energía bruta total	645.12 kWh
Energía utilizable (DoD 90%)	$645.12 \times 0.90 = 580.6$ kWh
Autonomía real (@73.584 kW + $\eta=0.984$)	$580.6 / (73.584/0.984) = 7.76$ horas
Autonomía mínima garantizada (fin de vida útil 80%)	$8.27 \times 0.80 = 6.2$ horas

Fuente: CTS, 2025.

Elaborado por: Autor (2026).

4.12. Resumen de Resultados

La siguiente tabla consolida los parámetros de diseño más relevantes del sistema fotovoltaico dimensionado para la FETD-UCSG, constituyendo el cuadro de especificaciones técnicas que deberá incluirse en la memoria de

factibilidad de conexión presentada ante la distribuidora local (CNEL-EP Guayaquil):

Tabla 4-14 Resumen del SGDA,

Parámetro	Resultado
Banco de transformadores	300 kVA 125 V (L-N) / 216 V (L-L) 60 Hz
Corrientes medidas	L1=310.2 A L2=170.0 A L3=382.6 A
Carga total medida	107.850 kVA / 91.672 kW (fp=0.85)
Desequilibrio de fases	33.0% → requiere corrección (límite: 10%)
Utilización del transformador	35.9% (192.15 kVA disponibles)
Carga bajo demanda	68.156 kW
Potencia FV instalada	321.200 kWp
Módulos fotovoltaicos	584 × JA Solar JAM72S30-550/MR (mono PERC)
Configuración del arreglo	6 strings × 2 grupos en paralelo de 26 módulos en serie 2 strings × 2 grupos en paralelo de 23 módulos en serie 4 strings × 3 grupos en paralelo de 15 módulos en serie
Voltaje de string (Vmp)	629.4V CC - 965.08V CC - 1090.96V CC - 1 332.5 Vmax CC
Corriente total entrada inversor	157.32 A CC
Inversor	FIMER PVS-350-TL - 1 unidad
Ratio DC/AC	0.965
Eficiencia global del sistema	86.6%
Producción diaria estimada	945.74 kWh/día
Producción mensual estimada	28 372.2 kWh/mes

Producción anual estimada	<i>345 195.1 kWh/año</i>
Cobertura solar de la demanda	121.75%
Cableado CC	H1Z2Z2-K 16 mm ²
Cableado CA	THHN 203 mm ²
Banco de baterías	CTSHV215
Arreglo	3 <i>strings</i> en paralelo
Voltaje nominal de banco	768 V DC
Capacidad	840 Ah
Energía bruta total	645.12 kWh
Horas de autonomía	7.76
Normativa principal	ARCERNNR-008/23, IEC 62548, IEC 62116, NEC-SB-IE

Fuente: Autor (2026).

CAPITULO VII

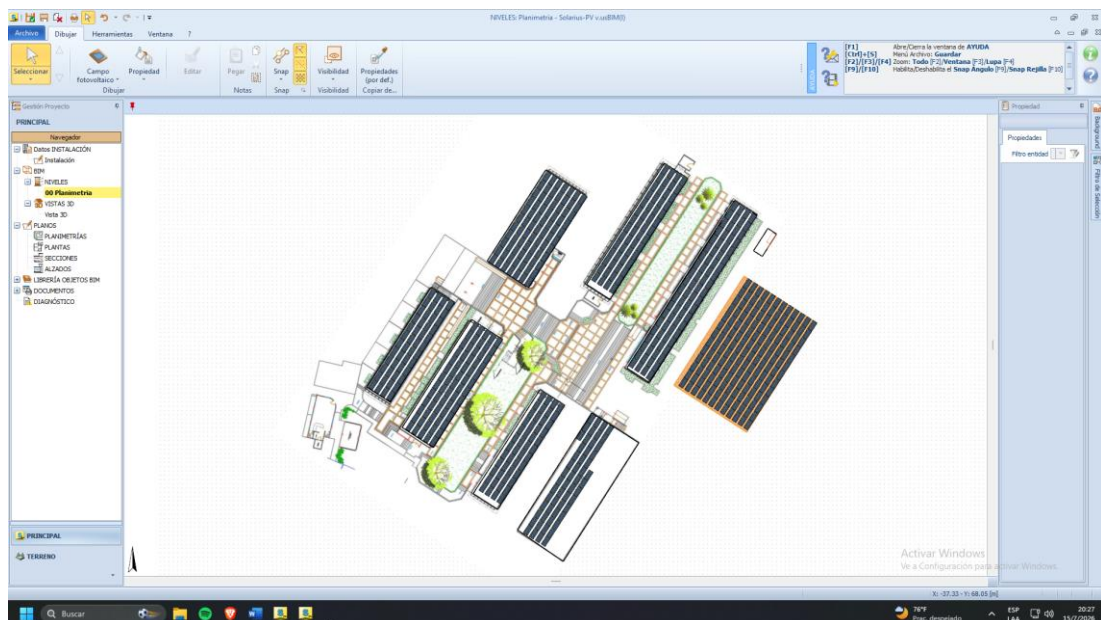
5. SIMULACIÓN

5.1. Simulador.

Solarius PV es el software profesional de diseño y simulación de instalaciones fotovoltaicas desarrollado por ACCA Software, certificado por *buildingSMART International* como herramienta BIM. Integra un entorno de modelado 3D/BIM que permite diseñar el campo FV directamente sobre volumetrías del edificio o modelos importados desde AutoCAD (DXF/DWG), Revit, ArchiCAD o Edificius en formato IFC (ACCA Software, 2020).

Para el cálculo de irradiación solar, el software utiliza bases de datos climáticos certificados como METEONORM 7.1 y PVGIS, disponibles para cualquier ubicación geográfica mundial, incluyendo Ecuador.

Figura 5-1 Programa Solarius PV.



Fuente: Autor (2026).

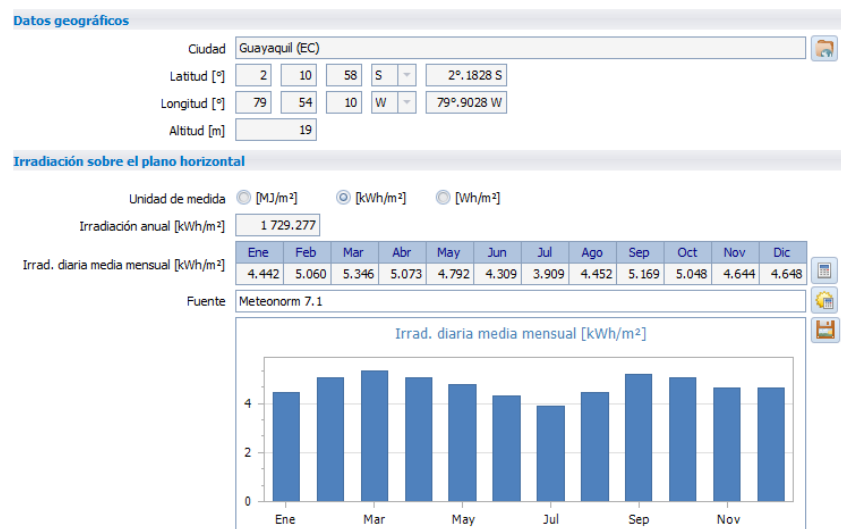
Entre sus principales funciones se destacan: el análisis de sombreado por obstáculos lejanos y cercanos visualizado sobre el diagrama solar; el

dimensionamiento guiado del arreglo FV con verificación automática de compatibilidad eléctrica entre módulos, inversores y baterías; y la generación automática del esquema unifilar eléctrico completo (cuadros CC y CA, protecciones, cableado) (ACCA Software, 2020).

5.2. Datos geográficos e Irradiación.

El área de estudio corresponde al campus principal de la Universidad de Guayaquil (UG), institución localizada en Guayaquil, ubicada en el kilómetro 1.5 de la avenida Carlos Julio Arosemena. Para la caracterización del recurso solar, se empleó el software Solarius PV, el cual integra un módulo de geolocalización basado en Google Maps que permite identificar con precisión el sitio de implantación del sistema fotovoltaico, recuperando automáticamente los parámetros climáticos mediante su base de datos meteorológica integrada METEONORM 7.1.

Figura 5-2 Apartado: Localidad.



Fuente: Autor (2026).

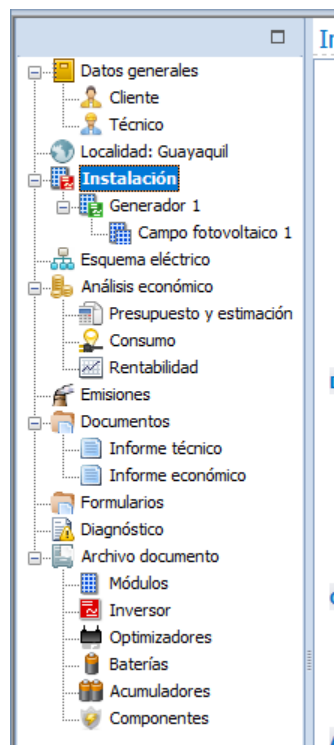
Los datos de irradiación global horizontal (GHI) obtenidos para Guayaquil presentan un valor promedio anual de 4.52 kWh/m²/día, resultado consistente con las estimaciones del INAMHI y la plataforma PVGIS, que oscilan entre 4.0 y 4.65 kWh/m²/día. Este valor establece una Hora Solar

Pico (HSP) de diseño de 4.4 h/día para el dimensionamiento conservador del sistema (Chavez, 2020).

5.3. Dimensionamiento del sistema

Para proceder con el dimensionamiento en Solarius PV, se accede al apartado "Instalación" de la barra de navegación lateral izquierda y se selecciona la opción "Diseño de Instalación BIM", la cual abre el entorno gráfico tridimensional del programa.

Figura 5-3 Barra de herramientas Solarius,



Fuente: Autor (2026).

Este entorno permite definir la geometría del edificio, establecer los planos de implantación de los módulos fotovoltaicos y configurar los parámetros eléctricos del sistema, garantizando coherencia entre la disposición física del campo FV y los resultados de producción energética generados por el simulador.

Figura 5-4 Apartado: instalaciones.

Diseño instalación BIM

Datos generales

Nombre

Instalación1

Descripción del sitio

Dirección

Ayuntamiento

Guayaquil

CP

Configuración

Tipo de conexión

Trifásica en baja tensión

Tipología instalación

Una sección

Gestión secciones

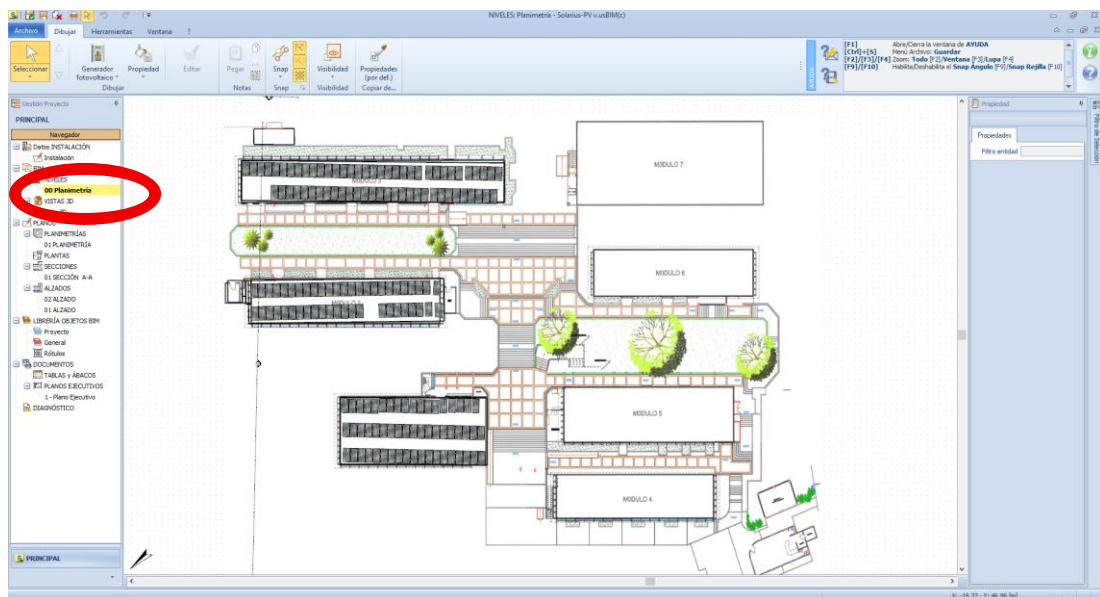
Almacenamiento

Sistema de almacenamiento

Lado producción bidireccional en c.c.

Fuente: Autor (2026).

Figura 5-5 Diseñador Bim.



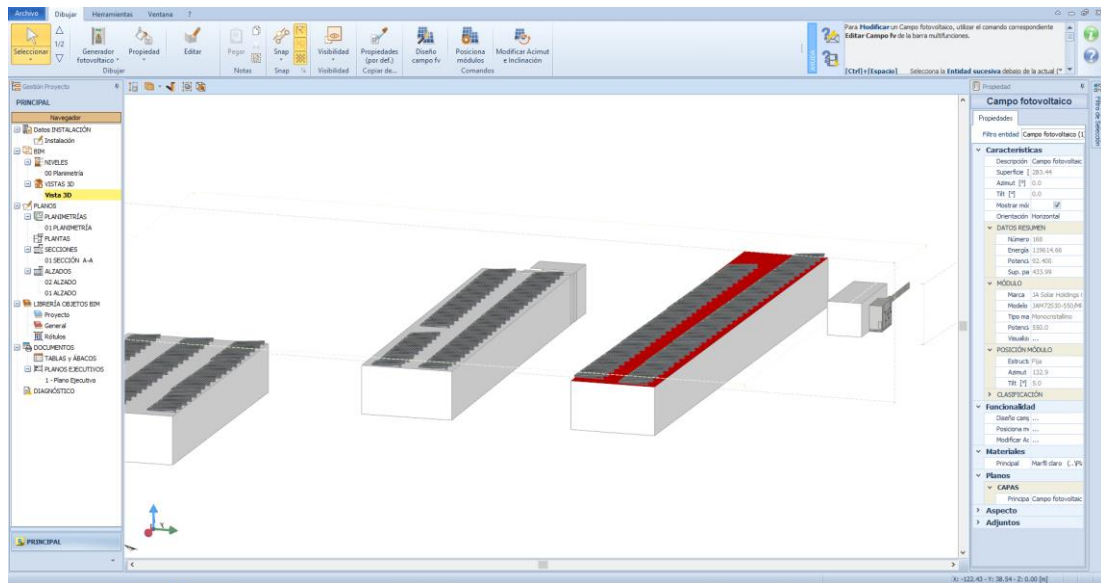
Fuente: Autor (2026).

Una vez concluido el levantamiento volumétrico de las estructuras en el entorno BIM, se procede a la delimitación de las superficies de implantación disponibles para la instalación de los módulos solares, definiendo orientación, inclinación y área útil de cada plano receptor.

Posteriormente, mediante el apartado "Vista 3D" del programa, se accede al panel de configuración del arreglo fotovoltaico, desde el cual el

proyectista selecciona y asigna los componentes principales del sistema: módulos fotovoltaicos, inversor y cajas combinadoras (combiner boxes).

Figura 5-6 Vista 3D del proyecto.



Fuente: Autor (2026).

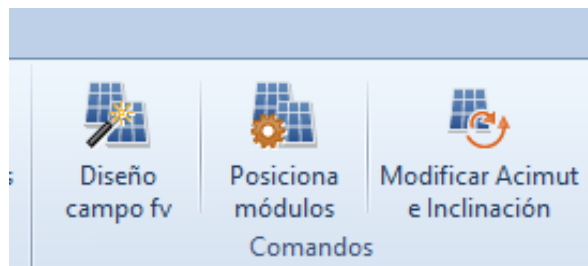
Esta selección se realiza a partir de la biblioteca de equipos integrada en Solarius PV, la cual contiene fichas técnicas actualizadas de fabricantes homologados, permitiendo verificar automáticamente la compatibilidad eléctrica entre los elementos del arreglo conforme a los criterios establecidos en la norma IEC 62548

5.4. Selección de módulo fotovoltaico.

Para la selección del módulo fotovoltaico, se accede a la barra de herramientas superior y se selecciona la tarea "Diseño Campo FV", la cual despliega el panel de configuración del generador, permitiendo elegir

- Modelo de módulo.
- Orientación azimutal.
- Inclinação del arreglo.

Figura 5-7 Tarea diseño de campo FV.



Fuente: Autor (2026)

Nota: para la presente simulación se emplearon los mismos componentes dimensionados en el capítulo anterior (módulos, inversor y cajas combinadoras), a excepción del banco de baterías.

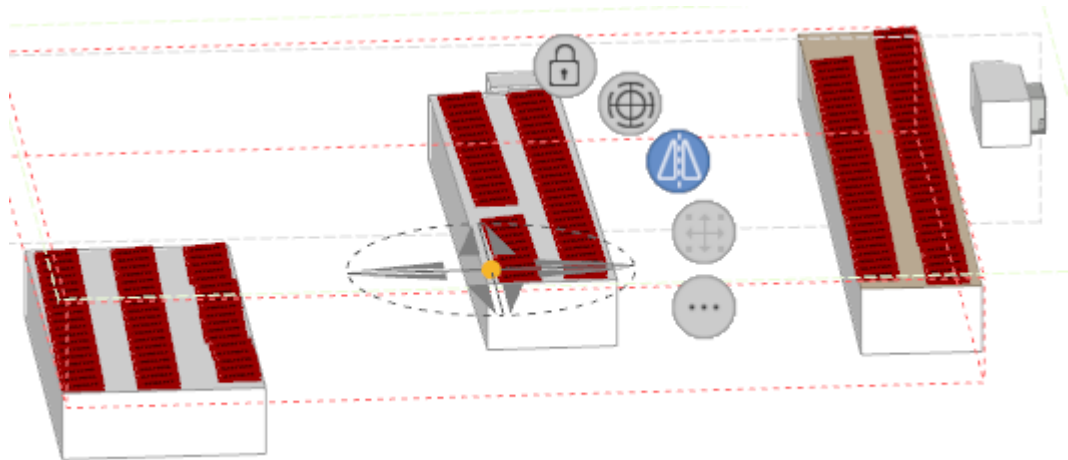
Una vez definidos los parámetros de entrada, el programa calcula automáticamente la configuración óptima de *strings* y la producción energética anual en función de la potencia pico (kWp) propuesta, utilizando la base meteorológica METEONORM 7.1 del emplazamiento.

Figura 5-8 Modulo JAM72S30-555/MR

Módulo			
Datos generales			
Código	M.29346	Tipo material	Silicio monocristalino
Marca	JA Solar Holdings Co., Ltd.	Serie	JAM72S30 530-555/MR
Modelo	JAM72S30-555/MR	País productor	China
Precio [\$]	0.00	Años garantía	12
Características eléctricas en condiciones STC		Características mecánicas	
Potencia pico [W]	555.0	Longitud [mm]	2 278
Im [A]	13.18	Espesor [mm]	35
Isc [A]	14.07	Anchura [mm]	1 134
		Superficie [m²]	2.583
		Peso [kg]	28.10
		Número células	144
Otras características eléctricas		Notas	
Coef. Voc [%/°C]	-0.2750	NOCT [°C]	45±2
Coef. Isc [%/°C]	0.045	Vmáx [V]	1 500.00
Cancelar Confirmar			

Fuente: Autor (2026)

Figura 5-9 Módulos colocados

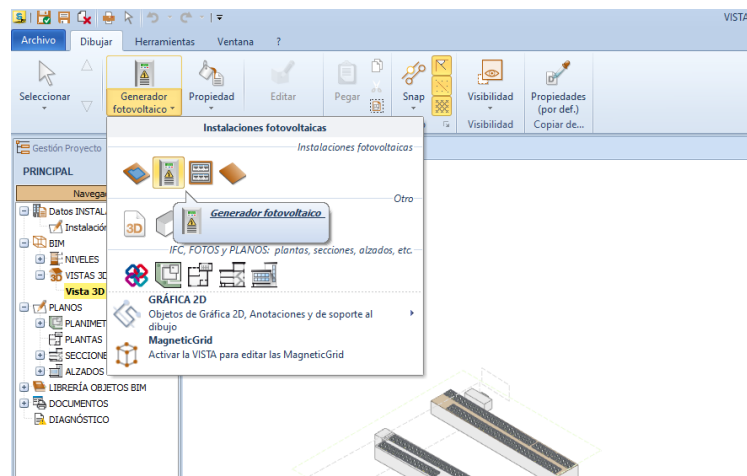


Fuente: Autor (2026)

5.5. Selección de inversor

De manera análoga al procedimiento de selección de módulos fotovoltaicos, para la configuración del inversor se accede a la barra de herramientas del entorno BIM y se utiliza la opción "Generador Fotovoltaico", mediante la cual se posiciona el equipo en el esquema del sistema.

Figura 5-10 Pestaña de creación del generador fotovoltaico.



Fuente: Autor (2026)

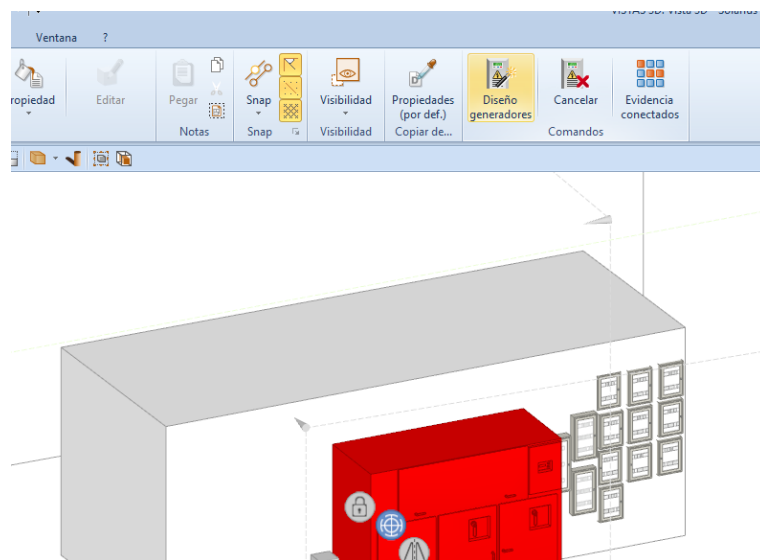
Una vez ubicado el generador en el proyecto, se accede a la tarea "Diseño de Generador", la cual despliega el panel de selección de

inversores desde la biblioteca de equipos integrada en Solarius PV, permitiendo filtrar y asignar el equipo que mejor se adecúe a las características eléctricas del campo fotovoltaico dimensionado

- Potencia nominal.
- Número de entradas MPPT.
- Rango de tensión CC.
- Tensión de red CA.

conforme a los criterios de compatibilidad verificados automáticamente por el programa.

Figura 5-11 Tarea Diseño.



Fuente: Autor (2026)

Figura 5-12 Datos Inversor.

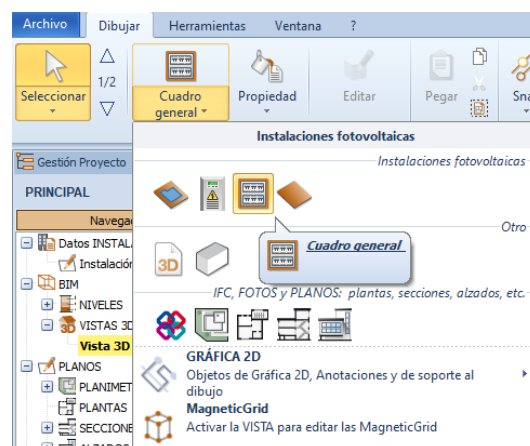
▼ DATOS INVERSOR	
	Fimer S.p.A.
	PVS-350-TL
	350000
	...
▼ GENERADOR	
	Generador 1
	Trifásico
	1
	415260.88
	321.200
	...
	...
> CLASIFICACIÓN	

Fuente: Autor (2026)

5.6. Diseño de protecciones y cableado.

El paso subsiguiente comprende el diseño del sistema de protecciones y cableado, para lo cual se accede a la pestaña "Creación" del programa y se selecciona la opción "Cuadro General", que genera automáticamente el esquema eléctrico unifilar del sistema fotovoltaico completo.

Figura 5-13 Pestaña creación.

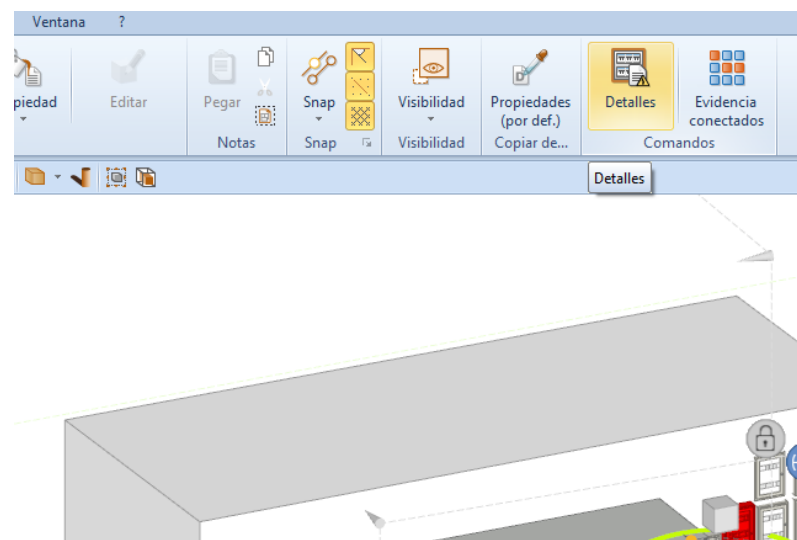


Fuente: Autor (2026)

Desde la barra de tareas, se accede a la tarea "Detalles", la cual habilita la configuración individualizada de cada sección del sistema, tanto en el lado de corriente continua (CC) como en el de corriente alterna (CA), permitiendo definir el tipo de cableado, la sección transversal en mm^2 y material del conductor, así como las protecciones asociadas a cada tramo

- Fusibles gPV.
- Seccionadores.
- Interruptores magnetotérmicos.
- Dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS).

Figura 5-14 Tarea detalles



Fuente: Autor (2026)

Solarius PV verifica automáticamente el cumplimiento de los criterios normativos de caída de tensión máxima admisible y capacidad de corriente de los conductores seleccionados, conforme a los requisitos establecidos en la IEC 60364 y la IEC 62548, garantizando la coherencia técnica entre el dimensionamiento eléctrico y la configuración física del arreglo fotovoltaico previamente definido.

5.7. Banco de baterías del sistema.

Una vez guardado el modelado del sistema, en la sección “Crear” o “Dibujo” se elige la opción para modelar el banco de baterías, y siguiendo con los pasos previos de creación de módulos se procede a colocar el objeto 3D en su lugar para poder seguir con la declaración del sistema de almacenamiento.

Figura 5-15 barra de tareas opción Sistema de Almacenamiento.



Fuente: Autor (2026)

Figura 5-16 Dimensionamiento.

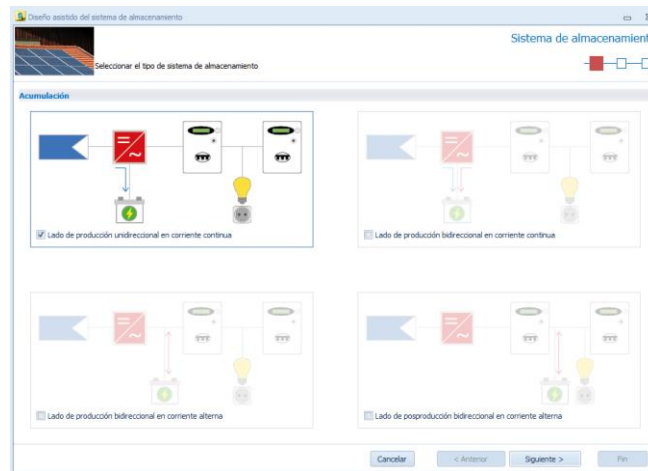


Fuente: Autor (2026)

Una vez dentro de la pantalla de ajustes se tendrá que indicar la ubicación del sistema de almacenamiento, este puede ser:

- Lado de producción unidireccional de CC del sistema.
- Lado de producción unidireccional de CA del sistema.
- Lado de producción bidireccional del sistema.
- Lado postproducción del sistema en CA.

Figura 5-17 Declaración de ubicación del sistema.



Fuente: Autor (2026)

Una vez elegida a etapa donde el sistema de almacenamiento se situará se abrirá la opción para poder seguir a la pestaña de declaración de sistema de almacenamiento.

Figura 5-18 Declaración de sistema de almacenamiento.

Tipo acumulador: Configurable Dimensionamiento del sistema de almacenamiento

Acumulador configurable

Acumulador: 75UN BTS E5-E20-DS5 Precio [€]: 0.00

Batería

Batería: Better Technology Group Limited Power Stack 10 Tensión nominal [V]: 48.0

Tipo: LiFePO4 Capacidad nominal [Ah]: 210.00

Precio [€]: 0.00

Configuración sistema de almacenamiento

Número de ramas: 5 Número de baterías por rama: 16

SOC mín. [%]: 20.0 DOD máx. [%]: 80.0

Tensión nominal del sistema [V]: 768.0 Número total de baterías: 80

Resumen

Capacidad nominal total [kWh]: 806.40 Capacidad útil total [kWh]: 645.12

El sistema de almacenamiento se asignará a cada inversor seleccionado en el paso anterior.

Fuente: Autor (2026)

Con la presencia del acumulador declarada, se accede a la subcarpeta "Generador" para habilitar y configurar el banco de baterías mediante la opción "Diseñar". Para la presente simulación se emplearon acumuladores de la marca *Better Technology*, en sustitución del banco de la

marca CTS originalmente considerado, por disponibilidad en el catálogo del programa.

Una vez abierto el catálogo de equipos, Solarius PV presenta exclusivamente los modelos compatibles con los parámetros eléctricos del sistema previamente configurado, calculando automáticamente las opciones viables; el proyectista selecciona el modelo adecuado y, al cerrar la pestaña del catálogo, el programa habilita las opciones de adaptación del banco a los requerimientos específicos de capacidad y autonomía del usuario.

Figura 5-19 Catálogo de Baterías.

Dimensionamiento del sistema de almacenamiento

Selección batería o acumulador

Tipo: Acumulador Utilizar baterías/almacenamiento contenidos en: Documento, Archivo Usuario y Archivo Programa

Capacidad almacenamiento útil mín [kWh]: 432.00 máx [kWh]: 1 296.00

Calcular

Arrastre una columna aquí para agrupar por dicha columna

Marca	Modelo	Tipo	Capacidad nom.	Capacidad acu. útil	Núm. acum.	DOD	POTENCIA
BYD Company Li...	10.0	Litio	10.2	438.60	43	100.0	10.0
BYD Company Li...	2.5	Litio	2.5	432.50	173	100.0	2.0
BYD Company Li...	2.5	Litio	2.5	432.50	173	100.0	2.0
BYD Company Li...	5.0	Litio	5.1	433.50	85	100.0	5.0
BYD Company Li...	7.5	Litio	7.6	433.20	57	100.0	7.0
BYD Company Li...	B-Box H 10.2	Litio	10.2	438.60	43	100.0	10.0
BYD Company Li...	B-Box H 11.5	Litio	11.5	437.00	38	100.0	11.0
BYD Company Li...	B-Box H 6.4	Litio	6.4	435.20	68	100.0	6.0
BYD Company Li...	B-Box H 7.7	Litio	7.6	433.20	57	100.0	7.0
BYD Company Li...	B-Box H 9.0	Litio	8.9	436.10	49	100.0	8.0
Senae energy	ZAC-2	Otro	320.0	640.00	2	100.0	70.0

Resumen

Acumulador: [] Capacidad de almacenamiento [kWh]: []

Tipo: [] Capacidad de almacenamiento útil [kWh]: []

Núm. de acumuladores: [] DOD max [%]: []

Potencia [kW]: [] Duración: []

Cancelar Confirmar

Fuente: Autor (2026)

5.8. Esquema eléctrico.

Para la visualización integral del sistema modelado, Solarius PV dispone de la opción "Esquema Eléctrico", la cual consolida en un único entorno de consulta los resultados completos de la simulación. Desde esta vista se accede a los datos generales de la instalación:

- Potencia pico instalada.
- Producción energética anual estimada.

- Indicadores de rendimiento global del sistema.

Así como a los cuadros de cada elemento del arreglo fotovoltaico, que detallan las características eléctricas verificadas de módulos, inversor, acumuladores y protecciones.

Figura 5-20 Resumen de instalación

Resumen instalación			
Tipo de conexión	trifásica en baja tensión		
Potencia total [kW]	321.20	Número total inversores	1
Energía anual [kWh]	415 260.88	Número total módulos	584

Dispositivo de interfaz		Cargas	
Presente	Sí	Cargas usuario	Ausentes
Posicionamiento	Externo al convertidor CC/CA	Cargas privilegiadas	Ausentes
Dispositivo	Interruptor magnetotérmico	Estación de recarga	Ausente
Artículo	ABB - 1SDA038416R1		
UPS estático > 5s	No		

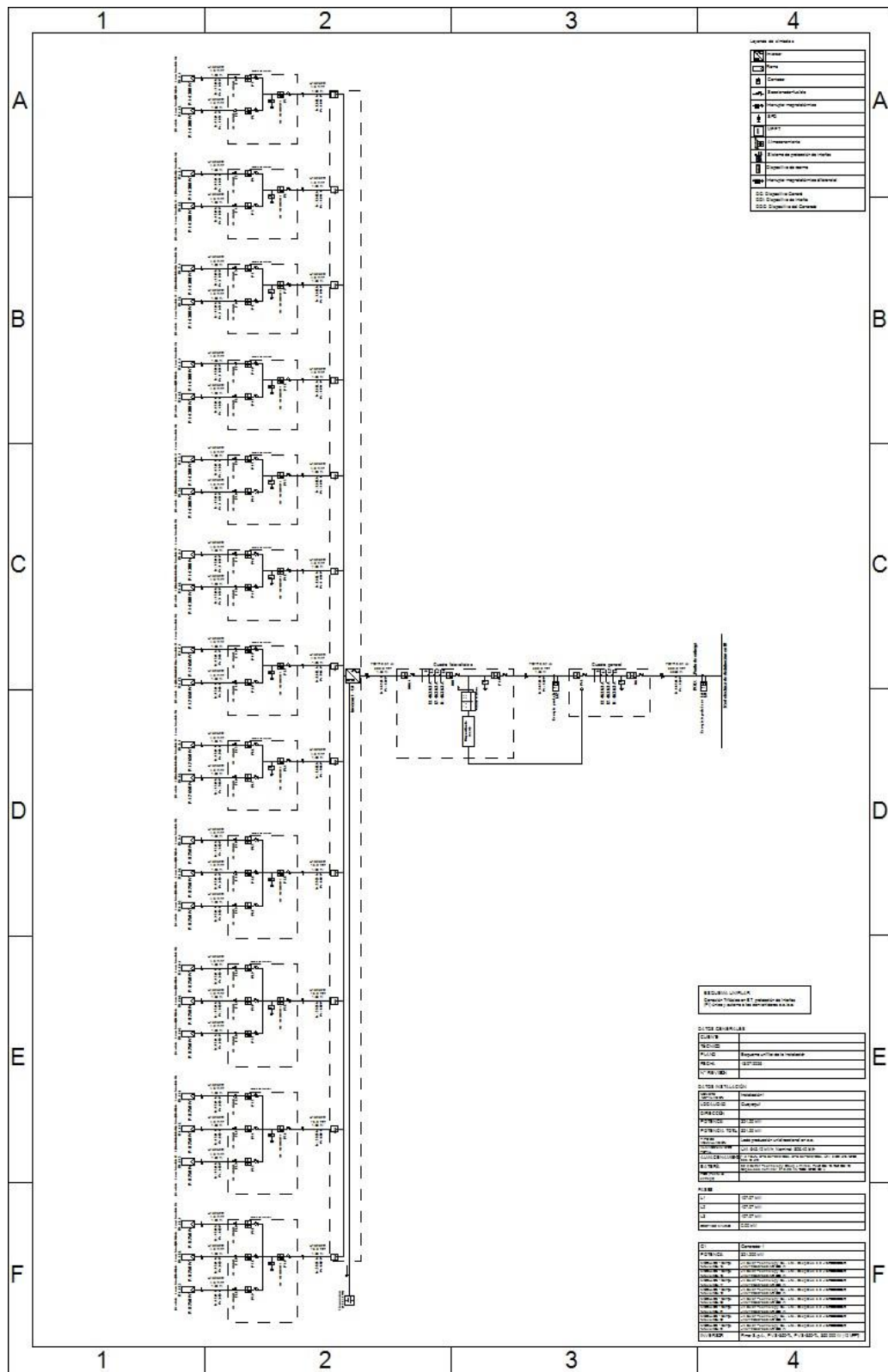
Fuente: Autor (2026)

Figura 5-21 Cuadros del sistema.

Esquema eléctrico																																													
✓ Cuadro general ✓ Cuadro fotovoltaico ✓ Inversor 1 (Generador 1) ✓ NPPT 1 ✓ Cuadro de campo 1 ✓ R 1.1.1 (26 módulos - Campo fotovoltaico 15) ✓ R 1.1.2 (26 módulos - Campo fotovoltaico 15) ✓ NPPT 2 ✓ Cuadro de campo 2 ✓ R 1.2.1 (26 módulos - Campo fotovoltaico 15) ✓ R 1.2.2 (26 módulos - Campo fotovoltaico 15 - Campo...) ✓ NPPT 3 ✓ Cuadro de campo 3 ✓ R 1.3.1 (26 módulos - Campo fotovoltaico 16) ✓ R 1.3.2 (26 módulos - Campo fotovoltaico 16 - Campo...) ✓ NPPT 4 ✓ Cuadro de campo 4 ✓ R 1.4.1 (26 módulos - Campo fotovoltaico 17) ✓ R 1.4.2 (26 módulos - Campo fotovoltaico 17) ✓ NPPT 5 ✓ Cuadro de campo 5 ✓ R 1.5.1 (26 módulos - Campo fotovoltaico 17 - Campo...) ✓ R 1.5.2 (26 módulos - Campo fotovoltaico 19) ✓ NPPT 6 ✓ Cuadro de campo 6 ✓ R 1.6.1 (26 módulos - Campo fotovoltaico 19 - Campo...) ✓ R 1.6.2 (26 módulos - Campo fotovoltaico 20) ✓ NPPT 7 ✓ Cuadro de campo 7 ✓ R 1.7.1 (23 módulos - Campo fotovoltaico 20 - Campo...) ✓ R 1.7.2 (23 módulos - Campo fotovoltaico 21) ✓ NPPT 8 ✓ Cuadro de campo 8 ✓ R 1.8.1 (23 módulos - Campo fotovoltaico 21 - Campo...)	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Datos generales</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nombre</td> <td>Cuadro general</td> </tr> <tr> <td>Potencia [kW]</td> <td>321.20</td> </tr> <tr> <td>C.d.T CA [%]</td> <td>0.55</td> </tr> <tr> <td>C.d.T CC [%]</td> <td>0.05</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Cable (Red - Cuadro general)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Normativa</td> <td>IEC 60364 (Colocación en aire)</td> </tr> <tr> <td>Designación</td> <td>FG7R 0.6/1 kV</td> </tr> <tr> <td>Colocación</td> <td>Multi-core cables fixed on, or spaced less than 0,3 x cable diameter f...</td> </tr> <tr> <td>Instalación sobre charolas</td> <td>Single layer on wall, floor or unperforated cable tray systems with on...</td> </tr> <tr> <td>Temperatura amb. [°C]</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>Núm. cables</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Sección [mm²]</td> <td>300</td> </tr> <tr> <td>Núm. conductores en paralelo</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Longitud [m]</td> <td>30.00</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Resultados</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tensión [V]</td> <td>400</td> </tr> <tr> <td>Caída de tensión [V]</td> <td>2.05</td> </tr> <tr> <td>Corriente [A]</td> <td>463.63</td> </tr> <tr> <td>Caída de tensión cable [%]</td> <td>0.51</td> </tr> <tr> <td>Caída de tensión [%]</td> <td>0.51</td> </tr> <tr> <td>Ampacidad [A]</td> <td>489.60</td> </tr> </tbody> </table>	Datos generales		Nombre	Cuadro general	Potencia [kW]	321.20	C.d.T CA [%]	0.55	C.d.T CC [%]	0.05	Cable (Red - Cuadro general)		Normativa	IEC 60364 (Colocación en aire)	Designación	FG7R 0.6/1 kV	Colocación	Multi-core cables fixed on, or spaced less than 0,3 x cable diameter f...	Instalación sobre charolas	Single layer on wall, floor or unperforated cable tray systems with on...	Temperatura amb. [°C]	30	Núm. cables	2	Sección [mm²]	300	Núm. conductores en paralelo	1	Longitud [m]	30.00	Resultados		Tensión [V]	400	Caída de tensión [V]	2.05	Corriente [A]	463.63	Caída de tensión cable [%]	0.51	Caída de tensión [%]	0.51	Ampacidad [A]	489.60
Datos generales																																													
Nombre	Cuadro general																																												
Potencia [kW]	321.20																																												
C.d.T CA [%]	0.55																																												
C.d.T CC [%]	0.05																																												
Cable (Red - Cuadro general)																																													
Normativa	IEC 60364 (Colocación en aire)																																												
Designación	FG7R 0.6/1 kV																																												
Colocación	Multi-core cables fixed on, or spaced less than 0,3 x cable diameter f...																																												
Instalación sobre charolas	Single layer on wall, floor or unperforated cable tray systems with on...																																												
Temperatura amb. [°C]	30																																												
Núm. cables	2																																												
Sección [mm²]	300																																												
Núm. conductores en paralelo	1																																												
Longitud [m]	30.00																																												
Resultados																																													
Tensión [V]	400																																												
Caída de tensión [V]	2.05																																												
Corriente [A]	463.63																																												
Caída de tensión cable [%]	0.51																																												
Caída de tensión [%]	0.51																																												
Ampacidad [A]	489.60																																												

Fuente: Autor (2026)

Figura 5-22 Diagrama unifilar FV FED



Fuente: Autor (2026)

Adicionalmente, la herramienta genera el diagrama unifilar completo del sistema, documento técnico de carácter normativo indispensable para la tramitación del certificado de habilitación ante la empresa distribuidora conforme a la Regulación ARCERNNR-008/23, y el resumen de cables del sistema, que especifica secciones, longitudes y caídas de tensión verificadas para cada tramo de la instalación tanto en el lado CC como CA (ARCERNNR, 2023).

CAPITULO V

6. ANÁLISIS ECONOMICO

6.1. Simulador de análisis económico

Solarius PV integra un módulo de análisis económico que, a partir de los resultados de producción energética anual obtenidos en la simulación, permite evaluar la viabilidad financiera del proyecto fotovoltaico mediante un gestor de precios configurable por el usuario.

Este módulo recibe como variables de entrada el costo de inversión inicial del sistema, la tarifa eléctrica vigente, la tasa de degradación anual de los módulos y los costos de operación y mantenimiento, calculando automáticamente los indicadores financieros fundamentales:

- Período de retorno de la inversión.
- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR).

Los resultados son presentados en forma de informe exportable, proporcionando al proyectista una herramienta cuantitativa objetiva para la toma de decisiones respecto a la implementación del sistema, en concordancia con los criterios de factibilidad económica exigidos en estudios de generación distribuida conforme a la normativa ARCERNR-008/23 vigente en Ecuador.

6.2. Costo del sistema hibrido.

Para hacer el análisis de factibilidad es necesario evaluarlo como beneficio económico, comercial y financieramente.

Tabla 6-1 Presupuesto SGDA, permisos y mano de obra.

Núm.	Descripción	cantidad	Importes	
			Unitario \$	Total \$
1	Modulo Fotovoltaico	584	56.99	35 034.16
2	Conector MC4 (macho/hembra)	600	2.50	1 500.00
3	Convertidor estático Trifasico FIMER_PVS-350-TL (inversor)		50 000.00	50 000.00
4	Estructura metálica para sistema FV con inclinación 5 grados		14 500.00	14 500.00
5	Acumulador <i>Better Technology</i>	80	1 335.00	106 800.00
6	Protecciones del sistema -fusibles -interruptores magnetotérmicos -protección de interfaz		2 740.00	2 740.00
7	Cables (diferente calibre) -6mm ² -16mm ² -203mm ²		7 550.00	7 550.00
8	SunRack tipo carpa solar 20x30m	1	18 000	18 000
9	Cuadros CA	2	20.00	40.00

10	Cuadros CC	12	20.00	240.00
11	Documentación y permisos de regulación impuestos por el ARCERNNR Completos	1	3 200.00	3 200.00
12	Estudio de sistema puesta a tierra	1	850.00	850.00
13	Mano de obra General por 100kW	4	8 630.00	34 520.00
14	Transformador seco a pedido 350kVA 800V-220V trifásico	1	17 000.00	17 000.00
Total				291 974.16

Fuente: Bonilla (2022).

Elaborado por: Autor 2026.

6.3. Informe Económico

Una vez finalizado el presupuesto del proyecto, Solarius PV genera automáticamente los informes finales desde la carpeta "Documentos", la cual contiene los apartados "Informe Técnico" e "Informe Económico", ambos exportables en formato PDF.

El informe técnico consolida los parámetros eléctricos verificados del sistema, mientras que el informe económico presenta el análisis financiero

completo con los indicadores de rentabilidad calculados en función del presupuesto ingresado.

Figura 6-1 Análisis económico simulado.

Tabla presupuesto anual					
Presupuesto Anual					
Año	1	2	3	4	5
Energía (*)					
Energía producida	414 805.23	411 071.97	407 372.33	403 706.00	400 072.63
Energía exportada	70 399.40	62 408.09	55 383.29	49 859.40	44 516.67
Energía consumida	337 109.53	341 313.78	344 634.05	346 554.47	348 336.22
Energía adquirida	4 215.71	6 837.85	10 480.72	15 662.65	21 124.97
Energía acumulada	141 625.53	142 900.67	143 214.70	142 205.18	141 009.88
Energía almacenada y consumida	134 544.26	135 755.63	136 053.96	135 094.91	133 959.38
Pérdidas del sistema de almacenamiento	7 081.28	7 145.04	7 160.74	7 110.27	7 050.50
Consumo total	341 325.24	348 151.64	355 114.78	362 217.11	369 461.20
Consumos (*)					
Autoconsumo	337 109.53	341 313.78	344 634.05	346 554.47	348 336.22
Consumo de la red	4 215.71	6 837.85	10 480.72	15 662.65	21 124.97
Caja inicial	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Presupuesto anual (**)					
Ingresos totales	43 668.42	43 560.16	43 499.03	43 542.28	43 125.17
Ingresos por tarifa de incentivo	37 332.47	37 818.62	38 293.00	38 755.78	38 807.05
Ingresos por energía exportada	6 335.95	5 741.54	5 206.03	4 786.50	4 318.12
Ahorro de factura	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros ingresos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costes de operación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costes extr.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costes periódicos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cuota del préstamo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo de caja	43 668.42	43 560.16	43 499.03	43 542.28	43 125.17
Flujo de caja acumulado	-248 305.74	-204 745.58	-161 246.55	-117 704.27	-74 579.10
VAN	-249 985.29	-209 711.48	-171 041.00	-133 820.88	-98 375.13
TIR	-85.04%	-53.18%	-31.51%	-17.87%	-9.10%

Simulación por: Autor 2026.

El costo total de la instalación asciende a \$291,974.16 USD, valor que incluye los equipos, materiales, mano de obra y los costos asociados a la documentación regulatoria exigida por la ARCERNNR para la habilitación del sistema como generador distribuido para autoabastecimiento.

Con una proyección de vida útil de 25 años y considerando la potencia instalada del sistema, el simulador clasifica el proyecto dentro de la categoría de “emprendimiento a largo plazo”, en concordancia con los

horizontes de evaluación financiera estándar aplicados a sistemas de generación fotovoltaica de mediana escala.

Esta clasificación implica que la recuperación de la inversión y la generación de beneficios netos se materializan progresivamente a lo largo del período de análisis, siendo los indicadores VAN, TIR y *Payback Period* los criterios determinantes para validar la viabilidad económica del proyecto ante los organismos reguladores competentes (Ceupe, 2025)

El Valor Actual Neto (VAN) se calcula trayendo al presente todos los flujos de caja y restando la inversión inicial.

Ecuación 6-1 Calculo VAN.

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

Donde:

F_t : Flujos de caja en el periodo t .

r : tasa de descuento.

I_0 : inversión inicial.

En términos de TIR, Tasa Interna de Retorno, es la tasa de descuento que hace que el VAN sea exactamente igual a cero, es decir, la tasa de rentabilidad promedio que genera el proyecto a lo largo del tiempo. Un

proyecto suele considerarse aceptable si su TIR sobrepasa al costo del capital o la tasa mínima de retorno que se exige (Ceupe, 2025).

Ecuación 6-2 Calculo TIR

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

Ecuación 6-3 Ecuación TIR despejada.

$$TIR = \frac{CF_t}{I_0} - 1$$

Donde:

CF_t : flujo de caja en cada periodo.

I_0 : inversión inicial.

Tabla 6-2 Periodo de retorno, VAN, TIR, en tiempo de vida útil del proyecto de 25 años según Regulación ARCONEL 005/24.

Año	1	2	...	7	...	25
Flujo de caja	43 668.42	43 560.16	...	43 585.71	...	50 339.39
CF acumulado	-248 305.74	-204 745.58	...	12 325.87	...	859 107.31
VAN	-249 985.29	-209 711.48	...	-31 017.73	...	417 911.94
TIR	-85.04%	-53.18%	...	0.12%	...	14.69%

Fuente: Autor (2026)

De acuerdo con los resultados del análisis económico generado por el simulador, el sistema fotovoltaico proyectado alcanza el retorno de la inversión a los 7 años desde la fecha de instalación, lo que refleja una

recuperación del capital relativamente acelerado en relación con la vida útil del proyecto.

A partir del octavo año de operación, el sistema genera un Valor Actual Neto positivo, indicando que el proyecto crea valor económico neto por encima de la tasa de descuento aplicada, confirmando su viabilidad financiera a mediano y largo plazo.

Entrando en rentabilidad del proyecto, la Tasa Interna de Retorno proyectada es del 4.09% en el octavo año hasta un 14.69% para un horizonte de evaluación de 25 años, valor que supera ampliamente las tasas de referencia del mercado financiero ecuatoriano, ratificando que la inversión en el sistema fotovoltaico propuesto constituye una alternativa económicamente competitiva y sostenible frente a otras opciones de inversión convencionales.

El valor de \$43,668.42 USD corresponde al beneficio económico anual generado por el sistema fotovoltaico, calculado a partir de una producción energética estimada de 414,805.23 kWh/año y aplicando el costo promedio de la energía eléctrica en Ecuador de \$0.12 USD/kWh, tarifa de referencia establecida para consumidores del sector comercial e institucional por la ARCERNNR (Tapia et al., 2022).

Este valor representa el ahorro directo en la facturación eléctrica institucional, derivado de la sustitución parcial del consumo proveniente de la red de distribución pública por generación propia de fuente renovable, conforme al esquema de medición neta habilitado por la Regulación ARCERNNR-008/23 (ARCERNNR, 2023).

CONCLUSIONES

Este tipo de soluciones son particularmente atractivas para campus universitarios, ya que además de aumentar la confiabilidad del suministro en facultades con laboratorios y servicios críticos, sirven como laboratorio vivo para la investigación y la docencia en energías renovables y sistemas eléctricos avanzados.

En Ecuador, iniciativas institucionales han impulsado la integración de sistemas fotovoltaicos en unidades educativas, con arreglos de alrededor de 3,2 kWp conectados a inversores de 3,6 kW y medidores bidireccionales, como experiencias demostrativas de generación distribuida y educación energética.

Estos proyectos, además de reducir el consumo de la red y las emisiones de CO₂, sirven como recurso didáctico para que estudiantes y docentes observen en tiempo real variables como producción, irradiancia y estado del sistema, fortaleciendo la formación en energías renovables

El proyecto cumple íntegramente con la Regulación ARCERNNR-008/23 bajo la modalidad 1a de autoabastecimiento individual local, quedando la potencia nominal del SGDA (321.200 kWp) dentro del límite de 2 MW para inyección a red. La memoria técnica elaborada contempla todos los requisitos documentales para la solicitud de factibilidad de conexión:

- Diagrama unifilar.
- Cálculos de dimensionamiento.
- Especificaciones de equipos.
- Análisis de protecciones.
- Verificación de caída de tensión.

Adicionalmente, la implementación de medidor bidireccional conforme IEC 62053-21 permitirá la contabilización de energía inyectada a la red en

períodos de baja demanda institucional, generando créditos energéticos que reducirán aún más la factura eléctrica.

Al simular en el software Solarius PV se validaron los resultados teóricos del dimensionamiento aportando la modelación tridimensional del campo fotovoltaico con datos climáticos Meteonorm correspondientes a Guayaquil.

Incorporar un transformador trifásico de 350 kVA, que adapte de 800 V a 220 V (110 V línea-neutro), es indispensable para que el sistema fotovoltaico y de almacenamiento pueda integrarse de forma segura y eficaz con la red interna de baja tensión de la Facultad Técnica de la UCSG,

El perfil de producción anual generado por Solarius PV evidenció consistencia en la generación a lo largo de la vida útil del proyecto, con variaciones moderadas asociadas a la estacionalidad climática de la región costera, confirmando la viabilidad técnica del sistema para operación en condiciones reales.

RECOMENDACIONES

Se recomienda con carácter prioritario que el sistema fotovoltaico diseñado sea configurado e implementado como medida de emergencia ante fallas en la red pública de distribución eléctrica. Para ello, la arquitectura del SGDA debe incorporar un sistema de transferencia automática (ATS) que permita la operación en modo isla (off-grid) durante interrupciones del suministro de red pública.

Se recomienda ejecutar el rebalanceo de cargas entre fases del transformador de 300 kVA como condición previa e indispensable a la puesta en servicio del SGDA tomando en cuenta que el desequilibrio actual del 41.1% compromete el rendimiento del inversor trifásico, que puede activar protecciones de desequilibrio y reducir su vida útil, además de incrementar las pérdidas en el cobre del transformador y los alimentadores.

La instalación sistema de monitoreo en tiempo real con panel de visualización en las áreas comunes de la Facultad, mostrando potencia generada, energía acumulada, CO₂ evitado y ahorro económico, transformará la infraestructura energética en laboratorio viviente que potencie el aprendizaje experiencial.

Capacitar al personal técnico de mantenimiento institucional en operación básica del sistema, interpretación de alarmas del inversor, procedimientos de maniobra segura y coordinación con la empresa distribuidora para procesos de medición neta y eventuales intervenciones en el punto de conexión.

REFERENCIAS

- A. Bonilla, R. (2022, 9 agosto). *Estudio de un sistema de microred fotovoltaica para disminuir el consumo de electricidad diurna en centro de investigación de criadero de larvas en industria de balanceado Durán*. <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/19066>
- ACCA Software. (2020). *Software cálculo instalación fotovoltaica - Solarius PV [Vídeo]*. <https://www.accasoftware.com/es/software-calculo-instalacion-fotovoltaica>
- Alemán Solar. (2025). *Cómo funciona la energía solar fotovoltaica*. <https://www.alemansolar.com/tecnologia>
- Alfonso. (2026, 29 marzo). *Resistencia de las tomas de tierra: tabla de ohmios y cálculo REBT*. circuitoelectrico.com. <https://circuitoelectrico.com/instalaciones-puesta-tierra/resistencia-tomas-tierra/>
- Alimohammadi, M., & Behnamian, J. (2021). *Preventive maintenance scheduling of electricity distribution network feeders to reduce undistributed energy: A case study in Iran*. *Electric Power Systems Research*, 201, 107509. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107509>
- Alonso, J. A. (2025, 29 agosto). *Efecto fotovoltaico: qué es, cómo funciona y aplicaciones*. *SunFields | Expertos En Energía Fotovoltaica Para Ahorro Energético En España*. <https://www.sfe-solar.com/electricidad/efecto-fotovoltaico/>
- Alvarado, J. (2020, febrero 26). *El banco Yd en la distribución de energía eléctrica (Parte II/II)*. *Sector Electricidad | Profesionales en Ingeniería Eléctrica*. <https://www.sectorelectricidad.com/16752/el-banco-yd-en-la-distribucion-deenergia-electrica-parte-iiii/>
- ARCERNNR. (2023). *Regulacion Nro. ARCERNNR-008/23. En ARCONEL*. <https://arconel.gob.ec/wp->

content/uploads/downloads/2025/05/Regulacion-Nro.-ARCERNNR-008-23-signed1.pdf

ARCERNNR. (2023). Regulación Nro. ARCERNNR-008/23: Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Ecuador. Pag 27 - 31

ARCONEL. (2024). Resolución Nro. ARCONEL-004/24: Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica. Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Ecuador. <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/01/Regulacion-Nro.-ARCONEL-00424-CODIFICADA.pdf>

ARCONEL. (2024). Resolución Nro. ARCONEL-020/2024 – Regulación ARCONEL-10/24: Marco normativo para SGDA de consumidores no regulados. Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Ecuador. https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/12/Resolucion-Nro.-ARCONEL-020-2024_compressed.pdf

ARCONEL. (2025). Resolución Nro. ARCONEL-029/25: Pliego Tarifario Del Servicio Pueblo De Energía Eléctrica Año 2026. <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2026/01/Resoluci%C3%B3n-Nro.-ARCONEL-029-2025-y-anexos-cert-signed.pdf>

Arnao Sánchez, M. D. R. (2020). Instalación y Automatización de una Planta Solar Fotovoltaica. <https://riunet.upv.es/entities/publication/29bbae8a-d2c3-4ebb-8c16-d6bc8e2c247a>

AutoSolar. (2025). ¿Qué es un inversor On Grid? Recuperado de <https://autosolar.co/aspectos-tecnicos/que-es-un-inversor-on-grid>

- Barrios, C. (2025, 4 julio). *Electrodos de Puesta a Tierra: Guía Completa para una Instalación Segura. Materiales y Componentes Eléctricos En Bucaramanga*. <https://electrorueda.com/electrodos-de-puesta-a-tierra-guia-completa-para-una-instalacion-segura/>
- BBVA NOTICIAS. (2025, 5 noviembre). *Energía solar: qué es y cómo se produce*. BBVA NOTICIAS. <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-es-la-energia-solar/>
- Cambio Energético. (2025, 8 agosto). *Inversor modo isla: definición, usos y beneficios*. Cambio Energético. <https://www.cambioenergetico.com/blog/inversor-modo-isla/>
- Canal Solar. (2025). *¿Cómo saber si es necesario reemplazar el DPS?* Recuperado de <https://canalsolar.com.br/es/c%C3%B3mo-saber-si-es-necesario-reemplazar-el-dps/>
- Cedeño, S. C. (2023, 7 septiembre). *Estudio de carga eléctrica actualizada de la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo*. <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/21662>
- Celdares. (2025, 9 mayo). *¿Cuáles son las mejores estructuras para paneles solares? - Celdares - Venta de paneles solares*. <https://celdares.mx/cuales-son-las-mejores-estructuras-para-paneles-solares/>
- Centrosur. (2024, 23 noviembre). *Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) - Centrosur*. <https://www.centrosur.gob.ec/tramites/sistemas-de-generacion-distribuida-para-autoabastecimiento-sgda/>
- Ceupe. (2025, 8 julio). *Qué es el VAN y cómo calcularlo paso a paso*. <https://www.ceupe.com/blog/que-es-el-van.html>
- Chavez Fuentes, F. F. (2020). *Sostenibilidad ambiental para la instalación de energía solar y eólica en la provincia de Los Ríos*.

<https://repositorio.uteq.edu.ec/items/9ca32c62-3298-4b1d-9ede-f3d8035364f9>

Chiñas, O. C. (2023). *Fundamentos de los circuitos trifásicos* - CCEEA. cceea.mx. <https://cceea.mx/blog/instalaciones-electricas/fundamentos-de-los-circuitos-trifasicos>

CNEL EP. (2024). *Manual de instalación de sistemas de generación distribuida para el autoabastecimiento*. Corporación Nacional de Electricidad, Ecuador. <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/themes/enfold/assets/Documentos/Normas%20y%20Procedimientos/Manual/Manual%20de%20instalaci%C3%B3n%20de%20sistemas%20de%20generaci%C3%B3n%20distribuida.pdf>

Cornejo, G. (2024, 28 junio). *La microgeneración fotovoltaica: cómo solicitárselo a la CNEL*. Diario Expreso. <https://www.expreso.ec/actualidad/microgeneracion-fotovoltaica-solicitarlo-cnel-204880.html>

Corral Rosales. (2024). *Nueva regulación para SGDA de consumidores no regulados*. <https://corralrosales.com/nueva-regulacion-para-sgda-de-consumidores-no-regulados/>

CTS. (2025). *Solución CTS 215-500kWh LiFePO4 BESS: 90 % de descarga, 8000 ciclos, almacenamiento industrial de energía para uso comercial y de servicios públicos*. Ctspowerbattery. <https://www.ctspowerbattery.com/es/cts-high-voltage-lifep04-battery-solution-215kwh-500kwh-bess-industrial-and-commercial-energy-storage-system>

Daware, K. (2021). *Electric Power Distribution System Basics*. <https://www.electricaleasy.com/2018/01/electric-power-distributionsystem.html>

- Daze. (2026). Conexión fotovoltaica a la red: guía completa y ventajas.
<https://www.daze.eu/es-es/blog/conexion-fotovoltaica-a-la-red-guia-completa-y-ventajas-sorprendentes>
- Deam, J. D. (2025, 8 noviembre). Conexión Estrella y Delta. Plantas de Luz MX. <https://plantasdeluzmx.com/conexion-estrella-y-delta-definicion-y-funcionamiento/>
- Diespo Energy. (2025, 9 mayo). Qué tipo de instalación solar elegir? On-Grid, Off-Grid o Híbrida. DIESPO ENERGY.
<https://www.diespoenergy.com/post/tipo-de-instalaci%C3%B3n-solar#viewer-7muq4>
- Ds Energía, D. N. (2025, 24 septiembre). Los diferentes materiales utilizados para hacer paneles solares - Conocimiento - DS Nueva energía. [dsisolar.com. https://www.dsisolar.com/info/the-different-materials-used-to-make-solar-pan-54363024.html](https://www.dsisolar.com/info/the-different-materials-used-to-make-solar-pan-54363024.html)
- EATON. (2021). Fundamentos de la iluminación de emergencia [Diapositivas; Online]. [eaton.com. https://www.eaton.com/content/dam/eaton/markets/buildings/eaton-safety-lighting-design-aw-es-es.pdf](https://www.eaton.com/content/dam/eaton/markets/buildings/eaton-safety-lighting-design-aw-es-es.pdf)
- EATON. (2021). Fundamentos de la iluminación de emergencia [Diapositivas; Online]. [eaton.com. https://www.eaton.com/content/dam/eaton/markets/buildings/eaton-safety-lighting-design-aw-es-es.pdf](https://www.eaton.com/content/dam/eaton/markets/buildings/eaton-safety-lighting-design-aw-es-es.pdf)
- EITAI. (2024, 4 julio). Is the higher the DC string voltage of the inverter the better the power generation? Eitai Solar System.
<https://eitaisolar.com/solar-inverter/#:~:text=Taking%20a%201000V%2Dclass%20inverter,the%20inverter%20will%20be%20unsatisfactory.>
- El Diario Vasco. (2025, 4 noviembre). Los 6 tipos de energías renovables y sus ventajas e inconvenientes. El Diario Vasco.

<https://www.diariovasco.com/suplementos/energias-renovables/energias-renovables-carrera-seis-participantes-destacados-20251104091937-nt.html>

El Mercurio Manta. (2024). ¿Quiénes podrán solicitar un medidor bidireccional? <https://elmercuriomanta.ec/index.php/2024/11/28/las-empresas-privadas-que-tengan-sistemas-fotovoltaicos-pueden-solicitar-un-medidor-bidireccional/>

Electro Industrial Vinuesa. (2023, 31 agosto). Gem Mejorador de suelo. <https://www.eivinuesa.com.ec/accesorios-2/gem-mejorador-de-suelo.html>

Energía Estratégica. (2023). Ecuador expide una normativa de autoconsumo con renovables para los consumidores regulados. <https://www.energiaestrategica.com/energiaestrategica/es/notes/ecuador-expide-una-normativa-de-autoconsumo-con-renovables-para-los-consumidores-regulados>

Enertik Chile. (2026, 24 abril). Fusible Solar 10X38mm GPV 1000VCC 15A | Enertik Chile. <https://enertik.com/cl/tienda/otros-productos/accesorios-y-protecciones/protecciones/fusible-solar-10x38mm-gpv-1000vcc-15a/>

Enertik. (2025). Guía de conexión y protección en sistemas de energía solar. <https://enertik.com/cl/blog/otras-soluciones/guia-de-conexion-y-proteccion-en-sistemas-de-energia-solar-seguridad-eficiencia-y-continuidad/>

Eos, T. (2021, 4 noviembre). Diferencias entre bifásico, monofásico y trifásico. Tec Eos. <https://tec-eos.com/instalacion-monofasica-bifasica-y-trifasica/>

Espinoza, R. E. (2025). Diseño y evaluación de un sistema de emergencia mediante un grupo electrógeno para el bloque E de la Universidad Politécnica Salesiana. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/31286>

F. Huerta, D. Santamargarita and J. J. Pérez, (2024) "Project-Based Learning for Tech and Soft Skills Development in a Renewable Energy course," 2024 XVI Congreso de Tecnología, Aprendizaje y Enseñanza de la Electrónica (TAEE), Malaga, Spain, 2024, pp. 1-7, doi: 10.1109/TAEE59541.2024.10605024.

<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10605024>

keywords: {Photovoltaic systems;Renewable energy sources;Project-based learning;teaching innovation;tech-skills;soft-skills;electronics engineering},

Farinango Guaña, P. W. (2023). Diseño eléctrico en bajo voltaje para una edificación considerando análisis de distintos escenarios constructivos (Bachelor's thesis).

<https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/24633>

Fernando, L. A. M., & David, G. R. P. P. (2023, 1 septiembre). Elaboración del Proyecto Ejecutivo de la Instalación Eléctrica del Bloque de Aulas del Futuro Edificio de la Facultad de Ciencias y Tecnologías de la Universidad Nacional de Caaguazú, Ubicado en la Ciudad de Coronel Oviedo. <https://publicaciones.fctunca.edu.py/items/456f298e-547f-4f4f-90ee-398970893d36>

FIMER. (2021, 23 septiembre). Solar inverter solutions for Utility applications. [fimer.com](https://www.fimer.com).

https://www.fimer.com/sites/default/files/FIMER_Brochure_Solar%20inverter%20solutions%20for%20utility%20applications_EN_revB.pdf

Fundación, F. (2025, 24 febrero). Innovaciones en Energías Renovables Accesibles para Colegios - Fundación Fepropaz. Fundación Fepropaz. <https://fepropaz.com/energias-renovables-para-colegios/>

Fundación, F. (2025, 24 febrero). Innovaciones en Energías Renovables Accesibles para Colegios - Fundación Fepropaz. Fundación Fepropaz. <https://fepropaz.com/energias-renovables-para-colegios/>

Google Maps. (2026). Google Maps.

https://www.google.com/maps/place/Facultad+De+Educacion+Tecnica+Para+El+Desarrollo/@-2.1830813,-79.9030863,65m/data=!3m1!1e3!4m6!3m5!1s0x902d6de42368112d:0xf553c4061fc19f4f!8m2!3d-2.1829752!4d-79.9030581!16s%2Fg%2F1jkyvdm1k?entry=tту&g_ep=EgoyMDI2MDQyMS4wLkxMDS0ASAFQAww%3D%3D

GoSolar. (2024, 25 enero). Microredes de energía - GoSolar. GoSolar -.

<https://www.gosolar.co.cr/microredes/>

GoSolar. (2024, 25 enero). Microredes de energía - GoSolar. GoSolar -.

<https://www.gosolar.co.cr/microredes/>

Holguín-Intriago, G., Llosas-Albuerne, Y., & Pérez-Rodríguez, J. (2021).

Evaluación del sistema eléctrico de edificios de propósito educativo con respecto al uso racional y eficiente de la energía eléctrica. Holguín-Intriago | Polo del Conocimiento. <https://doi.org/10.23857/pc.v6i5.2738>

Huawei Solar. (2023). Cómo funciona un inversor de conexión a red: La Guía

Definitiva. <https://solar.huawei.com/es/blog/2023/como-functiona-un-inversor-solar/>

IDAE. (2020). Sistema de alimentación ininterrumpida (SAI) | Idae.

<https://www.idae.es/tecnologias/eficiencia-energetica/edificacion/sistema-de-alimentacion-ininterrumpida-sai>

IDAE. (2020). Sistema de alimentación ininterrumpida (SAI) | Idae.

<https://www.idae.es/tecnologias/eficiencia-energetica/edificacion/sistema-de-alimentacion-ininterrumpida-sai>

IEDERN. (2024). Generación distribuida destinada al autoabastecimiento de

consumidores regulados en Ecuador. <https://iedern.com/generacion-distribuida-destinada-al-autoabastecimiento/>

- IEFERIA. (2026). Descargadores de sobretensiones Phoenix Plugtrab SEC - Industria del agua - Descargadores de sobretensiones. <https://ieferia.interempresas.net/Agua/Producto-Descargadores-de-sobretensiones-Phoenix-Plugtrab-SEC-168580.html>
- iLumin. (2024). Protección de sobrecorriente: fusible gPV para sistemas fotovoltaicos. <https://ilumin.online/proteccion-de-sobrecorriente-fusible-gpv-para-sistemas-fotovoltaicos/>
- INELDEC SAS. (2026, 31 enero). Medidor bidireccional contador trifásico ISKRA MT-174. Paneles Solares Colombia Lamparas Solares Ingeniería Eléctrica Energía Solar Baterías Solares Cucuta Materiales. <https://ineldec.com/producto/medidor-bidireccional-contador-trifasico-iskra/>
- Isla Solar. (2026). Inversor on-grid: qué es, características y funcionamiento. <https://islasolar.com/blog/inversor-on-grid/>
- Kempe, M. D., Holsapple, D., Whitfield, K., & Shiradkar, N. (2021). Standards development for modules in high temperature micro-environments. *Progress In Photovoltaics Research And Applications*, 29(4), 445-460. <https://doi.org/10.1002/pip.3389>
- Kotarela, F., Kyritsis, A., & Papanikolaou, N. (2020). On the Implementation of the Nearly Zero Energy Building Concept for Jointly Acting Renewables Self-Consumers in Mediterranean Climate Conditions. *Energies*, 13(5), 1032. <https://doi.org/10.3390/en13051032>
- Laboratuvar. (s. f.). IEC EN 62053-21 Equipo de medición eléctrica - Requisitos especiales - Parte 21: Estándar de prueba de medidores estáticos para energía activa de CA. <https://www.laboratuvar.com/es/testler/elektrik-elektronik-testleri/iec-en-62053-21-elektrik-olcum-ekipmani---ozel-gereksinimler---bolum-21:-ac-aktif-enerji-icin-statik-sayaclar-test-standardi/>

Ltd, Q. G. N. E. E. C. (s. f.). Generador híbrido de energía eólica solar de 8-10 kW con control remoto y LCD. Qingdao Greef New Energy Equipment Co., Ltd. <https://spanish.permanent-magnetalternator.com/sale-50409021-8-10kw-hybrid-solar-wind-power-generator-with-remote-and-lcd-control.html>

LuxPowerTek. (2022, 4 enero). On-grid, off-grid and hybrid solar system. LuxPowerTek. <https://luxpowertek.com/es/blog/sistemas-solares-conectados-a-la-red-aislados-e-hibridos/>

Maerenovables. (2021). Los 6 tipos de paneles fotovoltaicos más famosos. Recuperado de <https://maerenovables.com/tipos-paneles-solares-famosos/>

Manish, S. (2021, agosto 13). Star-Star Connection of Transformer Three—Phase Transformer Connection. <https://www.tutorialspoint.com/star-star-connectionof-transformer-three-phase-transformer-connection>

Martinez Velastegui, M. A., & Mora Cotto, A. B. (2022). Diseño e implementación de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica en vivienda en zona rural donde no llega el tendido eléctrico situado en el golfo de Guayaquil - Comunidad Masa 2. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/22810>

MELFOSUR. (2020, 10 junio). Instalación de acometida eléctrica subterránea y aérea. Melfosur. <https://www.melfosur.es/empresa-de-servicios-energeticos-espana/instalacion-acometida-electrica-aereas-subterraneas/>

Mercadosaget. (2024, 13 marzo). Sistemas de Respaldo Eléctrico para comercios, industrias y hogar. Soluciones Energeticas - SAGET. <https://sagetve.com/respaldo-electrico/>

Metaingenium. (2020, 14 mayo). ¿Qué es un Sistema de Puesta a Tierra (SPT)? <https://www.metaingenium.com/que-es-un-sistema-de-puesta-a-tierra-spt/>

- MOYA, A. M. (2024). *REDISEÑO e IMPLEMENTACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE FUERZA e ILUMINACIÓN DE 5 AULAS DE LA UNIDAD EDUCATIVA “PÍO JARAMILLO” EN LA PROVINCIA DE PASTAZA* [Tesis de grado, Universitario Rumiñahui]. <https://repositorio.ister.edu.ec//handle/68000/563>
- Muñoz-Vizhñay, J. P., Rojas-Moncayo, M. V., & Barreto-Calle, C. R. (2018, 1 enero). *Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador*. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15117>
- Muqet, H. A., Javed, H., Akhter, M. N., Shahzad, M., Munir, H. M., Nadeem, M. U., Bukhari, S. S. H., & Huba, M. (2022). *Sustainable Solutions for Advanced Energy Management System of Campus Microgrids: Model Opportunities and Future Challenges*. *Sensors*, 22(6), 2345. <https://doi.org/10.3390/s22062345>
- Nomad Solar Energy. (2025, 29 septiembre). *El auge de la energía solar: un repaso a 2024 y lo que nos espera en 2025* | Nomad Solar Energy. Nomad Solar Energy. <https://nomadsolar.energy/the-rise-of-solar-energy-a-look-back-at-2024-and-what-to-expect-in-2025/>
- Ochoa Correa, D. (2023, 28 septiembre). *Autoabastecimiento eléctrico residencial con energía solar - UCUENCA*. UCUENCA. <https://www.ucuenca.edu.ec/comunicacion/blogs/autoabastecimiento-electrico-residencial-con-energia-solar/>
- PANELPOWER. (2025). *¿Cómo funcionan los paneles solares?* <https://www.panelpower.com.mx/como-funcionan-los-paneles-solares>
- Parra, S. (2024). *Proyecto de instalación eléctrica de un edificio para docencia en el municipio de Bonrepos i Mirambell*. Universitat Politècnica de València. [Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática-Grau en Enginyeria Electrònica Industrial i Automàtica, Universitat Politècnica de València].

<https://riunet.upv.es/entities/publication/e072c3c1-9dba-4957-9d68-bc04bd081620>

Peña, L. (2022, 22 agosto). Módulos Fotovoltaicos Bifaciales - ilumin | Cursos de Energía Solar. ilumin | Cursos de Energía Solar. <https://ilumin.online/modulos-fotovoltaicos-bifaciales/>

Peña, L. (2023, 18 septiembre). Inconvenientes de Mezclar Módulos Fotovoltaicos en Serie de Distinta Potencia (W) - ilumin | Cursos de. ilumin | Cursos de Energía Solar. <https://ilumin.online/inconvenientes-de-mezclar-modulos-fotovoltaicos-en-serie-de-distinta-potencia-w/>

Pérez. (2023, 17 abril). Método Wenner para medición de resistividad. Ingenieriaelectronica.online. <https://www.ingenieriaelectronica.online/metodo-wenner-medicion-de-resistividad/>

PROVIENTO STORE. (2023). Controlador de carga MPPT de 60A JNGE. <https://proviento.com.ec/controladores/160-controlador-de-carga-mppt-de-60a-jnge.html>

Quiñonez Quiñonez, S., & Angulo Mendoza, C. (2025). Estudio de Factibilidad para la Implementación de un Sistema Fotovoltaico en la Escuela Jaime Roldós Aguilera: Análisis Técnico y Económico. Polo del Conocimiento, 10(4), 3-25. <https://polodelconocimiento.com/ojs/index.php/es/article/view/9313/0>

Reinoso, J. M. R. (2023, 1 noviembre). Repotenciación del sistema eléctrico de emergencia para etapa 1 del Centro Comercial el Recreo Plaza. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/26520>

Renovaenergía S.A. (2022, 9 noviembre). Energía solar fotovoltaica conexión de red - Renovaenergía S.A. Renovaenergía S.A. <https://www.renova-energia.com/energia-renovable/energia-solar-fotovoltaica-conexion-de-red/>

Romero, R. L. (2022). *Gamificación en la asignatura de electrotecnia para estudiantes del 3.º de bachillerato técnico de la especialidad instalaciones, equipos y máquinas eléctricas de la Unidad Educativa Fiscomisional “María Auxiliadora”*.
<https://repositorio.puce.edu.ec/items/f0641904-a17f-4754-a4de-d15253649a40>

Sankosha. (s. f.). Sankosha SAN-EARTH M5C vs. Bentonita.
<https://www.sankosha-usa.com/Spanish/saneearth-bentonite.asp>

Santoro, M. (2025, 17 diciembre). *Sistema fotovoltaico conectado a la red*. BibLus. https://biblus.accasoftware.com/es/sistema-fotovoltaico-conectado-a-la-red/#Tipos_de_sistemas_fotovoltaicos_conexion

SFE Solar. (2025). *Células fotovoltaicas: qué son, cómo funcionan, tipos, características*. Recuperado de <https://www.sfe-solar.com/celula-fotovoltaica/>

SFE Solar. (2025). *Células fotovoltaicas: qué son, cómo funcionan, tipos, características*. Recuperado de <https://www.sfe-solar.com/celula-fotovoltaica/>

SFE Solar. (2025). *Instalación fotovoltaica conectada a red: tipos, componentes, conexión*. Recuperado de <https://www.sfe-solar.com/instalaciones-fotovoltaicas/conexion-a-red/>

Sistemex, C. (2025, 3 enero). *Importancia de un estudio de cargas eléctricas en 4 puntos - Solarama Paneles solares México*. Solarama Paneles solares México. <https://solarama.mx/blog/cargas-electricas/>

Soluciones, D. (s. f.). *Seguridad Eléctrica en Colegios - La Clave para Proteger a Estudiantes y Docentes | ODIR Certificaciones S.A.S. - Inspecciones RETIE Y RETILAP*. ODIR Certificaciones S.A.S. - Inspecciones RETIE y RETILAP.
<https://www.odircertificaciones.com/publicaciones/blog/seguridad-electrica-en-colegios-la-clave-para-proteger-a-estudiantes-y-docentes>

Super Solar Energy Technology Co. (2025, 8 julio). Parámetros de los paneles solares explicados - Fujian Super Solar Energy Technology Co., Ltd. Fujian Super Solar Energy Technology Co., Ltd. <https://www.supersolarpv.com/es/blog/solar-panel-parameters-explained984>

Tabora, J. M., De Lima Tostes, M. E., De Matos, E. O., Soares, T. M., Andrade, V., & Moraes, I. (2020). Voltage Unbalance Impacts on Temperature of IE2, IE3 & IE4 Class Induction Motors. Anais Do Congresso Brasileiro de Automática 2020. <https://doi.org/10.48011/asba.v2i1.1049>

Tapia, M., Ramos, L., Heinemann, D., & Zondervan, E. (2022). Power to the city: Assessing the rooftop solar photovoltaic potential in multiple cities of Ecuador. Physical Sciences Reviews, 8(9), 2285-2319. <https://doi.org/10.1515/psr-2020-0061>

tutorialspoint.com [tutorialspoint.com]. (2025). Transformer Star-Star Connection (Three Phase). https://www.tutorialspoint.com/electrical_machines/transformer_star_star_connection_three_phase.htm

Universidad Católica de Cuenca (UCACUE). (2020). Requisitos para interconectar los sistemas fotovoltaicos a la red de distribución de Ecuador. Repositorio Institucional UCACUE, Ecuador. Recuperado de <https://dspace.ucacue.edu.ec/items/86ea42af-4997-483f-9185-76dc274663c3>

Vaello, J. R. V. (2026, 16 enero). Conexiones estrella o triángulo de cargas trifásicas. Formación Para la Industria. - Cursos Técnicos Online Para la Industria. <https://automatismoindustrial.com/curso-instalador-electricista-de-baja-tension/conexiones-estrella-triangulo-de-cargas-trifasicas-equilibradas/>

Veloz, H. G. V. (2021, 1 septiembre). *Análisis de redistribución de cargas, calibración de protecciones y estudio de confiabilidad en el Hospital Gineco Obstétrico de Nueva Aurora “Luz Elena Arismendi”*.
<http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/21015>

Vitel Energía. (2024a). Cable SOLARFLEX-X H1Z2Z2-K 4mm2 negro libre de halógeno 1800 VDC. <https://vitelenergia.com/es/cable-solarflex-x-h1z2z2-k-4mm2-negro-libre-de-halogeno-1800-vdc.html>

Vitel Energía. (2024b). Cable SOLARFLEX-X H1Z2Z2-K 6mm2 negro libre de halógeno 1800 VDC. <https://vitelenergia.com/es/cable-solarflex-x-h1z2z2-k-6mm2-negro-libre-de-halogeno-1800-vdc.html>

Viteri Morales, G. A. (2022, 9 diciembre). *Diseño de un sistema fotovoltaico para suministrar energía eléctrica a los servicios auxiliares de la subestación eléctrica CIERPRONTI*.
<http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/20240>

Voltage Disturbance. (s. f.). Voltage unbalance – voltage disturbance.
<https://voltage-disturbance.com/voltage-quality/voltage-unbalance/>

Wróbel, Z., & Jagiello, A. S. (2021). The Risk of Lightning Losses in a Structure Equipped with RTC Devices According to the Standard EN 62305-2:2008. *Energies*, 14(6), 1704.
<https://doi.org/10.3390/en14061704>

XH Engineering Technology. (2025). En red o aislado: ¿Qué sistema solar le conviene? *pvsystdesign.com*. <https://pvsystdesign.com/es/blog/on-grid-vs-off-grid-que-sistema-solar-es-el-adecuado/>

GLOSARIO

Acometida: Conjunto de conductores y elementos de conexión que enlazan la red de distribución pública con el punto de entrega del usuario, constituyendo el límite entre la infraestructura de la empresa distribuidora y la instalación interior del consumidor.

Alimentador: Circuito eléctrico que transporta energía desde el tablero general de distribución hacia los tableros seccionales o cargas principales, dimensionado para conducir la demanda máxima diversificada del sistema.

Circuitos derivados: Ramales eléctricos que parten de un tablero de distribución hacia cargas individuales o grupos de cargas, protegidos por interruptores termomagnéticos dimensionados según la carga que alimentan.

Consumo de energía: Cantidad de energía eléctrica utilizada por una instalación en un período determinado, expresada en kilovatios-hora (kWh), resultante de la integración de la potencia demandada en el tiempo.

Corriente eléctrica: Flujo ordenado de portadores de carga eléctrica — electrones— a través de un conductor bajo la acción de una diferencia de potencial, expresada en amperios (A).

Demanda de potencia: Valor medio de la potencia consumida por una instalación durante un intervalo de tiempo definido, empleada para dimensionar transformadores, conductores y protecciones.

Eficiencia: Relación entre energía útil entregada por un sistema y energía total suministrada al mismo, expresada en porcentaje. En sistemas fotovoltaicos engloba las pérdidas por temperatura, cableado, inversor y mismatch.

Energía renovable: Energía obtenida de fuentes naturales inagotables o regenerables en escala humana —solar, eólica, hidráulica, geotérmica, biomasa—, cuya explotación no implica agotamiento del recurso ni emisiones significativas de gases efecto invernadero.

Hora Sol Pico (HSP): Parámetro que representa el número de horas equivalentes de irradiancia solar a $1,000 \text{ W/m}^2$ que produciría la misma energía que la irradiación real acumulada en un día, utilizado como base para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. Para Guayaquil se adopta 4.3 HSP/día.

Irradiación global horizontal (GHI): Energía solar total incidente por unidad de área sobre una superficie horizontal, expresada en kWh/m^2 , integrando las componentes directa, difusa y reflejada a lo largo de un período definido.

Irradiancia: Potencia de radiación solar incidente por unidad de área en un instante determinado, expresada en vatios por metro cuadrado (W/m^2). Las condiciones estándar de medición (CEM) la fijan en $1,000 \text{ W/m}^2$.

Orientación azimutal: Ángulo horizontal medido desde el norte geográfico hasta la proyección del eje normal de un módulo fotovoltaico sobre el plano horizontal. Para el hemisferio sur, la orientación óptima es hacia el norte (azimut 0°).

Potencia activa: Componente de la potencia eléctrica que realiza trabajo útil en una carga, expresada en kilovatios (kW). Corresponde a la potencia efectivamente consumida y facturada por la empresa distribuidora.

Potencia aparente: Producto de los valores eficaces de tensión y corriente en un circuito de corriente alterna, expresada en kilovoltamperios (kVA). Incluye las componentes activa y reactiva, siendo determinante para dimensionar transformadores y conductores.

Potencia nominal: Potencia para la cual un equipo eléctrico ha sido diseñado y garantizada por el fabricante en condiciones normales de operación, expresada en la placa de características del equipo.

Potencia pico (Wp/kWp): Potencia máxima que entrega un módulo o sistema fotovoltaico bajo Condiciones Estándar de Medición: irradiancia $1,000 \text{ W/m}^2$, temperatura de celda 25°C y masa de aire AM 1.5.

Potencia: Magnitud que expresa la tasa de transferencia o conversión de energía eléctrica por unidad de tiempo, expresada en vatios (W) o kilovatios (kW).

Radiación solar: Energía electromagnética emitida por el sol que alcanza la superficie terrestre, compuesta por radiación directa, difusa y reflejada. Constituye el recurso primario de los sistemas fotovoltaicos y se cuantifica mediante estaciones meteorológicas y bases de datos como NASA-SSE y PVGIS.

Sistema de protección: Conjunto de dispositivos —interruptores termomagnéticos, diferenciales, fusibles, DPS y relés— coordinados para detectar condiciones anormales de operación y desconectar selectivamente la parte afectada de la instalación, preservando la integridad de personas, equipos e infraestructura.

Sistema puesta a tierra: Conjunto de electrodos, conductores de tierra y conexiones equipotenciales que vinculan las masas metálicas de una instalación con el potencial de referencia del terreno, garantizando seguridad ante fallas eléctricas y protección de equipos sensibles. Resistencia objetivo inferior a $5\ \Omega$.

Sistema fotovoltaico: Instalación que convierte directamente la energía solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, compuesta por módulos fotovoltaicos, inversor, sistema de protecciones, cableado y, opcionalmente, sistema de almacenamiento en baterías.

Sistema: Conjunto de componentes interrelacionados que funcionan coordinadamente para cumplir un objetivo específico. En ingeniería eléctrica, conjunto de equipos de generación, transformación, distribución y control integrados bajo criterios de diseño definidos.

Voltaje: Diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos de un circuito que impulsa la circulación de corriente, expresada en voltios (V). También denominado tensión eléctrica.

TERMINOLOGIAS

CC: Corriente Continua.

CA: Corriente Alterna.

gPV: *general — Photovoltaic* (fusible de uso general para aplicaciones fotovoltaicas, clasificación IEC 60269-6).

Isc: (*Short-Circuit Current*) Intensidad de cortocircuito.

Voc: Voltaje de circuito abierto (*Open-Circuit Voltage*).

DPI: Dispositivo de Protección contra la Interferencia.

PWM: Modulación por Ancho de Pulso (*Pulse Width Modulation*).

MPPT: Seguidor del Punto de Máxima Potencia (*Maximum Power Point Tracker*).

ARCERNNR: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (Ecuador).

NEC: Norma Ecuatoriana de la Construcción.

UNE: Una Norma Española (normas técnicas del sistema español de normalización, AENOR).

LED: Diodo Emisor de Luz (*Light Emitting Diode*).

UPS: Sistema de Alimentación Ininterrumpida (*Uninterruptible Power Supply*).

TIC: Tecnologías de la Información y Comunicación.

CCTV: Circuito Cerrado de Televisión (*Closed-Circuit Television*).

kW: Kilovatio — unidad de potencia activa ($1 \text{ kW} = 1\,000 \text{ W}$).

kVA: Kilovoltioampere — unidad de potencia aparente ($1 \text{ kVA} = 1\,000 \text{ VA}$).

PAC: punto de acceso común.

SGDA: Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento.

DLMS: Especificación de Mensajes de Lenguaje de Dispositivos.

COSEM: Especificación Complementaria para la Medición de Energía.

NASA-SSE: *NASA Surface Meteorology and Solar Energy*.

PVGIS: *European Commission Photovoltaic Geographical Information System*.

BIM: *Building Information Modeling.*

FV: fotovoltaico.

VAN: valor actual neto.

TIR: tasa interna de retorno.

DXF: Drawing Exchange Format.

DWG: formato de dibujo.

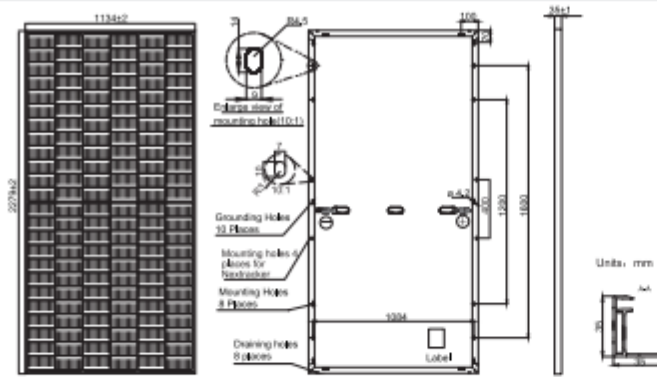
ANEXOS

Anexo 1 Datasheet JAM72S30.

JA SOLAR

JAM72S30 525-550/MR/1500V Series

MECHANICAL DIAGRAMS



SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28.6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) / 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	Genuine MC4-EVO2 QC 4.10-35/45
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+/-)400mm(-); Landscape: 1300mm(+/-)1300mm(-)
Country of Manufacturer	China/Vietnam

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR/1500V	JAM72S30 -530/MR/1500V	JAM72S30 -535/MR/1500V	JAM72S30 -540/MR/1500V	JAM72S30 -545/MR/1500V	JAM72S30 -550/MR/1500V
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					

STC [Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G]

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.
Measurement tolerance at STC: P_{max} ±3%, V_{oc} ±3% and I_{sc} ±4%.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S30-525 /MR/1500V	JAM72S30-530 /MR/1500V	JAM72S30-535 /MR/1500V	JAM72S30-540 /MR/1500V	JAM72S30-545 /MR/1500V	JAM72S30-550 /MR/1500V
Rated Max Power(P _{max}) [W]	397	401	406	408	412	416
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	38.36	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55

NOCT [Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G]

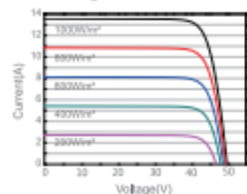
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2000Pa while Maximum Static Load, Back is 2000Pa.

OPERATING CONDITIONS

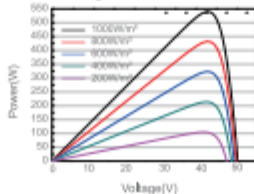
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front*	3600Pa, 1.5
Maximum Static Load, Back*	1600Pa, 1.5
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

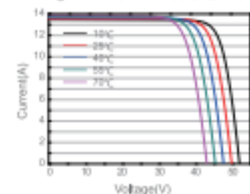
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20210607A

Anexo 2 Tabla de especificaciones de cableado AWG.

INFORMACIÓN TÉCNICA ADICIONAL

THHN

Calibre AWG/kcmil	Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor aprox. mm	Espesor aislación mm	Diámetro exterior aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Resistencia máx. a 20 °C CC Ω/km	Radio de curvatura mm	Capacidad de corriente A	
								Grupo A	Grupo B
14	2,08	1,9	0,38	3,0	26	8,62	12	25	35
12	3,31	2,3	0,38	3,5	38	5,43	14	30	40
10	5,26	2,9	0,51	4,3	61	3,41	17	40	55
8	8,37	3,5	0,76	5,5	95	2,14	22	55	80
6	13,3	4,6	0,76	6,4	143	1,35	26	75	105
4	21,2	5,8	1,02	8,3	229	0,848	33	95	140
2	33,6	7,0	1,02	9,7	350	0,534	39	130	190
1	42,4	7,8	1,27	11,1	446	0,423	44	150	220
1/0	53,5	8,7	1,27	12,1	553	0,335	48	170	260
2/0	67,4	9,7	1,27	13,1	687	0,266	53	195	300
3/0	85	10,9	1,27	14,3	852	0,211	58	225	350
4/0	107	12,3	1,27	15,7	1.060	0,167	63	260	405
250	127	13,4	1,52	17,4	1.266	0,142	70	290	455
300	152	14,5	1,52	18,6	1.528	0,118	75	320	505
350	177	15,7	1,52	19,8	1.744	0,101	80	350	570
400	203	16,8	1,52	20,9	2.016	0,085	84	380	615
500	253	18,7	1,52	23,1	2.453	0,0708	93	430	700
600	304	22,2	1,78	27,1	3.069	0,0590	136	475	780
750	380	24,9	1,78	29,4	3.705	0,0472	147	535	885

Grupo A: Hasta tres conductores en ducto. La norma chilena NCh 4/2003 prohíbe que estos cables sean utilizados en instalaciones enterradas, ya sea de forma directa o en ductos (puntos 8.2.15.5 y 8.2.15.).

Grupo B: Conductor simple al aire libre. Para aplicar esta capacidad, en caso de conductores que corran paralelamente, debe existir entre ellos una separación mínima equivalente a un diámetro del conductor.

No obstante lo indicado en las tablas, las protecciones de cortocircuito de los conductores de 14 AWG, 12 AWG y 10 AWG no deberán exceder de 16, 20 y 32 A, respectivamente.

Los valores aquí indicados son aproximados y están sujetos a tolerancias de fabricación.



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN

Instalación = 92.400 kW

Informe Económico

Instalación: Instalación1

Promotor: FETD UCSG

Localidad - Guayaquil

Guayaquil, 28/04/2026

El Técnico

(Ingeniero Juan Carlos Loayza Yopez)

Ingeniero Loayza Yopez Juan Carlos

0

-

Copyright ACCA software S.p.A.

Anexo 4 Ficha tecnica detallada

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Descripción de la instalación *Instalación1*

La instalación, identificada como "Instalación1", es una instalación conectada a la red eléctrica principal con una conexión de tipo "trifásica en baja tensión".

Su potencia nominal es de 92.400 kW y su producción anual de energía es de 119 614.66 kWh (equivalente a 1 294.53 kWh/kW), resultante de 168 módulos que cubren un área de 433.94 m² y que consiste en 1 generador.

El lugar de instalación se describe a continuación:

Ficha técnica Instalación

Informaciones Generales	
Entidad responsable	FETD UCSG
Dirección	
Código postal - Ciudad	Guayaquil
Latitud	2°.1828 S
Longitud	79°.9028 W
Altitud	19 m
Radiación solar anual en el plano horizontal	1 729.28 kWh/m ²
Coefficiente de sombreado	1.00
Datos técnicos	
Superficie total módulos	433.94 m ²
Número total de módulos	168
Número total de inversores	1
Energía anual total	119 614.66 kWh
Potencia total	92.400 kW
Fase L1 - Potencia	30.800 kW
Fase L2 - Potencia	30.800 kW
Fase L3 - Potencia	30.800 kW
Energía por kW	1 294.53 kWh/kW
Sistema de almacenamiento	Lado producción bidireccional en c.c.
Capacidad útil de almacenamiento	432.00 kWh
Capacidad nominal de almacenamiento	540.00 kWh
BOS estándar	74.97 %

Energía producida

La energía total anual producida por la instalación es 119 614.66 kWh.

El siguiente cuadro muestra los valores energéticos mensuales producidos por la instalación fotovoltaica:

Anexo 5 Indicadores

Indicadores económicos

Periodo de recuperación

El número de años necesarios para compensar la inversión mediante flujos de efectivo positivos es igual a 5 años.

NPV (Valor actual neto)

El valor actual neto o el valor actual neto (NPV) de los flujos de efectivo temporales, tanto entrantes como salientes y considerando una expectativa de vida de 25 años, es igual a \$ 177 262.34.

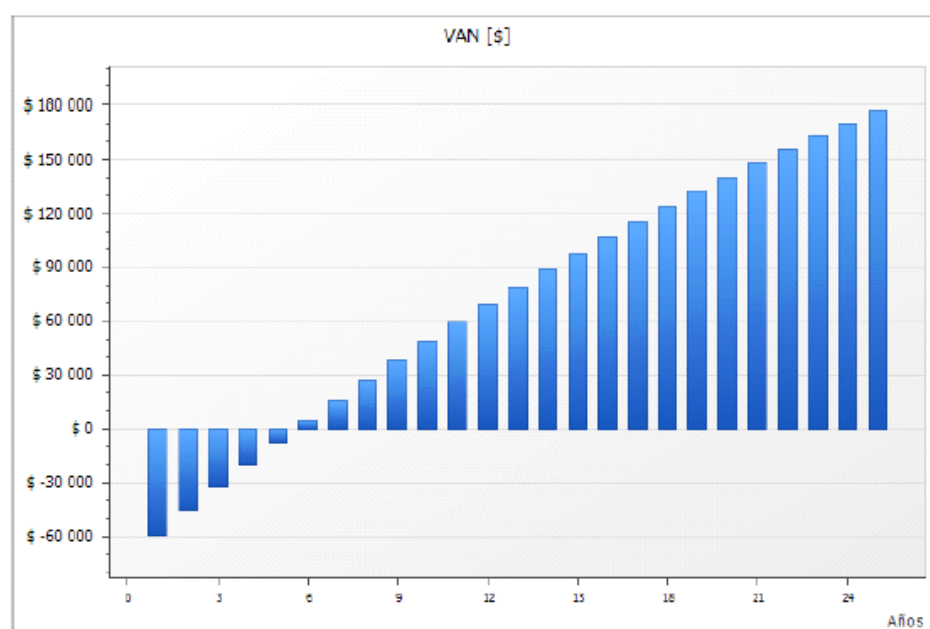


Fig. 5: Valor Actual Neto de los flujos de caja futuros analizados

IRR (Tasa Interna de Retorno)

La Tasa Interna de Retorno, utilizada como un índice para medir y comparar la rentabilidad de la inversión, considerando una expectativa de vida de la instalación de 25 años, es igual a 20.48 %.

Anexo 6 Datasheet inversor FIMER_PVS-350-TL.

Datos técnicos y tipos	
Código tipo	PVS-350-TL
Entrada	
Tensión de entrada de CC máxima absoluta ($V_{max,abs}$)	1500 V
Tensión de entrada de CC de puesta en marcha (V_{start})	600...1000 V
Rango de tensión de entrada de CC operativa ($V_{dc,min}...V_{dc,max}$)	0.7 x V_{start} ...1500 V (mín. 500 V)
Tensión nominal de entrada de CC (V_{dc})	1080 V
Número de MPPT independientes	12
Corriente de entrada de CC máxima para cada MPPT ($IMPP_{max}$)	45 A
Corriente de cortocircuito de entrada máxima para cada MPPT	60 A
Número de pares de entrada de CC para cada MPPT	2
Tipo de conexión de CC	MC4-Evo2
Protección de entrada	
Interruptor de circuito por falla de arco serie CC	Estándar
Protección contra polaridad inversa	Si, desde una fuente de corriente limitada
Protección contra sobretensión de entrada para cada MPPT - Descargador de sobretensión Tipo 2	Si, con monitorización
Protección contra sobretensión de entrada para cada MPPT - Descargador de sobretensión Tipo 1+2	Opcional, con monitorización
Control de aislamiento de matrices fotovoltaicas (resistencia al aislamiento)	Si, conforme a IEC 62109-2
Unidad de monitorización de corriente residual (protección contra corriente de fuga)	Si, conforme a IEC 62109-2
Interruptor CC	Si
Monitorización de corriente de cadena	Si
Salida	
Tipo de conexión con la red de CA	Trifásica 3W+PE
Potencia nominal de CA (P_{ac})	333000 W
Potencia de salida de CA máxima ($P_{ac,max}$ @cosφ=1)	350000 W
Potencia aparente máxima (S_{max})	350000 VA
Tensión nominal de la red de CA (V_{ac})	800 V
Corriente nominal de salida de CA ($I_{ac,nom}$)	240.3 A
Corriente de salida de CA máxima ($I_{ac,max}$)	253 A
Frecuencia nominal de salida (f_i)	50 Hz / 60 Hz
Factor de potencia nominal y rango ajustable	> 0.995, 0.8 inductiva/capacitiva con S_{max} máxima
Distorsión armónica total de la corriente	< 3%
Máx. inyección de corriente de CC (% de I_n)	< 0.5%* I_n
Cable de CA máximo / unipolar (multipolar)	4x1x400mm ² (4x300mm ²)
Tipo de conexión de CA	Terminal para cables M12 tipo bloque de terminal
Protección de salida	
Protección contra la formación de islas	Conforme a la normativa local
Protección contra sobretensiones de salida - Dispositivo de protección frente a sobretensiones Tipo 2	Si, con monitorización
Rendimiento de funcionamiento	
Eficiencia máxima (η_{max})	≥99.02 %
Eficiencia ponderada (EURO)	≥98.85 %

Anexo 7 Regulacion ARCONEL-004/24.



REPÚBLICA
DEL ECUADOR

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

ANEXO

RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL - 030/2024

REGULACIÓN Nro. ARCONEL - 004/24 (CODIFICADA)

EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD ARCONEL

EXPIDE:

La Regulación Nro. ARCONEL - 004/24 (Codificada) denominada «*Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General.*».

CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES

ARTÍCULO 1.- OBJETIVO

Establecer el marco conceptual y metodológico para la determinación de los costos y elaboración de los pliegos tarifarios, tanto para el servicio público de energía eléctrica como para el servicio de alumbrado público general, que permitan a las empresas eléctricas habilitadas, prestar dichos servicios garantizando el equilibrio económico-financiero del sector eléctrico.

ARTÍCULO 2.- ÁMBITO

La presente Regulación deberá ser aplicada de forma obligatoria por las empresas eléctricas, el Operador Nacional de Electricidad y los consumidores o usuarios finales que intervengan de forma directa o indirecta para la determinación de los costos y para la fijación de las tarifas de los servicios públicos de energía eléctrica y del servicio de alumbrado público general; así como, por parte de la Instituciones, según sean sus atribuciones y competencias, afines o relacionadas con el sector eléctrico.

ARTÍCULO 3.- SIGLAS, ACRÓNIMOS Y UNIDADES

ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
FRC	Factor de Responsabilidad de la Carga
GNSE	Glosario Normativo del Sector Eléctrico
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio Hora
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
PME	Plan Maestro de Electricidad
PGE	Presupuesto General del Estado
RGLOSPEE	Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

Resolución Nro. ARCONEL-030/2024
Sesión de Directorio de 17 de diciembre de 2024

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
<https://centroelectrico.gob.ec/>



ANEXO E

ENERGÍA NETA, CARGO DE DEMANDA, Y ENERGÍA PRODUCIDA POR UN SGDA DE CONSUMIDORES REGULADOS

1. MODALIDAD 1a

La Ilustración 2 muestra el diagrama de la Modalidad 1a con los medidores de energía eléctrica cuando un SGDA inyecta excedentes de energía a la red de distribución.

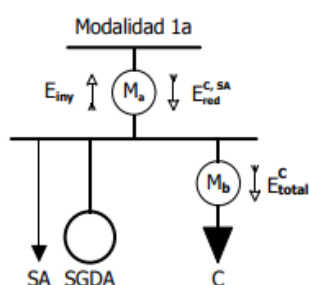


Ilustración 2. Diagrama de la Modalidad 1a (SGDA y consumidor regulado ubicados en un mismo inmueble) con medidores M_a y M_b . El SGDA inyecta excedentes de energía a la red de distribución.

La Ilustración 3 muestra el diagrama de la Modalidad 1a con los medidores de energía eléctrica cuando un SGDA no inyecta excedentes de energía a la red de distribución.

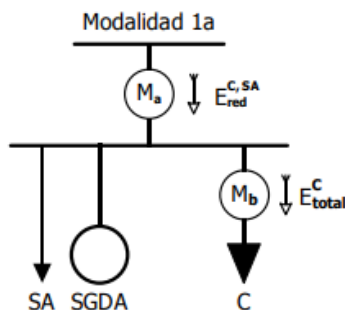


Ilustración 3. Diagrama de la Modalidad 1a (SGDA y consumidor regulado ubicados en un mismo inmueble) con medidores M_a y M_b . El SGDA no inyecta excedentes de energía a la red de distribución.

1.1. Consumidor con tarifa general sin demanda o tarifa general con demanda

La energía neta en el i -ésimo mes se calcula de la siguiente manera:

$$E_{neta,i} = E_{red,i}^{C,SA} - E_{iny,i} \quad Ec. (3)$$

Donde:

$E_{neta,i}$ Energía neta en el i -ésimo mes, en [kWh]

Anexo 9 Pliego Tarifario en media tensión CNEL Guayas ARCONEL 023/25

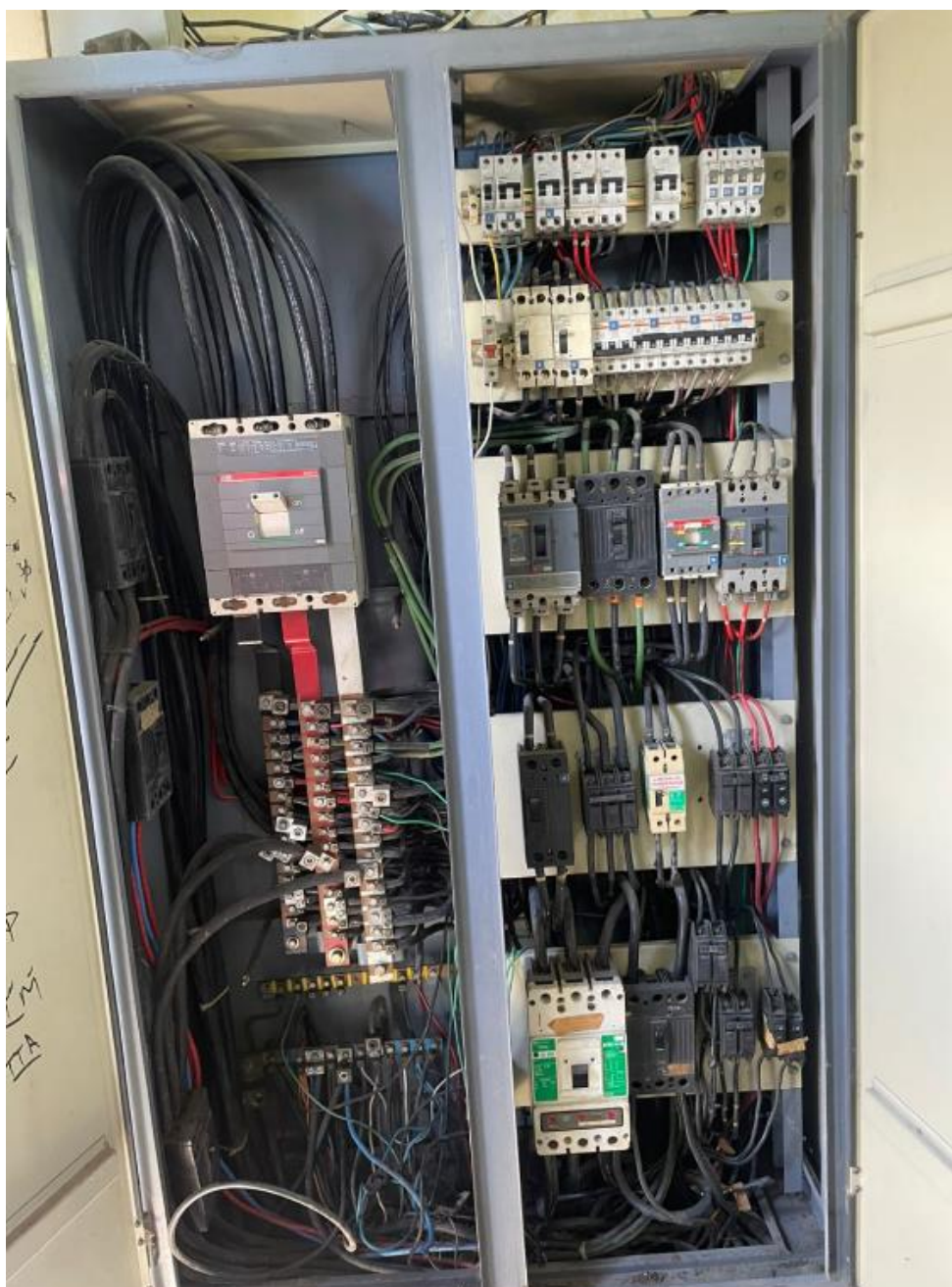
SECTOR ELÉCTRICO

CNEL EL ORO - CNEL ESMERALDAS - CNEL GUAYAS LOS RÍOS - CNEL LOS RÍOS - CNEL MANABÍ - CNEL MILAGRO - CNEL SANTA ELENA - CNEL SANTO DOMINGO - CNEL SUCUMBIÓS - GALÁPAGOS

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACION (USD/Consumidor)
NIVEL VOLTAJE	GENERAL MEDIO VOLTAJE CON DEMANDA		
	COMERCIALES		1,414
	4,790	0,123	
	INDUSTRIALES		
	4,790	0,118	
	E. OFICIALES, SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES		
	4,790	0,087	
	ESCENARIOS DEPORTIVOS		
	4,790	0,071	
	BOMBEO AGUA		
	4,790	0,077	
	BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO		
	4,790	0,081	
NIVEL VOLTAJE	MEDIO VOLTAJE CON DEMANDA HORARIA		
	COMERCIALES		1,414
08:00 hasta 22:00 horas	4,576	0,123	
22:00 hasta 08:00 horas		0,105	
	E. OFICIALES, SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES		
08:00 hasta 22:00 horas	4,576	0,087	
22:00 hasta 08:00 horas		0,075	
	ESCENARIOS DEPORTIVOS		
08:00 hasta 22:00 horas	4,576	0,071	
22:00 hasta 08:00 horas		0,059	
	BOMBEO AGUA		
08:00 hasta 22:00 horas	4,576	0,074	
22:00 hasta 08:00 horas		0,062	
	BENEFICIO PÚBLICO		
08:00 hasta 22:00 horas	4,576	0,081	
22:00 hasta 08:00 horas		0,070	
NIVEL VOLTAJE	MEDIO VOLTAJE CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA		
	BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE		1,414
L-V 08:00 hasta 18:00 horas	2,620	0,059	
L-V 18:00 hasta 22:00 horas		0,089	
L-V 22:00 hasta 08:00 horas*		0,050	
S,D 18:00 hasta 22:00 horas		0,059	
	ESTACIÓN DE CARGA RÁPIDA y TRANSPORTE ELÉCTRICO PÚBLICO MASIVO		
L-V 08:00 hasta 18:00 horas	4,050	0,085	
L-D: 18:00 hasta 22:00 horas		0,102	
L-D: 22:00 hasta 08:00 horas		0,059	
SyD: 08:00 hasta 18:00 horas			
	INDUSTRIALES		
L-V 08:00 hasta 18:00 horas	4,576	0,1178	
L-V 18:00 hasta 22:00 horas		0,1318	
L-V 22:00 hasta 08:00 horas*		0,1001	
S,D,F 18:00 hasta 22:00 horas		0,1178	

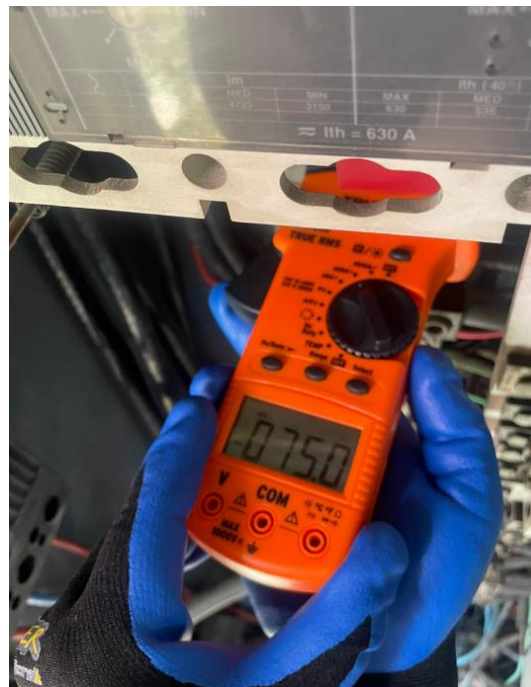
Anexo 10 Centro de cargas FETD.



Anexo 11 Corriente en L1 bajo demanda.



Anexo 12 Corriente en L2 bajo demanda



Anexo 13 Corriente en L3 bajo demanda.



DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Juan Carlos Loayza Yepez**, con C.C: # **0930697529** autor del trabajo de titulación: **Estudio de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo UCSG** previo a la obtención del título de **Magister en Electricidad** 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 titulación 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 titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, **03 de septiembre de 2026**

f. 

Nombre: **Ing. Juan Carlos Loayza Yépez**

C.C: **0930697529**



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA			
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN			
TEMA Y SUBTEMA:	Estudio de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo UCSG		
AUTOR(ES)	Juan Carlos Loayza Yépez		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Daniel Bohórquez Heras, MSc/Ronnie Bonilla Sánchez, MSc PhD Bayardo Bohórquez Escobar		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Sistema de Posgrado		
CARRERA:	Maestría en Electricidad Con Mención Energías Renovables y eficiencia energética		
TÍTULO OBTENIDO:	Magister en Electricidad Mención Energías Renovables y eficiencia energética		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	03 de septiembre de 2026	No. DE PÁGINAS:	143
ÁREAS TEMÁTICAS:	Energías renovables, Electricidad, Electrónica.		
PALABRAS CLAVES/KEYWORDS:	sistema fotovoltaico, generación distribuida, autoabastecimiento, ARCERNNR-008/23, análisis de cargas, Solarius PV, TIR.		
RESUMEN/ABSTRACT: El presente trabajo de titulación desarrolla el estudio técnico-económico de un sistema de respaldo de energía renovable de tecnología fotovoltaica para la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo (FETD) de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil (UCSG), ante la necesidad institucional de garantizar continuidad operativa en laboratorios, talleres y aulas tecnológicas frente a interrupciones del suministro eléctrico convencional. El levantamiento técnico de los sistemas eléctricos determinó una demanda total de 107.850 kVA sobre el banco de transformadores de 300 kVA, operando al 35.9% de su capacidad nominal, con corrientes de línea asimétricas L1 = 310.2 A, L2 = 170.0 A y L3 = 382.60 A, evidenciando un desequilibrio de fases del 33.0% que requiere corrección prioritaria. El dimensionamiento del SGDA, resultó en 584 módulos monocristalinos JA Solar de 550 Wp, organizados en 12 strings, con potencia pico instalada de 321.20 kWp, un inversor trifásico FIMER PVS-350-TL, y capacidad de autoabastecimiento mayor a 6 horas. La simulación en Solarius PV validó una eficiencia global del sistema del 86.6% y una producción energética anual de 345,195.1 kWh/año, cubriendo el 121.75% de la demanda en horario solar. El análisis económico determinó una Tasa Interna de Retorno proyectada del 4.09% en el octavo año, incrementándose hasta el 14.69% en un horizonte de 25 años, superando las tasas de referencia del mercado financiero ecuatoriano y ratificando la viabilidad competitiva y sostenible de la inversión, enmarcada en la Regulación ARCERNNR-008/23.			
ADJUNTO PDF:	☒ SI	☐ NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: 0982200252	E-mail: ing.juancarlos.loayza1997@hotmail.com	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):	Nombre: PhD. Celso Bayardo Bohórquez Escobar		
	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):			