



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA
INDOAMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
CARRERA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**

TEMA:

**“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA OPTIMIZAR EL
ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS OFICINAS
ADMINISTRATIVAS DEL CAMPUS TECNOLÓGICO DE LA UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA”**

Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del título de Ingeniero Industrial.

Autor

Pérez Morales Marco Xavier

Tutor

PhD. Chicaiza Claudio Fernando Alfonso

AMBATO – ECUADOR

2025

**AUTORIZACIÓN POR PARTE DEL TUTOR PARA LA CONSULTA,
REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL, Y PUBLICACIÓN
ELECTRÓNICA DEL TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

Yo, Pérez Morales Marco Xavier, declaro ser el autor del Trabajo de Integración Curricular con el nombre “Diseño de un sistema fotovoltaico para optimizar el abastecimiento de energía eléctrica en las oficinas administrativas del campus tecnológico de la universidad tecnológica Indoamérica”, como requisito para optar al grado de Ingeniero Industrial y autorizo al Sistema de Bibliotecas de la Universidad Indoamérica, para que con fines netamente académicos divulgue esta obra a través del Repositorio Digital Institucional (RDI-UTI).

Los usuarios del RDI-UTI podrán consultar el contenido de este trabajo en las redes de información del país y del exterior, con las cuales la Universidad tenga convenios. La Universidad Indoamérica no se hace responsable por el plagio o copia del contenido parcial o total de este trabajo.

Del mismo modo, acepto que los Derechos de Autor, Morales y Patrimoniales, sobre esta obra, serán compartidos entre mi persona y la Universidad Indoamérica, y que no tramitaré la publicación de esta obra en ningún otro medio, sin autorización expresa de la misma. En caso de que exista el potencial de generación de beneficios económicos o patentes, producto de este trabajo, acepto que se deberán firmar convenios específicos adicionales, donde se acuerden los términos de adjudicación de dichos beneficios.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Ambato, a los 1 días del mes de febrero de 2025, firmo conforme:

Autor: Pérez Morales Marco Xavier

Firma:
Número de Cédula: 1804361069
Dirección: Tungurahua, Ambato
Correo Electrónico: mperez43@indoamerica.edu.ec
Teléfono: 0987107051

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Integración Curricular “DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA OPTIMIZAR EL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS OFICINAS ADMINISTRATIVAS DEL CAMPUS TECNOLÓGICO DE LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA” presentado por Pérez Morales Marco Xavier, para optar por el Título de Ingeniero Industrial.

CERTIFICO

Que dicho Trabajo de Integración Curricular ha sido revisado en todas sus partes y considero que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte los Lectores que se designe.

Ambato, 1 de febrero del 2025

.....

PhD. Chicaiza Claudio Fernando Alfonso

DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD

Quien suscribe, declaro que los contenidos y los resultados obtenidos en el presente Trabajo de Integración Curricular, como requerimiento previo para la obtención del Título de Ingeniero Industrial, son absolutamente originales, auténticos y personales y de exclusiva responsabilidad legal y académica del autor.

Ambato, 1 de febrero del 2025

.....

Pérez Morales Marco Xavier

C. C. 1804361069

APROBACIÓN DE LECTORES

El Trabajo de Integración Curricular ha sido revisado, aprobado y autorizada su impresión y empastado, sobre el Tema: “DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA OPTIMIZAR EL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS OFICINAS ADMINISTRATIVAS DEL CAMPUS TECNOLÓGICO DE LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA”, previo a la obtención del Título de Ingeniero Industrial, reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la sustentación del Trabajo de Integración Curricular.

Ambato, 1 de febrero de 2025

.....

PhD. Ayala Chauvin Manuel Ignacio

LECTOR

.....

Mgtr. Saá Tapia Fernando David

LECTOR

DEDICATORIA

En primer lugar, agradezco a Dios por darme la fortaleza y sabiduría para completar este proyecto. A mi esposa, por su amor incondicional, paciencia y apoyo en cada paso del camino. A mis padres, quienes con su esfuerzo y enseñanzas me han guiado hasta este momento. A mi hijo, que con su sonrisa me recuerda cada día por qué vale la pena el esfuerzo. A todas las personas que de una u otra forma han me han apoyado en este proceso, les agradezco por ser mi mayor motivación y fuente de energía durante este camino.

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que hicieron posible la realización de este proyecto. En primer lugar, agradezco a mi familia por su constante apoyo, comprensión y paciencia a lo largo de este camino. A mi esposa e hijo, quienes han sido mi mayor motivación para seguir adelante y superar cada reto.

También deseo agradecer a mis profesores y tutores, especialmente al PhD. Fernando A. Chicaiza por su invaluable orientación y consejo a lo largo de todo el proceso. Finalmente, agradezco a mis compañeros de la Universidad Tecnológica Indoamérica quienes me brindaron su colaboración y conocimientos, contribuyendo significativamente a lo largo de la carrera.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

PORTADA	i
AUTORIZACIÓN POR PARTE DEL TUTOR	i
APROBACIÓN DEL TUTOR	ii
DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD	iii
APROBACIÓN DE LECTORES.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE ECUACIONES	xiv
ÍNDICE DE ANEXOS	xv
RESUMEN EJECUTIVO	xvi
ABSTRACT	xvii

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

ANTECEDENTES	6
JUSTIFICACIÓN:.....	8
OBJETIVOS:.....	10

CAPÍTULO II INGENIERÍA DEL PROYECTO

DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA	12
--	----

ÁREA DE ESTUDIO.....	56
MODELO OPERATIVO	57
DESARROLLO DEL MODELO OPERATIVO	57

CAPITULO III

PROPUESTA Y RESULTADOS ESPERADOS

PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA.....	59
RESULTADOS ESPERADOS	101
ANÁLISIS ECONÓMICO.....	107
ANALISIS DE CONTAMINACIÓN	110
CRONOGRAMA PARA LA IMPLEMENTACIÓN	116
CURVA S.....	117

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:.....	118
RECOMENDACIONES:	119
BIBLIOGRAFÍA.....	120
ANEXOS.....	122

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos de la Universidad Tecnológica Indoamérica.....	12
Tabla 2. Estructura y componentes del sistema eléctrico de EEASA.	19
Tabla 3. Alcance del servicio eléctrico por provincia.	20
Tabla 4. Energía total suministrada y consumida.....	20
Tabla 5. Cantidad promedio de interrupciones por fallas en un año.	21
Tabla 6. Duración anual de las interrupciones por fallas.	22
Tabla 7. Magnitudes eléctricas	29
Tabla 8. Niveles de voltaje	30
Tabla 9. Detalle de equipos eléctricos y electrónicos utilizados en la planta baja	32
Tabla 10. Detalle de equipos eléctricos y electrónicos utilizados en la planta alta.	33
Tabla 11. Detalle de consumo diario en la planta baja.....	34
Tabla 12. Detalle de consumo diario en la planta baja.....	35
Tabla 13. Cálculo manual de consumo energético	36
Tabla 14. Detalle de consumos mensuales en edificio administrativo 2024.....	37
Tabla 15. Características técnica pinza amperimétrica Fluke376	39
Tabla 16. Características técnicas analizador de carga Sonel PQM-702	41
Tabla 17. Detalle de valores de voltajes máximos y mínimos	45
Tabla 18. Detalle de valores de corriente máximos y mínimos.....	49
Tabla 19. Detalle de parámetros definidos para el diseño.....	55
Tabla 20. Área de estudio	56
Tabla 21. Detalle de parámetros necesarios mediante medición.....	62
Tabla 22. Detalle de parámetros sobredimensionados para el diseño	63
Tabla 23. Cantidad promedio de horas de sol al día En Ambato, Ecuador.	65
Tabla 24. Comparación de especificaciones técnicas.....	66
Tabla 25. Análisis genérico de producción y consumo energético	68
Tabla 26. Comparación inversor 4.8 kW frente a los datos dimensionados	72
Tabla 27. Comparación inversor 7.6 kW frente a los datos dimensionados	72
Tabla 28. Comparación baterías SigEnergy 5 kW y 8 kW.....	75
Tabla 29. Especificaciones Técnicas y Compatibilidad del Sigen Energy.....	78
Tabla 30. Equipos seleccionados.....	80
Tabla 31. Material complementario.....	82

Tabla 32. Análisis de los Balances Energéticos y Resultados.....	104
Tabla 33. Análisis de los Costos de Instalación del Sistema.....	107
Tabla 34. Resultados Económicos del Sistema Fotovoltaico	108
Tabla 35. Detalle de Emisiones por elemento	111
Tabla 36. Comparación de datos dimensionados vs simulados.....	113
Tabla 37. Características técnicas del equipo SigEnergy	124

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del campus Tecnológico de la UTI.....	13
Figura 2. Estructura organizacional UTI.	14
Figura 3. Bloques del campus Tecnológico	16
Figura 4. Áreas de prestación del servicio público de energía eléctrica.....	17
Figura 5. Proceso de transmisión y distribución de energía eléctrica.	18
Figura 6. Energía disponible, facturada por provincia	21
Figura 7. Promedio anual de interrupciones por fallas.....	22
Figura 8. Promedio anual de interrupciones por fallas.....	23
Figura 9. Diagrama eléctrico de distribución.	24
Figura 10. Tiempo de interrupciones técnicas primario Industrial 2023.....	25
Figura 11. Tipo de fallas en el primario Industrial 2023	26
Figura 12. Duración de interrupciones por racionamientos de energía 2023	27
Figura 13. Duración de interrupciones por racionamientos de energía 2024	27
Figura 14. Pinza amperimétrica FLUKE 376 FC	38
Figura 15. Analizador de calidad de energía eléctrica PQM-702.....	40
Figura 16. Diagrama de conexión – sistema bifásico con neutro y tierra	42
Figura 17. Esquema de conexión – sistema bifásico con neutro y tierra.....	42
Figura 18. Análisis de Formas de Onda de Tensión y corriente en el SE.	43
Figura 19. Voltaje Promedio Diario L1 – Neutro.....	44
Figura 20. Voltaje Promedio Diario L2 – Neutro.....	44
Figura 21. Voltaje Promedio Diario L1 – L2	46
Figura 22. Consumo promedio de Corrientes semana L1	47
Figura 23. Consumo promedio de Corrientes semana L2	47
Figura 24. Voltaje Promedio Diario L2 – Neutro.....	48
Figura 25. Corriente Promedio Diario L1	49
Figura 26. Corriente Promedio Diario L2	50
Figura 27. Corriente Promedio Diario Neutro.....	50
Figura 28. Frecuencia Promedio Diario	51
Figura 29. Factor de Potencia L1 y L2	52
Figura 30. Consumo de energía en Kw/h	53
Figura 31. Consumo acumulado de energía en una semana.....	54

Figura 32. Modelo Operativo	57
Figura 33. Elementos de un sistema fotovoltaico.....	61
Figura 34. Módulos de paneles solares marca Longi Hi-Mox6-585w	69
Figura 35. Punto de Máxima Potencia (MPP).....	70
Figura 36. Inversor SigEnergy 8 kWh.....	73
Figura 37. Picos de corriente en L1 y L2	75
Figura 38. Batería SigenStore 8 kW	76
Figura 39. Sigen Gateway HomeMax	79
Figura 40. Selección del punto geográfico donde se realiza la simulación.....	85
Figura 41. Importación de datos meteorológicos	86
Figura 42. Selección del módulo fotovoltaico LR5-72HTH-585M	87
Figura 43. Curvas de eficiencia según la temperatura.....	88
Figura 44. definición de la orientación.....	89
Figura 45. Definición del sistema de almacenamiento de energía.	90
Figura 46. Configuración de Demanda Energética por horas.	91
Figura 47. Configuración de características del inversor	92
Figura 48. Diseño y orientación de módulos fotovoltaicos.....	93
Figura 49. Construcción de la escena para el análisis de sombras en 3D.....	94
Figura 50. Ubicación del proyecto	95
Figura 51. Resumen del sistema fotovoltaico.....	95
Figura 52. Parámetros generales del sistema fotovoltaico – Simulación	96
Figura 53. Características del sistema fotovoltaico – Módulos, inversores y baterías... 97	
Figura 54. Pérdidas del sistema fotovoltaico – Factores de eficiencia.....	98
Figura 55. Escena de sombras en 3D Sombras.....	98
Figura 56. Diagrama de Iso-Sombreados y orientación	99
Figura 57. Distribución horaria del consumo	100
Figura 58. Análisis de la Energía Incidente en el Plano Colector.	101
Figura 59. Producción Normalizada y Factores de Pérdida.	101
Figura 60. Energía diaria a la salida del sistema	102
Figura 61. Distribución de la temperatura en el conjunto durante la ejecución.	102
Figura 62. Diagrama de entrada / salida diaria.....	103
Figura 63. Análisis del Flujo Energético y Pérdidas del Sistema.....	105

Figura 64. Análisis de la Evaluación P50 - P90	106
Figura 65. Análisis del Gráfico de Amortización y Rentabilidad	109
Figura 66. Análisis del Balance de Emisiones de CO ₂	110
Figura 67. Generación vs consumo	115
Figura 68. Diagrama de actividades	116
Figura 69. Curva S.....	117

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Potencia de consumo	55
Ecuación 2. Energía generada	66
Ecuación 3. Número de paneles	67
Ecuación 4. Emisiones evitadas.....	111

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Instalación registrador de carga en el tablero principal del bloque 1	123
Anexo 2. Equipo SONEL instalado.....	124
Anexo 3. Registro de consumos en medidor 530530 Bloque 1.....	125
Anexo 4. Certificado de calibración.	126
Anexo 5. Datasheet SONEL PQM-702.....	127
Anexo 6. Datasheet FLUKE 370 FC.....	133
Anexo 7. Parámetros técnicos del panel LONGI Hi-MOX6 LR5-72HTH.....	138
Anexo 8. Parámetros técnicos del inversor SigenHybridInverter 7.6kW.....	141
Anexo 9. Parámetros técnicos de la Batería 8kW	142
Anexo 10. Parámetros técnicos Gateway HomeMax	143
Anexo 11. Parámetros técnicos accesorios metálicos	145
Anexo 12. Parámetros técnicos conductores eléctricos.....	151
Anexo 13. Parámetros técnicos conductor solar.....	157
Anexo 14. Diagrama eléctrico de conexiones.	162
Anexo 15. Proforma general de los implementos necesarios para el proyecto.	163
Anexo 16. Procedimiento de instalación.	164
Anexo 17. Simulación en 3D renderizada del sistema, ubicado sobre el bloque 1 del campus tecnológico.	165

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

INGENIERÍA INDUSTRIAL

TEMA: DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA OPTIMIZAR EL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS OFICINAS ADMINISTRATIVAS DEL CAMPUS TECNOLÓGICO DE LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA

AUTOR: Pérez Morales Marco Xavier

TUTOR: PhD. Chicaiza Claudio Fernando Alfonso

RESUMEN EJECUTIVO

El presente estudio se centra en el diseño de un sistema fotovoltaico para optimizar el abastecimiento de energía en las oficinas administrativas del Campus Tecnológico de la Universidad Tecnológica Indoamérica. Se realiza un diagnóstico energético para evaluar el consumo actual y determinar los requerimientos del sistema. La propuesta incluye el diseño de un sistema compuesto por paneles solares, un inversor híbrido, una batería de almacenamiento y un sistema de gestión energética, lo que permitirá una mayor autonomía y estabilidad en el suministro eléctrico. La simulación del sistema en el software PvSyst confirma que cubrirá hasta el 85 % de la demanda energética, con un excedente del 14 % que podrá inyectarse a la red o almacenarse. El análisis económico indica que la inversión de \$10.682 USD se recuperará en 17 años, generando un ahorro de \$37.000 USD a lo largo de la vida útil del sistema. Además, se estima una reducción de 18 toneladas de CO₂ en 30 años, lo que contribuirá a la sostenibilidad ambiental de la institución. Este proyecto mejorará la eficiencia energética del campus, reducirá su dependencia de la red eléctrica y garantizará un suministro confiable. Se recomienda su implementación progresiva, alineada con las normas eléctricas vigentes, para maximizar sus beneficios.

Palabras clave: Eficiencia, energía, fotovoltaico, optimización, sostenibilidad

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA

FACULTY OF ENGINEERING

Industrial Engineering

AUTHOR: PEREZ MORALES MARCO XAVIER

TUTOR: PHD. CHICAIZA CLAUDIO FERNANDO

ABSTRACT

**DESIGN OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM TO OPTIMIZE THE ELECTRICITY SUPPLY
IN THE ADMINISTRATIVE OFFICES OF THE TECHNOLOGICAL CAMPUS AT
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA**

This study focuses on designing a photovoltaic system to optimize the energy supply for the administrative offices of the Technological Campus of Universidad Tecnológica Indoamérica. An energy assessment evaluates current consumption and determines the system requirements. The proposal includes designing a system composed of solar panels, a hybrid inverter, a storage battery, and an energy management system that will allow for greater autonomy and stability in the electrical supply. The simulation of the system using PVsyst software confirms that it will cover up to 85% of the energy demand, with a 14% surplus that can be either injected into the grid or stored. The economic analysis indicates that the investment of USD 10,682 will be recovered in 17 years, generating savings of USD 37,000 over the system's useful life. In addition, reducing 18 tons of CO over 30 years contributes to the institution's environmental sustainability. This project will improve the campus's energy efficiency, reduce its dependence on the power grid, and ensure a reliable supply. Its progressive implementation is recommended, in alignment with current electrical regulations, to maximize its benefits.

KEYWORDS:

Efficiency, energy, photovoltaic, optimization, sustainability.



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

En todas las empresas del mundo, cada procedimiento es crucial para alcanzar los objetivos organizacionales de forma eficiente y ordenada. El proceso administrativo, en especial, es clave para maximizar el aprovechamiento de recursos como la mano de obra, materiales, tecnología y energía, asegurando además una estructura jerárquica bien definida que facilita la coordinación y dirección del equipo. Además, es indispensable reconocer que los recursos energéticos son fundamentales, ya que su correcta gestión y uso eficiente son clave para mantener la operatividad de los sistemas y garantizar la continuidad de las actividades.

Cuando los recursos energéticos se administran de manera adecuada, no solo se mejora la productividad, sino que también se promueve la sostenibilidad, asegurando que la empresa opere de forma competitiva y responsable en el largo plazo (Auquilla Paredes, 2022).

Un sistema de energía eléctrica constante, fluido y de alta calidad es fundamental para el óptimo funcionamiento de los procesos en una institución. La estabilidad en el suministro eléctrico garantiza que equipos y sistemas operen sin interrupciones, evitando pérdidas de datos y daños en dispositivos sensibles. Además, una energía de calidad previene fluctuaciones que pueden afectar la precisión de instrumentos y la eficiencia de maquinaria, lo que se traduce en una mayor productividad y calidad en las operaciones.

En el contexto empresarial, la implementación de estrategias que optimicen el uso de los recursos energéticos se traduce en múltiples beneficios que abarcan desde el incremento de la productividad hasta la promoción de prácticas sostenibles. La eficiencia energética

no solo asegura el correcto funcionamiento de los procesos organizacionales, sino que también actúa como un pilar para la innovación y la competitividad. En este sentido, la estabilidad y calidad del suministro eléctrico desempeñan un papel crítico para evitar interrupciones en las operaciones, minimizar el desgaste prematuro de equipos, y mantener la precisión en instrumentos tecnológicos esenciales.

Además, incorporar tecnologías avanzadas que prioricen la eficiencia energética no solo reduce el impacto ambiental, sino que también ofrece ventajas económicas significativas. Estas soluciones, adaptadas a las necesidades específicas de cada institución, facilitan una reducción sostenible en los costos operativos al tiempo que garantizan un retorno de inversión más rápido. Por lo tanto, el enfoque en la gestión integral de los recursos energéticos y el aprovechamiento de tecnologías modernas no es únicamente una estrategia de optimización, sino una necesidad estratégica para las empresas que buscan destacar en un entorno global altamente competitivo (Grijalva Campoverde & Vélez Mosquera, 2020)

Desde el punto de vista energético, la producción de electricidad es uno de los principales impulsores del cambio climático. Según la Agencia de Regulación y Control de Electricidad del Ecuador (ARCONEL), La producción de electricidad contribuye aproximadamente con el 60% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero. Por ello, es fundamental avanzar hacia una transición energética que reduzca la dependencia de fuentes no renovables, como los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) y el uranio, promoviendo alternativas sostenibles como la energía solar y eólica. (Chere-Quiñónez, Ulloa-de Souza, & Reyna-Tenorio, 2022).

Actualmente, las energías renovables destacan como una alternativa clave para el abastecimiento energético a nivel nacional e internacional, gracias a sus múltiples beneficios. En el contexto del siglo XXI, resulta fundamental disminuir la contaminación ambiental para mitigar efectos adversos como la lluvia ácida y el calentamiento global. El crecimiento poblacional y el desarrollo industrial han incrementado significativamente la demanda de energía, convirtiendo su producción en una de las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes que impactan el medio ambiente.

Las fuentes de energía renovable permiten generar electricidad y calor de manera sostenible, con bajos costos operativos y sin emisiones significativas, lo que las convierte en una opción viable para países con recursos limitados. Sin embargo, su implementación conlleva desafíos, especialmente la variabilidad de la generación, ya que depende de factores climáticos impredecibles. Para contrarrestar este problema, es posible optimizar el almacenamiento de energía, aprovechando los excedentes en momentos de alta producción y utilizándolos cuando la generación es menor. (Tumbaco Chumo & Pantaleón Iñiguez, 2023).

En efecto, se proyecta que para el año 2030, las fuentes renovables más económicas cubran el 65 % del suministro eléctrico global, impulsando una transición energética significativa. Para 2050, se estima que el 90 % del sector energético podría estar descarbonizado, lo que implicaría una drástica reducción de emisiones de carbono y contribuiría de manera decisiva a mitigar los efectos del cambio climático. Aunque en 2022 y 2023 los costos de las energías solar y eólica han aumentado debido al incremento en los precios del transporte y bienes de consumo tras la pandemia, su competitividad sigue mejorando. Esto se debe al aumento sostenido de los precios del gas y el carbón, como indica la Agencia Internacional de Energía, consolidándolas como alternativas viables y esenciales en la lucha por un sistema energético más limpio y sostenible. (Gutierrez, s.f.).

En Ecuador, las complicaciones en el sistema energético suelen presentarse durante la época seca, conocida como estiaje, que generalmente se extiende desde junio hasta diciembre. Durante este período, la disminución de las precipitaciones afecta los caudales de los ríos, reduciendo la capacidad de las centrales hidroeléctricas, que constituyen la principal fuente de generación eléctrica del país. Esta situación puede provocar interrupciones en el suministro eléctrico debido a condiciones climáticas adversas, fallos técnicos u otras limitaciones inherentes al sistema de distribución. Para mitigar estos desafíos, es esencial que empresas, instituciones educativas y hogares implementen métodos de generación propios, promoviendo prácticas ambientalmente responsables y reduciendo el impacto negativo en el entorno. (Maza, 2024)

Las fuentes de energía renovable, como la solar, eólica, hidroeléctrica y los biocombustibles, desempeñan un papel fundamental en la transformación hacia sistemas

energéticos más sostenibles y con menor impacto ambiental. En los últimos años, su capacidad de generación ha aumentado significativamente, gracias a iniciativas gubernamentales y la reducción en los costos de tecnologías como la energía solar fotovoltaica y la eólica, facilitando su adopción a gran escala.

Específicamente, la energía solar fotovoltaica es la energía obtenida por la radiación electromagnética del sol, convertida en energía eléctrica de corriente continua. La energía solar fotovoltaica se produce debido al efecto fotoeléctrico cuando la luz solar, al incidir sobre las celdas fotovoltaicas hechas de material semiconductor como el silicio, libera electrones de sus átomos mediante la energía de los fotones. Estos electrones, separados por un campo eléctrico interno generado por la unión p-n, crean una corriente eléctrica al fluir a través de un circuito externo, convirtiendo así la energía solar en electricidad (Hidalgo Rocha, 2015).

Entonces, los sistemas fotovoltaicos son dispositivos que convierten la energía de la luz solar directamente en electricidad debido a su aprovechamiento de la radiación como fuente primaria de energía, han mostrado un crecimiento exponencial en su implementación a nivel global en los últimos años. Este avance se fundamenta en sus ventajas multidimensionales. En el ámbito ambiental, destacan por su capacidad de generar electricidad sin emisiones directas de contaminantes, alineándose con los objetivos de sostenibilidad y mitigación del cambio climático (Gil, 2018).

Asimismo, la energía solar fotovoltaica se destaca por ser una tecnología altamente modular y versátil, capaz de adaptarse a diversas necesidades energéticas. Puede producirse a gran escala en plantas industriales, aprovechando las economías de escala para reducir costos, o implementarse en sistemas más pequeños, diseñados específicamente para cubrir demandas puntuales. Esta flexibilidad permite su aplicación en una amplia variedad de contextos, que van desde sistemas residenciales instalados en tejados hasta plantas de generación de energía solar a gran escala, capaces de abastecer a comunidades enteras o sectores industriales. Su adaptabilidad la convierte en una solución accesible y eficiente para fomentar el uso de energías limpias (Bojek, 2023).

En 2022, la producción de energía solar fotovoltaica alcanzó un crecimiento récord de 270 TWh, representando un incremento del 26% con respecto al año anterior. Este tipo

de energía contribuyó con el 4,5% de la generación eléctrica global, consolidándose como la tercera fuente renovable más relevante, después de la hidroeléctrica y la eólica. China lideró este crecimiento, aportando aproximadamente el 38% de la nueva capacidad instalada, impulsada por importantes expansiones en los dos años previos. En 2022 la capacidad de fabricación de energía solar fotovoltaica aumentó más del 70% hasta alcanzar los 450 GW de poli silicio y hasta 640 GW de módulos (Bojek, 2023).

Asimismo, la inversión global en energía solar fotovoltaica creció más de un 20%, superando los 320.000 millones de dólares, estableciendo un nuevo récord anual. Este sector representó cerca del 45% del total de la inversión en generación eléctrica, triplicando el gasto destinado a tecnologías basadas en combustibles fósiles. Se prevé que esta tendencia continúe en los próximos años, impulsada por políticas gubernamentales, incentivos estratégicos y la creciente competitividad de la energía solar en el mercado energético. (Bojek, 2023).

Por su parte, la implementación de sistemas de gestión energética en instituciones educativas no solo contribuye a la reducción de costos operativos, sino que también mejora la confiabilidad del suministro eléctrico, creando un entorno más propicio para el aprendizaje y la investigación. Según un estudio publicado en la Revista de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, estos sistemas resultan especialmente adecuados para universidades, dado su elevado consumo energético y la posibilidad de aprovechar espacios en los techos para instalar tecnologías renovables, como paneles solares, sin necesidad de ocupar terrenos adicionales.

En un contexto de constante crecimiento poblacional y avances tecnológicos, las instituciones de educación superior enfrentan el desafío de garantizar la continuidad de sus actividades, incluso ante interrupciones en el suministro eléctrico causadas por factores externos. Mantener el flujo de energía es esencial para asegurar su competitividad frente a otras universidades. Esto demanda soluciones eficientes que permitan una operación ininterrumpida, tanto en condiciones normales como en situaciones de emergencia, mediante el uso de tecnologías modernas y sostenibles (Jesús Héctor Hernández López, 2022).

La calidad del suministro eléctrico es un factor crítico en el desempeño de las instituciones académicas. Una energía estable y confiable asegura el correcto funcionamiento de sistemas de iluminación, equipos electrónicos y maquinaria en laboratorios, lo que impacta directamente en la eficiencia de los procesos educativos y de investigación. La autogeneración de energía, a través de fuentes renovables, permite equilibrar de manera eficiente la generación y la demanda, garantizando un rendimiento óptimo en el uso de las cargas eléctricas (Monteagudo Yanes & Jiménez Borges, 2023).

En este contexto, la instalación de sistemas fotovoltaicos representa una solución integral. Los paneles solares no solo proporcionan un suministro energético seguro y sostenible, sino que también son una alternativa ecológica que reduce la huella de carbono de la institución. Además, esta tecnología contribuye al ahorro económico y mejora la confiabilidad del suministro, permitiendo el desarrollo continuo de actividades académicas, científicas y administrativas las 24 horas del día (Grijalva Campoverde & Vélez Mosquera, 2020).

ANTECEDENTES

Actualmente, el suministro de energía eléctrica enfrenta desafíos a nivel global. Su papel ha sido fundamental en el desarrollo de la civilización, y su demanda ha crecido rápidamente para mejorar la calidad de vida, especialmente en países industrializados. Las fuentes de energía renovable ofrecen una alternativa sostenible, ya que permiten un aprovechamiento continuo sin agotar los recursos naturales. Por ello, es fundamental diversificar la generación eléctrica mediante tecnologías limpias, fomentando un modelo energético más sustentable y resiliente para el futuro.

Debido a la enorme dependencia de las empresas industriales e instituciones educativas con respecto a la energía eléctrica entregada por el gobierno no solo en Ecuador si no también en varios países de América Latina, estas se ven en la obligación de fomentar la generación alternativa de energía eléctrica limpia tratando de conservar el desarrollo sostenible de las mismas y mantener un impacto al medio ambiente mínimo manteniendo así la realización de sus actividades de manera continua.

En Ecuador, las interrupciones en el suministro eléctrico se han convertido en un desafío recurrente, especialmente durante las épocas de estiaje que ocurren anualmente, cuando la disminución de precipitaciones afecta la generación hidroeléctrica. Además, el sistema de distribución eléctrica está expuesto a fallas técnicas y eventos impredecibles de origen natural, que pueden ocurrir en cualquier momento. Estas circunstancias han generado cortes de energía prolongados, afectando las actividades económicas y causando pérdidas significativas. Ante esta situación, es esencial que las organizaciones consideren opciones de generación autónoma de energía para garantizar su operatividad y mitigar el impacto económico de estas interrupciones.

La energía solar fotovoltaica se puede encuadrar en el conjunto de tecnologías que apoyan esta otra sociedad posible. La integración de pequeños sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica tradicional ofrece una oportunidad para transformar la estructura social hacia un modelo más equitativo. Cada kilovatio-hora generado por estos sistemas individuales y aportado a la red contribuye con un valor significativo al facilitar una adaptación social más resiliente frente a los desafíos del futuro (Ceriz Vélez , 2020).

La energía fotovoltaica está diseñada para que capturen la energía del sol durante el día a través de un panel fotovoltaico que la transforma en energía eléctrica y la almacena en una batería para ser utilizada en horas de la noche. Además, estos sistemas generalmente integran el hardware necesario que permite controlarlos y programarlos de forma remota, convirtiéndose en un sistema inteligente. (Chere-Quiñónez, Ulloa-de Souza, & Reyna-Tenorio, 2022).

La implementación de este sistema fotovoltaico permitirá minimizar la dependencia de la Universidad Indoamérica del suministro de energía eléctrica que entrega el gobierno y más aún mantendrá y garantizará la realización de sus actividades de manera normal, avalando a los estudiantes y profesores el uso de las instalaciones sin ningún problema. Esto no solo contribuirá a la estabilidad financiera de la universidad, sino que también reforzará su compromiso con las prácticas sostenibles y la responsabilidad ambiental.

En la Universidad Tecnológica Indoamérica, específicamente en el campus Manuela Sáenz, se llevó a cabo un estudio enfocado en el desarrollo de tecnologías avanzadas basadas en la Industria 4.0 para optimizar el control del consumo eléctrico dentro de la

universidad. Este proyecto tuvo como objetivo principal mejorar la eficiencia energética mediante el diseño y construcción de un prototipo capaz de medir y analizar en tiempo real parámetros eléctricos críticos, como el voltaje, la corriente y la potencia. Además, se consideró la integración de fuentes de energía renovable, para diversificar el abastecimiento eléctrico del campus y reducir su dependencia de fuentes convencionales, que minimicen el impacto ambiental, alineándose con las metas globales de transición energética (Silva, 2022).

En el campus tecnológico de la Universidad Tecnológica Indoamérica no se cuenta con un dimensionamiento adecuado de un sistema energético de soporte para cubrir las necesidades específicas de la parte administrativa. Esta carencia implica que no existe un cálculo técnico que permita determinar con precisión los requerimientos energéticos necesarios para garantizar el funcionamiento continuo de áreas clave, como oficinas administrativas, sistemas de comunicación, iluminación y equipos esenciales para la gestión operativa.

La necesidad de contar con un sistema energético bien dimensionado radica en la importancia de mantener la operatividad de las áreas administrativas, que son fundamentales para la planificación, el control y la toma de decisiones dentro de la institución. Esto incluye garantizar el suministro de energía para equipos informáticos, servidores y dispositivos de telecomunicación, así como para la iluminación y otros recursos esenciales que respaldan la productividad del personal administrativo.

JUSTIFICACIÓN:

La **importancia** de instalar un sistema fotovoltaico para la generación de energía eléctrica de fuentes alternativas en del campus tecnológico de la Universidad Tecnológica Indoamérica radica en la urgente necesidad de mantener las instalaciones funcionando particularmente si ocurren fallas en el sistema de eléctrico de distribución como durante las épocas de estiaje, cuando la capacidad de las centrales hidroeléctricas disminuye.

Esto no solo mejorará la calidad del suministro eléctrico, sino que también evitará la paralización de las actividades que se realizan dentro del campus tecnológico de la universidad. Este proyecto es esencial para asegurar que la universidad opere de manera

autónoma en términos energéticos, alineándose con las políticas nacionales que promueven la eficiencia y sostenibilidad, garantizando un uso responsable y optimizado los recursos de la institución.

El **impacto** de esta propuesta será significativo y sostenible a largo plazo. La implementación de este sistema permitirá que las oficinas administrativas del campus tecnológico de la Universidad Tecnológica Indoamérica reduzcan su dependencia del suministro energético gubernamental al generar su propia energía mediante fuentes renovables. Esto asegurará la continuidad de las actividades académicas y administrativas, proporcionando a estudiantes y colaboradores un entorno funcional y confiable. Además, al priorizar la generación de energía limpia, se minimizará considerablemente la huella ambiental de la institución, evitando el uso de generadores a combustibles fósiles que contribuyen a la contaminación del aire.

Este proyecto se alinea con los principios de sostenibilidad energética, fomentando una transición hacia prácticas más responsables con el medio ambiente y posicionando a la universidad como líder en la adopción de tecnologías limpias en el sector educativo.

La **utilidad** de este proyecto es evidente, ya que ofrece una solución técnica integral y eficiente a los desafíos energéticos que enfrenta la Universidad Tecnológica Indoamérica, así como las empresas y el país en general. La implementación de esta propuesta permitirá modernizar el sistema de gestión energética de la institución, maximizando la eficiencia en el uso de recursos y minimizando los costos operativos. Asimismo, este proyecto tiene el potencial de convertirse en un modelo replicable para el bloque 2 del campus tecnológico conformado por los laboratorios y también para el resto de los campus teniendo en cuenta que será un proyecto adaptable a otras universidades de la región, promoviendo la adopción de sistemas energéticos sostenibles y responsables. Al generar su propia energía mediante fuentes renovables, la universidad reducirá significativamente su dependencia del suministro eléctrico gubernamental, avanzando hacia una autonomía energética que garantice la continuidad de sus operaciones.

Los **beneficiarios** de este proyecto serán los estudiantes, docentes, y personal administrativo de la Universidad Tecnológica Indoamérica, quienes experimentarán una mejora significativa en la continuidad y calidad de los servicios energéticos, asegurando

el desarrollo ininterrumpido de actividades académicas, administrativas y de investigación que se desarrollan en el campus tecnológico. Además, el impacto se extiende a la comunidad universitaria en general, al proporcionar un entorno más sostenible y eficiente que fomente el aprendizaje y la innovación tecnológica. Indirectamente, las empresas de la región y otras instituciones educativas podrían beneficiarse al adoptar este modelo como referencia para optimizar sus propios sistemas energéticos, impulsando un cambio hacia prácticas más sostenibles.

La **factibilidad** de este proyecto se sustenta en la combinación de su viabilidad técnica y económica, así como en el impacto positivo que tendrá en la operación de la Universidad Tecnológica Indoamérica. Al evaluar la factibilidad, se considerará la capacidad del campus para integrar el sistema de energía fotovoltaica en su infraestructura actual, garantizando que los beneficios superen los costos iniciales y operativos. Este análisis es crucial para justificar la implementación del proyecto, asegurando que no solo sea posible, sino también rentable y sostenible a largo plazo, teniendo en cuenta la vida útil de los componentes del sistema y su eficiencia de generación de energía eléctrica limpia.

OBJETIVOS:

Objetivo general:

- Diseñar un sistema de generación fotovoltaica que permita optimizar el abastecimiento de energía eléctrica en las oficinas administrativas del campus tecnológico de la Universidad Tecnológica Indoamérica, mediante un dimensionamiento preciso del sistema.

Objetivos Específicos:

- Realizar un diagnóstico puntual para evaluar la demanda energética actual del bloque 1 del campus tecnológico, mediante un levantamiento de información detallado que permita identificar la demanda energética.

- Dimensionar los componentes necesarios para un sistema fotovoltaico que cubra de manera eficiente la demanda energética de las oficinas administrativas, a través de un estudio energético en el campus tecnológico.
- Elaborar un informe técnico que incluya procedimientos, especificaciones y regulaciones necesarias para implementar un sistema fotovoltaico, conforme a la normativa de energía eléctrica vigente.
- Evaluar la viabilidad económica y operativa del sistema fotovoltaico para determinar las ventajas del diseño a través de un análisis de costo-beneficio.

CAPÍTULO II

INGENIERÍA DEL PROYECTO

DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA:

Tabla 1. Datos de la Universidad Tecnológica Indoamérica

Campo	Detalles
Empresa	Universidad Tecnológica Indoamérica
Dirección	Ecuador, Tungurahua, Ambato, vía Ecológica Ambato-Santa Rosa
Teléfono	(+593) 3 2 994560
E-mail	admisionesindoamerica@uti.edu.ec
Actividad	Educación superior, investigación, desarrollo tecnológico y vinculación social.
Ubicación	La Universidad Tecnológica Indoamérica, Campus Tecnológico, está ubicada en Ambato, Ecuador, en la vía Ecológica Ambato-Santa Rosa, en una zona céntrica de fácil acceso.

Fuente: www.indoamerica.edu.ec

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

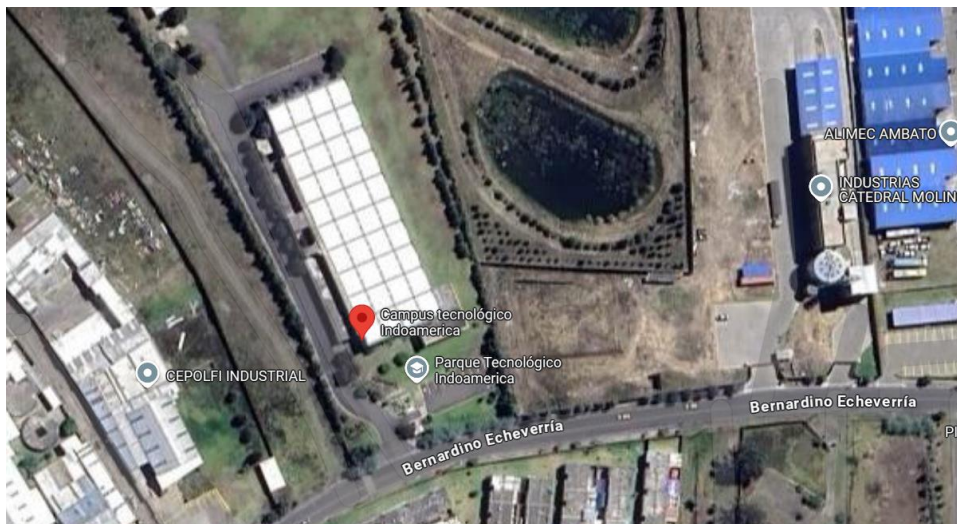


Figura 1. Ubicación del campus Tecnológico de la Universidad Tecnológica Indoamérica
Fuente: Google Maps (2024).

Fundación y desarrollo de la institución.

La Universidad Tecnológica Indoamérica, con más de tres décadas de trayectoria, inició en los años 80 como el Centro de Estudios de Computación "Servisistemas Informáticos Indoamérica", con un enfoque en la cultura latinoamericana como base de su identidad. A principios de los 90, se convirtió en el Instituto Técnico Superior Indoamérica y, en 1992, en un Instituto Tecnológico Superior. En 1998, tras cumplir con los requisitos académicos, se fundó como universidad en Ambato, Ecuador, según la ley N° 112. Debido a su reconocimiento, en 2004 abrió una extensión en Quito.

A lo largo de su historia, la universidad ha consolidado su oferta académica en modalidades presencial, semipresencial y a distancia, enfocándose en la investigación científica y en la vinculación con la sociedad. En 2012, la sede de Quito fue la única extensión universitaria aprobada en la evaluación del CEAACES, y en 2013 la universidad obtuvo su acreditación. Desde 2014, Indoamérica sigue fortaleciendo su investigación, diversificando su oferta académica y expandiendo su infraestructura, con la visión de convertirse en un referente universitario en Latinoamérica. (Indoamérica., 2024)



Figura 2. Estructura organizacional UTI.
Fuente: www.indoamerica.edu.ec (2024).

El diagrama de la Figura 2 resalta cómo la universidad articula su estrategia organizacional para satisfacer las necesidades de la comunidad y formar profesionales de alto nivel, a través de una estructura integrada por áreas estratégicas, operativas y de soporte, bajo un marco de aseguramiento de calidad.

Análisis preliminar:

Esta investigación se basa en la información recopilada en la provincia de Tungurahua, específicamente en la ciudad de Ambato y en la Universidad Tecnológica Indoamérica campus Tecnológico, enfocándose en el mejoramiento del sistema de abastecimiento de energía eléctrica, para el desarrollo del estudio.

El Parque Tecnológico y de Emprendimiento se enfoca en establecer un entorno innovador que integre tecnología avanzada y mentalidad emprendedora en la educación superior. Este espacio pretende ofrecer a estudiantes, docentes e investigadores los medios, recursos y oportunidades de colaboración necesarios para desarrollar soluciones tecnológicas ante retos globales, impulsar la creación de empresas basadas en innovación y formar líderes capaces de enfrentar un panorama económico centrado en la tecnología.

El campus tecnológico está compuesto por dos estructuras principales: el Bloque 1, que alberga las oficinas administrativas y espacios destinados a los docentes, y el Bloque 2, que integran varias instalaciones, descritos en detalle a continuación.

Bloque 1:

- Hall Principal
- Área de recepción, Secretaría
- Oficinas Administrativas
- Sala de Reuniones
- Aulas de Docentes
- Cuarto de Control
- Baños
- Cafetería

Bloque 2

- Laboratorio de Fabricación Digital (FABLAB)
- Laboratorio de Innovación educativa
- Laboratorio de Robótica
- Laboratorio de Automatización y Procesos
- Laboratorio de Ciencias Básicas.
- Laboratorio de Genética
- Laboratorio de Medios Digitales
- Laboratorio de Simulación
- Laboratorio de CAD CAM
- Laboratorio de Soldadura y Maquetería
- Laboratorio de Ciber Seguridad
- Laboratorio de Hidráulica



Figura 3. Bloques del campus Tecnológico
Fuente: www.indoamerica.edu.ec, (2024).

La Figura 3 muestra el campus tecnológico de la Universidad Tecnológica Indoamérica el cual se conforma por dos bloques de trabajo, las dos estructuras principales cuentan con un área de construcción de 2808 m², se integran armónicamente en un entorno natural. El Bloque 1, identificado en la imagen con el área delimitada en color rojo y por otro lado, el Bloque 2, delimitado en color azul.

Cobertura eléctrica

El Campus Tecnológico se encuentra dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Ambato (EEASA) abarca una amplia porción de la región central del Ecuador, cubriendo por completo las provincias de Tungurahua y Pastaza, así como los cantones Palora, Huamboya y Pablo Sexto en Morona Santiago. Además, se extiende hacia el sur de la provincia de Napo, donde se encuentran la capital Tena y los cantones Tena, Archidona y Carlos Julio Arosemena Tola. Según los datos del censo poblacional del INEC realizado en 2022, se estima que para diciembre de 2023 esta área albergaba a una población de 830.025 habitantes. (Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A, 2024)

La Figura 4 muestra las áreas de prestación del servicio público de energía eléctrica en Ecuador, destacando que la zona correspondiente al área de estudio, dentro de la provincia de Tungurahua, está a cargo de la Empresa Eléctrica Ambato (EEASA). Esta área de concesión cubre aproximadamente 41,787.3 km², lo que incluye la región central del país, proporcionando energía eléctrica a 308.577 clientes residenciales, comerciales e industriales hasta el año 2023.

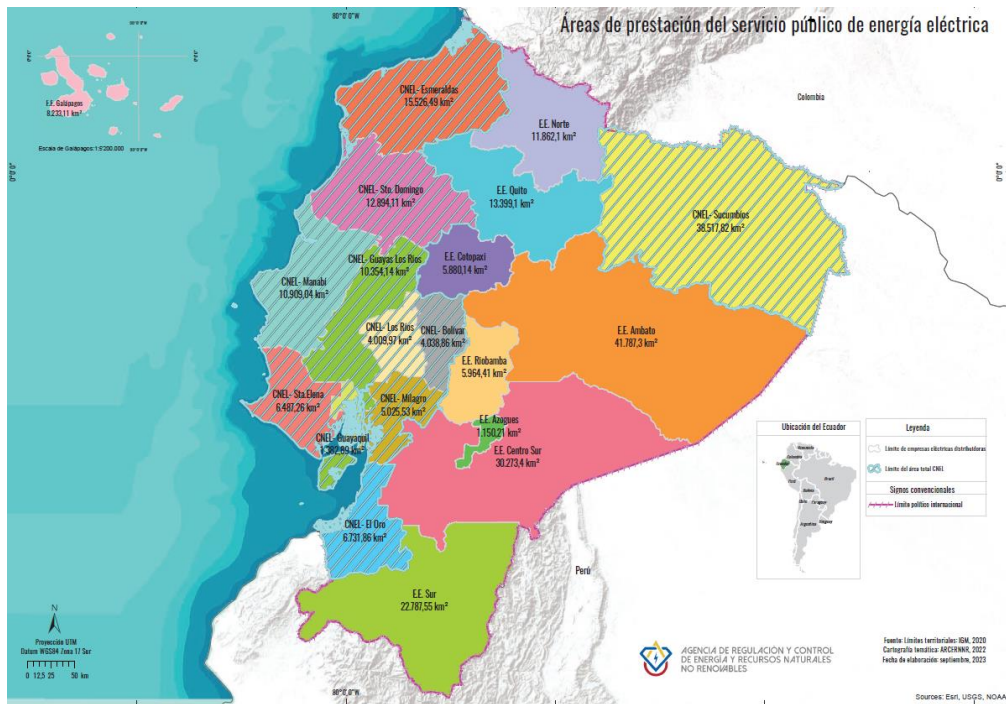


Figura 4. Áreas de prestación del servicio público de energía eléctrica
Fuente: Ministerio de energía y minas, (2022).

Infraestructura eléctrica

El proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en Ecuador mostrada en la Figura 5 sigue una estructura escalonada para optimizar la eficiencia y minimizar pérdidas. La energía generada en las plantas comienza con un voltaje de aproximadamente 22,000 voltios, el cual se incrementa a 500,000 voltios mediante transformadores para su transmisión a largas distancias, reduciendo las pérdidas por calentamiento. A medida que se acerca a las zonas de consumo, el voltaje se ajusta progresivamente mediante transformadores: 69,000 voltios para clientes industriales, 13,800 voltios para clientes comerciales y, finalmente, 240-120 voltios para clientes residenciales. Este sistema garantiza un suministro confiable, eficiente y adaptado a las necesidades de cada tipo de usuario.

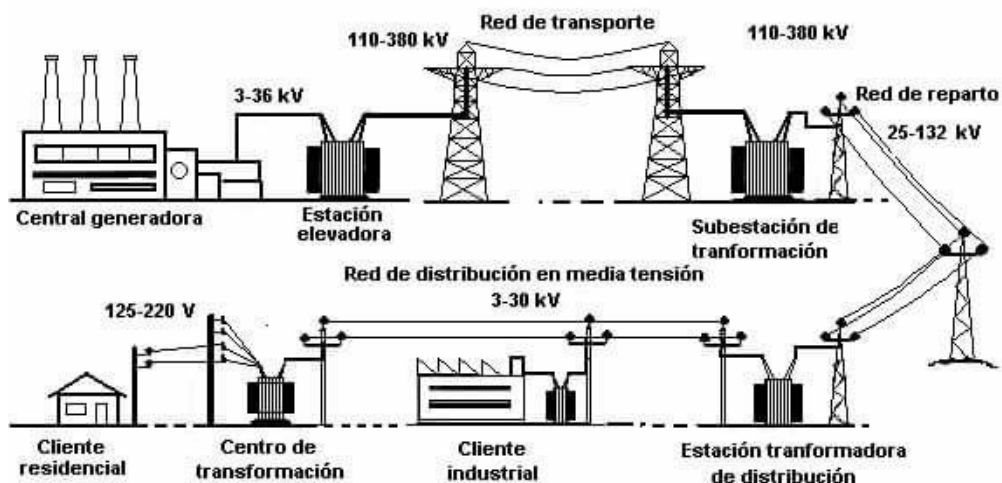


Figura 5. Proceso de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Fuente: Manual de Radio física, (2019).

Además del escalonamiento de voltajes, el sistema eléctrico debe considerar factores clave como la estabilidad del suministro, la calidad de la energía y la implementación de tecnologías inteligentes para la gestión de la red. La integración de sistemas de monitoreo y control en tiempo real permite detectar fallas, optimizar el flujo de carga y mejorar la respuesta ante fluctuaciones en la demanda. Asimismo, la modernización de la infraestructura incluye la incorporación de fuentes de energía renovable, como parques solares y eólicos, que requieren sistemas de almacenamiento y gestión avanzada para su correcta integración a la red. Estas mejoras no solo incrementan la eficiencia operativa, sino que también reducen el impacto ambiental del sector eléctrico y fortalecen la seguridad energética del país.

El sistema de distribución forma parte del esquema eléctrico de potencia, el cual está compuesto por las etapas de generación, transmisión y distribución. Asimismo, el sistema de distribución incluye componentes como las líneas de subtransmisión (LS/E), subestaciones (S/E), líneas de media tensión (LMV), transformadores (TD), líneas de baja tensión (LBV), luminarias (AP), acometidas y medidores (ACM). Para finales del año 2023, la Empresa Eléctrica Ambato (EEASA) contaba con la siguiente capacidad instalada como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Estructura y componentes del sistema eléctrico de EEASA.

DESCRIPCIÓN	2020	2021	2022	2023	VARIACIÓN 2022-2023 (%)
SUBESTACIONES (NÚMERO)	19	19	20	20	0.00%
POTENCIA INSTALADA EN SUBESTACIONES (MVA)	286	296	317	323	2.03%
LONGITUD DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN 69 KV (KM)	147	149	159	159	0.00%
LONGITUD DE LÍNEAS DE MEDIO VOLTAJE (KM)	5,752	5,992	6,153	6,265	1.88%
LONGITUD DE LÍNEAS DE BAJO VOLTAJE (KM)	7,876	8,227	8,596	8,838	2.94%
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN (NÚMERO)	16,29	16,515	17,084	17,466	2.31%
POTENCIA INSTALADA TRANSFORMADORES DISTRIBUCIÓN (KW)	442	454	472	485	2.89%
LUMINARIAS (NÚMERO)	129,546	136,703	147,904	153,920	4.40%
POTENCIA INSTALADA EN LUMINARIAS (KW)	20,889	21,810	23,989	25,150	5.32%
CENTRAL PENÍNSULA (MW)	3	3	3	3	0.00%
CENTRAL LLIGUA (MW)	1.5	1.5	1.5	1.5	0.00%

Fuente: (Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A, 2024)

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

En el año 2023, el servicio de electrificación dentro de la zona concesionada por EEASA registró una cobertura aproximada del 96.64%.

Tabla 3. Alcance del servicio eléctrico por provincia.

Provincia	Cobertura
Tungurahua	98,75%
Pastaza	88,00%
Morona Santiago	88,34%
Napo	93,40%
Total	96,64%

Fuente: Centro de control EEASA 2024

Elaborado por: Pérez, Marco, (2024).

Energía disponible y facturada

El Sistema Nacional Interconectado (SNI) experimenta un crecimiento en la demanda de energía a una tasa promedio del 3,33%. Dentro del área de concesión, la provincia de Tungurahua destaca como la de mayor consumo energético. La distribución de la energía facturada se divide en un 40% para el sector residencial, 18% para el sector industrial, 18% para el sector comercial, 14% para alumbrado público y el 10% restante para otras tarifas. Como se observa en la Tabla 3, la energía disponible y facturada ha mostrado una tendencia creciente en los últimos años, reflejando el aumento en la demanda y el desarrollo del sector eléctrico.

Tabla 4. Energía total suministrada y consumida.

Año	Suministrada [MWh]	Facturada [MWh]
2016	644.31	606.95
2017	668.5	631.21
2018	697.7	658.49
2019	713.59	672.21
2020	695.76	653.44
2021	731.52	689.37
2022	761.84	720.63
2023	785.95	743.03

Fuente: Sistema comercial EEASA 2024

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

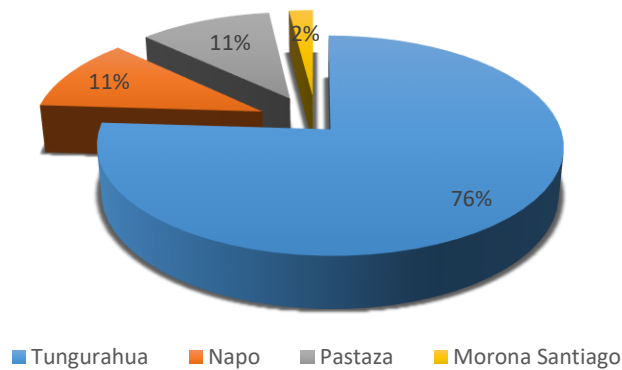


Figura 6. Energía disponible, facturada por provincia
Fuente: Sistema comercial EEASA (2024).

Fallas del sistema eléctrico de distribución.

Calidad del servicio técnico:

La calidad del servicio técnico en la distribución de energía eléctrica se evalúa a través de la frecuencia y duración de las interrupciones. Como se muestra en la Tabla 5 y la Figura 7, la frecuencia media de interrupciones ha disminuido significativamente en los últimos años. En 2019, el número promedio de fallas a nivel general era de 7,03, mientras que en 2023 se redujo a 3,88. A nivel de alimentador, la reducción también ha sido notable, pasando de 4,83 interrupciones en 2019 a 2,4 en 2023. Esta disminución refleja mejoras en la gestión y mantenimiento de la infraestructura eléctrica, así como la implementación de medidas para reducir la ocurrencia de fallos.

Tabla 5. Cantidad promedio de interrupciones por fallas en un año.

AÑO	ALIMENTADOR	GENERAL
2019	4,83	7,03
2020	2,01	4,7
2021	1,11	3,49
2022	2,46	4,33
2023	2,4	3,88

Fuente: Centro de control EEASA 2024
Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

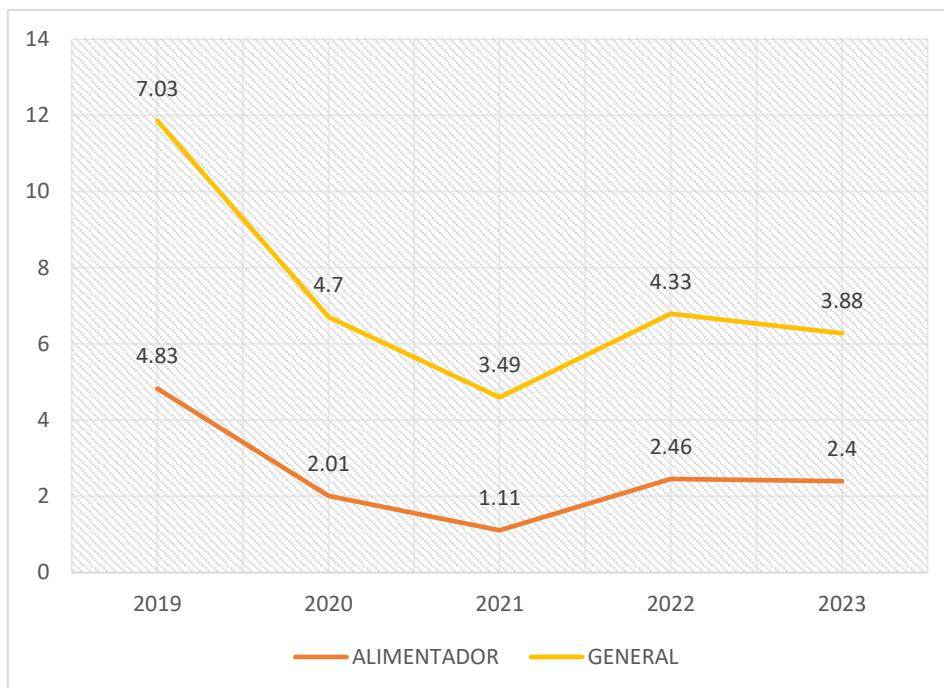


Figura 7. Promedio anual de interrupciones por fallas.

Fuente: Centro de control EEASA, (2024)

Por otro lado, la duración de las interrupciones también ha mostrado una tendencia decreciente, como se observa en la Tabla 6 y la Figura 8. En 2019, el tiempo promedio de interrupción a nivel general era de 10,56 horas, disminuyendo progresivamente hasta alcanzar 2,86 horas en 2023. A nivel de alimentador, el tiempo de interrupción pasó de 2,6 horas en 2019 a 0,62 horas en 2023, lo que evidencia una mayor eficiencia operativa y estrategias de mantenimiento más efectivas. La optimización en la planificación de mantenimientos preventivos, junto con la modernización de los equipos y la automatización de la detección de fallos, ha permitido minimizar el tiempo de respuesta y recuperación, contribuyendo a la estabilidad del sistema eléctrico.

Tabla 6. Duración anual de las interrupciones por fallas.

AÑO	ALIMENTADOR (HORAS)	GENERAL (HORAS)
2019	2,6	10,56
2020	1,11	6,53
2021	0,5	5,19
2022	0,91	5,42
2023	0,62	2,86

Fuente: Centro de control EEASA 2024

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

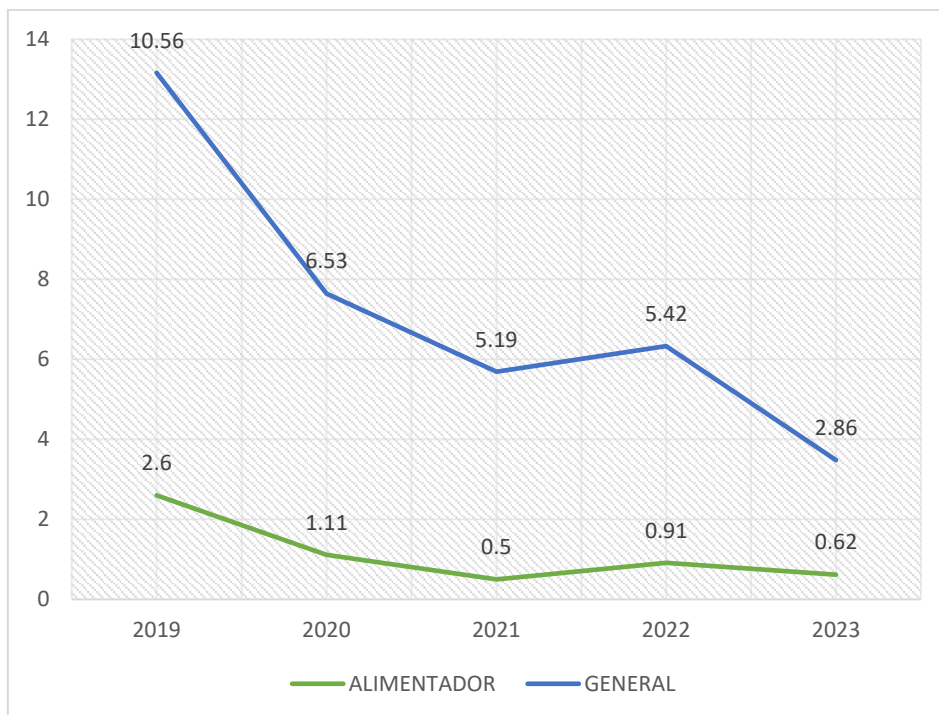


Figura 8. Promedio anual de interrupciones por fallas.
Fuente: Centro de control EEASA, (2024).

En la Figura 9 se presentan los puntos clave de conexión al alimentador principal que suministra energía al Campus Tecnológico de la Universidad Indoamérica. Este diagrama ilustra de manera clara las acometidas y medidores correspondientes al Bloque 1 y al Bloque 2. Asimismo, se resalta el alimentador industrial de 13.8 kVA, que constituye el vínculo principal entre la red de distribución externa, gestionada por la Empresa Eléctrica Ambato (EEASA), y el sistema eléctrico del campus. La representación visual permite identificar de manera precisa la distribución de la energía dentro del campus, asegurando una comprensión técnica de su infraestructura eléctrica.

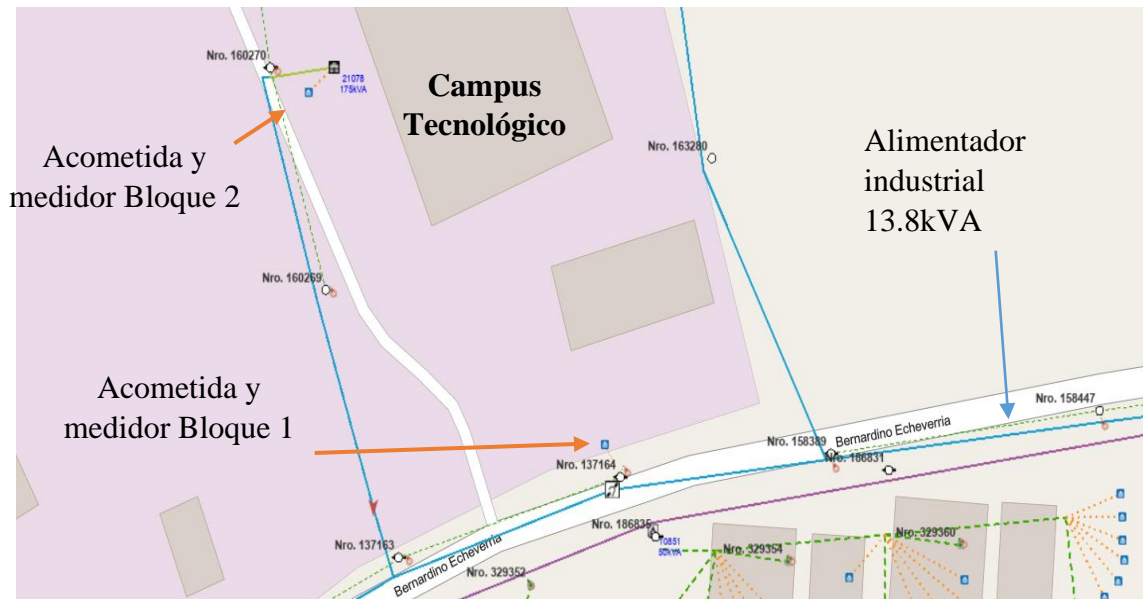


Figura 9. Diagrama eléctrico de distribución.

Fuente: Geo portal EEASA, (2024).

El análisis de la calidad del servicio técnico, basado en la frecuencia y duración de las interrupciones, muestra que las suspensiones a nivel de alimentadores han disminuido con el tiempo. Sin embargo, las interrupciones generales continúan representando un desafío significativo para la confiabilidad del sistema eléctrico, ya que, debido a diversos factores, no pueden ser eliminadas por completo, lo que impacta negativamente en la estabilidad del servicio.

Realizando un análisis minucioso, en los datos del alimentador industrial, que abastece al campus tecnológico. Podemos observar con mayor detalle los tiempos de interrupción, su frecuencia y duración, así como otros parámetros técnicos asociados. La revisión de estos datos es fundamental para comprender las condiciones actuales del suministro eléctrico y evaluar su impacto en la operatividad de las oficinas administrativas y laboratorios en la Universidad Tecnológica Indoamérica.

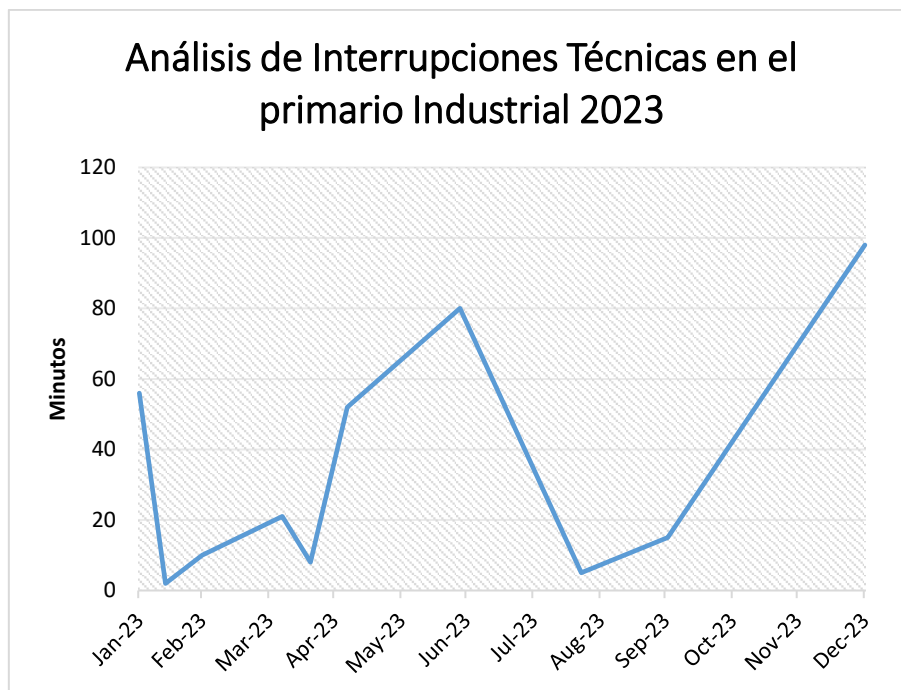
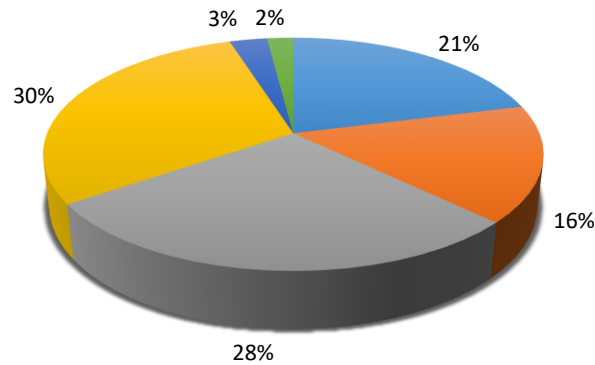


Figura 10. Tiempo de interrupciones técnicas primario Industrial 2023.

Fuente: Centro de control EEASA (2024).

La Figura 10 refleja la variabilidad en las interrupciones técnicas del sistema primario industrial durante 2023, con un pico máximo en junio cercano a 100 minutos y un mínimo en agosto con interrupciones casi inexistentes. Los primeros meses presentan fluctuaciones moderadas, seguidas de un aumento gradual hasta junio, una drástica reducción hacia agosto, y un repunte hacia el final del año, alcanzando otro pico en diciembre. Estos patrones podrían estar relacionados con factores como demanda energética, mantenimientos planificados o condiciones climáticas, sugiriendo la necesidad de estrategias preventivas y mejoras en la estabilidad del sistema eléctrico para minimizar las interrupciones en los meses críticos.

TIPO DE FALLAS Y SU INCIDENCIA EN EL PRIMARIO INDUSTRIAL



- Alteraciones técnicas en voltaje, corriente o frecuencia (sobrecarga, oscilacion de potencia y variaciones de voltaje)
- Choques de vehículos
- Ambientales, descargas Atmosfericas , lluvia, viento, aves
- Falla de equipamiento, materiales y accesorios
- Interferencia accidental por personal contratistas de las empresas
- Programadas para mantenimiento correctivo

Figura 11. Tipo de fallas en el primario Industrial 2023

Fuente: Centro de control EEASA (2024).

En Ecuador, los parámetros de calidad del servicio eléctrico, como la frecuencia y duración de interrupciones en los alimentadores primarios y el sistema general, están regulados por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) en la regulación Nro. ARCERNNR 002/20 Calidad del servicio técnico. El análisis anterior demuestra que, aunque los alimentadores primarios aún presentan interrupciones, su frecuencia y duración han disminuido en los últimos años, sin embargo, el sistema general sigue mostrando vulnerabilidad, lo que resalta la necesidad de implementar medidas correctivas adicionales para garantizar un servicio más confiable y eficiente.

Suspensiones energéticas a causa del estiaje en el Ecuador

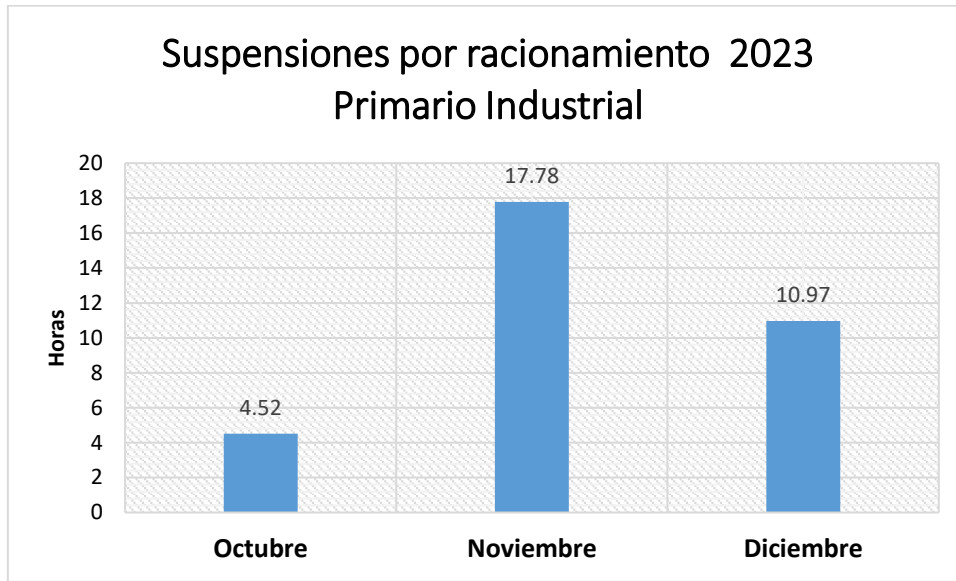


Figura 12. Duración de interrupciones por racionamientos de energía 2023
Fuente: CENACE, (2024).

El total de 33.27 horas de suspensión en el último trimestre de 2023 muestra una afectación notable en el primario Industrial.

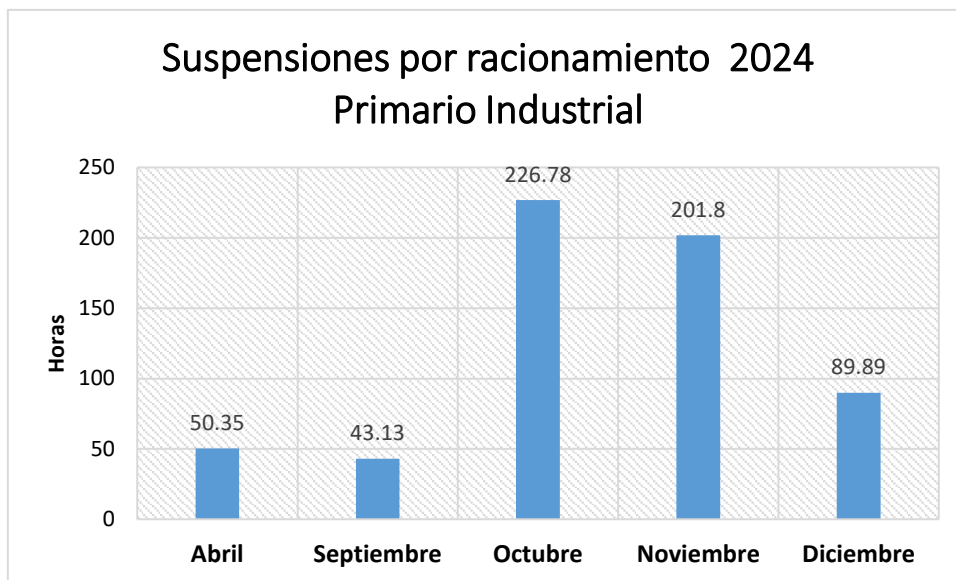


Figura 13. Duración de interrupciones por racionamientos de energía 2024
Fuente: CENACE, (2024).

Los datos presentados en las Figuras 12 y 13 evidencian un incremento significativo en la duración de las suspensiones por racionamiento de energía entre 2023 y 2024 en el

sector Primario Industrial. En el último trimestre de 2023, las interrupciones totalizaron 33,27 horas, con un pico de 17,78 horas en noviembre. Sin embargo, en 2024, el impacto de los racionamientos ha sido mucho más severo, especialmente en octubre y noviembre, con 226,78 horas y 201,8 horas de suspensión, respectivamente. Este aumento en la duración de los cortes refleja una crisis más profunda en el suministro eléctrico, lo que podría estar relacionado con periodos prolongados de estiaje que afectan la generación hidroeléctrica, la principal fuente de energía en Ecuador.

El país atraviesa periódicamente eventos de déficit hídrico, asociados a fenómenos climáticos como El Niño y La Niña, los cuales alteran los patrones de lluvias y reducen el caudal de los embalses que alimentan las centrales hidroeléctricas. La marcada diferencia entre los racionamientos de 2023 y 2024 sugiere que en el segundo año las condiciones climáticas han sido más adversas, disminuyendo la capacidad de generación y obligando a aplicar medidas de racionamiento más drásticas. Esta situación impacta directamente en la productividad del sector industrial, elevando costos operativos y afectando la competitividad. Además, resalta la necesidad de diversificar la matriz energética y fortalecer la infraestructura de respaldo para mitigar el impacto de futuras crisis energéticas asociadas a periodos de estiaje recurrentes en el país. (Ontaneda, 2020)

Estudio energético e identificación de patrones de consumo

Para optimizar el suministro eléctrico en las oficinas administrativas del campus tecnológico de la Universidad Tecnológica Indoamérica, se realiza una investigación bibliográfica y documental que incluye tesis, artículos científicos y normativas aplicables, así como información técnica proporcionada por la Empresa Eléctrica Ambato y el Centro Nacional de Control de Energía CENACE. Los datos recopilados de estas instituciones fueron fundamentales para comprender la estructura del sistema eléctrico actual, las demandas energéticas específicas y las posibles soluciones que garantizan un suministro más eficiente y sostenible.

Durante el desarrollo de esta investigación, se utiliza equipos especializados y certificados para la medición y recolección de datos energéticos, con el objetivo de evaluar de manera precisa el consumo eléctrico en las oficinas administrativas del campus tecnológico. Entre los dispositivos empleados destacan los analizadores de cargas

eléctricas, pinzas amperimétricas, multímetros capaces de registrar parámetros como voltaje, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia en tiempo real.

Estos equipos proporcionaron información detallada sobre los patrones de consumo y las posibles ineficiencias del sistema eléctrico actual, permitiendo monitorear el consumo eléctrico durante períodos prolongados, obteniendo datos continuos y representativos del comportamiento energético en diferentes horarios y días de la semana. Este enfoque asegura que los datos recopilados fueran confiables y suficientes para el análisis técnico necesario en la propuesta del sistema fotovoltaico.

Tabla 7. Magnitudes eléctricas

MAGNITUD	UNIDAD	SÍMBOLO	CÁLCULO BÁSICO
CORRIENTE ELÉCTRICA	Amperio	A	$I = V / R$
VOLTAJE	Voltio	V	$V = R \cdot I$
RESISTENCIA ELÉCTRICA	Ohm	Ω	$R = V / I$
CONDUCTANCIA	Siemens	σ	$G = 1 / R$
FRECUENCIA	Hercio	Hz	$F = 1 / T$
PERIODO	Segundos	T	$T = 1 / F$
POTENCIA ELÉCTRICA	Vatio	W	$P = V \cdot I$
ENERGÍA	Kilo watts/hora	kWh	$E = P \cdot t$

Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

Las magnitudes eléctricas presentadas en la Tabla 7 constituyen la base fundamental para el análisis y dimensionamiento de cualquier sistema eléctrico. La correcta comprensión de estas variables permite evaluar el comportamiento de los circuitos y optimizar su desempeño, asegurando eficiencia y estabilidad en la operación del sistema. A través de la relación entre corriente, voltaje y resistencia, se pueden determinar los parámetros esenciales para el diseño de redes eléctricas y la selección de componentes adecuados. Asimismo, la medición de la potencia y la energía eléctrica facilita el cálculo del consumo y la identificación de oportunidades para mejorar la eficiencia energética. Con estos principios bien establecidos, se procederá al desarrollo de los cálculos requeridos para la

evaluación del sistema eléctrico en estudio, aplicando cada una de estas magnitudes de manera técnica y precisa.

La Tabla 8 clasifica los niveles de voltaje en tres categorías: Bajo ($\leq 0,6$ kV), Medio (entre $> 0,6$ kV y ≤ 40 kV) y Alto (> 40 kV), que se subdivide en Grupo 1 - AV1 (entre > 40 kV y ≤ 138 kV) y Grupo 2 - AV2 (> 138 kV). Esta clasificación es fundamental para identificar los rangos de suministro eléctrico en los puntos de entrega, facilitando la correcta planificación y aplicación de tarifas según el pliego tarifario vigente. Es importante mencionar que el nivel de voltaje suministrado a los puntos de conexión del cliente residencial y comercial en baja tensión es de 120v – 240v.

Tabla 8. Niveles de voltaje

Nivel de Voltaje - NV	Grupo	Voltaje de Suministro en el punto de entrega
Bajo		Menor o igual a 0,6 kV
Medio		Mayor a 0,6 y menor o igual a 40 kV
Alto	Grupo 1 - AV1	Mayor a 40 y menor o igual a 138 kV
	Grupo 2 - AV2	Mayor a 138 kV

Fuente: Pliego tarifario SPEE, 2024.

Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

Teniendo en cuenta esta información procedemos a realizar el levantamiento de información en sitio:


1. **Inventario de equipos eléctricos:** Se identificaron y clasificaron todos los dispositivos eléctricos en las plantas baja y alta del edificio administrativo, registrando sus especificaciones técnicas (potencia nominal, tensión de operación y tiempo promedio de uso diario).
2. **Mediciones eléctricas:** Utilizando multímetros digitales y registradores de carga, se tomaron lecturas de:
 - Corrientes, tensiones y potencias suministradas en la caja de distribución del edificio.

- Consumo energético global mediante el análisis de cargas en el medidor principal que abastece las oficinas administrativas.
3. **Monitoreo de carga:** Se instala un dispositivo de medición en el centro de carga principal que abastece al Bloque 1 del campus tecnológico.
 4. **Análisis histórico del consumo:** Se investiga y utiliza la base de datos de la Empresa Eléctrica Ambato (EEASA) para obtener el historial de consumos energéticos del último año en el edificio administrativo. Esta información se emplea para realizar comparaciones y validar el análisis del consumo energético actual.

Antes de presentar las tablas de datos recopilados de los aparatos eléctricos del campus, es importante destacar que esta información fue obtenida mediante un análisis detallado del consumo energético de cada equipo, considerando factores como su potencia nominal, tiempo de uso y frecuencia de operación. Este análisis no toma en cuenta las interrupciones en el suministro eléctrico, las cuales pueden influir en los patrones de uso y consumo registrados. La recopilación de estos datos tiene como objetivo obtener un consumo promedio mensual que podamos utilizar para el dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaica y otras oportunidades de optimización energética, para mejorar la eficiencia en el uso de los recursos eléctricos dentro del campus.

EQUIPOS ELÉCTRICOS EDIFICIO ADMINISTRATIVO CAMPUS TECNOLÓGICO

Tabla 9. Detalle de equipos eléctricos y electrónicos utilizados en la planta baja

 UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA				
Ficha de Registro y Levantamiento de Información de Equipos				
Facultad: Ingenierías				
Campus: Tecnológico			Bloque: 1 administrativo	
Nivel: Planta baja (primer piso)				
Responsable: Pérez Marco				
CANTIDAD	EQUIPO DESCRIPCIÓN	MARCA	POTENCIA [W]	TIEMPO [horas]
1	UPS	APC	70	24
1	Switch RED	FORTINET	65	24
1	DVR cámaras	HIKVISION	55	24
2	CPU	HP	50	8
6	Lámpara ODB 2xE27	S/N	40	2
6	Lámpara ODB 2xE27	S/N	20	2
1	Monitor	LENOVO	50	8
10	Lámpara ODB 2xE27	S/N	18	1
1	Monitor	LENOVO	50	8
1	Monitor	LG	65	6
1	Microondas	LG		
1	Rúter	HIKVISION	1320	0,5
1	Computador laptop	HP	40	24
4	Lámpara ODB 2xE27	S/N	100	8
8	Lámpara ODB MR16	S/N	10	2
2	Lámpara emergencia	MAVIJU	5	2
2	Letrero luminoso salida	SYLVANIA	1,2	24
1	Extractor de aire 20x20	S/N	1	24

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

PLANTA ALTA SEGUNDO PISO

Tabla 10. Detalle de equipos eléctricos y electrónicos utilizados en la planta alta.

 UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA				
Ficha de Registro y Levantamiento de Información de Equipos				
Facultad: Ingenierías				
Campus: Tecnológico			Bloque: 1 administrativo	
Nivel: Planta alta (segundo piso)				
Responsable: Pérez Marco				
CANTIDAD	EQUIPO DESCRIPCIÓN	MARCA	POTENCIA [W]	TIEMPO [horas]
1	CPU	HP	100	8
3	Computador laptop	ASUS LENOVO	75	8
1	Computador laptop	ALIEN WAR	80	8
1	Computador laptop	ASUS	50	8
1	Extractor de aire	S/N	20	0,5
26	Lámpara ODB 40W 2xE27	SYLVANIA	40	0,1
2	Lámpara emergencia	MAVIJU	1,2	24
2	Letrero luminoso	SYLVANIA MAVIJU	1	24
3	Monitor	HP	70	8
1	Monitor	LG	65	4
1	CPU	HP	65	8
1	Monitor	MAC	85	0

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).


Cálculo de energía (Wh)=Potencia(W)×Tiempo(horas) × cantidad

Tabla 11. Detalle de consumo diario en la planta baja

 UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA					
Ficha de cálculo de energía consumida por día (kW/h)					
Facultad: Ingenierías					
Campus: Tecnológico			Bloque: 1 administrativo		
Nivel: Planta baja (primer piso)					
Responsable: Pérez Marco					
CANTIDAD	EQUIPO DESCRIPCIÓN	MARCA	POTENCIA [W]	TIEMPO [horas]	ENERGÍA [Wh]
1	UPS	APC	145	24	3480
1	Switch RED	FORTINET	90	24	2160
1	DVR cámaras	HIKVISION	75	24	1800
2	CPU	HP	50	8	400
6	Lámpara ODB 2xE27	S/N	40	2	80
6	Lámpara ODB 2xE27	S/N	20	2	40
1	Monitor	LENOVO	50	8	400
10	Lámpara ODB 2xE27	S/N	18	4	72
1	Monitor	LENOVO	50	6	300
1	Monitor	LG	120	6	720
1	Microondas	LG	1320	0.5	660
1	Rúter	HIKVISION	30	24	720
1	Computadora laptop	HP	40	8	320
4	Lámpara ODB 2xE27	S/N	100	4	400
8	Lámpara ODB MR16	S/N	10	2	20
2	Lámpara emergencia	MAVIJU	5	24	120
2	Letrero luminoso salida	SYLVANIA	1.2	24	28.8
1	Extractor de aire 20x20	S/N	20	1	20
TOTAL					11.74 kW/h

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

Tabla 12. Detalle de consumo diario en la planta baja

 UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA					
Ficha de cálculo de energía consumida por día (kW/h)					
Facultad: Ingenierías					
Campus: Tecnológico			Bloque: 1 administrativo		
Nivel: Planta alta (segundo piso)					
Responsable: Pérez Marco					
CANTI DAD	EQUIPO DESCRIPCIÓN	MARCA	POTENCIA [W]	TIEMPO [horas]	ENERGÍA [Wh]
1	CPU	HP	120	8	960
3	Computador laptop	ASUS LENOVO	95	8	760
1	Computador laptop	ALIEN WAR	95	8	760
1	Computador laptop	ASUS	65	8	520
1	Extractor de aire	S/N	20	1	20
26	Lámpara ODB 40W 2xE27	SYLVANI A	40	2	80
2	Lámpara emergencia	MAVIJU	1.2	24	28.8
2	Letrero luminoso	SYLVANI A MAVIJU	1	24	24
3	Monitor	HP	70	6	420
1	Monitor	LG	100	4	400
1	CPU	HP	95	8	760
1	Monitor	MAC	120	0	0
TOTAL					4.73 kW/h

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

Antes de proceder con el cálculo de la demanda mensual, se destacan los parámetros eléctricos fundamentales del sistema. Todos los dispositivos involucrados en el análisis operan exclusivamente a un voltaje nominal de 110 V, eliminando la presencia de cargas conectadas a 220 V, lo que simplifica la distribución del sistema eléctrico y optimiza la uniformidad en los cálculos. Este diseño permite mantener una carga balanceada, evitando desequilibrios de fase y minimizando las pérdidas por calentamiento en las líneas de alimentación. Además, se consideran factores de simultaneidad y uso para garantizar una representación precisa de las condiciones reales de operación.

Datos:

Consumo diario días laborables:

Planta Baja: 11.7408 kW/h

Planta Alta: 4.7328 kW/h

Consumo diario días no laborables: Consideramos los equipos que se mantienen conectados las 24h del día.

Planta Baja: 8.3088 kW/h

Planta Alta: 0.0528 kW/h

Tabla 13. Cálculo manual de consumo energético

DESCRIPCIÓN	FÓRMULA	CÁLCULO	RESULTADO
Total, consumo diario laborable	Día laborable = Planta Baja + Planta Alta	11.74088 kWh + 4.7328 kWh	16.47 kWh
Total, consumo diario no laborable	Día no laborable = Planta Baja + Planta Alta	8.309 kWh + 0.053 kWh	8.36 kWh
Consumo mensual	Mensual laborable = Día laborable x 22	16.47 kWh × 22 días	362.41 kWh
	Mensual no laborable = Día no laborable x 8	8.36 kWh × 22 días	66.89 kWh
Total, general mensual	Total, general = Mensual laborable + Mensual no laborable	362.41kWh + 66.89 kWh	429.30 kWh

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

Por lo tanto, en la Tabla 13 se muestra el consumo total mensual que considera los días laborables y no laborables es de aproximadamente **429.30 kWh**.

A continuación, se presentan los datos recopilados del consumo energético mensual del bloque 1 del campus. Incluye las lecturas registradas en el medidor, las fechas correspondientes y los valores de consumo en kWh, permitiendo visualizar los patrones de uso energético a lo largo de los meses. Estos datos son fundamentales para complementar el análisis, validar los cálculos realizados y desarrollar estrategias de optimización energética basadas en el comportamiento real del consumo.

Tabla 14. Detalle de consumos mensuales en edificio administrativo 2024

CONTRATO	APARATO	FECHA	LECTURA	UNIDAD	CONSUMO
3100949605	530530	23.12.2024	16358	KWH	199
3100949605	530530	22.11.2024	16159	KWH	149
3100949605	530530	23.10.2024	16010	KWH	261
3100949605	530530	23.09.2024	15749	KWH	434
3100949605	530530	22.08.2024	15315	KWH	381
3100949605	530530	23.07.2024	14934	KWH	402
3100949605	530530	24.06.2024	14532	KWH	481
3100949605	530530	23.05.2024	14051	KWH	505

Fuente: Sistema comercial EEASA

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

La Tabla 14 muestra los consumos entre mayo y diciembre de 2024 se registró un consumo total de 2,812 kWh, con un promedio mensual de 351.5 KWH. El mayor consumo ocurrió en mayo con 505 KWH, lo que podría explicarse por una mayor demanda de energía en ese periodo, posiblemente debido a un mayor uso de equipos eléctricos o a condiciones operativas específicas. Por otro lado, el menor consumo se registró en noviembre con 149 KWH, lo que podría estar relacionado con la implementación de medidas de eficiencia energética o posibles reducciones en la actividad eléctrica debido a cortes en el suministro o estrategias de ahorro energético.

Instrumentos y herramientas

- **Instrumentos de medición:** Multímetros digitales, pinzas amperimétricas, y registradores de carga de alta precisión.
- **Software de análisis:** Microsoft Excel para cálculos básicos y Sonel Analysis para simulaciones energéticas detalladas.
- **Fuentes de datos:** Datos históricos de consumo eléctrico proporcionados por la Empresa Eléctrica Ambato (EEASA) y registros internos de la universidad.

EQUIPOS EMPLEADOS EN LA RECOLECCIÓN DE DATOS

A continuación, se presentan los instrumentos de medición empleado en la toma de datos para el análisis energético:

Pinza amperimétrica FLUKE 376 FC.



Figura 14. Pinza amperimétrica FLUKE 376 FC

Fuente: <https://fluke.com> (2024).

Este equipo, compuesto por una pinza amperimétrica, sondas de medición y una bobina flexible, permite medir parámetros eléctricos como corriente, tensión, resistencia y continuidad en sistemas eléctricos de manera precisa y segura. Su diseño facilita la

medición de corrientes sin necesidad de interrumpir el circuito, utilizando la pinza o el sensor flexible para adaptarse a conductores de diferentes tamaños. Es ideal para el diagnóstico, mantenimiento y monitoreo de instalaciones eléctricas, asegurando la detección de fallas, el cumplimiento de estándares y la eficiencia operativa en entornos residenciales, comerciales e industriales (Figura 14).

Tabla 15. Características técnica pinza amperimétrica Fluke376

#	Característica	Especificación
1	Medición de corriente de CA y CC	1000 A
2	Clasificación de seguridad	CAT IV 600 V, CAT III 1000 V
3	Mediciones de corriente con sonda iFlex	2500 A CA
4	Medición de tensión de CA y CC	1000 V
5	Valor eficaz verdadero	Mediciones exactas en señales no lineales
6	Medición de resistencia	Hasta 500 Hz con mordaza y tecnología iFlex
7	Grabación de entrada mín., máx. y media	Captura automática de variaciones

Fuente: <https://fluke.com>.

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

Para la medición y análisis del consumo energético, se utiliza un analizador de redes eléctricas, un equipo especializado que permite registrar parámetros fundamentales como el voltaje, la corriente, la potencia activa y reactiva, el factor de potencia y la calidad de la energía. Este dispositivo es clave para evaluar el desempeño del sistema eléctrico y detectar posibles anomalías o ineficiencias en el suministro.

El analizador de calidad de energía eléctrica PQM-702 es un dispositivo de alta tecnología diseñado para la medición, análisis y registro de los parámetros eléctricos en redes de 50/60 Hz, cumpliendo con los estándares internacionales de calidad y precisión. Su función principal es evaluar el comportamiento de la energía eléctrica suministrada, permitiendo detectar fluctuaciones de voltaje, distorsiones armónicas, variaciones de frecuencia y otros eventos que puedan afectar la estabilidad del sistema eléctrico.

Analizador de calidad de energía eléctrica PQM-702.

Figura 15. Analizador de calidad de energía eléctrica PQM-702



Fuente: <https://cdn.sonel.com> (2024).

Este equipo que se muestra en la Figura 15 está certificado bajo la norma IEC 61000-4-30:2015 clase A y la normativa europea EN 50160, garantizando mediciones precisas y confiables. Dispone de cinco entradas de medición de tensión identificadas como L1, L2, L3, N y PE, con un rango de medición de hasta 1000 VRMS. Además, cuenta con cuatro entradas de corriente compatibles con diversas pinzas de medición, permitiendo la supervisión de corrientes de hasta 6000 A con el uso de sensores adicionales.

Su versatilidad y precisión hacen que este equipo sea una herramienta fundamental en el monitoreo y diagnóstico de redes eléctricas industriales, comerciales y residenciales facilitando la identificación de parámetros de consumo, comportamiento de cargas y anomalías, permitiendo la optimización del consumo energético.

En el caso específico de nuestro proyecto, el PQM-702 ha sido utilizado para registrar y analizar la demanda energética del Bloque 1 del campus tecnológico de la Universidad Tecnológica Indoamérica. Esto permite obtener datos precisos, asegurando que la propuesta energética cubra la demanda real con un alto grado de eficiencia.

Tabla 16. Características técnicas analizador de carga Sonel PQM-702

#	Característica	Especificación
1	Normativa de cumplimiento	Cumple IEC 61000-4-30:2015 clase A y EN 50160
2	Entradas de medición de tensión	Cinco entradas con conectores tipo banana (L1, L2, L3, N, PE)
3	Rango de tensión medido	760 VRMS o 1000 VRMS con relación al suelo
4	Medición de corriente	Cuatro entradas de corriente con enchufes para pinzas
5	Tipos de pinzas conectables	Pinzas flexibles F-1(A), F-2(A), F-3(A) hasta 3000 A; F-1A6, F-2A6, F-3A6 hasta 6000 A; pinzas rígidas C-4(A) hasta 1000 A AC
6	Rango nominal de corriente medible	Rango nominal de corriente hasta 6000 A,
7	Uso de transformadores adicionales	Posibilidad de ampliar el rango de medición con transformadores adicionales

Fuente: <https://cdn.sonel.com>

Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

El esquema de la Figura 16 muestra la conexión del PQM-702 a un sistema monofásico de dos fases (L1 y L2) con neutro (N) y protección a tierra (PE), diseñado para monitorear tanto tensiones como corrientes mediante un equipo de registro. Incluye entradas de tensión para medir las diferencias de potencial entre las fases y el neutro, así como sensores para registrar las corrientes en los conductores. Este tipo de configuración permite evaluar la calidad del suministro eléctrico, detectar desequilibrios o anomalías y garantizar un funcionamiento seguro del sistema.

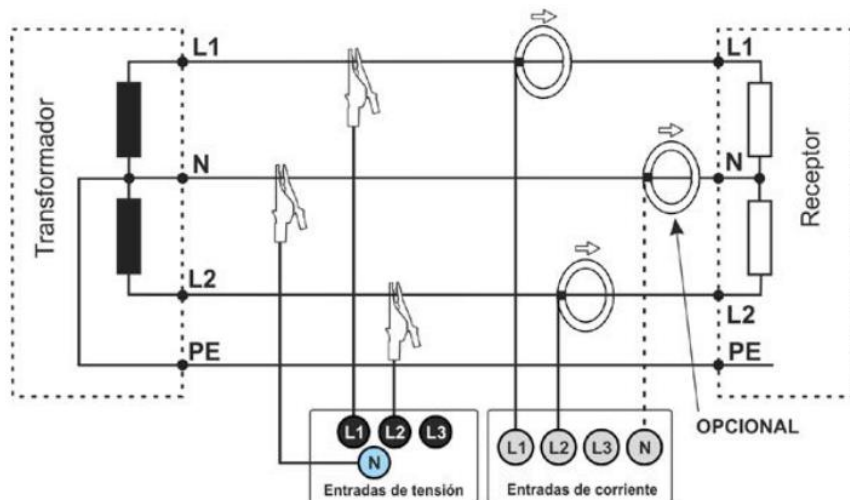


Figura 16. Diagrama de conexión – sistema bifásico con neutro y tierra
Fuente: <https://cdn.sonel.com> (2024).

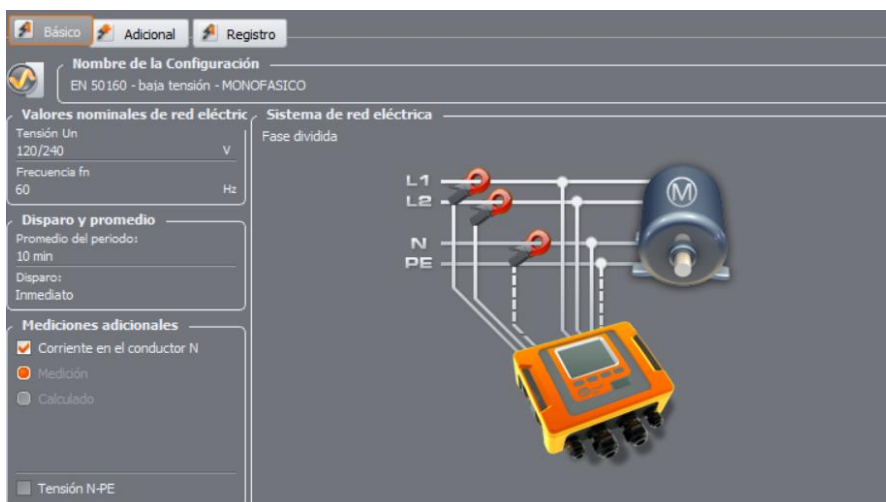


Figura 17. Esquema de conexión – sistema bifásico con neutro y tierra.
Fuente: Software Sonel Analysis, (2024).

En la Figura 17 podemos observar la configuración del registrador de carga para analizar un sistema eléctrico monofásico con fase dividida, con el objetivo de monitorear parámetros clave, identificar eventos anómalos y garantizar la calidad del suministro eléctrico. El esquema técnico y las opciones configurables reflejan la flexibilidad del sistema para adaptarse a diferentes entornos y necesidades operativas.

El registrador de carga es un dispositivo especial para el monitoreo y análisis de sistemas eléctricos, ya que se encarga de medir y registrar de forma continua parámetros clave

como voltajes, corrientes, potencias, factor de potencia, frecuencias y eventos transitorios en la red eléctrica. Su principal función es detectar anomalías como huecos de tensión, sobrecargas, desequilibrios entre fases y otros eventos que pueden comprometer la calidad del suministro eléctrico. Además, estos datos recopilados permiten realizar diagnósticos precisos, identificar patrones de consumo, evaluar la eficiencia energética y tomar decisiones informadas para optimizar el sistema eléctrico, prevenir fallas y garantizar la estabilidad operativa.

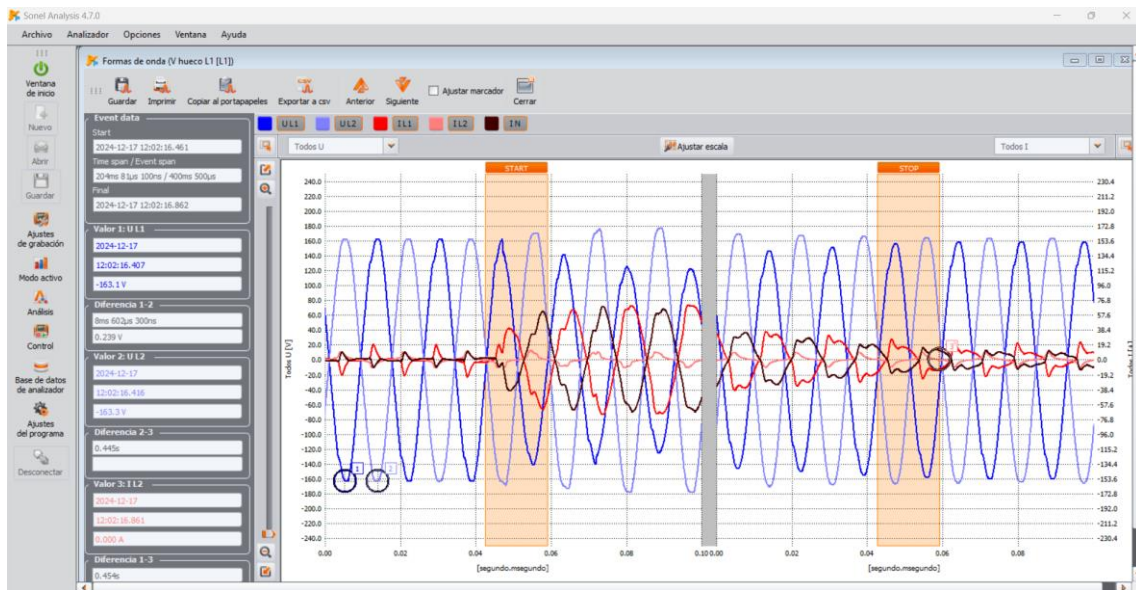


Figura 18. Análisis de Formas de Onda de Tensión y corriente en el Sistema Eléctrico.

Fuente: Software Sonel Analysis, (2024).

La Figura 18 muestra gráficamente una parte del análisis realizado con el software Sonel Analysis 4.7.0, en el que se observan las formas de onda correspondientes a los niveles de voltaje y corriente en las dos fases del sistema eléctrico, representadas en diferentes colores. Las señales oscilan con un patrón sinusoidal, típico de sistemas eléctricos de corriente alterna.

Análisis del estudio energético

Las figuras que se encuentran a continuación presentan la información recopilada sobre los valores de voltajes, corrientes y otros parámetros eléctricos relevantes, obtenidos mediante el equipo de medición especializado que se instala en el tablero de distribución general del bloque 1 del campus tecnológico. Los datos fueron registrados desde el 2 de

diciembre de 2024 hasta el 23 de diciembre de 2024, asegurando un periodo de monitoreo suficientemente amplio para evaluar con precisión el comportamiento del sistema eléctrico. Este análisis busca garantizar la calidad de la información recopilada, permitiendo identificar variaciones, anomalías y posibles oportunidades de mejora en el desempeño del sistema, contribuyendo así a un diagnóstico más completo y confiable.

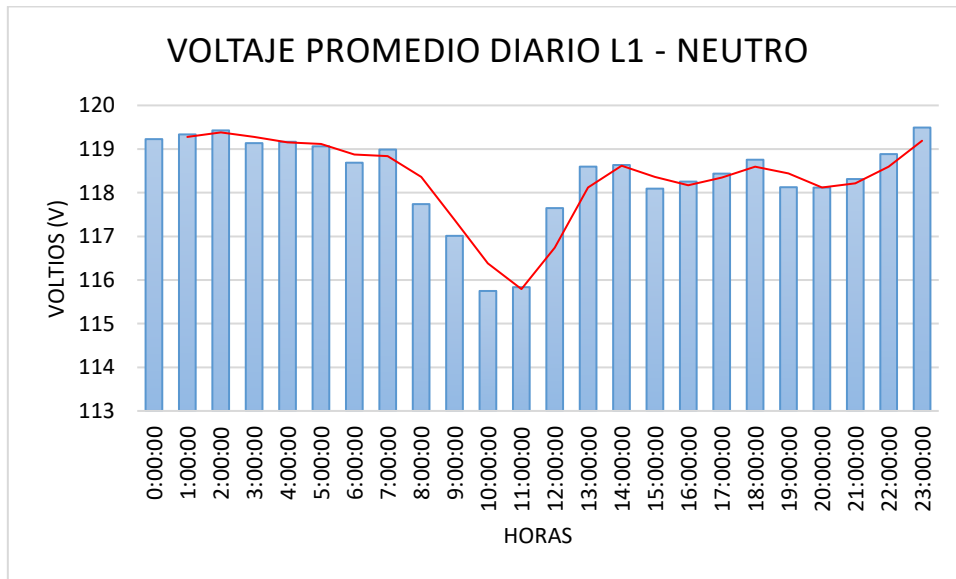


Figura 19. Voltaje Promedio Diario L1 – Neutro.
Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

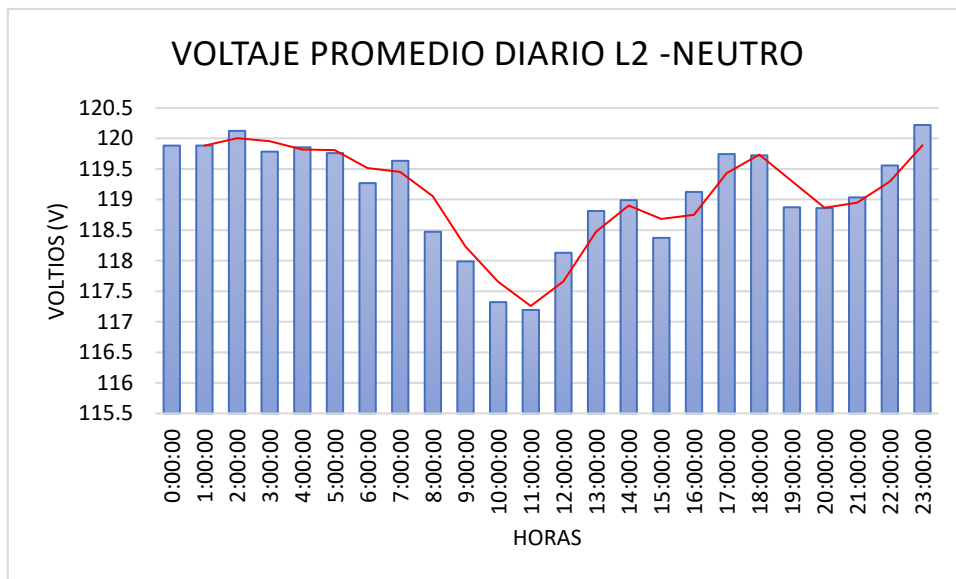


Figura 20. Voltaje Promedio Diario L2 – Neutro.
Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

El análisis conjunto de las Figuras 19 y 20 ahora complementado con los valores de voltaje máximo y mínimo, permite una evaluación más detallada del comportamiento del sistema. Durante las horas nocturnas y de madrugada, entre las 00:00 y las 6:00 AM, el voltaje se mantiene relativamente estable y cercano a los valores nominales, con registros promedio de 119-120 V. Sin embargo, los datos indican que el voltaje máximo alcanzado en L1 fue de 122.28 V y en L2 de 122.9 V, valores que se encuentran dentro de los límites aceptables, pero reflejan un comportamiento ligeramente superior en L2.

A partir de las 7:00 AM, se observa una caída en los niveles de voltaje en ambas fases, alcanzando los valores más bajos entre las 10:00 y las 12:00 PM. Este descenso, además de ser visible en los gráficos, se refleja en los voltajes mínimos registrados: 110.98 V en L1 y 112.38 V en L2. Estos valores mínimos indican una afectación significativa al suministro durante las horas de mayor demanda, lo cual podría impactar el funcionamiento de equipos sensibles conectados al sistema.

Posteriormente, el voltaje comienza a recuperarse de manera gradual en ambas fases, estabilizándose nuevamente cerca de los 119-120 V desde las 4:00 PM hasta las 11:00 PM. Este comportamiento coincide con una disminución de la carga activa en el sistema, permitiendo que los valores se acerquen nuevamente a los niveles nominales. Sin embargo, los datos de voltaje máximo y mínimo reflejan que L2 tiende a mantener valores más altos que L1, lo cual puede estar relacionado con un leve desequilibrio en la distribución de la carga, resaltando la necesidad de optimizar esta distribución para garantizar una mayor estabilidad del sistema eléctrico.

Tabla 17. Detalle de valores de voltajes máximos y mínimos

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Voltaje máximo L1 - N	122.28	V
Voltaje máximo L2 -N	122.9	V
Voltaje máximo L1 - L2	245.18	V
Voltaje mínimo L1 - N	110.98	V
Voltaje mínimo L2 - N	112.38	V
Voltaje mínimo L1 – L2	228.63	V

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

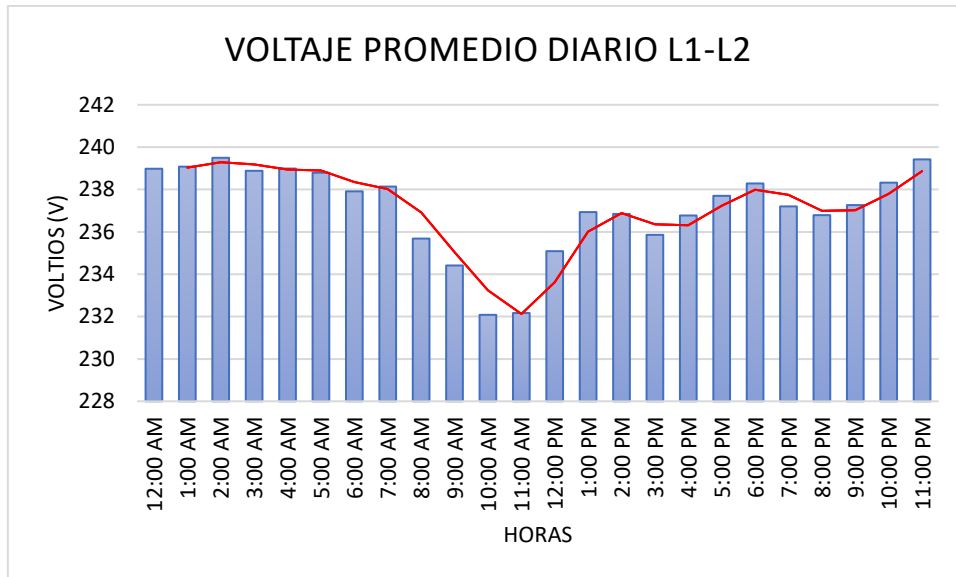


Figura 21. Voltaje Promedio Diario L1 – L2
Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

La Figura 21 muestra el voltaje promedio diario entre las fases L1 y L2 a lo largo de un día completo. Durante las horas nocturnas y de madrugada, los valores de voltaje se mantienen cercanos al nivel nominal de 240 V, con una ligera estabilidad reflejada en un rango de 238-240 V. El voltaje máximo registrado fue de 245.18 V, lo que indica que en ciertos momentos la red experimenta un incremento moderado, probablemente debido a una menor demanda en este periodo.

A partir de las 7:00 AM, se observa una caída progresiva en el voltaje, alcanzando su punto más bajo alrededor de las 10:00 AM con un valor mínimo registrado de 228.63 V. Este descenso puede atribuirse a un aumento significativo de la carga conectada al sistema eléctrico durante las horas de mayor actividad. La caída en este rango, aunque notable, se mantiene dentro de los márgenes aceptables de operación, aunque podría afectar equipos sensibles si se prolonga.

Posteriormente, el voltaje comienza a recuperarse de manera gradual a partir del mediodía, estabilizándose cerca de los 236-238 V entre las 3:00 PM y las 8:00 PM, y finalmente acercándose nuevamente al nivel nominal de 240 V hacia las últimas horas del día. Este comportamiento refleja la influencia de la carga diaria en el sistema, donde los picos de demanda se concentran en las primeras horas de la jornada laboral.

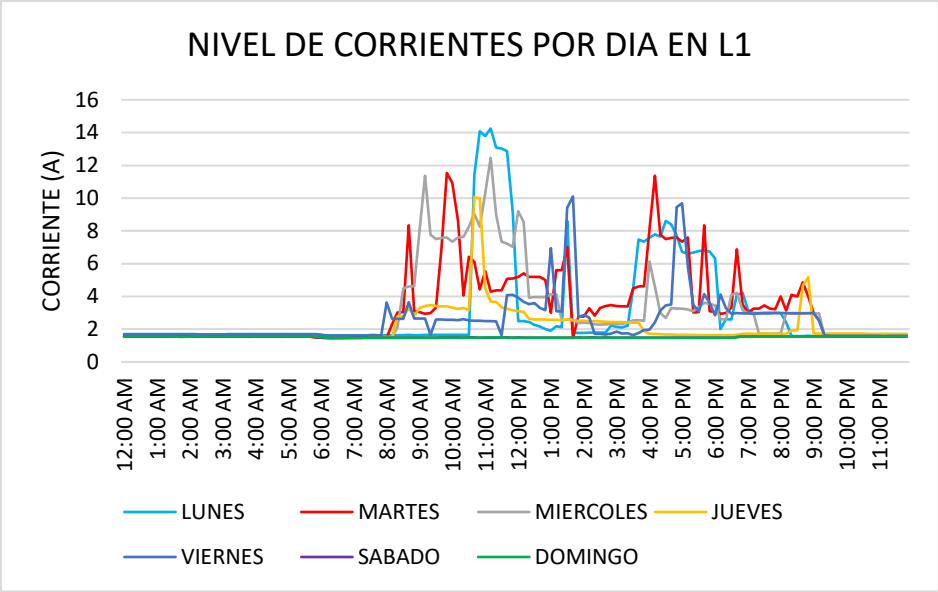


Figura 22. Consumo promedio de Corrientes semana L1
Fuente: Pérez, Marco (2024).

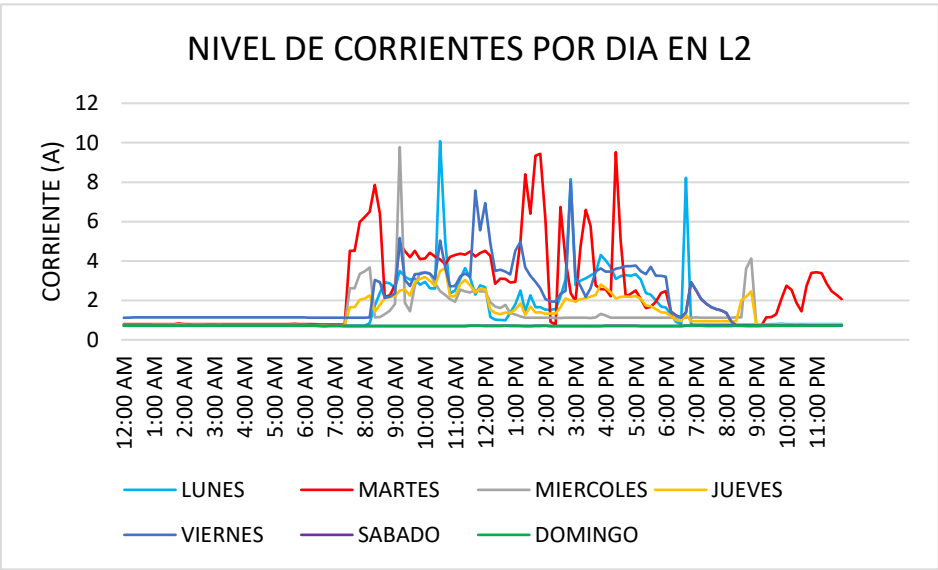


Figura 23. Consumo promedio de Corrientes semana L2
Fuente: Pérez, Marco (2024).

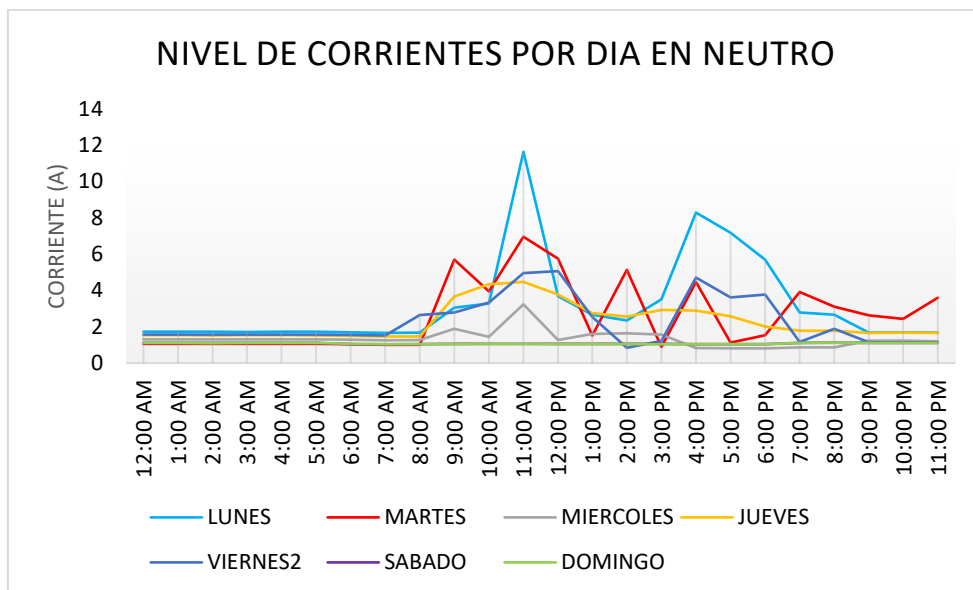


Figura 24. Voltaje Promedio Diario L2 – Neutro

Fuente: Pérez, Marco (2024).

Las Figuras 22, 23 y 24 muestra los valores de corriente en L1, L2 y neutro que reflejan patrones consistentes de consumo, destacando picos significativos durante las horas de mayor actividad operativa en el sistema eléctrico.

En L1, el amperaje máximo registrado fue de 19.25 A, mientras que en L2 alcanzó un máximo de 11.63 A, indicando que L1 soporta una carga ligeramente mayor que L2 en los periodos de mayor actividad. Esto podría reflejar un desequilibrio en la distribución de carga entre ambas fases. Los valores mínimos registrados son muy bajos, con 0.019 A en L1 y 0.022 A en L2, evidenciando periodos de inactividad o carga insignificante durante las horas nocturnas.

En el caso del neutro, se observan valores máximos cercanos a 9.27 A, alcanzados alrededor de las 10:00 AM, lo cual coincide con los picos de corriente en L1 y L2 en este mismo periodo. Esto evidencia que la corriente de retorno sigue los mismos patrones de demanda que las fases activas, reforzando la relación directa entre el uso de carga en las fases y la intensidad de corriente en el neutro.

Durante los días de semana, el neutro también muestra un comportamiento más intenso, con picos más pronunciados en comparación con los fines de semana, donde las corrientes disminuyen notablemente, tanto en las fases como en el neutro, reflejando la reducción

de la actividad operativa. Este comportamiento es especialmente evidente en días como lunes y martes, cuando el uso de carga es mayor en las fases, resultando en un incremento proporcional en la corriente del neutro.

La integración de esta información destaca la importancia de un monitoreo continuo del neutro para identificar posibles desequilibrios en el sistema, ya que estos podrían incrementar las corrientes de retorno y afectar la estabilidad eléctrica.

Tabla 18. Detalle de valores de corriente máximos y mínimos

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Corriente máxima L1	19,25	A
Corriente máxima L2	11,63	A
Corriente máxima L1	0,019	A
Corriente máxima L2	0,022	A
Corriente máxima Neutro	9,27	A
Corriente máxima Neutro	0,038	A

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

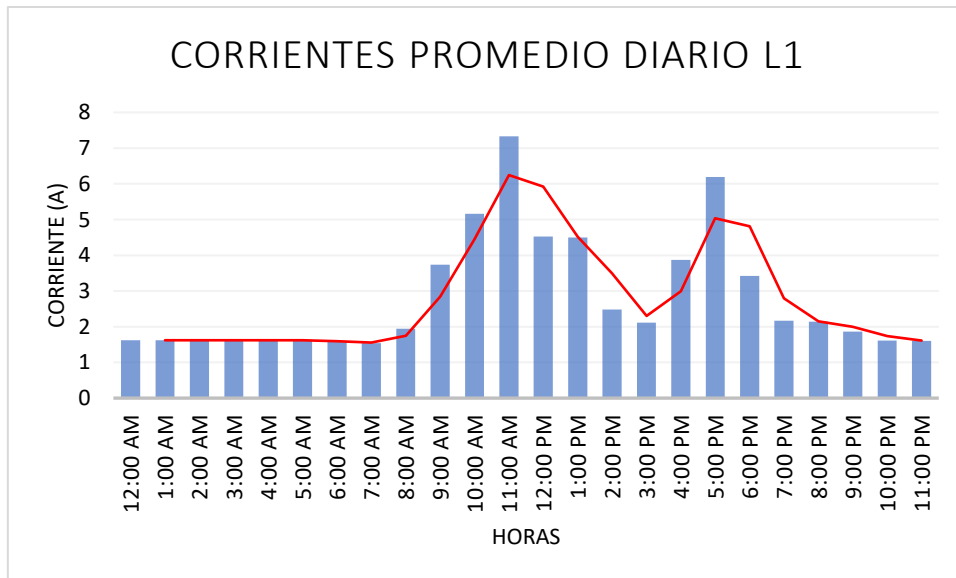


Figura 25. Corriente Promedio Diario L1

Fuente: Pérez, Marco (2024).

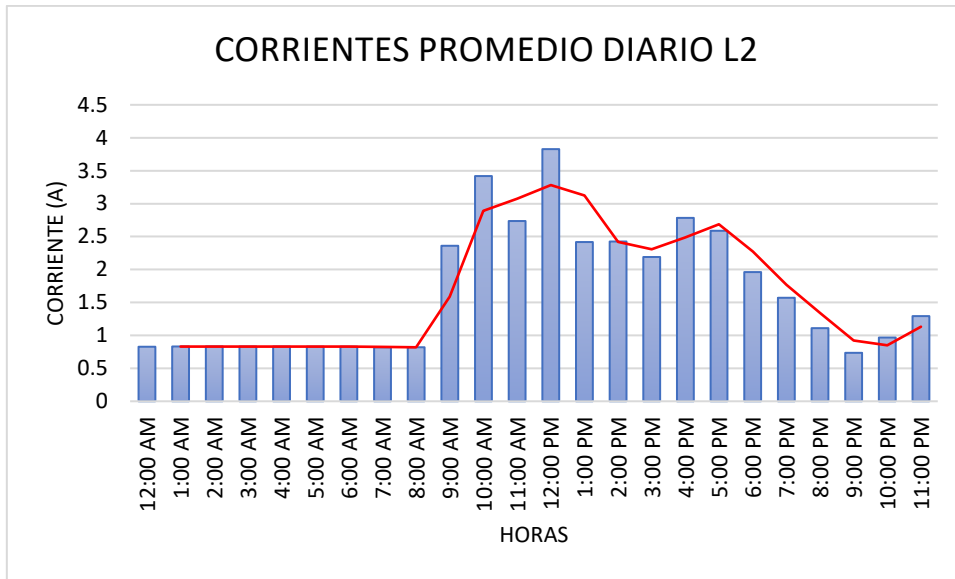


Figura 26. Corriente Promedio Diario L2

Fuente: Pérez, Marco (2024).

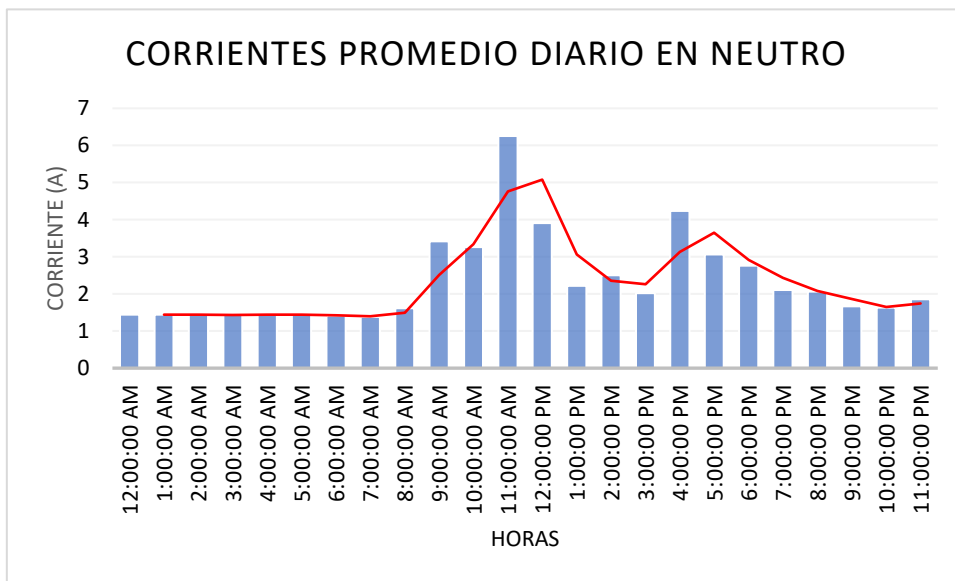


Figura 27. Corriente Promedio Diario Neutro

Fuente: Pérez, Marco (2024).

Las Figuras 25, 26 y 27 de corriente promedio diaria en L1, L2 y neutro muestran patrones similares, con un incremento progresivo desde las primeras horas del día hasta alcanzar sus picos máximos alrededor de las 11:00 AM. Este comportamiento coincide con los periodos de mayor actividad operativa, reflejando un incremento significativo de las cargas conectadas al sistema.

Aunque ambas fases muestran una disminución gradual después del pico matutino, L1 presenta valores más altos en comparación con L2 durante todo el día, lo que evidencia un desequilibrio en la distribución de la carga entre las fases. Este desequilibrio podría incrementar el riesgo de sobrecargas en L1 y afecta la eficiencia general del sistema eléctrico. En horas de la tarde, los valores de corriente en ambas fases tienden a estabilizarse, especialmente en L2, donde se mantiene entre 2 y 2.5 A. Hacia la noche, ambas corrientes descienden, alcanzando mínimos cercanos a 1 A en L1 y 0.5 A en L2, reflejando una reducción en la actividad eléctrica.

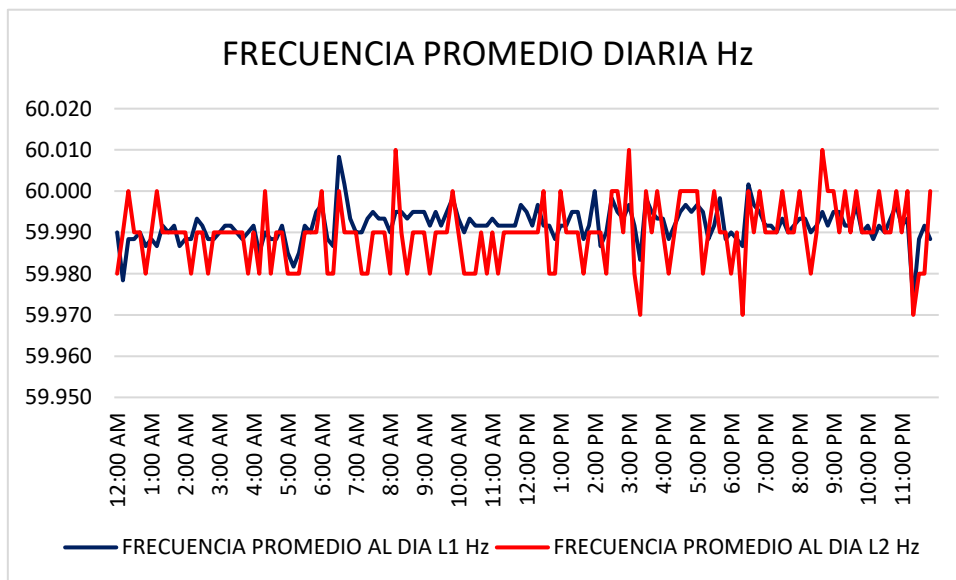


Figura 28. Frecuencia Promedio Diario

Fuente: Pérez, Marco (2024).

La Figura 28 de frecuencia promedio diaria en las fases L1 y L2 refleja un comportamiento mayormente estable, con valores cercanos a la frecuencia nominal de 60 Hz durante el día. Sin embargo, se registran oscilaciones puntuales, con una frecuencia máxima de 62.02 Hz y una mínima de 59.88 Hz, lo que indica que, aunque en general la red eléctrica opera dentro de los parámetros aceptables, existen momentos de desviación que podrían estar relacionados con fluctuaciones en la carga o en el suministro eléctrico.

L1 presenta una frecuencia más constante a lo largo del día, mientras que L2 muestra variaciones más pronunciadas, particularmente en horarios de alta actividad, como las mañanas entre las 6:00 AM y las 12:00 PM, y durante las tardes, coincidiendo con los

periodos de mayor demanda energética. Estas fluctuaciones pueden reflejar desequilibrios en la carga o ajustes del sistema para mantener la estabilidad.

Aunque las desviaciones no superan los límites críticos, estas pueden generar impactos negativos en equipos sensibles o en sistemas sincronizados que dependen de una frecuencia precisa.

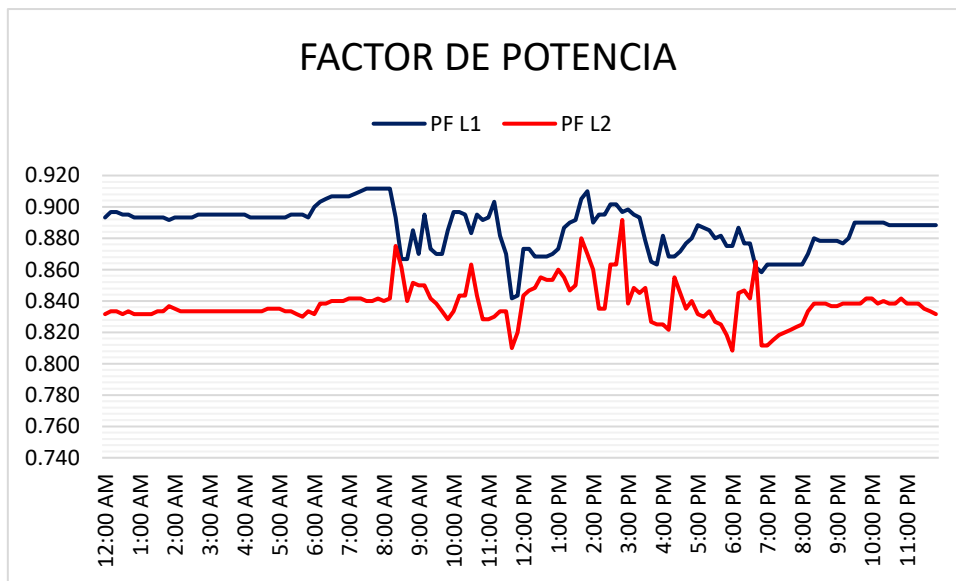


Figura 29. Factor de Potencia L1 y L2

Fuente: Pérez, Marco (2024).

La Figura 29 de factor de potencia (PF) muestra el comportamiento de L1 y L2 a lo largo del día. En general, L1 presenta valores más altos y estables en comparación con L2, lo que indica una mayor eficiencia en la utilización de la potencia activa respecto a la reactiva. Durante las horas nocturnas y de madrugada, el factor de potencia de L1 se mantiene alrededor de 0.92, mientras que L2 permanece más bajo, con valores cercanos a 0.84.

A partir de las primeras horas del día, particularmente entre las 6:00 AM y las 12:00 PM, ambos factores de potencia experimentan fluctuaciones, siendo más pronunciadas en L2, que muestra caídas significativas cercanas a 0.78 en ciertos momentos. Esto podría estar relacionado con un incremento en el uso de cargas inductivas o desequilibrios en el sistema que afectan la eficiencia en esta fase. L1, aunque también presenta variaciones, mantiene valores superiores a 0.86, lo que refleja un mejor desempeño en esta fase.

En las horas de la tarde y noche, el factor de potencia de L1 se estabiliza nuevamente en valores cercanos a 0.90, mientras que L2 permanece más bajo, con fluctuaciones entre 0.84 y 0.88. Este comportamiento sugiere la necesidad de implementar medidas de corrección de factor de potencia, como la instalación de bancos de capacitores, especialmente para L2, con el objetivo de mejorar la eficiencia energética del sistema y reducir pérdidas por potencia reactiva.

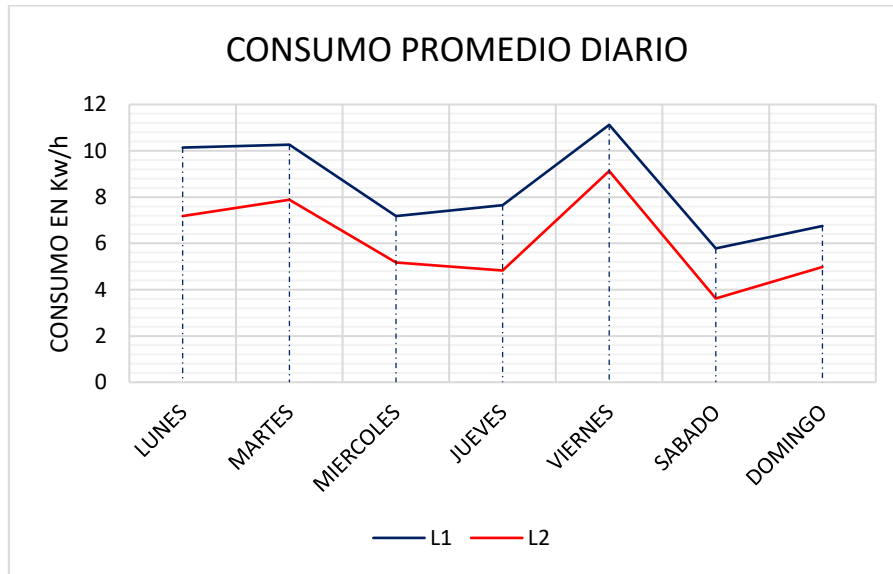


Figura 30. Consumo de energía en Kw/h

Fuente: Pérez, Marco (2024).

La Figura 30 muestra el consumo promedio diario de las dos líneas de medición (L1 y L2) a lo largo de la semana. L1 (línea azul) presenta un patrón de consumo con picos significativos, especialmente el lunes (10 kWh) y viernes (12 kWh), lo que indica variabilidad en la demanda energética debido a actividades específicas de esos días. En cambio, L2 (línea naranja) mantiene un consumo más estable y predecible, aunque muestra ligeros incrementos también el viernes, alcanzando un máximo de 8 kWh.

Ambas líneas experimentan una caída de consumo durante el sábado, con valores considerablemente más bajos, lo que sugiere una reducción en las operaciones o el uso de energía en ese día. Este comportamiento podría aprovecharse para realizar mantenimientos preventivos o programar actividades de menor consumo en las instalaciones. Las fluctuaciones en el consumo de L1, en particular, indican que podría

ser útil implementar estrategias de gestión de la demanda energética para nivelar los picos de consumo y mejorar la eficiencia del sistema.

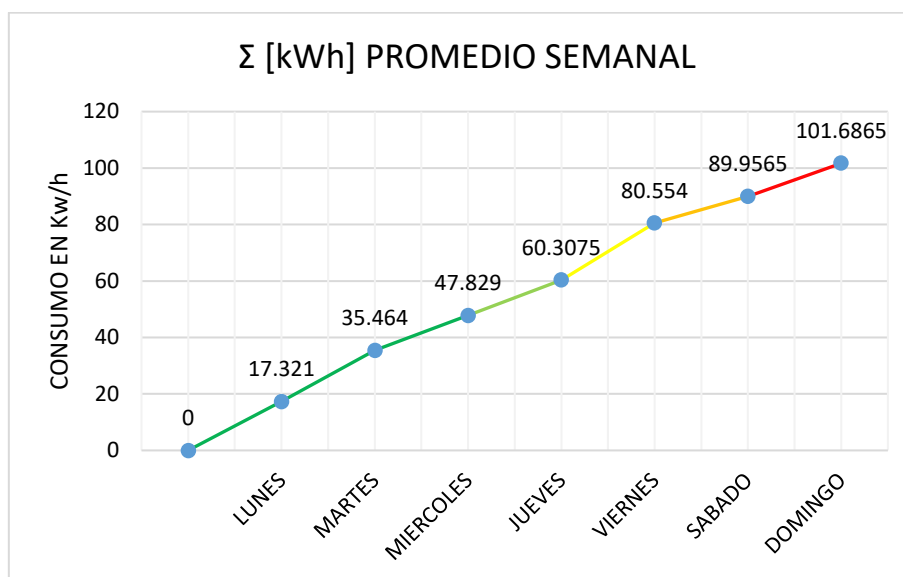


Figura 31. Consumo acumulado de energía en una semana

Fuente: Pérez, Marco (2024).

La Figura 31 muestra la acumulación progresiva del consumo de energía eléctrica a lo largo de una semana, expresado en kilovatios-hora (kWh). Inicia con un consumo acumulado de 0 kWh el lunes y concluye el domingo con un total de 101.6865 kWh. La curva evidencia un crecimiento constante día tras día, reflejando el aumento en el uso de energía conforme avanzan las actividades semanales.

El incremento más pronunciado ocurre entre jueves y viernes, con un aumento acumulativo significativo que sugiere un mayor nivel de operaciones o procesos energéticos en esos días. Por otro lado, los primeros días de la semana muestran un ritmo de acumulación más pausado, indicando una demanda energética inicial más moderada.

En síntesis, el gráfico representa una tendencia de incremento sostenido en el consumo energético semanal, con un mayor dinamismo hacia el final de la semana. Este comportamiento podría optimizarse evaluando las actividades responsables del aumento de la carga en los días de mayor consumo.

El análisis de las mediciones realizadas proporciona una visión detallada del comportamiento eléctrico del sistema actual en el bloque 1 del campus tecnológico,

evidenciando fluctuaciones de voltaje, corrientes y frecuencia, así como desequilibrios en el factor de potencia entre las fases. Estos resultados destacan la importancia de implementar estrategias de optimización que mitiguen las caídas de voltaje en horarios críticos, equilibren las cargas para mejorar la eficiencia, y reduzcan las fluctuaciones de frecuencia que podrían afectar la estabilidad del sistema.

Determinación de valores exactos de demanda

Ecuación utilizada Ec01:

$$P = V \times I \quad [\text{Ec. 1}]$$

Ecuación 1. Potencia de consumo

Donde:

- **P** es la potencia en vatios (W)
- **V** es el voltaje en voltios (V)
- **I** es la corriente en amperios (A)

Tabla 19. Detalle de parámetros definidos para el diseño

PARÁMETRO	VOLTAJE [V]	CORRIENTE [A]	CÁLCULO	POTENCIA MÁXIMA [W]
Corriente máxima L1	120	19.25	120×19.25	2310
Corriente máxima L2	120	11.63	120×11.63	1395.6
Corriente mínima L1	120	0.019	120×0.019	2.28
Corriente mínima L2	120	0.022	120×0.022	2.64
Corriente máxima Neutro	120	9.27	120×9.27	1112.4

Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

La demanda máxima de energía representa el consumo pico de potencia en el sistema eléctrico en un momento determinado, basado en las corrientes máximas registradas en cada línea. En este caso, los cálculos se realizaron considerando un voltaje de 120 V, lo que permite estimar con mayor precisión la potencia máxima demandada. Como se observa en la Tabla 19, la mayor carga se encuentra en la línea L1, con un consumo de 2310 W, seguida por la línea L2, que registra 1395 W. La corriente en el neutro también contribuye con una potencia de 1112 W, lo que refleja el retorno de carga en el sistema. Las mediciones de corriente en niveles bajos generan consumos bajos, pero siguen siendo consideradas en el análisis. Esta información es indispensable para el dimensionamiento adecuado de sistemas de generación, distribución y protección eléctrica, asegurando que los equipos instalados puedan manejar los niveles máximos de carga sin comprometer la estabilidad del sistema.

Esta información será clave para fundamentar y guiar el diseño y dimensionamiento del sistema propuesto, asegurando que la solución planteada no solo responda a las necesidades actuales, sino que también contribuya a garantizar un suministro eléctrico constante, estable y eficiente con una proyección a largo plazo. Estudios concluyen que la vida útil de los paneles solares se promedia entre 25 y 30 años.

ÁREA DE ESTUDIO

Tabla 20. Área de estudio

Dominio	Tecnología y sociedad
Línea de investigación	Sistemas Industriales
Campo	Ingeniería Industrial
Área	Tecnologías de la instrumentación
Aspecto	Incrementar la vida útil de los Equipos y máquinas eléctricas.
Objeto de estudio	Optimizar sistema energético del campus.
Periodo de análisis	Octubre 2024 – febrero 2025

Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

MODELO OPERATIVO

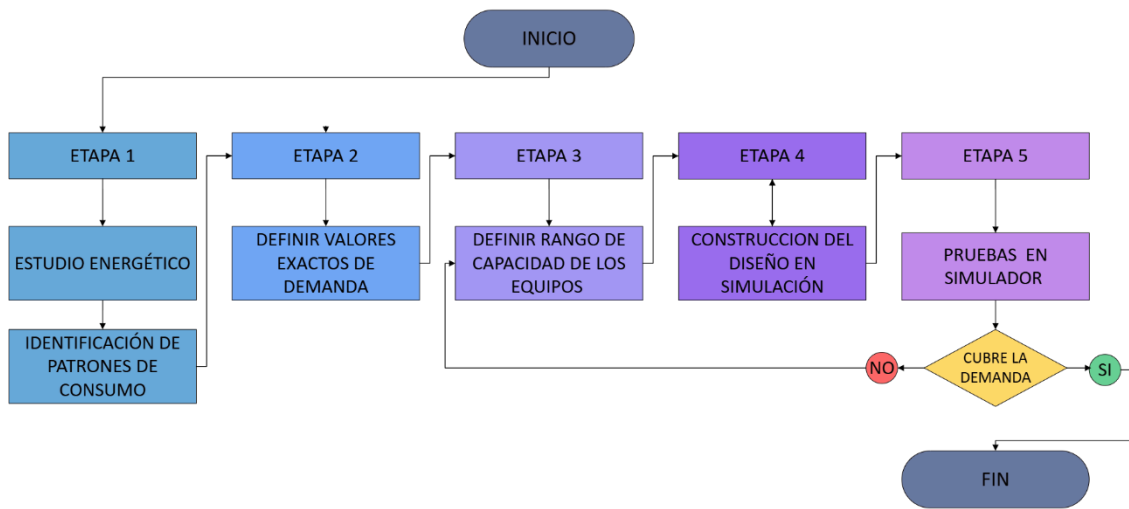


Figura 32. Modelo Operativo

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

DESARROLLO DEL MODELO OPERATIVO

Para la optimización del sistema energético mediante el diseño de un sistema solar fotovoltaico, se plantea un enfoque estructurado en cinco etapas fundamentales.

1. Estudio Energético e Identificación de Patrones de Consumo

- Evaluación de la demanda energética en las instalaciones a mejorar.
- Registro de los patrones de consumo eléctrico a lo largo del día, considerando variaciones estacionales y cargas críticas.
- Identificación de los dispositivos y equipos con mayor consumo energético.
- Análisis de los datos históricos de consumo y establecimiento de la línea base para la comparación de mejoras.

2. Definición de Valores Exactos de Demanda

- Cálculo detallado del consumo energético diario y mensual en función de los registros obtenidos.
- Identificación de los periodos de máxima y mínima demanda energética.

- Establecimiento de un factor de seguridad para garantizar el suministro eléctrico confiable mediante el sistema fotovoltaico.

3. Definición del Rango de Capacidad de los Equipos

- Dimensionamiento de los paneles solares en función de la irradiación solar promedio en la zona.
- Selección de los inversores adecuados según la potencia nominal y el tipo de carga a alimentar.
- Cálculo de la capacidad del banco de baterías (si aplica) para garantizar el almacenamiento de energía en horas de baja producción solar.
- Análisis de la eficiencia de los diferentes tipos de paneles y su impacto en el rendimiento del sistema.

4. Construcción del Diseño en Simulación

- Modelado del sistema fotovoltaico utilizando software de simulación PVsyst.
- Configuración de las condiciones climáticas y meteorológicas, cargas de consumo reales y capacidad de todos los equipos en el simulador.
- Evaluación de la producción de energía y rendimiento esperado del sistema bajo diferentes escenarios.

5. Pruebas en Simulador y Validación del Diseño

- Ejecución de pruebas de funcionamiento en el simulador para verificar la capacidad del sistema para cubrir la demanda.
- Análisis de los resultados obtenidos y comparación con los valores de consumo previamente establecidos.
- Si el diseño cubre la demanda: Se procede con la aprobación del sistema.
- Si el diseño no cubre la demanda: Se realizan ajustes en la capacidad del sistema, optimización de los componentes o redistribución de cargas antes de una nueva simulación.

CAPITULO III

PROPUESTA Y RESULTADOS ESPERADOS

PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA.

En Ecuador, la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC-SB-IE), en su sección de Instalaciones Eléctricas, establece los lineamientos esenciales para el diseño y ejecución de sistemas eléctricos en edificaciones residenciales. Su propósito principal es mitigar riesgos eléctricos y garantizar la protección tanto de las personas como de las infraestructuras.

Aunque esta normativa no define un porcentaje específico para el sobredimensionamiento de equipos de generación eléctrica en relación con la carga instalada, sí resalta la importancia de diseñar sistemas eléctricos que cumplan con los estándares de seguridad, calidad y eficiencia energética. Por ello, se recomienda aplicar principios de buenas prácticas en ingeniería, considerando aspectos como el crecimiento de la demanda, la eficiencia operativa y la seguridad del sistema.

El nivel de sobredimensionamiento de un sistema eléctrico varía según distintos factores, entre ellos el tipo de carga, la fluctuación en el consumo, la eficiencia del sistema y la posibilidad de futuras ampliaciones. Si bien no existe un valor estándar universal, en el ámbito de los sistemas fotovoltaicos y energías renovables, se sugiere un sobredimensionamiento del 30% al 50%. Esta recomendación toma en cuenta variables como pérdidas por eficiencia, condiciones climáticas y el crecimiento proyectado en la demanda de energía.

De acuerdo con el Artículo 7 de la Resolución ARCONEL-010/2024, la Potencia Nominal de un Sistema de Generación Distribuida para Autoconsumo (SGDA) debe ajustarse a ciertas condiciones:

1. Cuando el SGDA inyecta energía a la red de distribución, su Potencia Nominal estará restringida por la capacidad de la red en el punto de conexión, siempre bajo la aprobación de la empresa distribuidora.
2. Si el SGDA no inyecta energía a la red de distribución, la Potencia Nominal deberá ajustarse a la demanda máxima registrada del Consumidor Regulado, además de respetar la capacidad de conexión aprobada por la Distribuidora. En este caso, el Consumidor Regulado está obligado a instalar los equipos de protección y control necesarios para evitar que se transfiera energía eléctrica a la red de distribución.

Este marco regulatorio garantiza que los sistemas de generación distribuida operen en condiciones seguras, optimizando su integración con la red eléctrica sin afectar su estabilidad.

Según el Artículo 9, el dimensionamiento de un SGDA es una responsabilidad exclusiva de los Consumidores Regulados que estén vinculados al sistema. La Potencia Nominal del SGDA deberá definirse a partir de un estudio técnico, cuyo propósito es garantizar que la generación de energía eléctrica cubra la demanda anual de uno o más Consumidores Regulados. Además, la producción total de energía del SGDA en un año no debe superar el consumo anual de los usuarios asociados al sistema (Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), 2024)

Componentes de un Sistema de generación fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico típico está compuesto por los siguientes elementos esenciales que se muestran en la Figura 33.

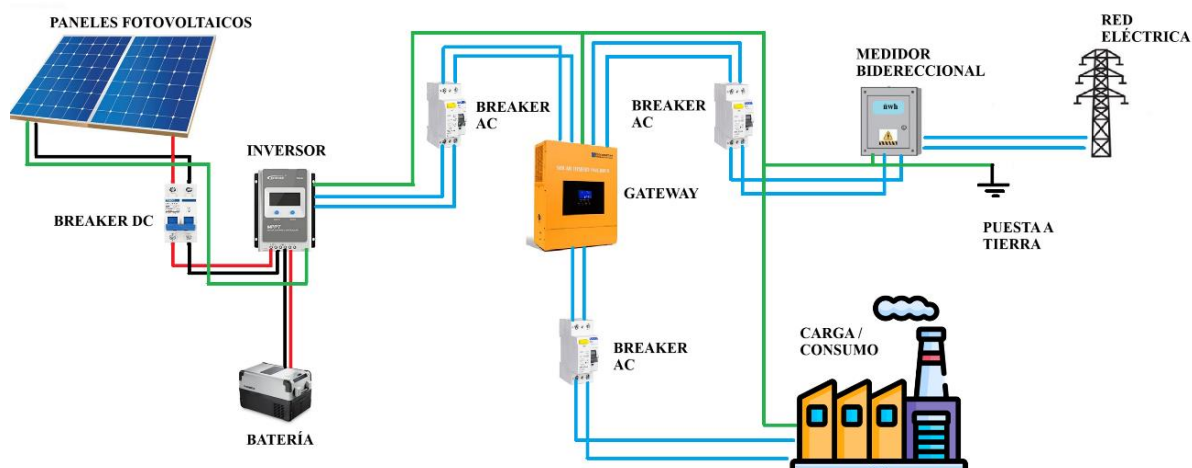


Figura 33. Elementos de un sistema fotovoltaico
Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

Paneles Solares: Constituyen el componente principal del sistema, encargados de captar la radiación solar y transformarla en energía eléctrica en forma de corriente continua (CC). Su eficiencia depende de factores como la orientación, inclinación, temperatura y tecnología de las celdas fotovoltaicas. (Pinzón, Corral, Nájera, & Campos, 2016)

Regulador de Carga: Controla la cantidad de energía que fluye desde los paneles solares hacia el banco de baterías, evitando sobrecargas y descargas profundas que puedan afectar la vida útil del sistema de almacenamiento.

Baterías: Permiten almacenar la energía generada por los paneles solares para su uso en períodos de baja radiación solar, como durante la noche o en días nublados. Existen diversos tipos de baterías utilizadas en sistemas fotovoltaicos, siendo las de ion-litio y plomo-ácido las más comunes. (De Kuyper, 2018)

Inversor: Convierte la energía en corriente continua almacenada en las baterías en corriente alterna (CA), permitiendo su uso en equipos eléctricos y electrónicos convencionales. Dependiendo de la aplicación, se pueden emplear inversores de onda modificada o de onda senoidal pura.

Sistema de Puesta a Tierra y Protección: Garantiza la seguridad del sistema y de los usuarios, evitando sobrecargas eléctricas y protegiendo los equipos contra fluctuaciones de voltaje y descargas atmosféricas.

Cargas Eléctricas: Representan los dispositivos y equipos que utilizarán la energía generada por el sistema. Estas cargas pueden incluir iluminación, equipos informáticos, electrodomésticos y sistemas industriales, dependiendo de la aplicación específica del sistema fotovoltaico.

En nuestro caso el sistema fotovoltaico debe abastecer ciertas cargas eléctricas previamente analizadas y calculadas, las cuales se presentan la Tabla 21 de especificaciones:

Tabla 21. Detalle de parámetros necesarios mediante medición.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Demanda máxima	2310	W
Tensión de operación	240-120	V
Frecuencia de funcionamiento	60	Hz
Factor de Potencia	0.9	
Consumo energético diario	16.88	KWh
Consumo energético mensual	417.236	KWh

Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

Dimensionamiento de equipos:

El dimensionamiento de los equipos para el sistema fotovoltaico considera tanto las cargas actuales como un margen adicional para futuras expansiones. El objetivo es garantizar que el sistema pueda soportar un aumento de hasta el 50% en el consumo energético respecto a las cargas inicialmente evaluadas, asegurando así su eficiencia y capacidad de adaptación a posibles cambios futuros en las necesidades de energía (Tabla22).

Tabla 22. Detalle de parámetros sobredimensionados para el diseño

Descripción	Medido	Porcentaje incremento	Estimado para dimensionar
Corriente máxima en línea L1	19.25A	50%	28.8A
Corriente máxima en línea L2	11.63	50%	17.44A
Consumo máximo diario	16.88 kW	0%	16.88 kW
Consumo máximo mensual	417.23 kW	0%	417 kW
Tensión de operación	240-120 V	0%	240-120 V
Frecuencia	60 Hz	0%	60 Hz
Factor de Potencia	0.95	0%	1

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

A continuación, se explica el criterio aplicado a cada parámetro:

1. Corriente máxima en línea L1 y L2 (+50%):

Se ha considerado un incremento del **50%** en la corriente máxima para ambas líneas con el objetivo de prever futuras expansiones de carga. Este margen adicional permite absorber aumentos en el consumo sin comprometer el rendimiento del sistema ni generar sobrecargas en los componentes eléctricos principalmente en el inversor. (Rodríguez & Sarmiento, 2017) menciona la importancia de considerar márgenes adecuados en el diseño para manejar corrientes de arranque y posibles expansiones futuras.

2. Consumo diario y mensual (+0%):

El dimensionamiento del sistema energético no incluye un sobredimensionamiento excesivo, ya que se ha basado en datos reales obtenidos del análisis detallado del consumo energético en su punto de máxima demanda. Se ha identificado que, en determinados meses, el consumo energético es inferior al 50 % del valor pico registrado, lo que hace inviable sobredimensionar la capacidad instalada debido al impacto en la inversión inicial, el bajo costo de la energía en el país y la optimización del retorno financiero. Sin embargo, el diseño

del sistema contempla la posibilidad de integrar más capacidad en el futuro, si fuera necesario.

3. Tensión, frecuencia y factor de potencia

La tensión, frecuencia y factor de potencia no se sobredimensionan porque deben mantenerse en sus valores nominales para garantizar eficiencia y evitar daños en los equipos. Un voltaje excesivo afecta los aislantes, una frecuencia inadecuada altera el desempeño de los motores y un factor de potencia sobredimensionado puede generar sobretensiones y resonancias.

El sobredimensionamiento en estos parámetros no aporta beneficios y, en muchos casos, puede ser perjudicial para la estabilidad del sistema eléctrico. (Landi, B., Herrera, & Bravo, 2023)

SELECCIÓN DE EQUIPOS

Es necesario señalar que la selección de los equipos presentada en este estudio se realiza considerando el contexto actual y se basó en una investigación detallada del mercado hasta enero de 2025. Dado que el mercado tecnológico está en constante evolución, es posible que en el futuro surjan equipos con mejores especificaciones, rendimientos superiores o costos más competitivos. Por lo tanto, esta selección refleja las opciones más apropiadas disponibles en el momento del análisis.

1. Selección del Panel solar

Para realizar un dimensionamiento adecuado del sistema fotovoltaico, es esencial considerar la cantidad promedio de horas de sol disponibles en la ubicación específica del proyecto. En el caso de Ambato, Ecuador, la radiación solar presenta una relativa estabilidad durante el año, lo que proporciona condiciones favorables para la generación de energía solar. A continuación, en la Tabla 23, se detallan las horas promedio de sol diarias por mes, información clave que permitirá seleccionar los paneles solares más adecuados y optimizar la eficiencia del sistema propuesto.

Tabla 23. Cantidad promedio de horas de sol al día En Ambato, Ecuador.

Mes	Horas de sol promedio por día
Enero	5,5 horas
Febrero	5,0 horas
Marzo	4,5 horas
Abril	4,5 horas
Mayo	4,5 horas
Junio	4,5 horas
Julio	5,0 horas
Agosto	5,0 horas
Septiembre	5,0 horas
Octubre	5,5 horas
Noviembre	5,5 horas
Diciembre	5,5 horas

Fuente: <https://www.datosmundial.com/america/ecuador/>

Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

Existen diversas especificaciones técnicas que deben ser evaluadas al momento de comparar diferentes modelos de paneles solares, tales como la potencia máxima (P_{max}), el voltaje en circuito abierto (V_{oc}), la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y el voltaje y corriente a potencia máxima (V_{mp} e I_{mp} , respectivamente).

Estos parámetros permiten determinar la capacidad de generación energética del panel, su compatibilidad con el sistema de almacenamiento y conversión de energía, así como su desempeño en diferentes condiciones ambientales. Además, es importante considerar otros factores como la durabilidad, la eficiencia y el costo. En la Tabla 24 realizamos la comparación de varias marcas que fueron reconocidas de mayor eficiencia del 2024 tomando en cuenta disponibilidad en el país y cobertura de garantía.

Las características técnicas, detalles y especificaciones de los paneles solares seleccionados se encuentran detalladas en el Anexo 7, donde se incluyen sus parámetros de rendimiento, eficiencia y dimensiones.

Tabla 24. Comparación de especificaciones técnicas

MARCA – MODELO - CÓDIGO	FUTURASUN FU590MV Nova Duetto	LONGI LR5- 72HTH-585M	REC SOLAR REC Alpha Pure R
Potencia máxima (Pmax/W)	470	437	430
Voltaje en circuito abierto (Voc/V)	49.74	49.16	48.88
Corriente de cortocircuito (Isc/A)	13.36	11.52	11.42
Voltaje a potencia máxima (Vmp/V)	42.50	40.34	40.07
Corriente a potencia máxima (Imp/A)	12.15	10.84	10.73
Eficiencia	22,6%	22.5%	22,3%
Costo	236\$	170\$	160\$

Fuente: www.sfe-solar.com/noticias/articulos/los-paneles-solares-mas-eficientes-del-mercado/
Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

Cálculo de cantidad de paneles

Para la construcción de la planta solar se proponen módulos de paneles solares marca Longi, Hi-Mo x6 – 585 W, bajo el parámetro de 468w como potencia máxima de salida de los módulos en entornos reales por su mejor relación de costo-eficiencia.

La energía generada por el sistema se calcula mediante la Ec2:

$$E_{gen} = N_{paneles} \times P_{panel} \times H_{sol} \times 30P = V \times I \quad [Ec. 2]$$

Ecuación 2. Energía generada

donde:

- N paneles = número de paneles necesarios

- P panel = potencia efectiva del panel (468W = 0.468 kW)
- H sol = horas de sol al día (4.5 h)
- 30 = días del mes

Queremos cubrir la demanda mensual mediante la Ec3:

$$N_{\text{paneles}} \times 0.468 \times 4.5 \times 30 = 429.30 \text{ kWh}$$

Resolviendo para N paneles:

$$N_{\text{paneles}} = \frac{E_{\text{gen}}}{P_{\text{panel}} \times H_{\text{sol}} \times 30} \quad [\text{Ec. 3}]$$


Ecuación 3. Número de paneles

$$N_{\text{paneles}} = \frac{429.30}{(0.468 \times 4.5 \times 30)},$$

$$N_{\text{paneles}} = \frac{429.30}{63.18} = 6.7.$$

El cálculo previo demuestra que con 6.7 paneles de 585 W operando al 80% de eficiencia y con 4.5 horas de sol diarias en promedio, se puede generar la energía suficiente para abastecer el consumo mensual de las oficinas administrativas del campus. Por lo cual, vamos a realizar un cálculo genérico en la Tabla 25 utilizando una planta solar con 6 paneles de estas características. Posterior a esto, se debe tomar en cuenta la irradiancia solar del lugar con datos atmosféricos del punto geográfico a en donde estará ubicado el sistema para el análisis final.

Tabla 25. Análisis genérico de producción y consumo energético del sistema fotovoltaico con 6 paneles Longi Hi-Mox6-585w

	Hi-Mo x6 - 585w		 UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA		Facultad: Ingenierías	
Dimensiones [mm]	2382x1134				carrera: Ingeniería industrial	
Cant	6				Campus: Tecnológico	
Potencia (en laboratorio)	585				Responsable: Pérez Marco	
Potencia mínima (en entorno real 0.8 de e)	437					
Potencia teorica instalada (100%) [W]	3510					
Potencia estimada instalada [W]	2622					
Potencia necesaria al mes (100%) [Wh]	417000					
Tiempo en horas que se cubre la potencia	152.56					
Curvas de Produccion						
Hora	factor de reducción por hora	Potencia generada por panel (W)	Potencia generada por planta (KWh)	Factor de estimo de uso de luz	Potencia estimada consumida (kWh)	
06:00:00 a. m.	0.10	43.7	0.2622	0	0.000	
07:00:00 a. m.	0.32	139.84	0.83904	0	0.000	
08:00:00 a. m.	0.38	166.06	0.99636	0.1	1.390	
09:00:00 a. m.	0.45	196.65	1.1799	0.1	1.390	
10:00:00 a. m.	0.72	314.64	1.88784	0.1	1.390	
11:00:00 a. m.	0.72	314.64	1.88784	0.1	1.390	
12:00:00 p. m.	0.72	314.64	1.88784	0.1	1.390	
01:00:00 p. m.	0.56	244.72	1.46832	0.1	1.390	
02:00:00 p. m.	0.74	323.38	1.94028	0.1	1.390	
03:00:00 p. m.	0.65	284.05	1.7043	0.1	1.390	
04:00:00 p. m.	0.25	109.25	0.6555	0.1	1.390	
05:00:00 p. m.	0.21	91.77	0.55062	0.1	1.390	
06:00:00 p. m.	0.00	0	0	0	0.000	
07:00:00 p. m.	0.00	0	0	0	0.000	
08:00:00 p. m.	0.00	0	0	0	0.000	
09:00:00 p. m.	0.00	0	0	0	0.000	
10:00:00 p. m.	0.00	0	0	0	0.000	
11:00:00 p. m.	0.00	0	0	0	0.000	
12:00:00 a. m.	0.00	0	0	0	0.000	
01:00:00 a. m.	0.00	0	0	0	0.000	
02:00:00 a. m.	0.00	0	0	0	0.000	
03:00:00 a. m.	0.00	0	0	0	0.000	
04:00:00 a. m.	0.00	0	0	0	0.000	
05:00:00 a. m.	0.07	30.59	0.18354	0	0.000	
		Potencia generada 1 dia [kw]	15.444			
		Potencia generada 1 mes (30) [kw]	440.142			
		Potencia generado al año [kW]	5281.704			
		Potencia consumida 1 mes [kw]	417.000			
		Potencia faltante	-23.142			
		Porcentaje de potencia ahorrada (%)	105.550			

Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

El análisis de producción horaria refleja la variabilidad de la energía generada según la irradiancia solar, garantizando un suministro estable. Asimismo, los cálculos de generación y consumo mensual y anual demuestran que la producción energética supera la demanda de las oficinas administrativas del campus, con un excedente aproximado de 23.142 kWh mensuales, alcanzando una autosuficiencia del 107.35%.

Por ello, se mantiene en el estudio la instalación de seis paneles solares, dado que el sistema fotovoltaico no solo satisface el consumo requerido, sino que también genera un pequeño excedente. Esta energía adicional podría aprovecharse para almacenamiento en baterías o inyección a la red eléctrica si existe un esquema de compensación.

Panel Seleccionado:



Figura 34. Módulos de paneles solares marca Longi Hi-Mox6-585w
Fuente: <https://www.sllsco.com>, 2024.

2. Selección de Inversor

Para este sistema se ha considerado utilizar un inversor fotovoltaico con tecnología MPPT (Maximum Power Point Tracker), que permite extraer la máxima potencia posible de los

paneles solares. Hasta la fecha actual, esta tecnología representa el estándar más eficiente y avanzado disponible en el mercado.

El MPPT es una tecnología moderna que ajusta el voltaje y la corriente de los paneles solares para obtener la mayor cantidad de energía posible en todo momento. Esto se logra buscando un equilibrio entre la intensidad de la corriente y el voltaje.

Los inversores solares con MPPT pueden ser más eficientes y permitir ahorrar dinero a largo plazo.

Funcionamiento:

El MPPT (Maximum Power Point Tracker) recibe la corriente continua (CC) generada por el módulo fotovoltaico. Primero, transforma esta corriente en corriente alterna (CA) y luego la convierte de nuevo a corriente continua, pero con un voltaje y corriente optimizados. Este proceso permite ajustar los parámetros eléctricos para maximizar la eficiencia y garantizar la compatibilidad entre el módulo fotovoltaico y la batería.

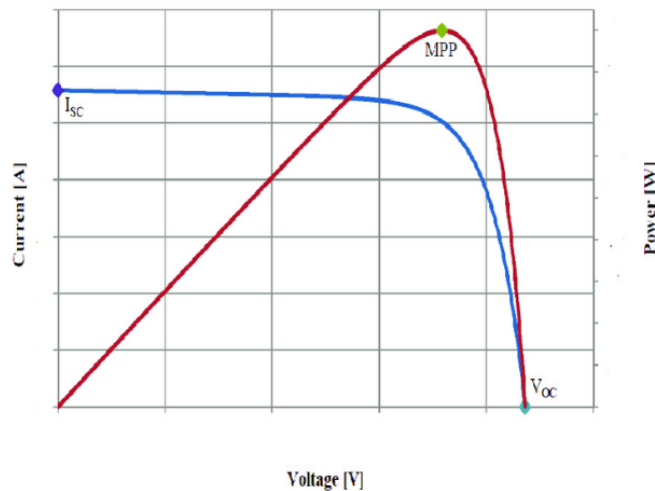


Figura 35. Punto de Máxima Potencia (MPP)

Fuente: <https://www.researchgate.net/>, 2024.

Ventajas

La tecnología MPPT proporciona múltiples ventajas para optimizar el rendimiento del sistema fotovoltaico. Permite una mayor captación de energía al ajustar continuamente el voltaje y la corriente, operando siempre en el punto de máxima potencia (MPP) del panel

solar, lo que resulta en hasta un 30% más de energía aprovechable en comparación con controladores convencionales PWM. Además, ofrece una excelente adaptabilidad a condiciones climáticas variables, manteniendo un desempeño óptimo ante fluctuaciones de irradiancia y temperatura. Esta tecnología también presenta una alta compatibilidad con paneles de diferentes voltajes y tecnologías, brindando flexibilidad en el diseño del sistema. Finalmente, optimiza la carga de baterías mediante la regulación precisa del voltaje (Figura 35).

A continuación, se realiza una comparación técnica entre dos inversores de la marca SigEnergy. Tras comparar diversas marcas de sistemas fotovoltaicos, Sigenergy destaca como una opción relevante debido a su reconocimiento internacional, al haber recibido el "2024 Responsible Brand Award" en el 14° Festival de Filantropía y la Conferencia Anual de Influencia ESG 2024. (Sigenergy, 2024). Este premio respalda su enfoque en sostenibilidad e innovación tecnológica. Además, su cumplimiento con normativas internacionales tales como IEC 62109, UL 1741 e IEEE 1547. Y su disponibilidad en el mercado ecuatoriano que actualmente cuentan con productos de mayor comercialización en el país esto refuerzan su viabilidad frente a otras alternativas evaluadas.

Estos estándares garantizan la compatibilidad con la regulación ecuatoriana vigente para instalaciones fotovoltaicas (ARCONEL 010/2024), asegurando que la integración del inversor al sistema eléctrico del campus tecnológico se realice de manera segura, eficiente y conforme a los requerimientos técnicos establecidos.

Tabla 26. Comparación inversor 4.8 kW frente a los datos dimensionados

Dato analizado	Suministro de inversor	Demanda en el Bloque 1 del campus	Factor de Sobredimensionamiento [%]
Máxima entrada de potencia fotovoltaica [w]	9600	4680	205%
Cadenas PV instalables	4	1	400%
Potencia de salida AC [kw]	4.8	4.3	112%
Corriente máxima de salida por línea	20	19.25	104%
Picos de potencia máximos alcanzables	8.64	4.3	201%

Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

Tabla 27. Comparación inversor 7.6 kW frente a los datos dimensionados

Dato analizado	Suministro de inversor	Demanda en el Bloque 1 del campus	Factor de Sobredimensionamiento [%]
Máxima entrada de potencia fotovoltaica [w]	15360	4680	328%
Cadenas PV instalables	4	1	400%
Potencia de salida AC [kw]	7.68	4.3	179%
Corriente máxima de salida por línea	32	19.25	166%
Picos de potencia máximos alcanzables	14.4	4.3	335%

Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

El sistema de inversor seleccionado para el suministro energético del Bloque 1 del campus se basa en los siguientes detalles evidenciados en las Tablas 26 y 27:

Compatibilidad con la Red Bifásica

Dado que la red opera en configuración bifásica, es fundamental emplear inversores con salidas en fase dividida (120/240V), lo que garantiza la integración eficiente con la infraestructura eléctrica del campus y permite un uso óptimo de la energía generada.

Capacidad de Sobrecarga para Arranques de Equipos.

El sistema eléctrico del campus presenta cargas inductivas que generan elevados picos de potencia durante su arranque. Para satisfacer esta demanda, se han evaluado inversores con alta capacidad de sobrecarga. Aunque el inversor de 4.8 kW cumple con los requerimientos básicos, ofreciendo una capacidad de pico de 8.64 kW durante 10 segundos, se ha optado por el inversor de 7.6 kW. Esta elección permite que el equipo opere normalmente por debajo del 50% de su capacidad nominal, lo que garantiza una mayor estabilidad operativa y reduce significativamente el estrés térmico, extendiendo así la vida útil del inversor y aumentando la confiabilidad del sistema.

Tras analizar la capacidad de generación del sistema y compararla con la demanda energética de la instalación, se concluye que el Sigen Hybrid Inverter de 7.6 kW (Figura 36), resulta adecuado para este proyecto, brindando un margen de seguridad para la operación eficiente del sistema las especificaciones de este equipo se encuentran ampliadas en el Anexo 8.



Figura 36. Inversor SigEnergy 8 kWh
Fuente: <https://www.springers.com>, 2024

3. Selección de Batería

En los sistemas fotovoltaicos, las baterías son componentes esenciales para asegurar un suministro continuo y confiable de energía, especialmente en aquellos sistemas que requieren autonomía energética durante períodos sin generación solar. Por esta razón, es fundamental seleccionar modelos de baterías adecuados y analizar su comportamiento bajo condiciones operativas reales. Las baterías permiten almacenar la energía generada en exceso durante las horas de sol y proporcionarla en momentos de alta demanda o cuando la producción solar sea insuficiente, garantizando así la continuidad y estabilidad del suministro eléctrico.

Para elegir la batería adecuada, es necesario evaluar varios parámetros, como la capacidad de almacenamiento en kWh, la potencia de descarga, la profundidad de descarga (DoD) y la compatibilidad con el inversor seleccionado. Además, es fundamental considerar el número de ciclos de vida útil y la eficiencia de carga y descarga, asegurando una solución confiable y de larga duración. (Guasch Murillo, 2003)

A continuación, en la Tabla 28 se realiza un análisis comparativo entre dos opciones de baterías que tienen un 100% de compatibilidad con el inversor de la marca SigEnergy, con el objetivo de identificar la alternativa más adecuada para complementar el sistema fotovoltaico seleccionado. Las baterías evaluadas corresponden a la línea SigenStor, en sus versiones de 5 kW y 8 kW, las cuales presentan diferencias en términos de capacidad de almacenamiento, potencia de descarga y autonomía. Esta comparación permitirá determinar cuál de ellas ofrece un mejor desempeño en función de las necesidades energéticas del sistema.

En temas de capacidad de descarga energética, los picos de corriente mayores los encontramos en horas del día como lo observamos en la Figura 37.

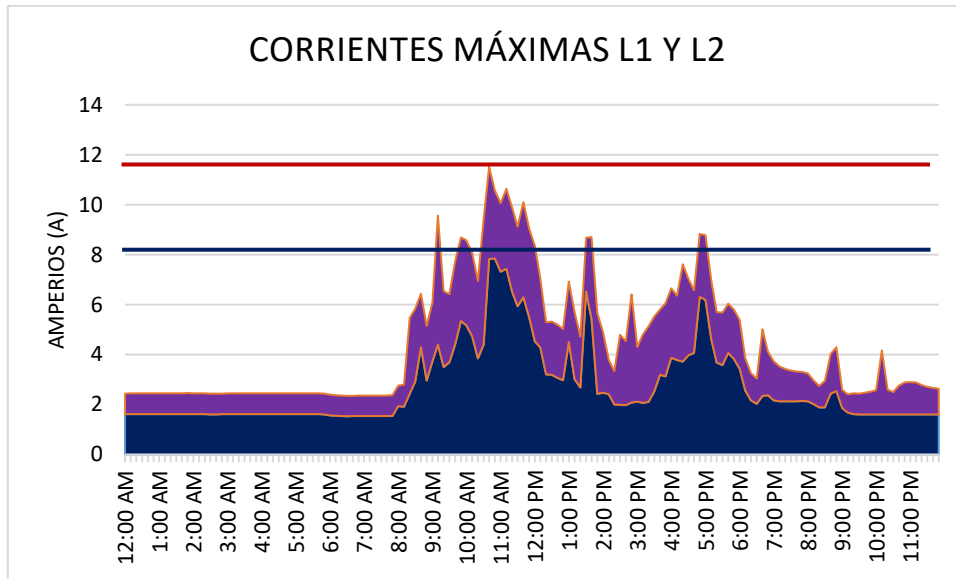


Figura 37. Picos de corriente en L1 y L2
Fuente: Pérez, Marco 2024

Tabla 28. Comparación baterías SigEnergy 5 kW y 8 kW frente a los datos dimensionados

Dato analizado	Suministro de Batería 5 kW	Suministro de Batería 8 kW	Unidad de medida	Demanda del sistema
Capacidad energética utilizable	5.2	7.8	kWh (Kilovatio-hora)	
Capacidad máxima de descarga	2.5	4	kW (Kilovatio)	4.3
Capacidad pico de descarga (10 segundos máximo)	3.75	6	kW (Kilovatio)	4.3
Horas estimadas de autonomía	1.25 - 3.5	2 - 8.5	h (horas)	

Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

Dado que el consumo de energía durante las horas nocturnas es menor, se opta por la batería de 8 kW (Figura38), ya que ofrece una mayor capacidad de almacenamiento y mejor desempeño en comparación con la batería de 5 kW, la cual resulta insuficiente para cubrir la demanda.

Si bien la batería de 8 kW proporciona 4 kW de potencia máxima de descarga, esta cifra se encuentra ligeramente por debajo del requerimiento de 4.3 kW. No obstante, su capacidad de descarga pico de hasta 6 kW le permite manejar picos de demanda sin comprometer su rendimiento.

Para garantizar un suministro energético óptimo en casos de cortes prolongados, se podría considerar la instalación de una segunda batería de 8 kW, lo que permitiría alcanzar una capacidad de descarga de 8 a 10 kW y extender la autonomía del sistema, dependiendo de la carga instalada, sus especificaciones técnicas se encuentran adjuntas en el Anexo 9.

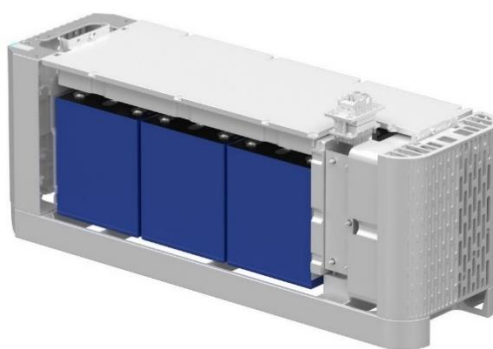


Figura 38. Batería SiggenStore 8 kW
Fuente: www.acsolarwarehouse.com, 2024

4. Selección de caja de transferencia (Gateway)

La caja de transferencia es un componente que permite al inversor operar en modo autónomo cuando se produce un fallo en la red eléctrica. Su función principal es desconectar la instalación de la red, asegurando que la energía almacenada en la batería sea utilizada para alimentar la planta sin riesgo de retorno a la red. (Mencía Aguado, 2022)

Para garantizar la correcta integración del sistema fotovoltaico con la red eléctrica y optimizar la gestión de energía, es fundamental seleccionar un gateway adecuado que permita una comunicación eficiente entre los distintos componentes del sistema antes seleccionados. En esta comparación de la Tabla 29 se analizan tres modelos de gateways de marcas reconocidas en el mercado ecuatoriano, evaluando sus características técnicas clave, como tipo de conexión a la red, capacidad de corriente nominal, compatibilidad con inversores y resistencia a la intemperie. La elección del dispositivo más adecuado dependerá de su capacidad para cumplir con los requisitos específicos del sistema diseñado, asegurando un control eficiente del flujo de energía y una mayor estabilidad operativa.

Tabla 29. Especificaciones Técnicas y Compatibilidad del Sigen Energy Gateway HomeMax SP

Característica	Fronius KNX	KACO 6.0 NH3	Sigen Energy Gateway HomeMax SP
Tipo de conexión a la red	Monofásica (no cumple)	Bifásica (cumple)	Bifásico (Cumple)
Corriente nominal de CA	125 A (No cumple)	90 A (No cumple)	100 A (Cumple)
Frecuencia nominal de CA	50/60 Hz (Cumple)	50/60 Hz (Cumple)	50/60 Hz (Cumple)
Puertos de conexión 2 inversores	Cumple	No cumple	Cumple
Puertos de conexión (Generador o carga controlable)	N/A	N/A	N/A
Puertos de conexión (Comunicación)	No cumple	Cumple	Cumple
Resistencia la intemperie	IP54	IP54	IP54
Métodos de comunicación	N/A	N/A	N/A

Fuente: <https://www.powerland.co.uk> , 2024

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

Tras evaluar algunas opciones para la gestión y distribución de energía en el sistema fotovoltaico, se selecciona el Sigen Energy Gateway HomeMax SP como la una alternativa adecuada. Este equipo destaca por su alta capacidad de conexión, asegurando una integración eficiente con los inversores y otros dispositivos del sistema planteado.

Uno de los factores clave en su selección es su capacidad nominal de corriente de hasta 100 A en sistemas monofásicos, cumpliendo con la normativa ARCONEL-010/2024. Esta característica, combinada con su potencia de hasta 50 kW, garantiza un desempeño confiable. Además, su tiempo de conmutación inmediato, permite una transición instantánea y sin interrupciones entre la red eléctrica y la batería, como podemos observar sus especificaciones técnicas en el Anexo 10, asegurando la continuidad operativa del sistema frente a fallos en la distribución de energía por parte de la empresa eléctrica o fluctuaciones en el suministro.

El diseño optimizado del Sigen Energy Gateway HomeMax SP (Figura 39) también ha sido un criterio clave en su selección. Su protección IP54 lo hace resistente al polvo y salpicaduras de agua, mientras que su sistema de enfriamiento por convección natural contribuye a la disipación térmica eficiente sin necesidad de ventiladores mecánicos, reduciendo el mantenimiento y aumentando la confiabilidad del equipo en condiciones ambientales adversas.



Figura 39. Sigen Gateway HomeMax
Fuente: www.fcsolar.com.au, 2024

Para garantizar el óptimo funcionamiento, seguridad y eficiencia del sistema fotovoltaico, así como su correcta integración con la infraestructura eléctrica del proyecto, se selecciona cuidadosamente equipos y materiales certificados que cumplen con los estándares internacionales de calidad y las normativas aplicables al diseño, instalación y operación de sistemas solares.

La selección de estos componentes se basa en un análisis técnico detallado, considerando su capacidad de generación, gestión de energía, compatibilidad con la red eléctrica y durabilidad a largo plazo. Además, se verifica que cada elemento cumpla con los requerimientos de seguridad eléctrica, protección contra fallos, resistencia ambiental y eficiencia operativa, asegurando un sistema confiable, escalable y adaptable a futuras expansiones.

A continuación, se presenta la Tabla 30 con los equipos seleccionados, los cuales garantizan una solución energética robusta, optimizada y alineada con las mejores prácticas en energías renovables.

Tabla 30. Equipos seleccionados

CATEGORÍA	MODELO	CANTIDAD
Paneles solares	Longi LR5-72HTH-585M 72 celdas	6 paneles
Inversor	Hybrid 7.6kW SP	1 unidad
Batería	SigenStore 8kW	1 unidad
Gateway	Gateway HomeMax SP	1 unidad

Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

Para la implementación del sistema fotovoltaico, se selecciona equipos que cumplen con los estándares internacionales de seguridad, eficiencia y durabilidad. Los paneles solares Longi Hi-Mo X6 de 585 W cumplen con la IEC 61215 y IEC 61730, garantizando su rendimiento y seguridad en operación. El inversor híbrido SigEnergy SigenStor 5 kW

está certificado bajo la IEC 62109, asegurando su protección contra fallos eléctricos y su correcta integración con la red conforme a la IEC 61727 e IEEE 1547.

Componentes y materiales adicionales

Los sistemas de cableado y protecciones cumplen con la IEC 62930 y UL 4703, asegurando resistencia a condiciones ambientales adversas y minimizando pérdidas eléctricas en la transmisión de corriente continua (DC) (Anexo 12-13). Para la conexión entre los diferentes componentes del sistema, se sugieren conectores DC certificados bajo la UL 6703:2017, IEC 62852 y IEC TR 63225, garantizando conexiones seguras y confiables, reduciendo riesgos de sobrecalentamiento y fallos eléctricos en las interconexiones del sistema.

Asimismo, las estructuras de montaje cumplen con la UL 2703, asegurando estabilidad mecánica y protección contra corrosión, mientras que la puesta a tierra sigue los lineamientos de la UL 467, garantizando seguridad eléctrica en todo el sistema (Anexo11).

En conjunto, todos los componentes utilizados cumplen con la normativa vigente para instalaciones fotovoltaicas, asegurando una operación segura, eficiente y confiable a lo largo de su vida útil y se detallan en la Tabla 31.

Tabla 31. Material complementario

MATERIAL	CANTIDAD	IMAGEN REFERENCIA
CABLE NEXANS (Cu-Sn) H1Z2Z2K 1x6mm ² (10AWG) 1.5Kv (DC) Negro	50	
Mriel - 6.2m Aluminio	5	
Eclamp - 35mm	5	
Mclamp - 35mm	10	
Soporte para Loza - sujeción a Mrail	10	
Breaker AC bipolar 63A, Schneider	1	
Breaker DC inversor DC 63A, GE	1	
Breaker AC bipolar 50A, Schneider	1	
Centro de carga plástico de 8p	1	
Cable concéntrico, 3x8 AWG	2m	
Cable concéntrico, 3x6 AWG	30m	

Elaborado por: Pérez, Marco (2024)

Nota. Es importante mencionar que el sistema de puesta a tierra del circuito eléctrico del campus fue evaluado, se encuentra en óptimas condiciones y cumple la normativa, por lo que se aprovechará como respaldo para el sistema fotovoltaico, evitando costos adicionales en su implementación.

El costo total de los equipos y materiales adicionales requeridos está detallado en la proforma incluida en el Anexo. Nos da un valor de \$9,261.58 USD. Adicionalmente, el costo de los servicios de instalación asciende a \$1,422.06 USD, lo que incluye la implementación, conexión y puesta en marcha del sistema fotovoltaico, cumpliendo con los estándares de seguridad y eficiencia establecidos en la normativa IEC 60364 para instalaciones eléctricas de baja tensión y IEC 62446 para requisitos de instalación, inspección y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos.

Por lo tanto, el valor total general del proyecto es de \$10,683.64 USD a la fecha del estudio, garantizando una instalación profesional bajo las normativas para la seguridad de los módulos fotovoltaicos, y para la seguridad de los demás componentes y cables eléctricos tanto de corriente alterna como continua en el circuito, asegurando la correcta operación y durabilidad del sistema.

SIMULACIÓN

Introducción al software PvSyst

El software PvSyst es un software especializado en el diseño, simulación y análisis de sistemas fotovoltaicos. Es ampliamente utilizado por ingenieros y profesionales del sector solar para evaluar la producción energética, la eficiencia y la viabilidad técnica y económica de proyectos solares, desde sistemas pequeños hasta grandes plantas fotovoltaicas. (Vasquez Diaz, 2020)

Principales características de PvSyst:

- Permite modelar sistemas fotovoltaicos conectados a la red o aislados, considerando sombras, orientación, inclinación y pérdidas del sistema.
- Incluye una gran variedad de módulos solares, inversores y datos meteorológicos de diferentes ubicaciones.

- Identifica pérdidas energéticas en cada etapa del sistema, desde la captación solar hasta la conversión en energía utilizable.
- Facilita la selección del número de paneles, tipo de inversor y configuración óptima del sistema.
- Calcula la rentabilidad y el retorno de inversión del proyecto con base en costos de instalación, mantenimiento y producción de energía.
- Proporciona informes detallados sobre la simulación, con gráficos y datos técnicos para la toma de decisiones.

Antes de proceder con la simulación en el software PvSyst, es fundamental analizar los datos obtenidos del diagnóstico energético y del dimensionamiento del sistema fotovoltaico. La simulación permitirá evaluar el desempeño del sistema en condiciones reales, considerando variables como la irradiancia solar, la eficiencia de los paneles y las pérdidas asociadas a la conversión y distribución de la energía.

Configuración de simulación

A través de este proceso, se verificará si el sistema diseñado es capaz de cubrir la demanda energética de las oficinas administrativas del campus tecnológico de la Universidad Tecnológica Indoamérica, asegurando un suministro estable y eficiente. Además, el análisis proporcionará información clave para realizar ajustes en la configuración del sistema, optimizando su rendimiento.

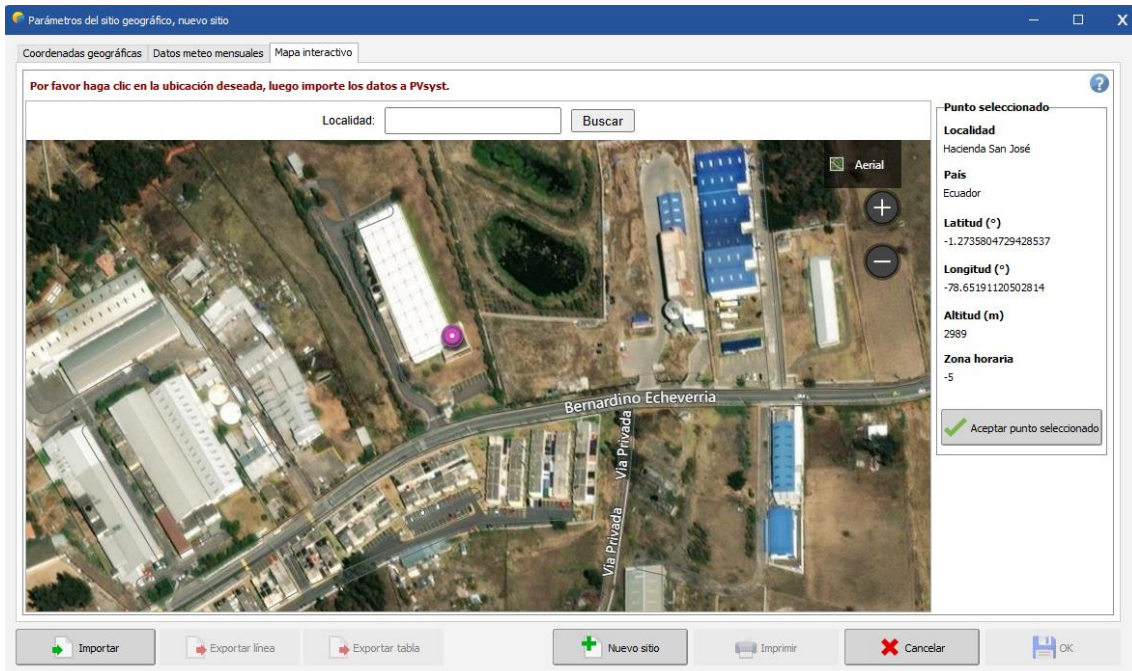


Figura 40. Selección del punto geográfico donde se realiza la simulación
Fuente: Pérez, Marco (2024).

Se selecciona el punto geográfico dentro del software PvSyst como se muestra en la Figura 40 para llevar a cabo la simulación del sistema fotovoltaico. Para ello, se utiliza el mapa interactivo, donde se busca y marca la ubicación exacta del proyecto, asegurando que las coordenadas ingresadas correspondieran con el emplazamiento real de la instalación.

Posteriormente, se verifica los datos proporcionados por el software, incluyendo la latitud, longitud, altitud y zona horaria, ya que estos parámetros influyen directamente en la radiación solar disponible y en el rendimiento del sistema. Una vez confirmada la información, se procede a aceptar el punto seleccionado, permitiendo la importación de los datos al programa para continuar con el proceso de simulación y análisis del comportamiento del sistema fotovoltaico.

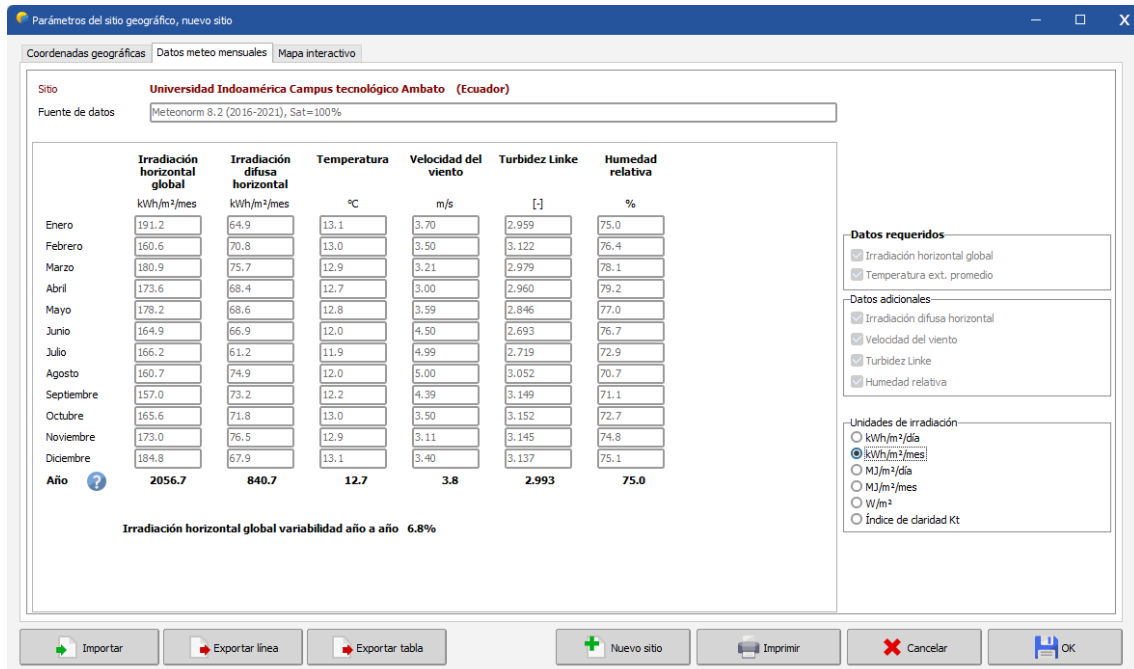


Figura 41. Importación de datos meteorológicos

Fuente: Pérez, Marco (2024).

En esta etapa del proceso dentro del software PvSys, se realiza la importación de los datos meteorológicos correspondientes a la ubicación seleccionada. Se utilizaron registros de la base de datos Meteonorm 8.2, los cuales proporcionan información climatológica detallada para el periodo 2016-2021 con un nivel de certeza del 100%. Adicionalmente, se obtiene y visualiza parámetros clave como la irradiación horizontal global y difusa, la temperatura promedio mensual, la velocidad del viento, el índice de turbidez Linke y la humedad relativa (Figura 41). Estos datos son fundamentales para evaluar el potencial solar del sitio y calcular con precisión la generación de energía del sistema fotovoltaico.

Además, se verifica las unidades de irradiación y se selecciona los datos adicionales relevantes para el análisis. Finalmente, una vez revisada la información, se procede a aceptar la importación de los datos para continuar con la configuración y simulación del sistema fotovoltaico.

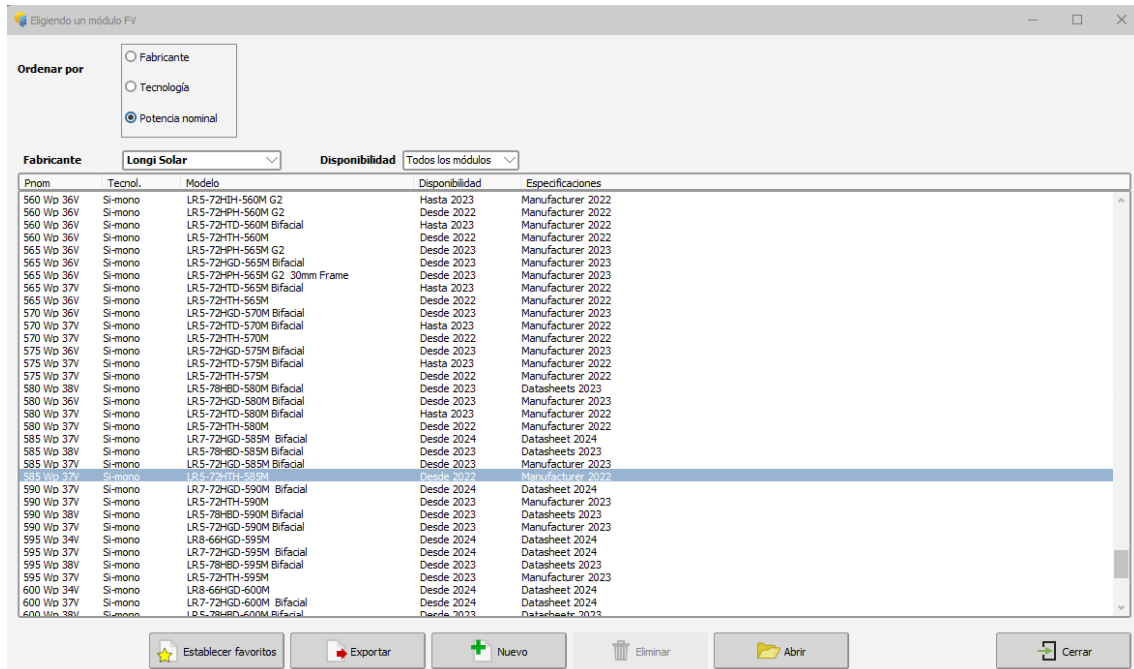


Figura 42. Selección del módulo fotovoltaico LR5-72HTH-585M

Fuente: Pérez, Marco (2024).

En esta etapa del proceso como se observa en la Figura 42 dentro de PvSys, se realiza la selección del módulo fotovoltaico que será utilizado en la simulación del sistema. Para ello, se utiliza el filtro de potencia nominal, lo que permite organizar los módulos disponibles según su capacidad de generación. Posteriormente, se elige el módulo LR5-72HTH-585M, el cual tiene una potencia de 585 W y tecnología Si-mono (silicio monocristalino), que corresponde a las características del panel seleccionado en el punto 1 de la etapa de selección de equipos. Además, se verifica su disponibilidad en la base de datos del software.

Una vez seleccionado el módulo adecuado, se procede a abrirlo y cargar sus especificaciones en el programa para integrarlo en el diseño del sistema fotovoltaico. Este paso es crucial, ya que el desempeño del sistema dependerá de las características técnicas del módulo elegido.

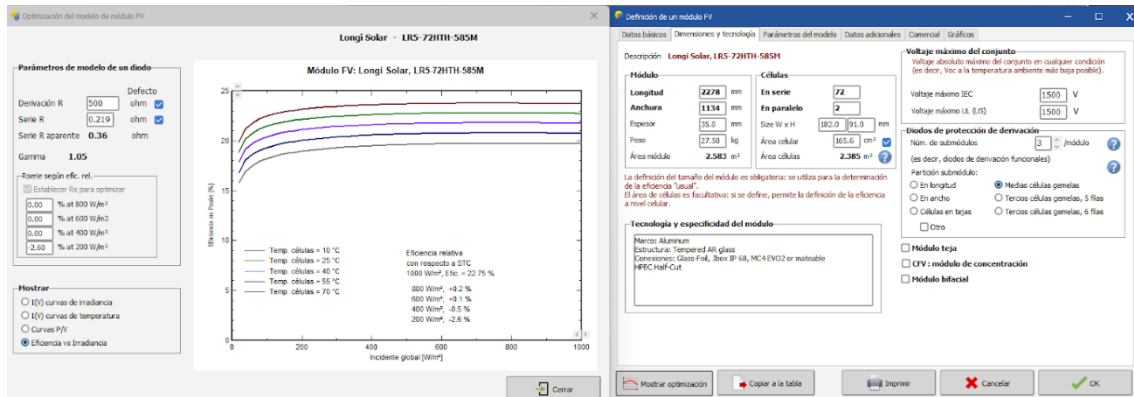


Figura 43. Curvas de eficiencia según la temperatura
Fuente: Pérez, Marco (2024).

En esta fase del proceso dentro de PvSyst, se realiza la optimización del modelo del módulo fotovoltaico LR5-72HTH-585M, analizando su eficiencia en función de la temperatura y la irradiancia. Se generaron curvas características que permiten visualizar el comportamiento del panel bajo diferentes condiciones ambientales.

En la Figura 43 a la izquierda, se muestran los parámetros del modelo de un diodo, incluyendo la resistencia en serie y derivación, los cuales influyen en la eficiencia global del panel. Se establecieron valores de referencia para la eficiencia relativa según la irradiancia, observando cómo varía el desempeño del módulo conforme disminuye la radiación solar.

En parte central, se presentan las curvas de eficiencia vs irradiancia para distintas temperaturas de las células fotovoltaicas, desde 10°C hasta 70°C. Se puede notar que a mayor temperatura, la eficiencia del módulo disminuye, lo que confirma la influencia del calentamiento en la pérdida de rendimiento del sistema.

En el panel derecho, se verifica las dimensiones, tecnología y especificaciones del módulo, incluyendo el número de células, el tipo de conexiones y el voltaje máximo del conjunto. Además, se configuraron los diodos de protección de derivación, fundamentales para evitar pérdidas de potencia en condiciones de sombreado parcial.

Finalmente, tras analizar las curvas y parámetros, se procede a guardar la configuración para integrarla en la simulación del sistema fotovoltaico, asegurando que los cálculos reflejen con precisión el comportamiento real del módulo seleccionado.

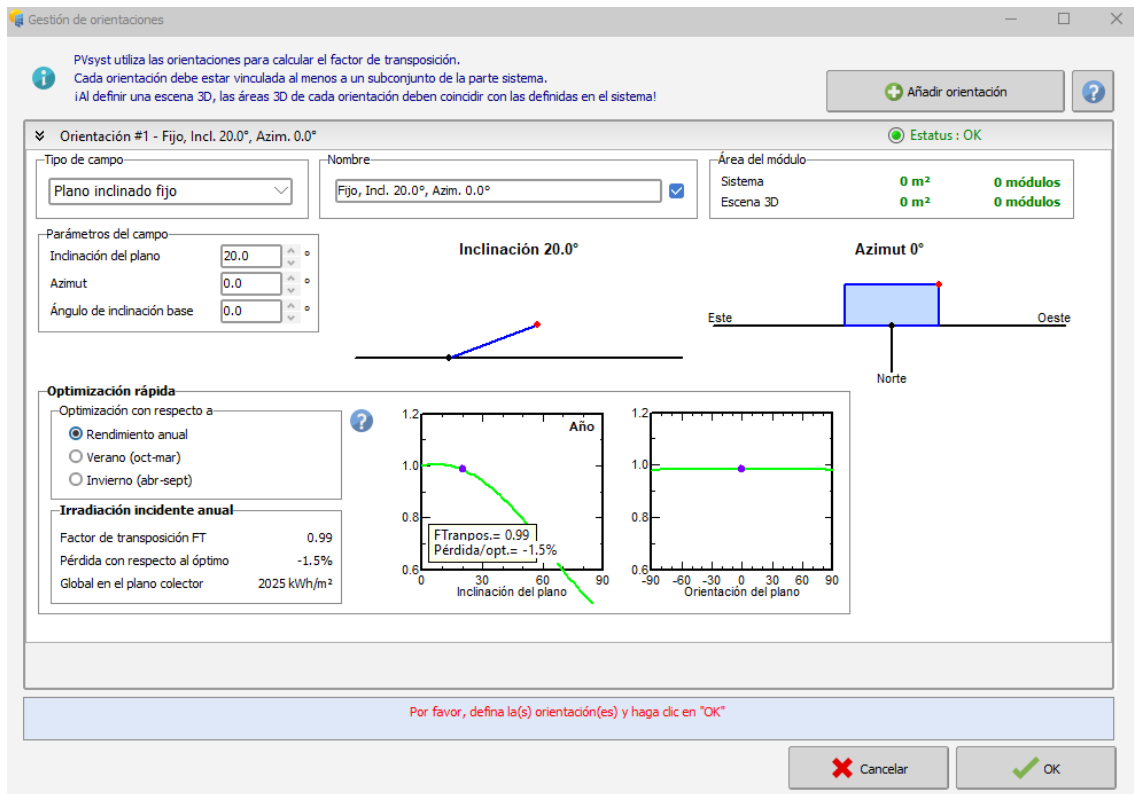


Figura 44. definición de la orientación

Fuente: Pérez, Marco (2024).

En esta etapa del proceso dentro de PvSyst, se define la orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos para optimizar su rendimiento energético. Se selecciona un plano inclinado fijo, configurando una inclinación de 20° y un azimut de 0° , lo que significa que los paneles estarán orientados hacia el norte, la dirección óptima en el hemisferio sur (Figura 44).

Aunque la posición óptima teórica de los paneles solares para minimizar pérdidas sería una inclinación de 0° , en la práctica esta configuración facilita la acumulación de impurezas y polvo sobre la superficie de los módulos, reduciendo así su eficiencia. Por ello, los especialistas en instalación de sistemas fotovoltaicos recomiendan una inclinación de aproximadamente 20° , ya que esta disposición ayuda a prevenir la acumulación de suciedad y facilita la autolimpieza mediante el escurrimiento natural de la lluvia, manteniendo un rendimiento más constante y reduciendo las pérdidas asociadas a la obstrucción de la radiación solar.

En la parte inferior de la Figura 44, se muestran el impacto de la inclinación y orientación en la eficiencia del sistema, permitiendo visualizar cómo varían los valores en función de

estos parámetros. Tras revisar y confirmar que la configuración es adecuada, se procede a guardar la orientación para integrarla en la simulación del sistema fotovoltaico.

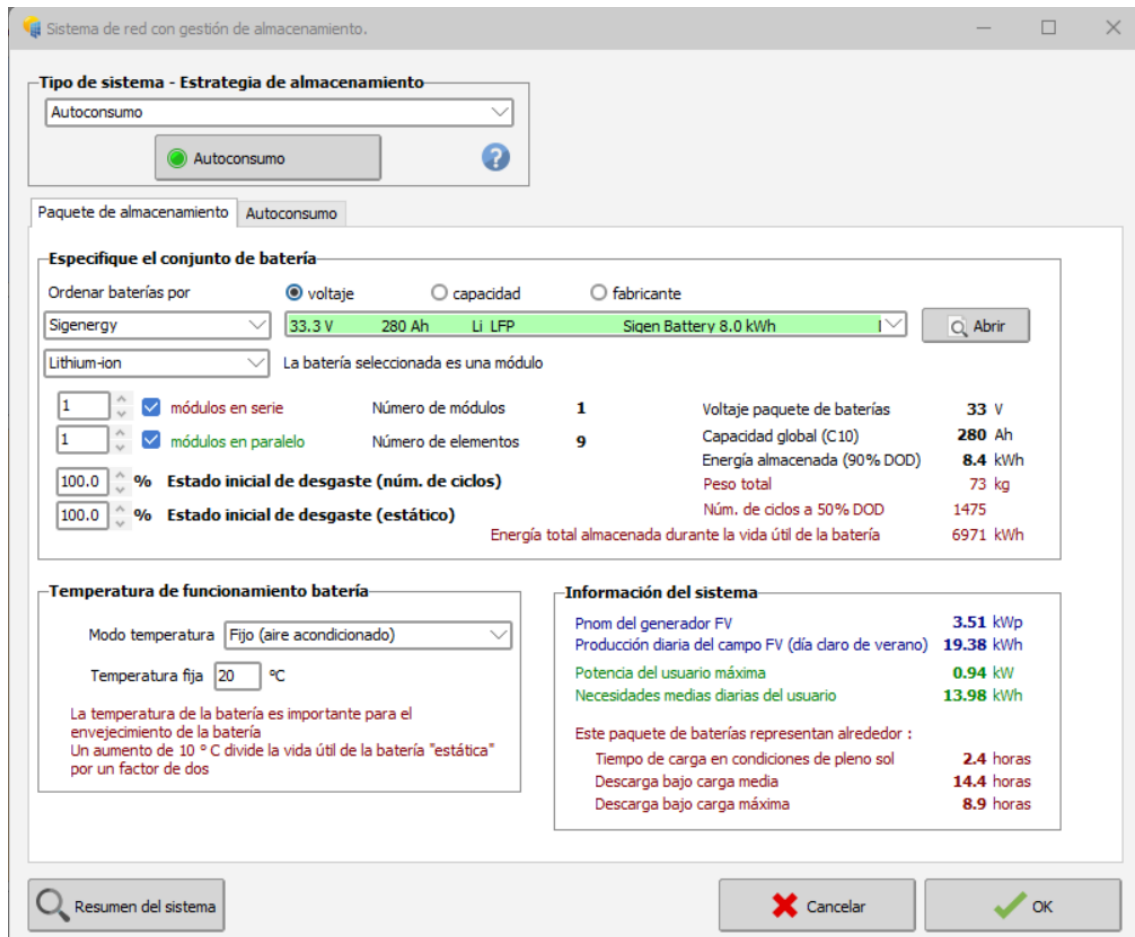


Figura 45. Definición del sistema de almacenamiento de energía.

Fuente: Pérez, Marco (2024).

En esta fase del diseño en PvSyst se configura el sistema de almacenamiento de energía con una estrategia de autoconsumo que optimiza el aprovechamiento de la energía generada por los paneles solares. Se elige una batería SigEnergy Sigen Battery de 8,0 kWh. El paquete de baterías opera a 33 V y cuenta con una capacidad de 280 Ah. Con una configuración de 1 módulo en serie y 9 en paralelo se alcanza una energía almacenada efectiva de 8,4 kWh, considerando un 90 % de profundidad de descarga (DOD). El sistema de almacenamiento pesa 73 kg, presenta una vida útil de 1475 ciclos a un 50 % de DOD y acumula un total de 6971 kWh a lo largo de su funcionamiento (Figura 45).

La batería operará a una temperatura fija de 20°C, utilizando un sistema de climatización. Se destaca que un incremento de 10°C en la temperatura puede reducir la vida útil de la batería a la mitad, lo que resalta la importancia del control térmico en la instalación.

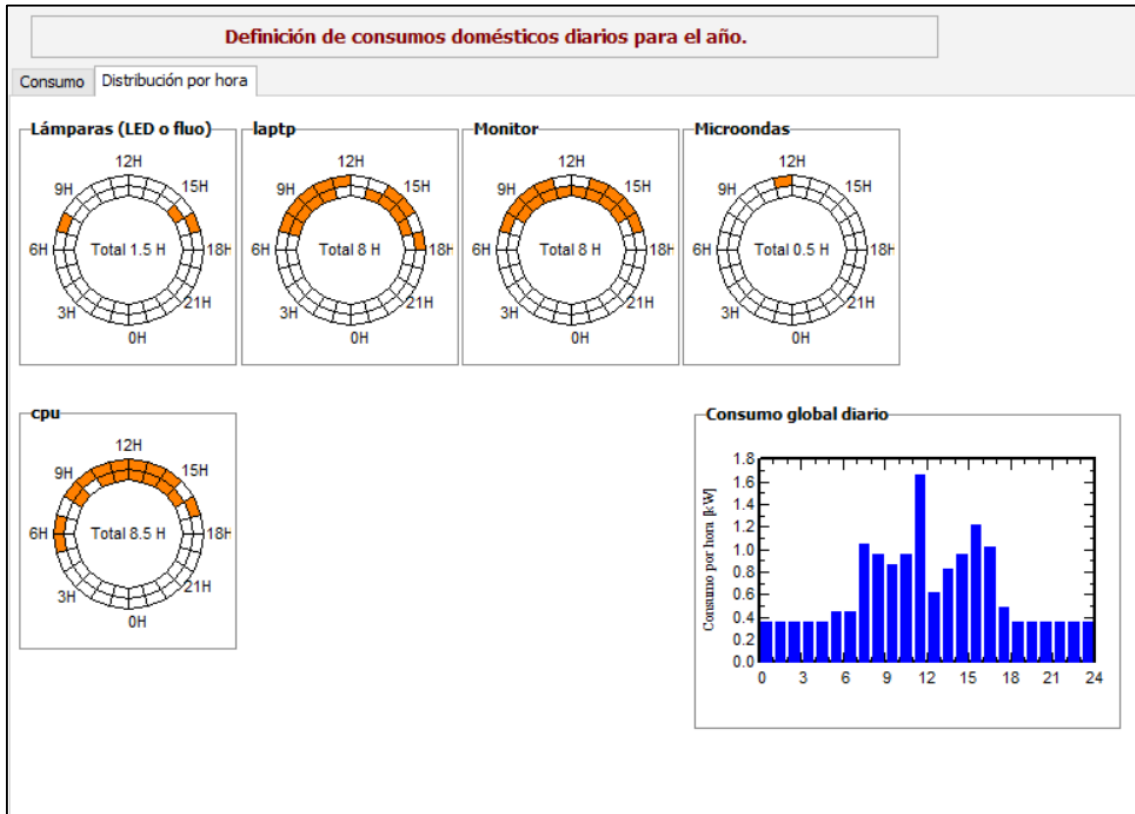


Figura 46. Configuración de Demanda Energética por horas.
Fuente: Pérez, Marco (2024).

En esta etapa que podemos observar en la Figura 46 de la configuración del software, se ingresa el consumo energético de los distintos dispositivos eléctricos, estableciendo sus horarios de funcionamiento y obteniendo un perfil de demanda diario de acuerdo al análisis de demanda energética realizado. Se define equipos como lámparas LED o fluorescentes, laptop, monitor, microondas y CPU, asignando a cada uno un tiempo específico de uso distribuido a lo largo del día tomando en cuenta que existe una carga pasiva que se mantiene conectada las 24h. Para representar esta configuración, se utiliza relojes circulares donde las franjas naranjas indican los momentos en los que cada equipo está encendido, mostrando así un patrón de consumo diario.

En la parte inferior derecha de la Figura 46 se observa un histograma que representa la distribución del consumo energético por hora, evidenciando picos significativos en

ciertos momentos del día, principalmente entre las 9:00 y las 12:00, y nuevamente entre las 15:00 y las 18:00, reflejando el uso intensivo de computadoras, iluminación y otros dispositivos durante el horario laboral. En contraste, se observa una disminución del consumo en horas de la madrugada y por la noche, lo que indica un menor uso de los equipos.

La configuración mostrada permite calcular el consumo total diario y ajustar la capacidad del sistema fotovoltaico en función de la demanda establecida, optimizando la gestión de la energía almacenada en baterías para garantizar que haya suficiente suministro en los horarios de mayor consumo. Además, ayuda a determinar si la generación fotovoltaica es suficiente para cubrir toda la demanda energética o si será necesario recurrir a la red eléctrica en ciertos momentos del día.

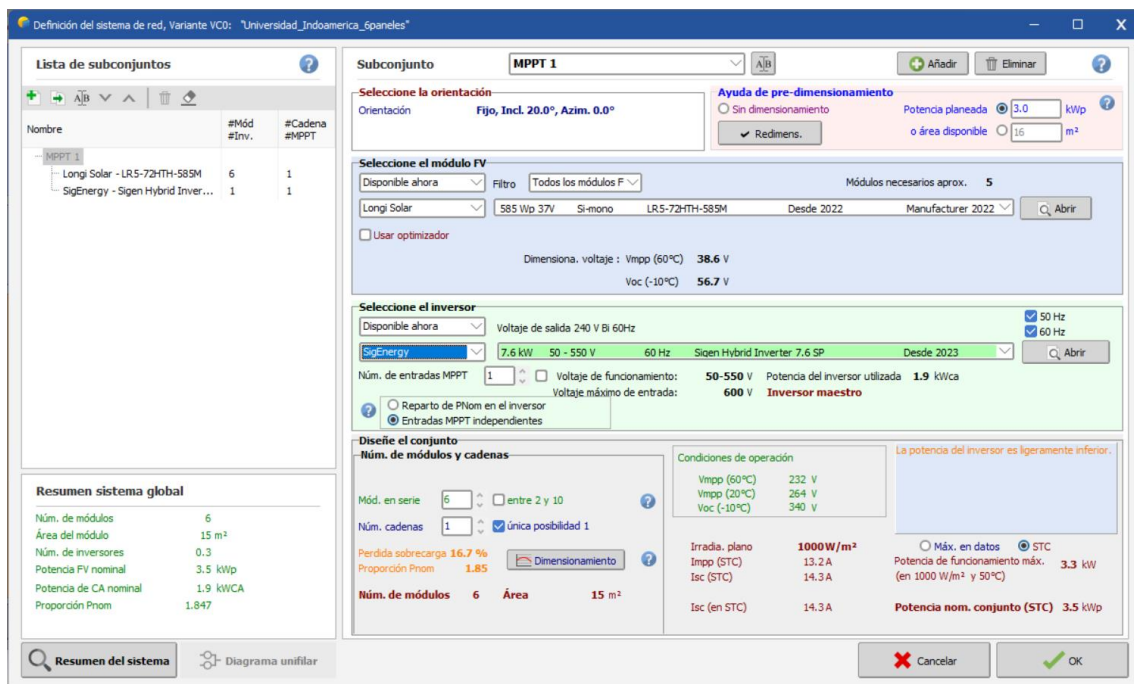


Figura 47. Configuración de características del inversor

Fuente: Pérez, Marco (2024).

En esta etapa del diseño del sistema dentro de PvSyst, se configura el inversor y se evalúa su capacidad en relación con la potencia fotovoltaica instalada.

Se mantuvo la selección de los módulos Longi Solar LR5-72HTH-585M, organizados en una configuración de 6 módulos en serie y 1 cadena, alcanzando una potencia fotovoltaica nominal de 3.5 kWp. Además, se selecciona el inversor SigEnergy SiGen Hybrid Inverter

7.6 SP, con una potencia nominal de 7.6 kWCA, definido en el punto 2 de la etapa de selección de equipos.

El software identifica que la potencia del inversor es superior a la generación fotovoltaica actual, pero se encuentra dentro de los límites operativos adecuados. Esta configuración permite flexibilidad para futuras ampliaciones sin necesidad de reemplazar el inversor. Para optimizar el rendimiento y aprovechar mejor su capacidad, se recomienda considerar la incorporación de más módulos fotovoltaicos (Figura 47).

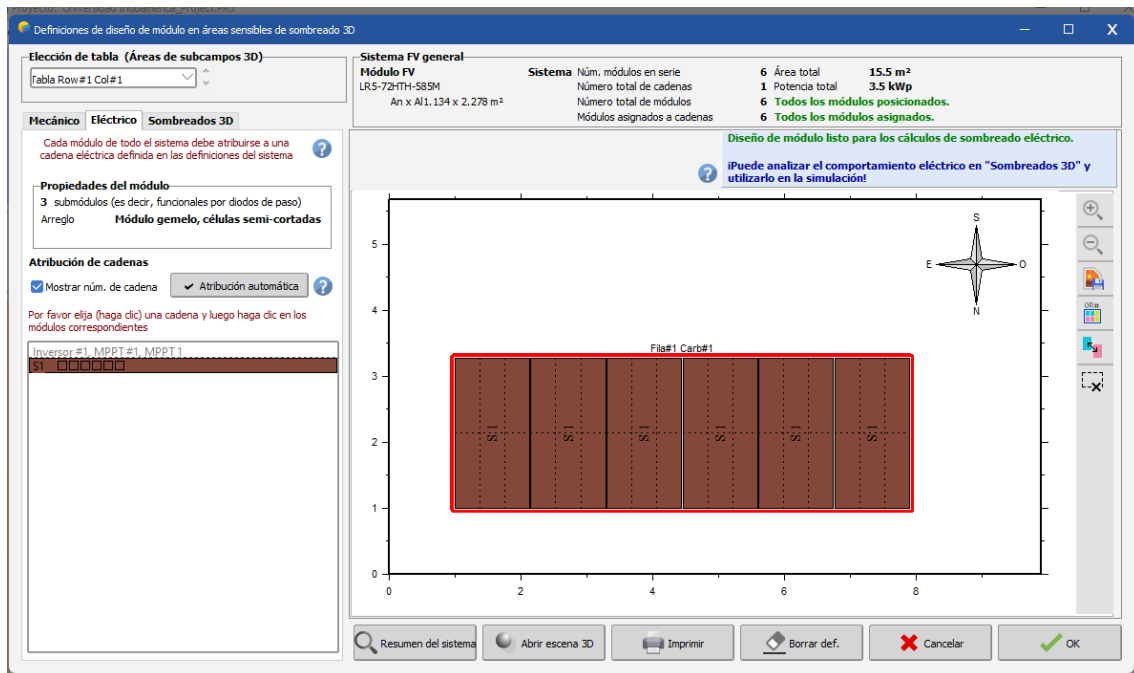


Figura 48. Diseño y orientación de módulos fotovoltaicos.

Fuente: Pérez, Marco (2024).

En la Figura 48 podemos observar la etapa del diseño en PvSyst, se configura la disposición física y eléctrica de los módulos solares LR5-72HTH-585M, cada uno con dimensiones de 1134 mm x 2278 mm, alcanzando una potencia total instalada de 3.5 kWp. Se asignan automáticamente 6 módulos en serie en una única cadena eléctrica conectada al inversor con entrada MPPT. Esta configuración optimiza la distribución de energía y minimiza pérdidas por sombreado. Adicionalmente, se activa el análisis de sombreado eléctrico para evaluar y ajustar el sistema, garantizando así un rendimiento óptimo antes de proceder con la simulación definitiva

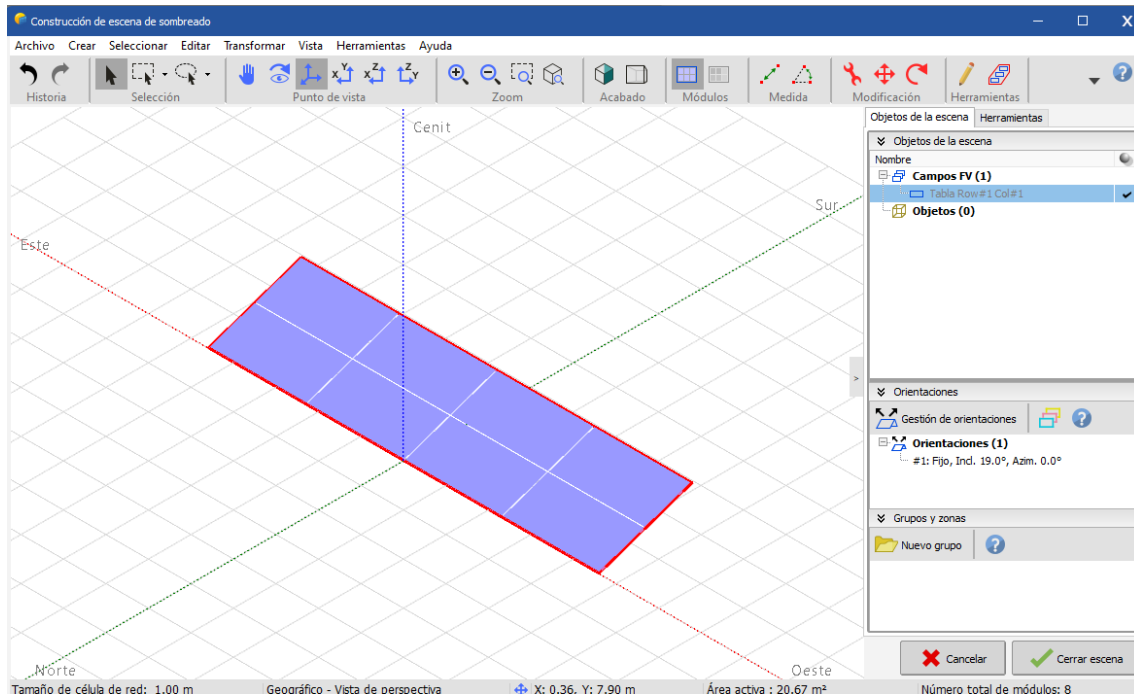


Figura 49. Construcción de la escena para el análisis de sombras en 3D
Fuente: Pérez, Marco (2024).

En esta fase dentro de PvSyst, se construye la escena en 3D para realizar un análisis detallado de sombras, permitiendo evaluar su impacto en el rendimiento del sistema fotovoltaico, aunque no existen cuerpos que obstruyan el paso del sol en la ubicación seleccionada. Se define la disposición de los módulos en el campo fotovoltaico, representados en color azul dentro de un área activa de 20.67 m², manteniendo la orientación e inclinación previamente configuradas en el sistema, con un ángulo de 20.0° y un azimut de 0.0°, lo cual optimiza la captación de radiación solar.

En el panel derecho de la Figura 49 se visualiza la estructura del proyecto, donde se organizan los módulos dentro del grupo Campos FV, sin añadir objetos adicionales que puedan generar sombras, aunque el software permite incorporar obstáculos como edificaciones o árboles para un análisis más completo. Finalmente, tras confirmar la correcta configuración de la escena, se procede al análisis de sombras para identificar posibles pérdidas energéticas en distintos momentos del día y del año.

Parámetros de la configuración

Project summary			
Geographical Site	Situation		Project settings
Universidad Indoamérica Campus tecnológico Ambato	Latitude	-1.27 °S	Albedo
Ecuador	Longitude	-78.65 °W	0.20
	Altitude	2989 m	
	Time zone	UTC-5	
Weather data			
Universidad Indoamérica Campus tecnológico Ambato			
Meteonorm 8.2 (2016-2021), Sat=100% - Sintético			

Figura 50. Ubicación del proyecto

Fuente: Pérez, Marco (2024).

En la Figura 50 podemos observar los parámetros principales de la ubicación del sistema en nuestro caso, está ubicado en la zona ecuatorial y a gran altitud lo que proporciona condiciones favorables para la generación fotovoltaica, con niveles de irradiancia elevados y relativamente constantes a lo largo del año. El uso de datos de Meteonorm 8.2 asegura una modelización climática precisa, y el valor de albedo de 0.20 sugiere un impacto moderado de la radiación reflejada en la producción de energía. (Chisaguano Chicaiza & Hurtado Buni, 2022)

System summary			
Grid-Connected System	Sheds on ground		
Simulation for year no 10			
Orientation #1	Near Shadings		User's needs
Fixed plane	According to strings : Fast (table)		Daily household consumers
Tilt/Azimuth	20 / 0 °	Electrical effect	Constant over the year
		100 %	Average
			15.4 kWh/Day
System information	Inverters		Battery pack
PV Array			Storage strategy: Self-consumption
Nb. of modules	6 units	Nb. of units	1 unit
Pnom total	3510 Wp	Pnom total	1900 W
		Pnom ratio	1.847
			Voltage
			33 V
			Capacity
			280 Ah

Figura 51. Resumen del sistema fotovoltaico

Fuente: Pérez M, 2024

El sistema fotovoltaico está diseñado para autoconsumo con almacenamiento, con una potencia instalada de 3510 Wp y un inversor de 1900 W, lo que implica una sobredimensión del generador fotovoltaico para optimizar el rendimiento. La configuración fija con 20° de inclinación y 0° de azimut es adecuada para maximizar la captación solar en la región. El impacto del sombreado es mínimo (100%), lo que sugiere que cualquier no existe ninguna obstrucción para la producción. La batería de 9.24 kWh permite gestionar el excedente energético y mejorar la autonomía del sistema (Figura 51).

General parameters					
Grid-Connected System		Sheds on ground			
Orientation #1		Sheds configuration		Sizes	
Fixed plane		Nb. of sheds		Sheds spacing	
Tilt/Azimuth		1 Unit		0.00 m	
20 / 0 °		Single table		Collector width	
		Shading limit angle		2.28 m	
		Limit profile angle		Average GCR	
		°		%	
				Top inactive band	
				0.02 m	
				Bottom inactive band	
				0.02 m	
Models used		Horizon		Near Shadings	
Transposition		Free Horizon		According to strings : Fast (table)	
Perez				Electrical effect	
Diffuse				100 %	
Perez, Meteorom					
Circumsolar					
separate					
Storage				User's needs	
Kind				Daily household consumers	
Self-consumption				Constant over the year	
Charging strategy		Discharging strategy		Average	
When excess solar power is available		As soon as power is needed		15.4 kWh/Day	

Figura 52. Parámetros generales del sistema fotovoltaico – Simulación

Fuente: Pérez, Marco (2024).

El sistema fotovoltaico está diseñado con una inclinación de 20° y orientación al norte, asegurando la mayor captación de radiación solar incidente. La simulación considera un 100% de efecto eléctrico del sombreado, lo que implica que cualquier obstrucción reducirá significativamente la producción. La estrategia de almacenamiento está basada en autoconsumo, cargando la batería solo con excedentes solares y descargándola cuando es necesario. Con un consumo diario de 15.4 kWh/día, el sistema busca maximizar la generación y uso de energía renovable (Figura 52).

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	LR5-72HTH-585M	Model	Signen Hybrid Inverter 7.6 SP
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	585 Wp	Unit Nom. Power	7.60 kWac
Number of PV modules	6 units	Number of inverters	1 * MPPT 25% 0.3 unit
Nominal (STC)	3510 Wp	Total power	1.9 kWac
Modules	1 strings x 6 In series	Operating voltage	50-550 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.85
Pmpp	3270 Wp		
U mpp	240 V		
I mpp	14 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	3.51 kWp	Total power	1.9 kWac
Total	6 modules	Nb. of inverters	1 unit
Module area	15.5 m ²		0.8 unused
Cell area	14.4 m ²	Pnom ratio	1.85
Battery Storage			
Battery			
Manufacturer	Generic		
Model	Signen Battery 8.0 kWh		
Battery pack		Battery Pack Characteristics	
Nb. of units	1 Unit	Voltage	33 V
Discharging min. SOC	10.0 %	Nominal Capacity	280 Ah (C10)
Stored energy	8.4 kWh	Temperature	External ambient temperature
Battery input charger			
Model	Generic		
Max. charg. power	4.0 kWdc		
Max./Euro eff.	97.0/95.0 %		
Battery to Grid inverter			
Model	Generic		
Max. disch. power	4.0 kWac		
Max./Euro eff.	97.0/95.0 %		

Figura 53. Características del sistema fotovoltaico – Módulos, inversores y baterías
Fuente: Pérez, Marco (2024).

En la Figura 53 podemos observar las características principales del sistema fotovoltaico en nuestro caso tiene 3.51 kWp de potencia instalada con 6 módulos de 585 Wp, conectados a un inversor híbrido de 7.6 kWac, operando actualmente a 1.9 kWac con capacidad de expansión disponible. La relación DC:AC de 1.85 maximiza el rendimiento en baja irradiancia. La batería Signen 8.0 kWh permite almacenar 8.4 kWh, y tiene una descarga máxima de 4.0 kWac. El sistema está diseñado para autoconsumo con almacenamiento eficiente y alta conversión energética (>95%).

Array losses								
Array Soiling Losses			Thermal Loss factor			DC wiring losses		
Loss Fraction	2.0 %		Module temperature according to irradiance			Global array res.	287 mΩ	
			Uc (const)	20.0 W/m²K		Loss Fraction	1.5 % at STC	
			Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s				
Serie Diode Loss			Module Quality Loss			Module mismatch losses		
Voltage drop	1.0 V		Loss Fraction	-0.8 %		Loss Fraction	2.0 % at MPP	
Loss Fraction	0.4 % at STC							
Module average degradation								
Year no	10							
Loss factor	0.4 %/year							
Imp / Vmp contributions	80% / 20%							
Mismatch due to degradation								
Imp RMS dispersion	0.4 %/year							
Vmp RMS dispersion	0.4 %/year							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

Figura 54. Pérdidas del sistema fotovoltaico – Factores de eficiencia.
Fuente: Pérez, Marco (2024).

El sistema tiene pérdidas principales por suciedad (2.0%), cableado DC (1.5%) y desajuste de módulos (2.0%), además de una degradación anual de 0.4%. La disipación térmica es de 20 W/m²K, sin considerar enfriamiento por viento. La captación solar es óptima hasta 25° de incidencia, pero se reduce significativamente después de 60°, afectando la eficiencia en ciertas horas del día (Figura 54).

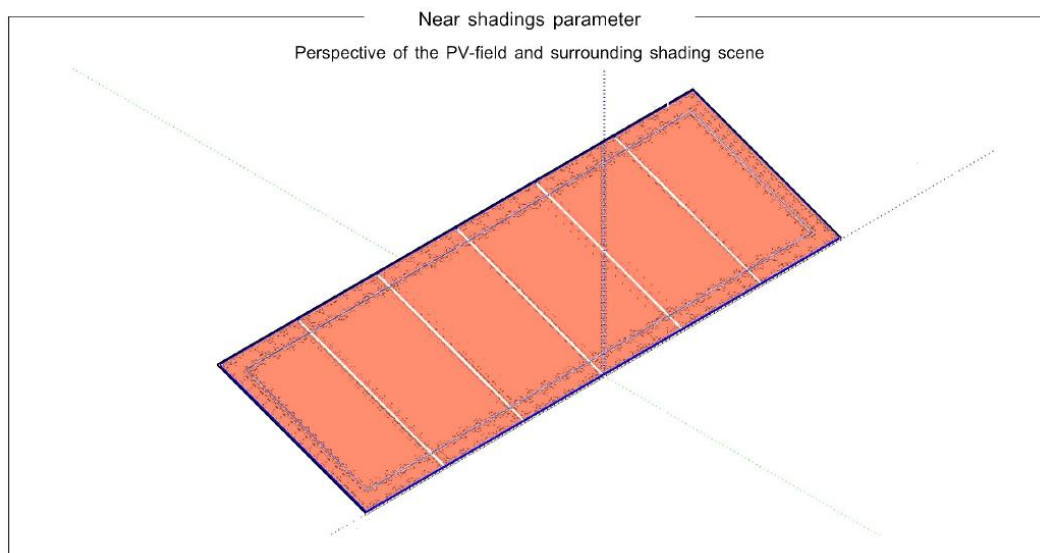


Figura 55. Escena de sombras en 3D Sombras
Fuente: Pérez, Marco (2024).

En la Figura 55 podemos observar que el diseño del campo fotovoltaico está limpio y sin obstrucciones de sombras que afecten su rendimiento.

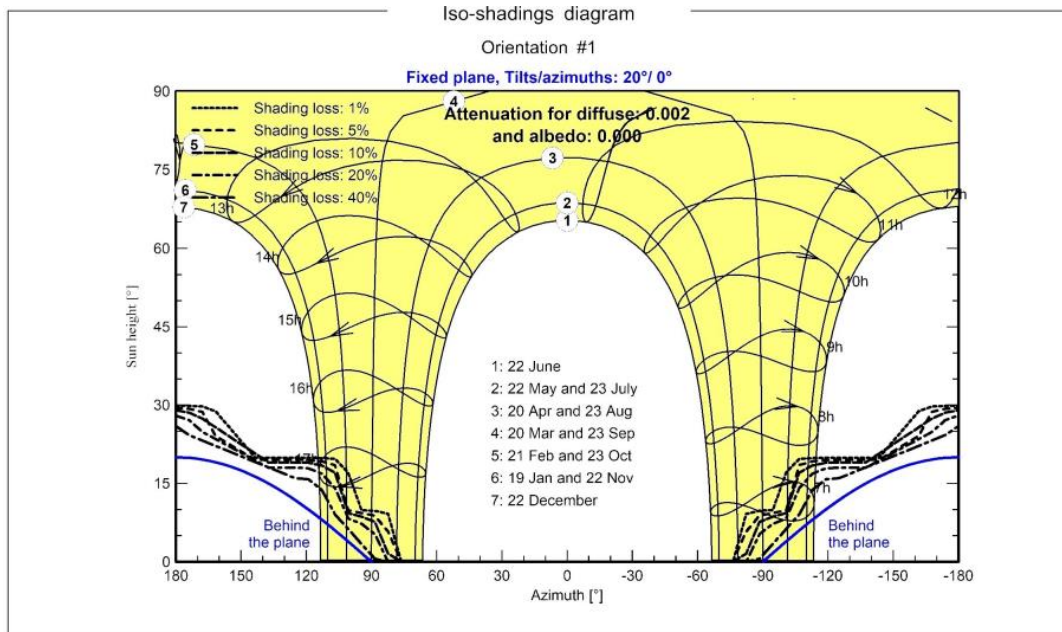


Figura 56. Diagrama de Iso-Sombreados y orientación

Fuente: Pérez, Marco (2024).

La Figura 56 muestra un diagrama de iso-sombreamiento para un sistema fotovoltaico con una inclinación de 20° y un azimut de 0° . Representa la trayectoria solar en distintas fechas del año y el impacto del sombreado en la captación de energía.

Las áreas sombreadas en amarillo indican las horas en las que el panel recibe luz solar sin obstrucciones, mientras que las líneas negras muestran pérdidas de generación por sombra en distintos porcentajes (1%, 5%, 10%, 20% y 40%). También se identifican los momentos en los que el sol está detrás del plano del panel (en azul), lo que indica que no hay captación de energía en esos periodos los cuales son bastante reducidos.

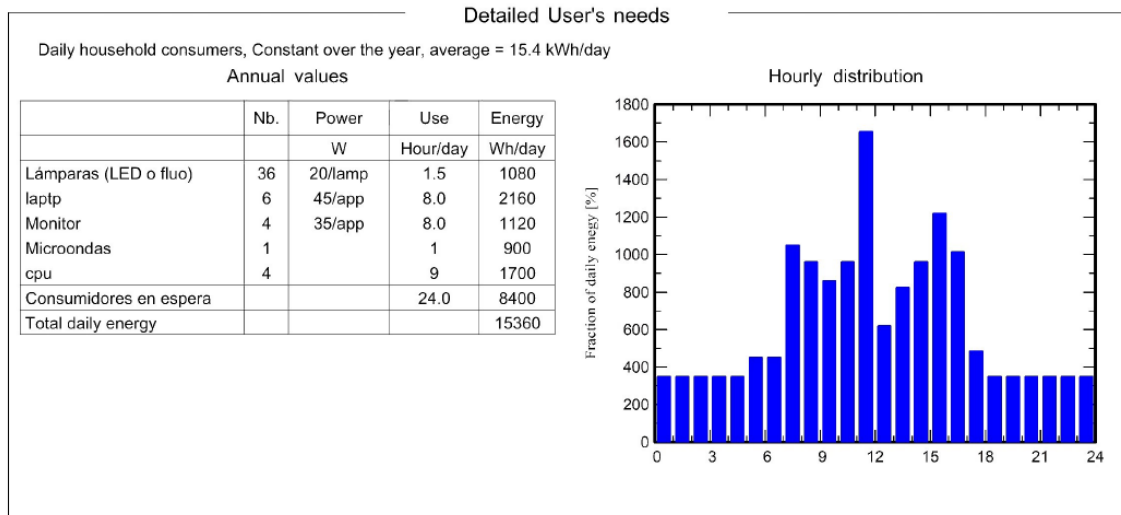


Figura 57. Distribución horaria del consumo
Fuente: Pérez, Marco (2024).

El consumo total estimado de 15.36 kWh/día se encuentra dentro del margen esperado. Se observa un uso intensivo de computadoras y equipos electrónicos, con una alta carga en standby (8.4 kWh/día). Además, la distribución horaria indica que el sistema fotovoltaico debe está dimensionado para suplir la mayor carga al mediodía y en la tarde (Figura 57).

Pico de consumo: Alrededor del mediodía (12:00 h), alcanzando el máximo de demanda energética.

Segundos picos: Entre 9:00 y 15:00, reflejando el uso intensivo de dispositivos electrónicos y electrodomésticos.

Consumo nocturno: Relativamente bajo pero constante, indicando el impacto de las cargas en espera.

RESULTADOS ESPERADOS

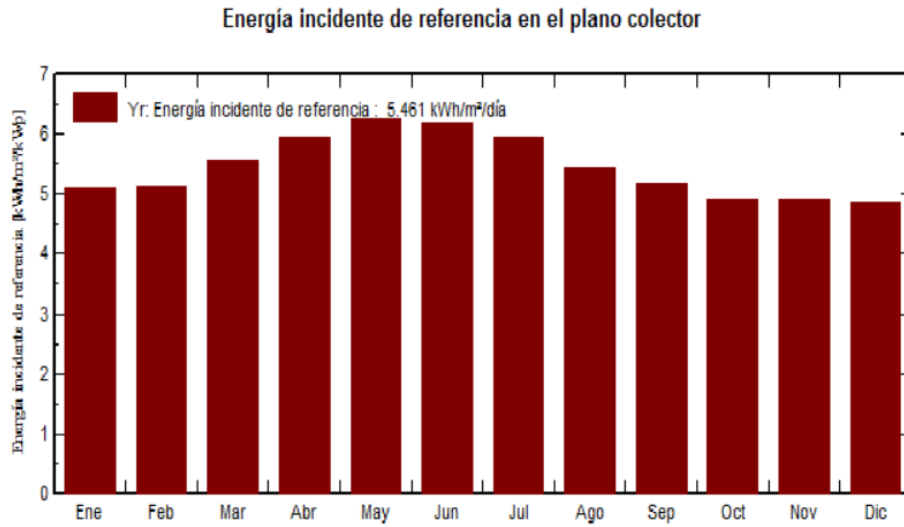


Figura 58. Análisis de la Energía Incidente en el Plano Colector.

Fuente: Pérez, Marco (2024).

El análisis mostrado en la Figura 58 de la energía incidente de referencia en el plano colector muestra un promedio anual de 5.461 kWh/m²/día, evidenciando variaciones a lo largo del año. Los meses de mayo y junio presentan los valores más altos, superando los 6 kWh/m²/día, lo que indica una mayor disponibilidad de radiación solar en este periodo. En contraste, los meses de octubre a diciembre registran la menor irradiancia, con valores cercanos a 4.5 kWh/m²/día, reflejando una reducción en la captación solar. En términos generales, se observa un incremento progresivo desde enero hasta mayo, seguido de una leve disminución en los meses posteriores.

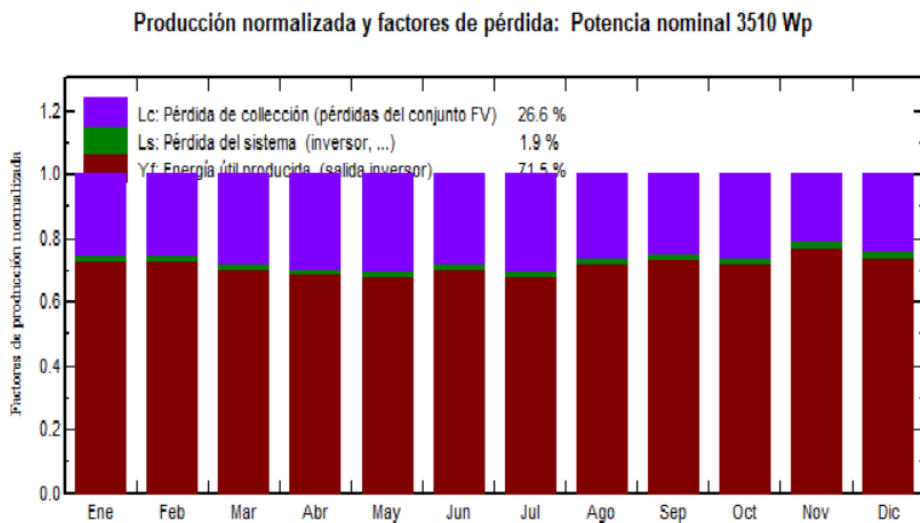


Figura 59. Producción Normalizada y Factores de Pérdida.

Fuente: Pérez, Marco (2024).

En la Figura 59 podemos observar que el sistema convierte 71.5% de la energía captada en energía útil, con 26.6% de pérdidas en los módulos y 1.9% en el inversor y cableado. Se mantiene una producción estable a lo largo del año, pero reducir las pérdidas en los módulos podría mejorar la eficiencia total del sistema.

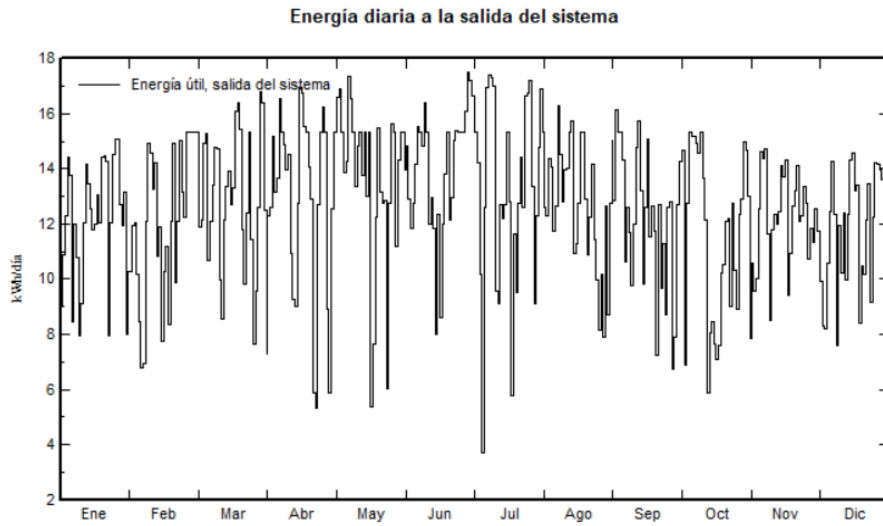


Figura 60. Energía diaria a la salida del sistema
Fuente: Pérez, Marco (2024).

La energía diaria generada varía entre 8 y 16 kWh, con fluctuaciones significativas a lo largo del año. Se observa mayor producción en abril, mayo y julio, y mínimos en algunos días de junio y octubre, posiblemente por condiciones climáticas adversas o sombreados temporales. El sistema mantiene una generación estable, pero las caídas ocasionales indican posibles mejoras en limpieza, orientación o gestión de sombras.

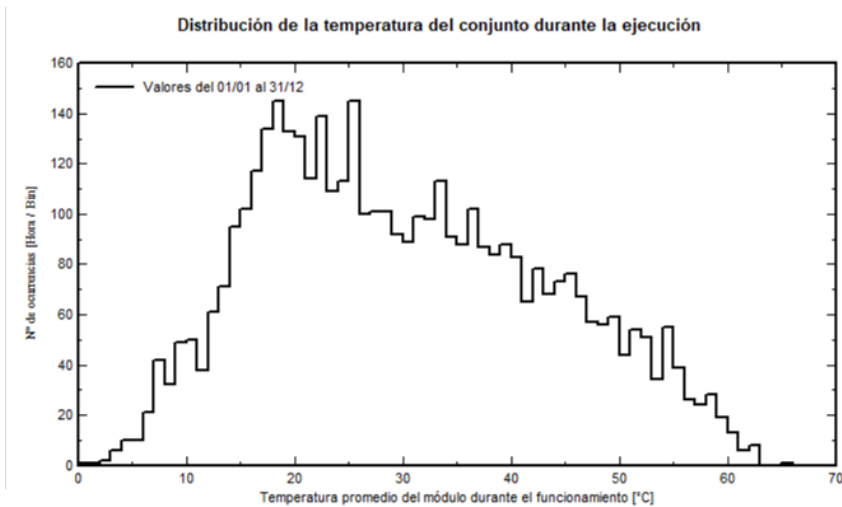


Figura 61. Distribución de la temperatura en el conjunto durante la ejecución.
Fuente: Pérez, Marco (2024).

Se puede observar en la Figura 61 la temperatura de operación de los módulos, que se concentra entre 20°C y 35°C, con picos alrededor de 35-40°C, lo que indica condiciones térmicas generalmente favorables. Sin embargo, se registran valores extremos cercanos a 60°C, lo que podría afectar la eficiencia y acelerar la degradación de los paneles.

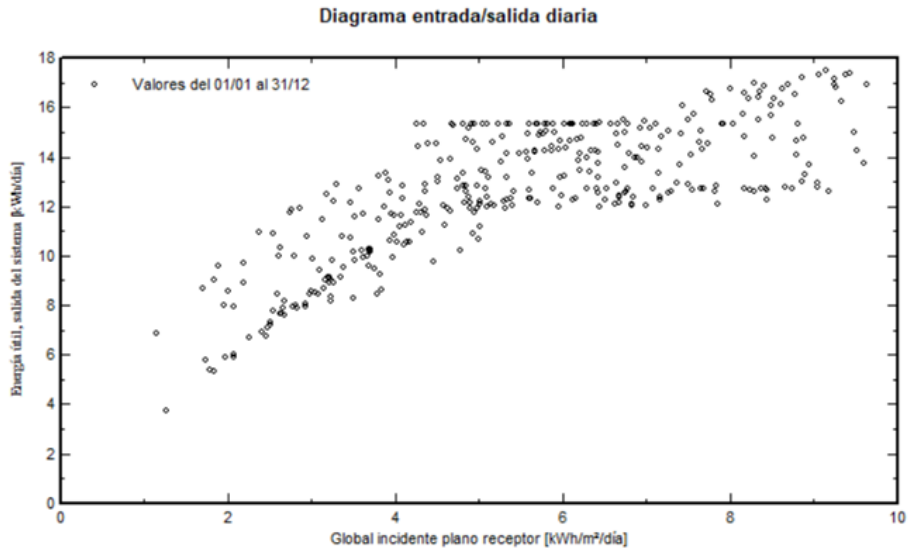


Figura 62. Diagrama de entrada / salida diaria

Fuente: Pérez, Marco (2024).

Existe una relación casi lineal entre la energía incidente en el plano receptor y la energía útil a la salida del sistema, lo que indica un buen desempeño del sistema fotovoltaico. La producción de energía aumenta a medida que la irradiancia crece, alcanzando valores de hasta 16 kWh/día con 8-10 kWh/m²/día de radiación. Sin embargo, la dispersión de datos en valores bajos sugiere posibles pérdidas o variaciones climáticas que afectan la eficiencia en ciertos días (Figura 62).

Tabla 32. Análisis de los Balances Energéticos y Resultados

Universidad_Indoamerica_6paneles
Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	191.2	64.94	13.11	158.3	146.7	517.1	425.6	378.9	89.0	46.76
Febrero	160.6	70.82	13.05	143.6	134.6	472.4	384.4	338.9	81.7	45.50
Marzo	180.9	75.70	12.95	173.0	163.8	571.8	425.6	387.3	135.0	38.34
Abril	173.6	68.37	12.66	178.5	170.0	592.3	411.9	371.5	163.7	40.37
Mayo	178.2	68.60	12.83	194.5	185.9	646.3	425.6	402.8	186.2	22.85
Junio	164.9	66.85	12.02	186.1	178.0	625.6	411.9	393.7	176.2	18.18
Julio	166.2	61.15	11.94	184.7	176.4	615.7	425.6	383.6	178.3	42.07
Agosto	160.7	74.86	11.98	169.0	160.8	565.2	425.6	387.6	123.2	38.04
Septiembre	157.0	73.24	12.24	155.5	147.4	518.5	411.9	370.8	94.0	41.11
Octubre	165.6	71.79	13.02	152.1	143.5	503.1	425.6	361.1	96.7	64.49
Noviembre	173.0	76.46	12.94	147.5	138.0	489.0	411.9	386.6	45.7	25.26
Diciembre	184.8	67.85	13.15	150.3	139.5	493.2	425.6	381.6	56.3	44.05
Año	2056.7	840.65	12.66	1993.2	1884.7	6610.3	5011.4	4544.4	1426.0	467.02

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Fuente: PvSyst

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

El balance energético del sistema fotovoltaico de la Tabla 32 muestra una evaluación mensual de la irradiancia global horizontal (GlobHor), irradiancia difusa (DiffHor), temperatura ambiente (T_Amb), irradiancia global incidente (GlobInc) y eficiencia global (GlobEff), junto con parámetros clave como la energía generada por el arreglo fotovoltaico (EArray), el consumo del usuario (E_User), la energía solar aprovechada (E_Solar), la energía enviada a la red (E_Grid) y la energía extraída de la red (EFrGrid).

A nivel anual, el sistema recibe un total de 2056.7 kWh/m² de irradiancia global y 840.65 kWh/m² de irradiancia difusa, con una temperatura promedio de 12.66 °C. La energía total generada por el campo fotovoltaico fue de 6610.3 kWh, mientras que el consumo del usuario asciende a 5011.4 kWh, evidenciando un ligero déficit cubierto por la red eléctrica. La energía solar aprovechada fue de 4544.4 kWh, y 1426 kWh fueron inyectados a la red, mientras que se requiere una extracción de 467.02 kWh desde la red para cubrir la demanda total del usuario.

Estos resultados reflejan el comportamiento del sistema a lo largo del año, destacando los meses de mayo y junio como los de mayor generación fotovoltaica y eficiencia. En contraste, los meses de diciembre y enero presentan una menor generación.

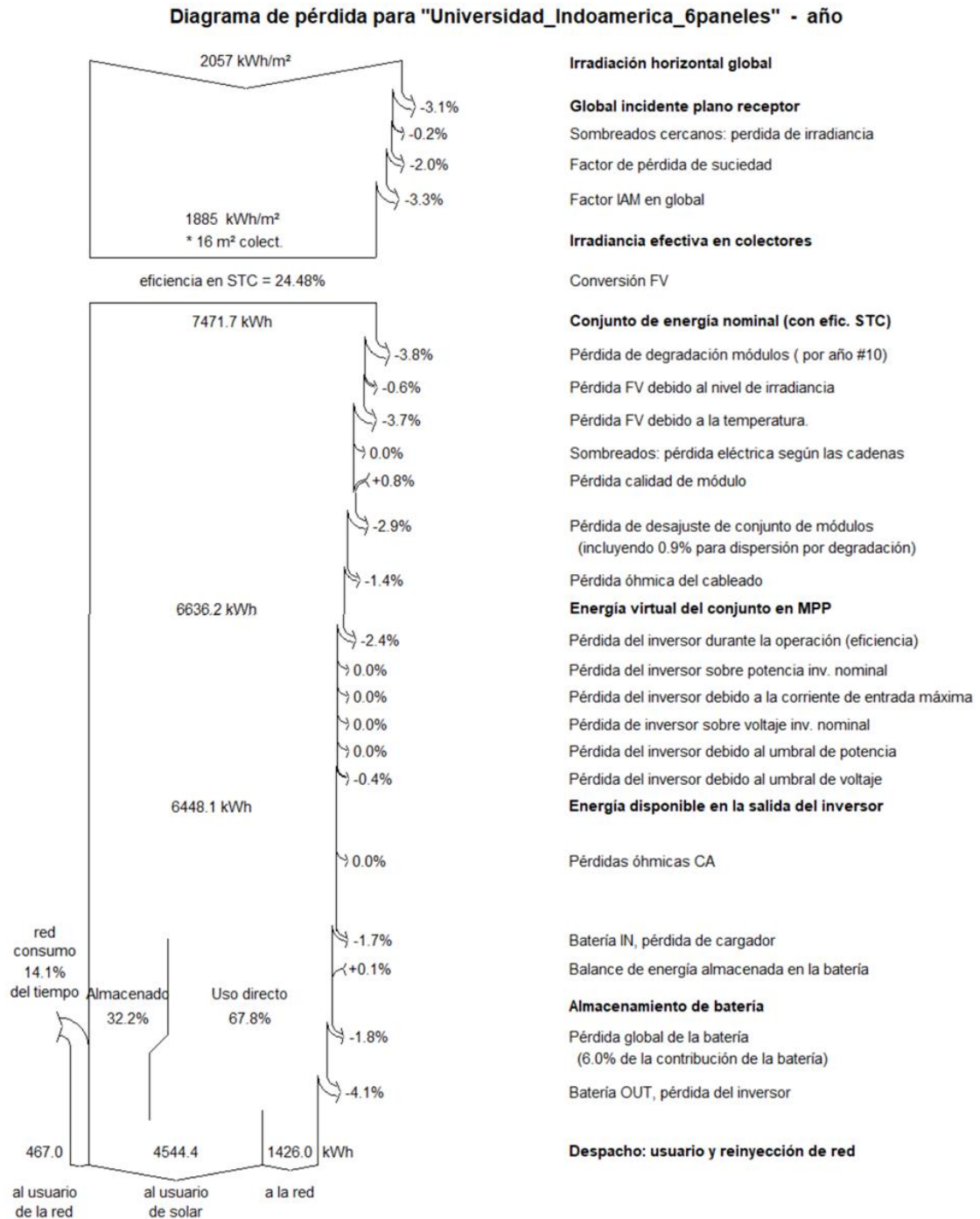


Figura 63. Análisis del Flujo Energético y Pérdidas del Sistema
Fuente: Pérez, Marco (2024).

El diagrama de pérdidas de la Figura 63 muestra que la irradiación horizontal global es de 2057 kWh/m², de los cuales un 8.6% se pierde por sombreados, suciedad y factores ópticos antes de alcanzar los paneles. La eficiencia en STC del sistema es del 24.48%, generando 7471.7 kWh, pero con pérdidas en módulos por degradación, temperatura y calidad de fabricación, reduciendo la energía disponible a 6448.1 kWh. Las pérdidas en el inversor representan un 2.8%, y las pérdidas en el almacenamiento en baterías suman un 1.8%. Del total generado, el 67.8% se usa directamente, el 32.2% se almacena en baterías, y el 14.1% del tiempo se consume energía de la red, mientras que 1426 kWh son inyectados nuevamente a la red.

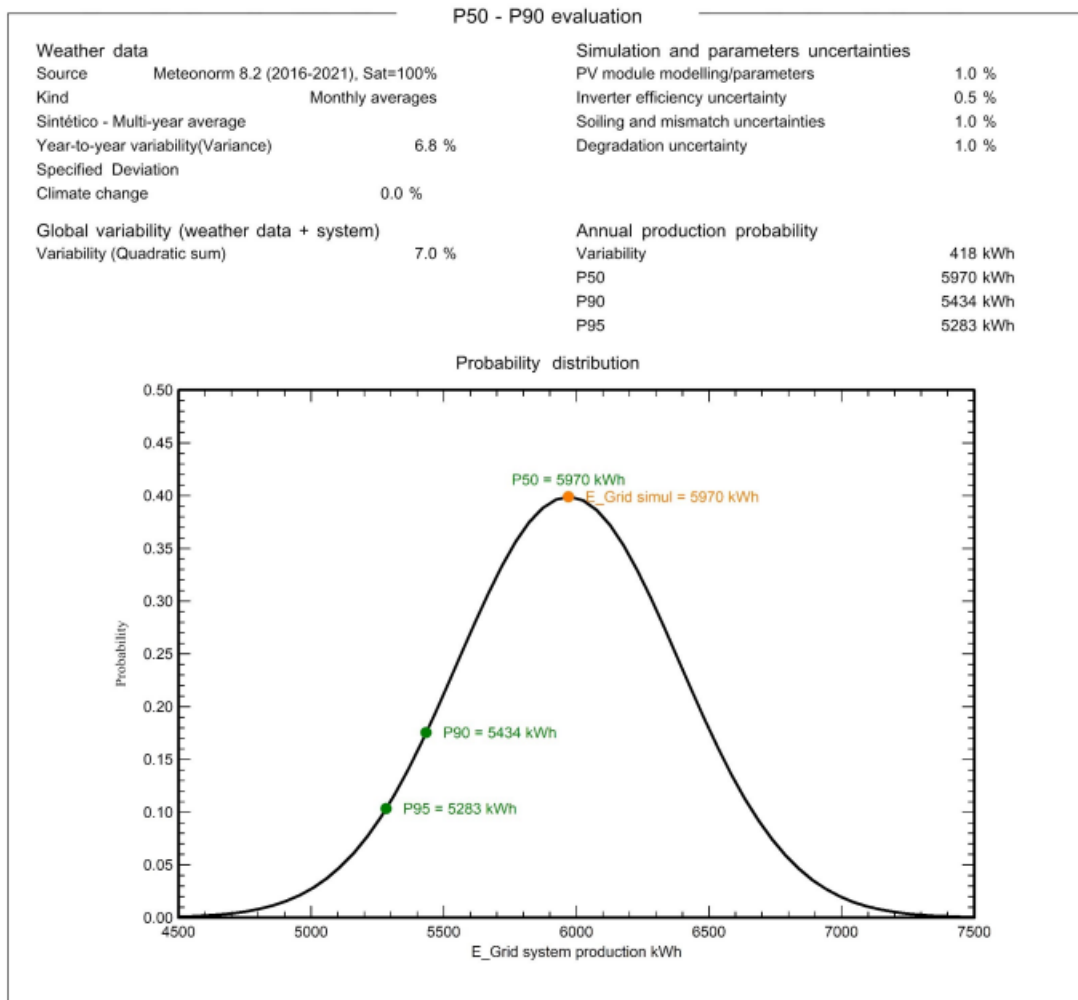


Figura 64. Análisis de la Evaluación P50 - P90

Fuente: Pérez, Marco (2024).

La Figura 64 muestra una evaluación de producción energética P50-P90 para el sistema fotovoltaico, utilizando datos meteorológicos y simulaciones de incertidumbre en los módulos, inversores y degradación del sistema. Se trata de una herramienta de análisis probabilístico usada en la evaluación del rendimiento de sistemas solares fotovoltaicos en el cual podemos observar datos clave como la probabilidad de Producción Anual de Energía (P50, P90, P95)

- P50 (5970 kWh): Significa que hay un 50% de probabilidad de que la producción anual del sistema sea igual o superior a 5970 kWh.
- P90 (5434 kWh): Indica que hay un 90% de probabilidad de que la producción anual sea al menos 5434 kWh.
- P95 (5283 kWh): Muestra que hay un 95% de probabilidad de que el sistema produzca al menos 5283 kWh.

ANÁLISIS ECONÓMICO

Tabla 33. Análisis de los Costos de Instalación del Sistema Fotovoltaico

Installation costs

Item	Quantity units	Cost USD	Total USD
PV modules			
LR5-72HTH-585M	6	170.00	1,020.00
Supports for modules	6	55.00	330.00
Inverters			
Sigen Hybrid Inverter 7.6 SP	0	8,933.01	2,233.25
Batteries			
			4,131.89
Other components			
Accessories, fasteners	1	669.60	669.60
Wiring	60	1.51	90.60
Combiner box	1	1,831.38	1,831.38
Installation			
Global installation cost per module	6	24.47	146.84
Global installation cost per inverter	0	122.37	30.59
Global installation cost per battery	1	100.00	100.00
Transport	2	48.95	97.90
		Total	10,682.06
		Depreciable asset	8,384.74

Fuente: PvSyst

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

Con la información de la Tabla 33 podemos observar que el mayor costo proviene de las baterías (\$4,131.89 USD, 38.7%) y del inversor (\$2,233.25 USD, 20.9%), seguidos por los módulos solares. La inversión total asciende a \$10,682.06 USD, con un activo depreciable de \$8,384.74 USD. La caja combinadora y los accesorios representan costos

adicionales significativos. La inversión en almacenamiento de energía es alta, lo que impacta el costo total del sistema.

Tabla 34. Resultados Económicos del Sistema Fotovoltaico

Detailed economic results (USD)

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
0	0	10,682	0	0	0	0	0	0	-10,682	0.0%
1	0	0	374	419	0	0	-374	446	-10,610	0.7%
2	0	0	374	419	0	0	-374	486	-10,498	1.7%
3	0	0	374	419	0	0	-374	529	-10,342	3.2%
4	0	0	374	419	0	0	-374	577	-10,139	5.1%
5	0	0	374	419	0	0	-374	629	-9,884	7.5%
6	0	0	374	419	0	0	-374	686	-9,572	10.4%
7	0	0	374	419	0	0	-374	747	-9,198	13.9%
8	0	0	374	419	0	0	-374	815	-8,757	18.0%
9	0	0	374	419	0	0	-374	888	-8,243	22.8%
10	0	0	374	419	0	0	-374	968	-7,649	28.4%
11	0	0	374	419	0	0	-374	1,055	-6,968	34.8%
12	0	0	374	419	0	0	-374	1,150	-6,192	42.0%
13	0	0	374	419	0	0	-374	1,253	-5,312	50.3%
14	0	0	374	419	0	0	-374	1,366	-4,320	59.6%
15	0	0	374	419	0	0	-374	1,489	-3,204	70.0%
16	0	0	374	419	0	0	-374	1,623	-1,955	81.7%
17	0	0	374	419	0	0	-374	1,769	-560	94.8%
18	0	0	374	419	0	0	-374	1,928	995	109.3%
19	0	0	374	419	0	0	-374	2,102	2,723	125.5%
20	0	0	374	419	0	0	-374	2,291	4,640	143.4%
21	0	0	374	0	0	0	-374	2,497	6,764	163.3%
22	0	0	374	0	0	0	-374	2,722	9,112	185.3%
23	0	0	374	0	0	0	-374	2,967	11,705	209.6%
24	0	0	374	0	0	0	-374	3,234	14,565	236.4%
25	0	0	374	0	0	0	-374	3,525	17,717	265.9%
Total	0	10,682	9,341	8,385	0	0	-9,341	37,739	17,717	265.9%

Fuente: PvSyst

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

En la Tabla 34 podemos observar los costos de la instalación del sistema fotovoltaico, en nuestro caso el sistema requiere una inversión inicial de \$10,682 USD, con costos operativos anuales de \$374 USD y una depreciación anual de \$419 USD hasta el año 20. Durante los primeros años, el sistema no genera ingresos directos, pero permite ahorros progresivos debido al autoconsumo de energía.

La recuperación total de la inversión (amortización) se alcanza en 17 años, momento en el cual los ahorros acumulados superan el monto inicial invertido. A partir del año 17, el sistema comienza a generar un beneficio neto positivo.

A lo largo de 25 años, los ahorros por autoconsumo alcanzan un total de \$37,739 USD, lo que equivale a casi 3.5 veces la inversión inicial. Al finalizar el periodo de análisis, el

sistema proporciona un beneficio neto acumulado de \$17,717 USD, lo que representa un retorno del 265.9% sobre la inversión inicial, evidenciando su rentabilidad a largo plazo

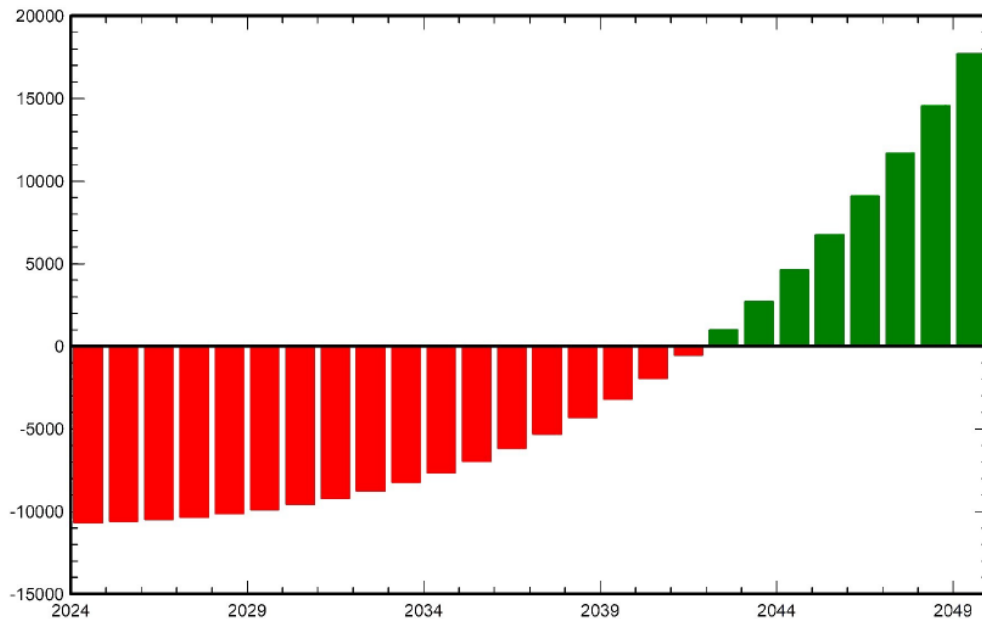


Figura 65. Análisis del Gráfico de Amortización y Rentabilidad
Fuente: Pérez, Marco (2024).

La Figura 65 representa la evolución del flujo de caja acumulado del sistema fotovoltaico a lo largo del tiempo. En la primera fase, los valores negativos en rojo indican el periodo de recuperación de la inversión, en el que los costos iniciales y operativos superan los ahorros generados. A medida que transcurren los años, estos valores negativos disminuyen progresivamente hasta alcanzar el punto de equilibrio, alrededor del año 2041.

A partir de ese momento, el flujo de caja se vuelve positivo, reflejado en las barras verdes, lo que indica que el sistema empieza a generar un beneficio neto. La rentabilidad del proyecto sigue aumentando con los años, alcanzando un valor significativo hacia el año 2050, evidenciando la viabilidad económica a largo plazo del sistema fotovoltaico.

ANÁLISIS DE CONTAMINACIÓN

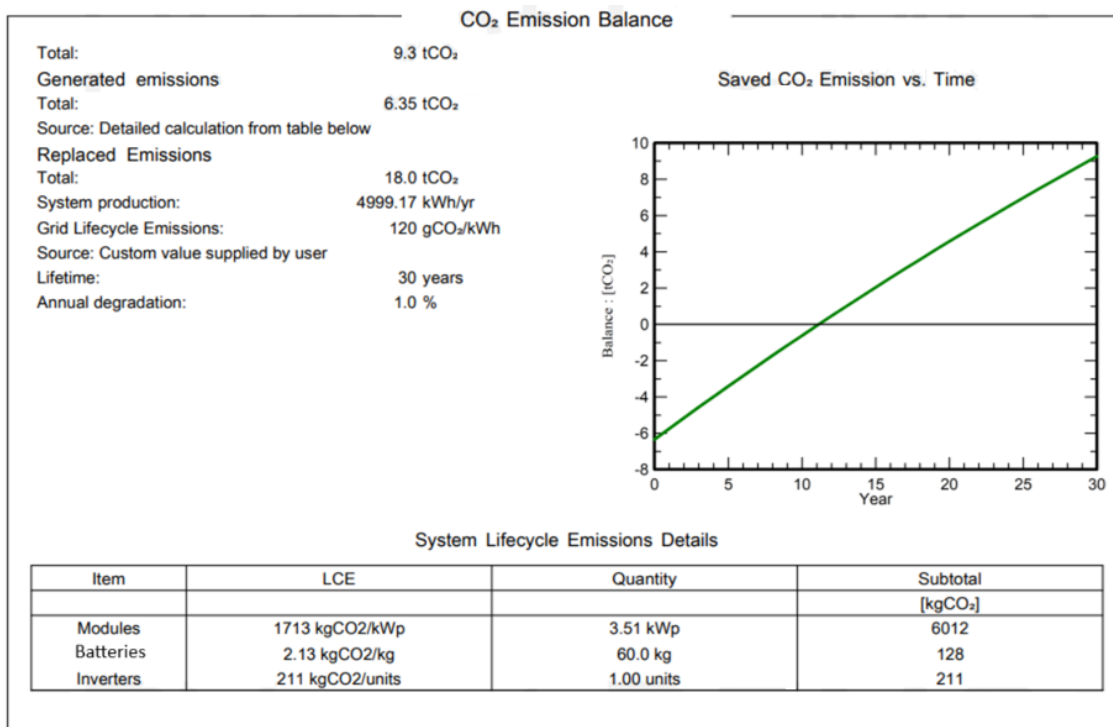


Figura 66. Análisis del Balance de Emisiones de CO₂

Fuente: Pérez, Marco (2024).

Análisis del Balance de Emisiones de CO₂

El análisis del balance de emisiones de CO₂ del sistema fotovoltaico de la Figura 66 permite evaluar su impacto ambiental considerando tanto las emisiones generadas durante su fabricación como las emisiones evitadas gracias a su operación. Para ello, se toma en cuenta el factor de emisiones del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador, según el informe más reciente publicado por el Ministerio de Energía y Minas en 2023. Con base en estos datos, es posible determinar el aporte del sistema a la reducción de la huella de carbono.

Tabla 35. Detalle de Emisiones por elemento

Componente	Emisiones (kgCO ₂ /unit)	Cantidad	Subtotal (kgCO ₂)
Módulos	1518 kgCO ₂ /kWp	3.96 kWp	6012
Baterías	2.13 kgCO ₂ /kg	60.0 kg	128
Inversor	211 kgCO ₂ /unidad	1.00 unidad	211
Total			6351 kgCO ₂ (6.35 tCO ₂)

Fuente: PvSyst, 2024

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

En la parte derecha de la Figura 66 podemos observar la evolución del balance de emisiones con el tiempo. Inicialmente, las emisiones netas son negativas debido al impacto de la fabricación e instalación tomando en cuenta los valores de la Tabla 35. Sin embargo, el sistema compensa estas emisiones alrededor del año 10. Esto debido a factores como la degradación anual del 1% y la relación con el Factor de Emisión de la Red (120 gCO₂/kWh)

Si el sistema produce 4999.17 kWh/año, la cantidad de emisiones evitadas por año se calcula mediante la Ec4:

$$E_{evitadas} = E_{generada} \times FE \times (1 - \text{Pérdidas de transmisión}) \quad [\text{Ec. 4}]$$

Ecuación 4. Emisiones evitadas.

Donde:

- Eevitadas = Cantidad de emisiones evitadas por año (kg CO₂/año o toneladas CO₂/año).
- Egenerada = Energía generada por el sistema solar fotovoltaico en un año (kWh/año).
- FE = Factor de emisión de la red eléctrica (kg CO₂/kWh o t CO₂/kWh), que depende de la matriz energética del país o región.

Dado que las emisiones generadas por el sistema son 6.35 tCO₂, el tiempo estimado para compensarlas sería:

$$4999.17 \times 120 \times 10^{-6} = 0.5999 \text{ tCO}_2/\text{año}$$

$$6.35 \text{ tCO}_2 \div \frac{0.5999 \text{ tCO}_2}{\text{año}} \approx 10.6 \text{ años.}$$

Por lo tanto, el análisis del balance de emisiones de CO₂ indica que el sistema fotovoltaico alcanza su punto de recuperación de emisiones aproximadamente en 10.6 años, lo que significa que a partir de ese momento la generación de energía limpia comienza a superar el impacto ambiental asociado a su fabricación e instalación. Considerando que la vida útil del sistema es de 30 años, se tiene un período aproximado de 20 años adicionales en los que el sistema contribuye directamente a la reducción de emisiones de CO₂ sin generar nuevos impactos significativos.

A lo largo de su operación, el sistema evita aproximadamente 18 tCO₂, lo que representa una reducción sustancial en comparación con las 6.35 tCO₂ emitidas durante su producción. Esta relación demuestra que la inversión en energía solar es ambientalmente viable y que su impacto positivo se maximiza a largo plazo.

Desde una perspectiva ambiental, la implementación de este tipo de tecnología contribuye a la transición hacia una matriz energética más sostenible, reduciendo la dependencia de fuentes fósiles y ayudando a mitigar el cambio climático. La reducción acumulativa de CO₂ a lo largo de tres décadas refuerza la importancia de adoptar energías renovables como estrategia clave para la descarbonización del sector energético.

HALLAZGOS PRINCIPALES

Tabla 36. Comparación de datos dimensionados vs simulados

Descripción	Dimensionado (Requerido)	Valores de Simulación	Diferencia	Observaciones
Corriente máxima en línea L1	28.8 A	31.9 A	+3.10 A	La corriente es ligeramente superior a la capacidad prevista, pero dentro de un margen manejable.
Corriente máxima en línea L2	17.44 A	31.9 A	+14.46 A	La corriente en L2 es significativamente mayor a la estimada, lo que indica la posibilidad de aumentar la carga en esta línea.
Consumo diario	16.88 kWh	15.9 kWh	-0.98 kWh	El consumo diario es ligeramente menor al previsto, lo que sugiere una optimización en el uso de la energía.
Consumo anual	5007 kWh	5011 kWh	3.00 kWh	El consumo mensual se mantiene dentro de los parámetros esperados, con una ligera diferencia frente a la estimación inicial.
Energía anual exportada a la red	0 kWh	1426 kWh	+1426 kWh	Se genera un excedente de energía que puede ser aprovechado para compensar meses con menor producción.
Energía anual necesaria de la red	0 kWh	467.02 kWh	467.02 kWh	La demanda de energía de la red representa aproximadamente un 14.1% del consumo, pero puede ser compensada con el excedente inyectado en meses de mayor producción.
Niveles de voltaje y frecuencia	120-240 V / 50-60 Hz	120-240 V / 50-60 Hz	Sin diferencia	Los niveles de voltaje y frecuencia cumplen con los requerimientos del sistema sin desviaciones.

Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

El sistema fotovoltaico y eléctrico fue inicialmente sobredimensionado para garantizar un margen de seguridad y evitar deficiencias en la cobertura energética. Los resultados de la simulación indican que los valores dimensionados están muy cerca de la demanda estimada como se puede observar en la Tabla 36, lo que sugiere que el sistema ha sido ajustado de manera eficiente.

A partir del análisis de la comparación entre los datos dimensionados y los valores obtenidos mediante simulación, se pueden extraer varias conclusiones clave sobre el desempeño del sistema energético.

En primer lugar, la corriente en la línea L1 es ligeramente superior a la capacidad estimada, aunque se mantiene dentro de un margen aceptable. Sin embargo, en la línea L2 se observa un incremento considerable respecto a la estimación inicial, lo que sugiere la posibilidad de redistribuir la carga en las líneas para evitar sobrecargas o mejorar la eficiencia del sistema.

El consumo energético diario es menor al previsto en casi 1 kWh, lo que indica que se está utilizando la energía de manera más eficiente de lo esperado. A nivel anual, la diferencia de 3 kWh es insignificante, por lo que se puede concluir que la estimación inicial del consumo fue bastante precisa y que el sistema opera dentro de los parámetros esperados.

Un hallazgo significativo es la generación de un excedente de energía de 1426 kWh, lo que representa una oportunidad para almacenar o inyectar este exceso a la red y compensar la demanda en meses con menor producción. A pesar de esta generación extra, el sistema sigue requiriendo 467.02 kWh de la red, lo que equivale aproximadamente al 14.1% del consumo total. Sin embargo, este déficit puede equilibrarse mediante el uso del excedente generado en meses con mayor producción.

Finalmente, los niveles de voltaje y frecuencia del sistema simulado coinciden con los valores dimensionados, lo que indica que el diseño del sistema es adecuado y cumple con los estándares esperados. En general, los resultados muestran que el sistema funciona dentro de los parámetros establecidos.

COMPORTAMIENTO ESTIMA DEL SISTEMA

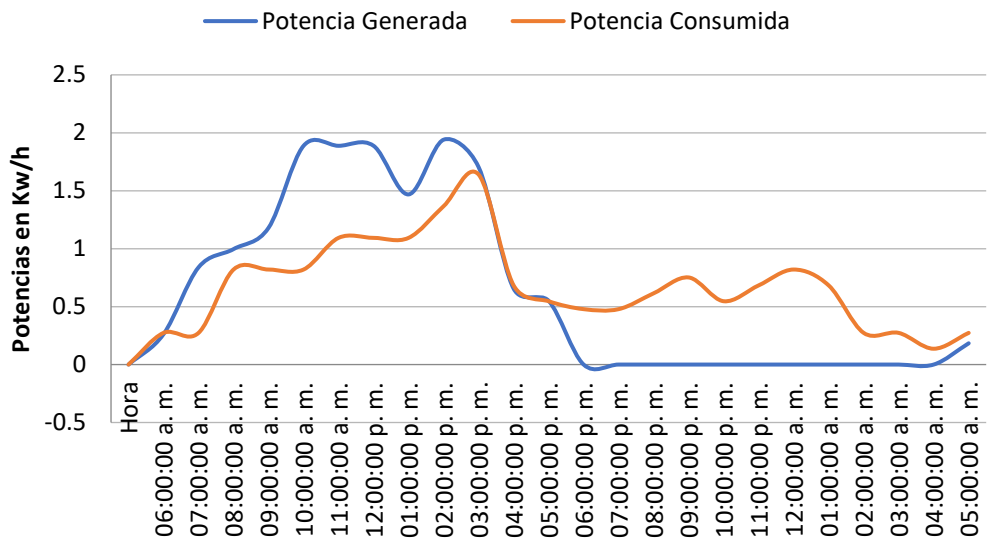


Figura 67. Generación vs consumo

Fuente: Pérez, Marco (2024).

En general, los valores de simulación están dentro de los límites establecidos, lo que demuestra que el diseño es adecuado y se encuentra operando de manera eficiente y estable.

La Figura 67 muestra el comportamiento estimado diario del sistema de generación fotovoltaico, comparando la potencia generada y consumida a lo largo del día. La generación de energía comienza alrededor de las 07:00 a. m., alcanza su máximo entre las 10:00 a. m. y 01:00 p. m., y disminuye progresivamente hasta casi desaparecer después de las 04:00 p. m., reflejando la influencia de la radiación solar. Por otro lado, el consumo de energía se mantiene más estable, con un pico en las horas centrales del día y una demanda constante durante la noche, cuando la generación es nula. En ciertos momentos, la producción supera el consumo, lo que indica la posibilidad de almacenar el excedente o inyectarlo a la red para optimizar el uso del sistema.

La Figura 68 representa mediante un diagrama de Gantt la planificación y ejecución de tareas en nuestro proyecto planteado para tres semanas. Se observa una distribución escalonada de actividades con progresión acumulativa en días y costos, asegurando un avance ordenado. Cada tarea tiene una duración específica y se superpone con otras, lo que indica una ejecución secuencial y parcialmente simultánea permitiendo la distribución de recursos a lo largo del proyecto.

CURVA S

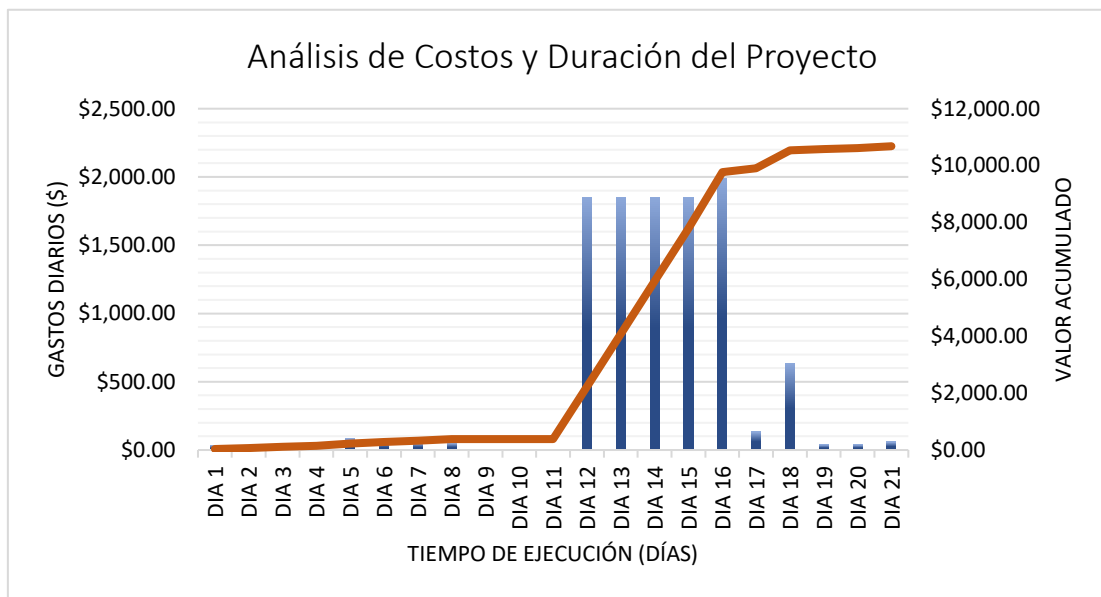


Figura 69. Curva S
Elaborado por: Pérez, Marco (2024).

La Figura 69 muestra la evolución de los gastos diarios y el valor acumulado a lo largo de los 21 días de ejecución del proyecto. Se observa que la mayor concentración de gastos ocurre entre los días 11 y 15, alcanzando un pico de aproximadamente \$2,000 diarios. Posteriormente, a partir del día 16, los gastos disminuyen de manera significativa hasta volverse mínimos en los últimos días del proyecto. En paralelo, la línea que representa el valor acumulado muestra un incremento pronunciado en la fase intermedia del proyecto, reflejando la mayor inversión en ese periodo. Finalmente, el valor acumulado se estabiliza en torno a los \$10,683, lo que indica la finalización del presupuesto asignado.

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

- Basados en el levantamiento de información ejecutado en las oficinas administrativas del campus tecnológico de la Universidad Tecnológica Indoamérica, se determina un consumo mensual de 417.23 kWh, con una demanda anual de 5,006.7 kWh. El análisis de cargas revela una demanda máxima de 2310 W que se produce entre 10:00 AM y 12:00 PM de los días laborables.
- Basados en la demanda obtenida del análisis energético, la propuesta considera un sistema fotovoltaico de 3.51 kW, compuesto por 6 paneles Longi Hi-Mo X6 de 585 W, un inversor híbrido SigEnergy SigenStor 7.6 kW, una batería de 8 kWh, proporcionando hasta 11 horas de autonomía y un Gateway HomeMax conforme a las normativas internacionales de Instalaciones Eléctricas y regulación ARCONEL 010/2024.
- El informe técnico desarrollado a lo largo de los Anexos de este trabajo garantiza el cumplimiento de estándares de calidad y seguridad desde la selección de equipos certificados bajo normativas internacionales, como IEC 61215 e IEC 61730 para paneles solares, IEC 62109 para inversores y IEC 62446 para instalación, inspección y mantenimiento. Además, se cumple con la normativa nacional ARCONEL 010/2024, que regula la generación distribuida en Ecuador. En el Anexo 16, se detallan los procedimientos de instalación, asegurando su correcta ejecución y eficiencia energética, con referencia a los manuales de los fabricantes para mantener la garantía de los equipos.
- El análisis costo-beneficio evidencia que la inversión inicial de \$10,682 USD se recupera en aproximadamente 17 años, generando beneficios económicos a largo

plazo. Adicionalmente, el sistema fotovoltaico contribuye significativamente a la reducción del impacto ambiental, evitando la emisión de alrededor de 18 toneladas de CO₂ durante su vida útil estimada de 30 años. Además de optimizar la eficiencia energética, el sistema reduce la dependencia de la red eléctrica y fomenta el uso de energías renovables, alineándose con estrategias globales de descarbonización y mitigación del cambio climático.

RECOMENDACIONES:

- Implementación de tecnologías eficientes para maximizar el aprovechamiento energético como luminarias LED y sistemas de domótica para optimizar el consumo de energía en las oficinas administrativas del campus. Esto permitirá reducir el consumo eléctrico y mejorar la eficiencia del sistema fotovoltaico instalado.
- Se recomienda a la administración adoptar este estudio como base para la implementación del sistema fotovoltaico en las oficinas administrativas del campus tecnológico. Los análisis y simulaciones realizadas permiten una instalación eficiente y conforme a normativa garantizando eficiencia, seguridad y sostenibilidad energética para la institución.
- En el caso de su implementación se recomienda Realizar mantenimiento periódico con personal certificado bajo IEC 62446, asegurando limpieza de paneles, inspección de conexiones y monitoreo del sistema.
- Utilizar este estudio como base para evaluar la viabilidad de implementar un sistema fotovoltaico en el Bloque 2 del campus tecnológico. Esto consolidaría a la universidad como un referente en el uso de energías renovables y sustentables.

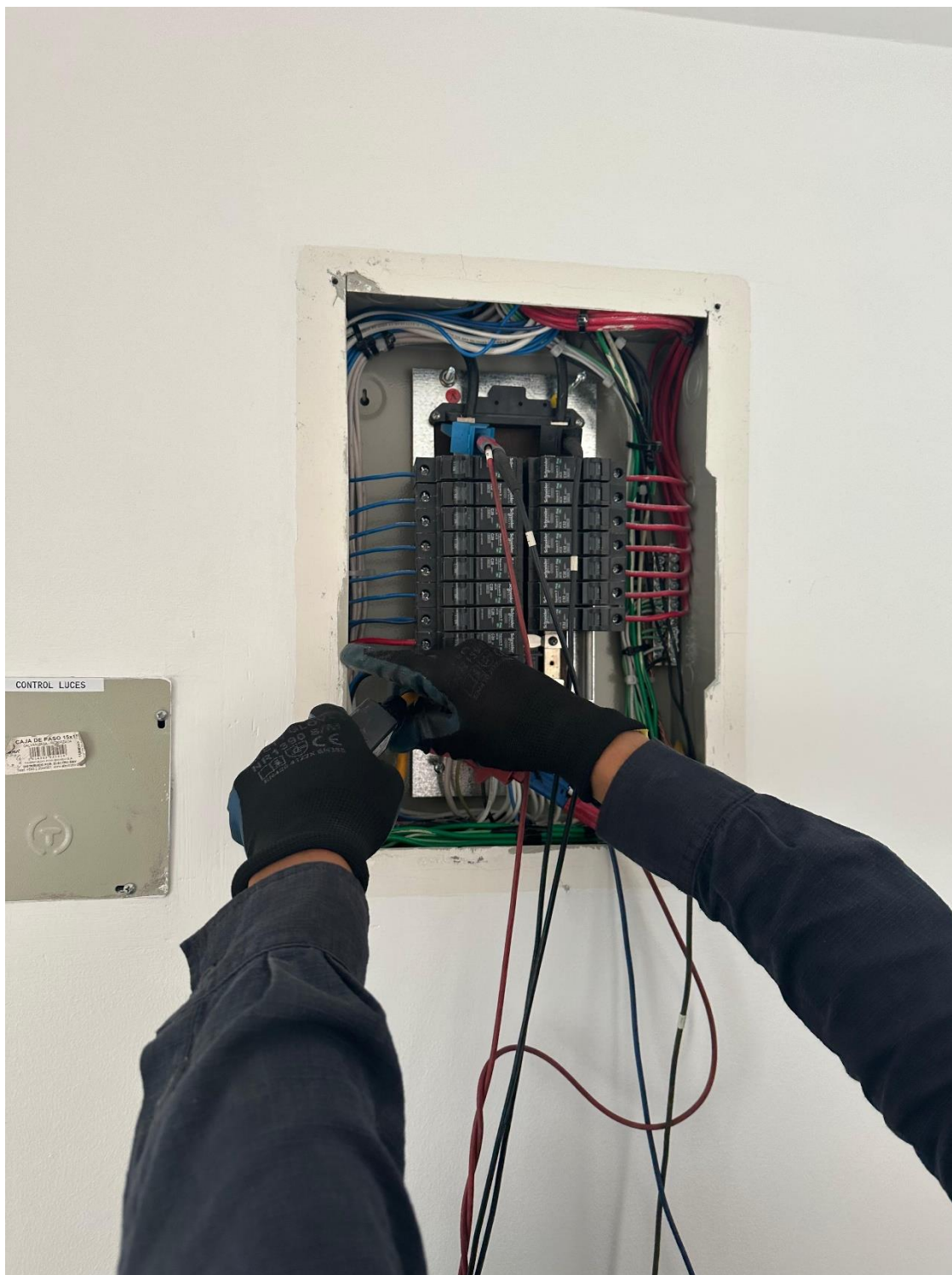
BIBLIOGRAFÍA

- Arizpe Islas, J. L., Neira Rosales, S., & López Escamilla, A. (2013). Calidad de energía y sistemas eléctricos de potencia. *Multidisciplinas de la Ingeniería*, 9-54.
- Auquilla Paredes, J. R. (2022). *El proceso administrativo en el sistema organizacional en la empresa "SEGUVID"*. Riobamba: UNCH.
- Bojek, P. (11 de Julio de 2023). *Agencia Internacional de Energía*. Obtenido de Agencia Internacional de Energía: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>
- Ceriz Vélez , A. E. (2020). *Estudio de la factibilidad de sistemas fotovoltaicos en el Ecuador y construccion de un generador solar a escala de energía eléctrica a 200W*. Guayaquil: UCSG.
- Chere-Quiñónez, B. F., Ulloa-de Souza, R. C., & Reyna-Tenorio, L. J. (2022). Tecnología en iluminación domiciliaria: paneles fotovoltaicos y energía ecológica. *Sapienza*, 111-123.
- Doty, S., & Turner, W. C. (2009). *Energy management handbook*. Lilburn: The Fairmont Press, Inc.
- Echeverría Monar, C. R. (Unidades Educativas). *Incidencia de los procesos administrativos en el desempeño laboral de las* . Ambato: UTA.
- Gil, C. G. (2018). Papeles de relaciones ecosociales y cambio global. *Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS): una revisión crítica.*, 107-118.
- Grijalva Campoverde, C. X., & Vélez Mosquera, F. D. (2020). *Estudio e implementación de un sistema fotovoltaico aplicado a luminarias*. Guayaquil: UPS.
- Gutierrez, A. (s.f.). *ONU*. Obtenido de ONU: <https://www.un.org/es/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>
- Hidalgo Rocha, A. L. (2015). *Diseño de un sistema de energía fotovoltaica para la facultad de ciencias ambientales de la universidad internacional SEK*. Quito: UISEK.
- Indoamérica., U. T. (2024). *Historia de la Universidad Indoamérica UTI*. Ambato: <https://www.indoamerica.edu.ec/historia-universidad-indoamerica/>.
- Jesús Héctor Hernández López, R. L. (2022). Diagnóstico energético y elaboración de propuestas de uso eficiente de energía eléctrica para una institución educativa. *IMPULSO, REVISTA DE ELECTRÓNICA, ELÉCTRICA Y SISTEMAS COMPUTACIONALES*, 75-81.

- Li Lin, J. W., & Gao, W. (2012). *Effect of load power factor on voltage*. San Diego, CA, USA: IEEE Power and Energy Society General.
- López Delgado, O. (2018). La eficiencia energética en la industria: una solución efectiva para ahorrar energía. *Letras ConCiencia TecnoLógica*,, 31-38.
- Maza, J. J. (2024). Estudio de factibilidad para la integración de energías renovables en la red eléctrica en el sector de Conocoto. *LATAM Revista Latinoamericana de Ciencias Sociales y Humanidades*, 2192-2213.
- Mercado, V., & Peña, J. B. (2016). Modelo de gestión de mantenimiento enfocado en la eficiencia y optimización de la energía eléctrica. *Ciencias Básicas y tecnología*, 99-105.
- Mercado, V., & Peña, J. B. (2016). Modelo de gestión de mantenimiento enfocado en la eficiencia y optimización de la energía eléctrica. . *Saber*, , 99-105.
- Ministerio de Energía, y. M. (2024). *Plan maestro de electricidad 2023-2032*. Quito-Ecuador: Digital Center S.A.
- Monteagudo Yanes, J. P., & Jiménez Borges, R. (2023). Potencialidades del uso de la energía solar en la sede central de la Universidad de Cienfuegos. *Revista UGC*, 45-54.
- Silva, S. (2022). *DESARROLLO DE UN MEDIDOR DE FACTOR DE POTENCIA BASADO EN INDUSTRIA 4.0 PARA EL CAMPUS MANUELA SÁENZ DE LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA*. Ambato.
- Tumbaco Chumo, K. A., & Pantaleón Iñiguez, K. R. (2023). *Generación de energía eléctrica a través de un sistema fotovoltaico off grid en la zona rural de Guayaquil*. Guayaquil: UPS.
- Universo, E. (12 de Noviembre de 2024). Ecuador ha pasado veinte días enteros sin luz si se suman todas las horas de los apagones. *El Universo*, págs. 1-2.

ANEXOS

Anexo 1. Instalación registrador de carga en el tablero principal del bloque 1
Fuente: Pérez, Marco (2024)



Anexo 2. Equipo SONEL instalado.

Fuente: Pérez, Marco (2024)




Anexo 3. Registro de consumos en medidor 530530 Bloque 1.
Fuente: Pérez, Marco (2024)



Anexo 4. Certificado de calibración.

Fuente: Pérez, Marco (2024)

	SONEL S.A. Testing and Calibration Laboratory Wokulskiego 11 58-100 ŚWIDNICA phone: +48 74 85 838 00, e-mail: laboratorium@sonel.pl			
CALIBRATION CERTIFICATE				
Date of issue:	02 June 2021	Certificate No:	227975/21	Page 1/7
OBJECT OF CALIBRATION	Power quality analyzer type: PQM-702 , serial No: AZ1119 , manufacturer: SONEL S.A.			
APPLICANT	SONEL S.A. Wokulskiego 11, 58-100 Świdnica			
CALIBRATION METHOD	According to IW01 "Calibration of digital meters", issue 2.2, date 25.01.2021, IW10 "Calibration of frequency meters" issue 2.0 date 08.11.2019 - measurement form FP200/IW01/S08 date of issue 26.03.2020.			
ENVIRONMENTAL CONDITIONS	Ambient temperature: (25,3 + 25,8) °C Relative humidity: (39 + 41) %.			
DATE OF CALIBRATION	02 June 2021			
TRACEABILITY	This certificate provides traceability of measurement results to the International System of Units (SI).			
CALIBRATION RESULTS	The results of calibration have been presented on page 2/7 to 7/7 including uncertainty of measurement. Presented results relate only to the items calibrated.			
UNCERTAINTY OF MEASUREMENTS	Uncertainty of measurement has been evaluated in compliance with EA-4/02 M:2013. The expanded uncertainty assigned corresponds to a coverage probability of 95 % and the coverage factor $k = 2$.			
SONEL S.A. Testing and Calibration Laboratory Laboratory Manager Edyta Grabacka				
This certificate without approval Laboratory shall not be reproduced except in full.				



Power Quality Analyzers
PQM-703 / PQM-702

Index: WMGBPQM703 / WMGBPQM702



Reliable class A measurements

EVENTS 	TRANSIENT RECORDER
CLASS A IEC 61000-4-30	CAT IV 600 V
GPS	GSM
IP65	HEAVY DUTY 55°C / 20°C

Features

- Power from the measured network.
- Designed for use in virtually all network types from 64 V to 760 V directly, with particular emphasis on measurements at low voltage poles, due to the ease of installation.
- Independent power supply makes it particularly suitable for measurements behind voltage transformers. It can also be used for measurements in DC voltage systems.
- Remote configuration and data transfer in real time using the built-in GSM modem.
- Anti-theft function – text message notification in case of position change – built-in GPS receiver.
- Real time clock synchronized using GPS protocol.

Measured parameters

- **Voltages L1, L2, L3, N, PE (five measurement inputs)** – average, minimum, maximum and instant values within the range up to 1000 V, interoperability with voltage transducers.
- **Currents L1, L2, L3, N (four measurement inputs)** – average, minimum, maximum and instant values, current measurement within the range up to 6 kA (depending on applied current clamp), interoperability with current transducers.
- Crest factors for current (CFI) and voltage (CFV).
- Frequency within the range of 40 Hz – 70 Hz.
- Active power (P), reactive power (Q), distortion power (D), apparent power (S) with identification of the nature of reactive power (capacitive, inductive).
- Calculation of reactive power using the Budeanu method and IEEE 1459 method.
- Active energy (E_p), reactive energy (E_q), apparent energy (E_s).
- Power factor (PF), $\cos\phi$, $\tan\phi$.
- K factor (transformer overload caused by the harmonics).
- Harmonics up to the 50th in voltage and current.
- Interharmonics measured as groups.
- Total harmonic distortion THD for current and voltage.
- Short-term (P_{ST}) and long-term (P_{LT}) light flicker index.
- Unbalance of voltages (in compliance with IEC 61000-4-30 class A) and currents.
- Event logging along with oscillograms.



Wide range of mains to analyze

- **With rated frequency** 50/60 Hz
- **With rated voltages:** 64/110 V; 110/190 V; 115/200 V; 120/208 V; 127/220 V; 133/230 V; 220/380 V; 230/400 V; 240/415 V; 254/440 V; 265/460 V; 277/480 V; 290/500 V; 400/690 V; 480/830 V (for systems with N conductor)
- **Direct current**
- **Systems:**
 - » single-phase
 - » split-phase with common N
 - » three-phase – WYE with and without N conductor
 - » three-phase – Delta
 - » three-phase – WYE and Delta Aron
 - » with current and voltage transducers



Capabilities

As a standard, the analyzers are equipped with an **8 GB** memory card, which allows you to collect **over 4500 parameters** simultaneously – at intervals of up to 200 ms. In addition to checking the power quality according to standards and ordinances, it allows you to create a detailed situation picture in terms of operation and possible disturbance. However, nothing stands in the way to make this image even clearer – the manufacturer can expand the memory to 32 GB (optional).

PQM-702 and PQM-703 record control signals in power networks. In addition, the PQM-703 model is equipped with a **transient recorder** with voltage range **up to ±8000 V** and a maximum sampling frequency of 10 MHz.

The built-in GPS receiver ensures real time clock accuracy, and the integrated GSM modem facilitates remote analyzer operation.



Displaying data

The colorful, backlit 3.5" LCD screen with a resolution of 320 x 240 pixels presents basic parameters of the tested network, such as voltage, current and power – everything in a clear and transparent way. Information about the device configuration as well as messages and warnings about the operation status or emergency conditions are available. In addition, the user can check the phasor diagram to check the network connection.

The analyzers can be **remotely controlled**. The user can set up the meter, check measured parameters in real time and download registered data. The remote connection is made using the built-in GSM modem.

GSM transmission gives an incomparably greater range: after inserting any SIM card with a static IP number into the analyzer, you can access it from anywhere in the world.



Application

The analyzers are addressed to users who need to control power quality using a mobile device that meets the requirements of the IEC 61000 class A standard for analyzers. PQM-702 and PQM-703 fully satisfy the functional needs of power quality analysis and interference diagnostics in power networks. They are used in the field of professional energy and maintenance services in industrial plants, as well as among independent power quality specialists.





Parameters

Parameter	Measuring range	Max. resolution	Accuracy
Alternating voltage (TRMS)	0.0...1000.0 V or 0.0...760.0 V*	4 significant digits	±0.1% U _{nom}
Crest Factor			
Voltage	1.00...10.00 (±1.65 for voltage of 690 V)	0.01	±5%
Current	1.00...10.00 (±3.6 for I _{nom})	0.01	±5%
Alternating current (TRMS)	depending on clamp**	4 significant digits	±0.1% I _{nom} (error does not account for clamp error)
Frequency	40.00...70.00 Hz	0.01 Hz	±0.01 Hz
Active, reactive, apparent and distortion power	depending on configuration (transducers, clamps)	4 significant digits	depending on configuration (transducers, clamps)
Active, reactive and apparent energy	depending on configuration (transducers, clamps)	4 significant digits	as power error
cosφ and power factor (PF)	-1.00...1.00	0.01	±0.03
tanφ	-10.00...10.00	0.01	depends on error of active and reactive power
Harmonics and interharmonics			
Voltage	DC, 1...50	as for alternating voltage True RMS	±0.05% U _{nom} for m.v. < 1% U _{nom} ±5% m.v. for m.v. ≥ 1% U _{nom}
Current	DC, 1...50	as for alternating current True RMS	±0.15% I _{nom} for m.v. < 3% I _{nom} ±5% m.v. for m.v. ≥ 3% I _{nom}
THD			
Voltage	0.0...100.0% (relative to RMS value)	0.1%	±5%
Current			±5%
Active and reactive power of harmonics	depending on configuration (transducers, clamps)	depends on minimum current and voltage values	—
Angle between current and voltage harmonics	-180.0...+180.0°	0.1°	±(n × 1°)
K-Factor	1.0...50.0	0.1	±10%
Flicker index	0.20...10.00	0.01	±5%
Unbalance factor			
Voltage and current	0.0...20.0%	0.1%	±0.15% (absolute error)
Measurement of control signals			
Voltage	up to 15% U _{nom} at 5.00...3000.00 Hz	4 significant digits	unspecified for <1% U _{nom} ±0.15% for 1...3% U _{nom} ±5% for 3...15% U _{nom}
Measurement of transients (PQM-703)			
Voltage	±8000 V	4 significant digits	±(5% + 25 V)

m.v. – measured value

* Depending on analyzer version

** F-1A1, F-2A1, F-3A1 clamp: 0...1500 A AC (5000 A_{pp}) • F-1A, F-2A, F-3A clamp: 0...3000 A AC (10 000 A_{pp}) • F-1A6, F-2A6, F-3A6 clamp: 0...6000 A AC (20 000 A_{pp})
C-4A clamp: 0...1000 A AC (3600 A_{pp}) • C-5A clamp: 0...1000 A AC/DC (3600 A_{pp}) • C-6A clamp: 0...10 A AC (36 A_{pp}) • C-7A clamp: 0...100 A AC (360 A_{pp})

							
	WACEG4A0KR	WACEG5A0KR	WACEG6A0KR	WACEG7A0KR	WACEGF1A10KR WACEGF1A0KR WACEGF1A60KR	WACEGF2A10KR WACEGF2A0KR WACEGF2A60KR	WACEGF3A10KR WACEGF3A0KR WACEGF3A60KR
Rated current	1000 A AC	1000 A AC 1400 A DC	10 A AC	100 A AC	1500 / 3000 / 6000 A AC		
Frequency	30 Hz...10 kHz	DC...5 kHz	40 Hz...10 kHz	40 Hz...1 kHz	40 Hz...10 kHz		
Output signal level	1 mV / 1 A	1 mV / 1 A	100 mV / 1 A	5 mV / 1 A	77.6 μV / 1 A	38.8 μV / 1 A	19.4 μV / 1 A
Max. diameter of measured conductor	52 mm	39 mm	20 mm	24 mm	360 mm	235 mm	120 mm
Minimum accuracy	±0.5%	±1.5%	±1%	0.5%	1%		
Battery power	—	✓	—	—	—		
Lead length	2.2 m	2.2 m	2.2 m	3 m	2.2 m		
Measurement category	IV 300 V	IV 300 V	IV 300 V	III 300 V	IV 600 V		
Ingress protection	IP40				IP67		

SONEL ANALYSIS

Sonel Analysis software – application delivered as standard accessory, indispensable for working with PQM-series analyzers. It enables:















- analyzer configuration,
- data reading from logger,
- preview of network parameters in real time (with capability of reading via GSM modem),
- deletion of data in the analyzer,
- data presentation in tables,
- data presentation in charts,
- data analysis in compliance with standard EN 50160 (reports) and other user defined reference conditions,
- independent support of multiple analyzers,
- analyzer firmware updates.

The software enables readout of selected parameters and their visualization in real time. These parameters are measured independently from the registration saved on the memory card. The user can view:

- charts of voltage and current progression (oscilloscope),
- charts of voltage and current over time,
- phasor diagram,
- measurements of multiple parameters,
- harmonics and harmonic powers (estimating the direction of harmonics),
- interharmonics.



Standard accessories

	3 x crocodile clip, black, 1 kV, 20 A WAKROBL20K01		Crocodile clip, blue, 1 kV, 20 A WAKROBU20K02		AC-16 line splitter WAADAAC16
	2 x crocodile clip, red, 1 kV, 20 A WAKRORE20K02		Crocodile clip, yellow, 1 kV, 20 A WAKROYE20K02		4 x magnetic voltage adapter – set WAADAUMAGKPL
	AZ-1 power supply adapter (mains plug/banana inputs) WAADAAZ1		Voltage adapter with M4/M6 thread – set 5 pcs WAADAM4M6		2 x fasteners and bands for mounting the analyzer WAPQZUCH4
	Straps for mounting on a pole – set – 1.2 m WAPQZOPAKPL		DIN rail mounting bracket with positioning catches WAPQZUCH3		Factory calibration certificate
	XL2 carrying case WAWALXL2		Data transfer and analysis USB cable WAPRZUSB Sonel Analysis software WAPQANALIZA4		

Optional accessories



F-1A flexible clamp
($\Phi=360$ mm)
1.5 kA: WACEGF1A10KR
3 kA: WACEGF1A0KR
6 kA: WACEGF1A60KR



F-2A flexible clamp
($\Phi=235$ mm)
1.5 kA: WACEGF2A10KR
3 kA: WACEGF2A0KR
6 kA: WACEGF2A60KR



F-3A flexible clamp
($\Phi=120$ mm)
1.5 kA: WACEGF3A10KR
3 kA: WACEGF3A0KR
6 kA: WACEGF3A60KR



C-4A clamp
(Φ 52 mm)
1000 A AC
WACEG4A0KR



C-5A clamp
(Φ 39 mm)
1000 A AC/DC
WACEG5A0KR



C-6A clamp
(Φ 20 mm)
10 A AC
WACEG6A0KR



C-7A clamp
(Φ 24 mm)
100 A AC
WACEG7A0KR



L2 carrying case
for clamps
WAWALL2



Magnetic voltage adapter
black
WAADAUMAGKBL
blue
WAADAUMAGKB



Flat test clip
(grip - banana socket) (5 pcs)
WASONKB1KPL



Test clips with steel jaws - set (5 pcs)
WASONKB1KPL



Adapter for control terminals (5 pcs)
WAADAPRZKPL1



AGT-16C three-phase socket adapter
16 A / 32 A (PEN)
WAADAAGT16C
WAADAAGT32C



AGT-16P three-phase socket adapter
16 A / 32 A
WAADAAGT16P
WAADAAGT32P



AGT-16T industrial socket adapter
16 A / 32 A
WAADAAGT16T
WAADAAGT32T



AGT-63P three-phase socket adapter
63 A
WAADAAGT63P



POM magnetic strap (2 pcs)
WAP0ZUCH5



ASX-1 piercing adapter (4 pcs)
WAADAPRZASX1



GPS antenna
WAP0ZANT10GPS

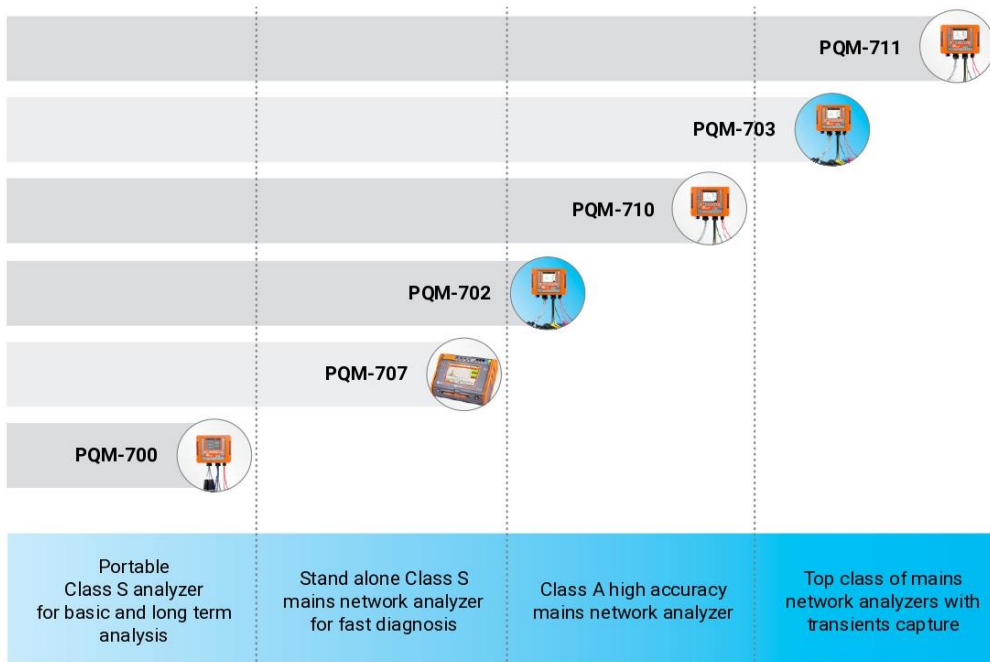


GSM repeater
WAP0ZANTREPEATER



Calibration certificate with accreditation





Get to know the instrument before buying



www.sonel.com



Expand your capabilities with additional accessories

FLUKE®

DATOS TÉCNICOS

Pinzas amperimétricas inalámbricas de CA/CC de verdadero valor eficaz Fluke serie 370 FC



REGISTRO Y OBSERVACIÓN DE LAS TENDENCIAS DE LAS MEDICIONES

Transmita los resultados de manera inalámbrica con la aplicación para mediciones Fluke Connect®

TRABAJE DE FORMA SEGURA

Capte mediciones fuera del área del arco eléctrico con conectividad Bluetooth a sus dispositivos Apple o Android

FILTRO DE PASO BAJO

El filtro de paso bajo integrado para VFD (incluido en los modelos Fluke 376 FC y 375 FC) permite realizar mediciones precisas de los accionadores de motor

VERDADERO VALOR EFICAZ

Verdadero valor eficaz de tensión y corriente para obtener mediciones exactas en señales no lineales

GARANTÍA

Tres años

La nueva serie 370 FC (376 FC, 375 FC y 374 FC) de Fluke ofrece un rendimiento avanzado para la solución de problemas.

La sonda de corriente flexible iFlex® permite que las conexiones de los cables sean más sencillas en espacios reducidos. Además, las tres pinzas ahora forman parte de la familia de herramientas de prueba inalámbricas de Fluke Connect®. Ahora usted puede:

- Registrar y observar las tendencias de las mediciones para localizar las fallas intermitentes
- Transmitir los resultados de manera inalámbrica con la aplicación para mediciones Fluke Connect®
- Crear y enviar informes directamente desde el terreno
- Captar mediciones fuera del área del arco eléctrico con conectividad Bluetooth a sus dispositivos Apple o Android

Características del producto

- Conecte el medidor al smartphone con la aplicación para mediciones Fluke Connect, con el fin de incrementar el poder para solucionar problemas de su pinza
- Lea mediciones en el teléfono a una distancia segura, con menos equipos de protección individual (EPP) mientras que el medidor se lleva todos los riesgos
- Registre los resultados directamente en el teléfono y en Fluke Cloud™
- Capte los fallos intermitentes mientras realiza otras tareas con las capacidades de registro de los modelos Fluke 376 FC y 375 FC
- Cree y comparta informes desde el terreno mediante correo electrónico o hable en tiempo real con las videollamadas ShareLive™



Todas las marcas registradas son propiedad de sus respectivos propietarios

4)



- La sonda de corriente flexible iFlex expande el rango de medición a 2500 A CA; proporciona acceso a grandes conductores ubicados en espacios reducidos (viene incluida con el modelo 376 FC y es compatible con los modelos 375 FC y 374 FC)
- La correa magnética para colgar TPAK (incluida con el modelo 376 FC y compatible con los modelos 375 FC y 374 FC) permite colgar cómodamente la pinza cuando se utilizan las sondas
- El filtro de paso bajo integrado para accionadores de frecuencia variable (VFD, por sus siglas en inglés) (incluido en los modelos Fluke 376 FC y 375 FC) permite realizar mediciones precisas de los accionadores de motor
- La exclusiva tecnología para mediciones de arranque para filtrar el ruido y captar la corriente de arranque del motor exactamente como la percibe la protección de circuitos
- Categoría de seguridad eléctrica CAT IV 600 V, CAT III 1000 V
- Tres años de garantía
- Estuche de transporte flexible

Capacidad de las mediciones

- Mediciones de corriente de 1000 A CA y CC (376 FC); 600 A CA y CC (375 FC y 374 FC)
- Mediciones de corriente de 2500 A CA con la sonda de corriente flexible iFlex®
- Medición de tensión de 1000 V CA y CC
- Verdadero valor eficaz de tensión y corriente para obtener mediciones exactas en señales no lineales
- Mediciones de frecuencia de hasta 500 Hz con mordaza y tecnología iFlex (376 FC y 375 FC)
- Mediciones de resistencia de hasta 60 k Ω (376 FC y 375 FC) o 6.000 Ω (374 FC), con detección de continuidad
- Grabación de arranque mín., máx. y promedio para capturar las variaciones automáticamente
- Rango de medición de 500 mV CC para interactuar con otros accesorios (376 FC y 375 FC)
- Mediciones de capacitancia de 1000 μ F



Cuadro de comparación

	Fluke 376 FC	Fluke 375 FC	Fluke 374 FC
Clasificación CAT	CAT III 1000 V, CAT IV 600 V	CAT III 1000 V, CAT IV 600 V	CAT III 1000 V, CAT IV 600 V
Intervalo de A CA	999,9 A con mordazas de pinza 2500 A con pinza de corriente flexible iFlex [®]	600 A con mordazas de pinza 2500 A con pinza de corriente flexible iFlex [®] opcional	600 A con mordazas de pinza 2500 A con pinza de corriente flexible iFlex [®] opcional
Intervalo de A de CC	999,9 A	600 A	600 A
Máxima resolución	0,1 A	0,1 A	0,1 A
Intervalo de V CA	1000 V	1000 V	1000 V
Intervalo de V CC	1000 V	1000 V	1000 V
Rango de mV CC	500 mV	500 mV	
Rango de ohmios	60,00 kΩ	60,00 kΩ	6.000 Ω
Frecuencia	5-500,0 Hz	5-500,0 Hz	
Capacitancia	1 μF / -1000 μF	1 μF / -1000 μF	1 μF / -1000 μF
Desactivación automática	•	•	•
Verdadero valor eficaz	•	•	•
Retención de pantalla	•	•	•
Mediciones de arranque	•	•	•
Luz de fondo	•	•	•
CC a cero	•	•	•
Valores mínimo y máximo	•	•	•
Filtro de paso bajo para VFD	•	•	
Registro	•	•	
Pinza de corriente flexible iFlex [®]	Se incluye	Opcional	Opcional
Compatible con Fluke Connect [®]	•	•	•

Especificaciones

Especificaciones generales	
Tensión máxima entre cualquier terminal y tierra	1000 V
Tipo de batería	2 baterías alcalinas AA, NEDA 15A, IEC LR6
Temperatura	En funcionamiento: -10 °C a +50 °C (14 °F a 122 °F) Almacenamiento: -40 °C a +60 °C (-40 °F a + 140 °F)
Humedad de funcionamiento	Sin condensación (< 10 °C [50 °F]), ≤90 % HR (a 10 °C hasta 30 °C [50 °F a 86 °F]), ≤75 % HR (a 30 °C hasta 40 °C [86 °F hasta 104 °F]), ≤45 % RH (a 40 °C hasta 50 °C [104 °F hasta 122 °F])
Altitud	En funcionamiento: 3000 m (9842 pies) Almacenada: 12 000 m (39 370 pies)
Dimensiones	24,9 cm (9,8 pulg.) x 8,5 cm (3,3 pulg.) x 4,5 cm (1,7 pulg.)
Peso	395 g (13,9 oz)
Apertura de la mordaza	34 mm (1,3 pulg.)
Diámetro de la sonda de corriente flexible	7,5 mm (0,29 pulg.)
Longitud del cable de la sonda de corriente flexible (desde la cabeza hasta el conector de aparatos electrónicos)	1,8 m (70,8 in)
Seguridad	IEC 61010-1, grado de contaminación 2 IEC 61010-2-032: CAT III 1000 V/CAT IV 600 V IEC 61010-2-033: CAT III 1000 V/CAT IV 600 V
Clasificación IP	IEC 60529: IP30, en reposo
Certificación de radiofrecuencia	FCC ID:T68-FBLE IC:6627A-FBLE

3 Fluke Corporation Pinzas amperimétricas inalámbricas de CA/CC de verdadero valor eficaz Fluke serie 370 FC

Continuación de las especificaciones generales

Compatibilidad electromagnética (EMC)	Internacional: IEC 61326-1: Portátil, entorno electromagnético, IEC 61326-2-2 CISPR 11: Grupo 1, Clase A Corea (KCC): Equipo de Clase A (equipo de comunicación y difusión industrial) EE. UU. (FCC): 47 CFR 15 subsección B. Este producto se considera un dispositivo exento según la cláusula 15.103.
Coefficientes de temperatura	Sumar 0,1 x la precisión especificada por cada grado centígrado por arriba de 28 °C o por debajo de 18 °C

Función	Rango	Resolución	Exactitud	Factor de cresta	Nivel de activación
Corriente CA por medio de mordaza	374 FC y 375 FC: 600,0 A 376 FC: 999,9 A	0,1 A	2 % ± 5 dígitos (10 Hz a 100 Hz)	3 a 500 A (solo en los modelos 375 FC y 376 FC) 2,5 a 600 A 1,42 a 1000 A (solo en 376 FC) Agregar un 2 % para C.F. >2	
Corriente CA a través de la sonda de corriente flexible	2500 A	374 FC y 375 FC: 0,1 A (≤ 600,0 A), 1 A (≤ 2500 A) 376 FC: 0,1 A (≤ 999,9 A), 1 A (≤ 2500 A)	3 % ± 5 dígitos (5 Hz a 500 Hz)	3,0 a 1100 A (solo en los modelos 375 FC y 376 FC) 2,5 a 1400 A 1,42 a 2500 A Agregar un 2 % para C.F. >2	
Corriente de CC	374 FC y 375 FC: 600,0 A 376 FC: 999,9 A	0,1 A	2 % ±5 dígitos		
Tensión de CA	1000 V	0,1 V (≤600,0 V) 1 V (≤1000 V)	1,5 % ±5 dígitos (20 Hz a 500 Hz)		
Tensión de CC	1000 V	0,1 V (≤600,0 V) 1 V (≤1000 V)	1 % ±5 dígitos		
mV CC	500,0 mV	0,1 mV	1 % ±5 dígitos		
Frecuencia mediante la mordaza	375 FC y 376 FC: 5,0 Hz a 500,0 Hz	0,1 Hz	0,5 % ±5 dígitos		5 Hz a 10 Hz, ≥10 A 10 Hz a 100 Hz, ≥5 A 100 Hz a 500 Hz, ≥10 A
Frecuencia a través de la sonda de corriente flexible	375 FC y 376 FC: 5,0 Hz a 500,0 Hz	0,1 Hz	0,5 % ±5 dígitos		5 Hz a 20 Hz, ≥25 A 20 Hz a 100 Hz, ≥20 A 100 Hz a 500 Hz, ≥25 A
Resistencia	374 FC: 6000 Ω 375 FC y 376 FC: 60 kΩ	374 FC: 0,1 Ω (≤600 Ω), 1 Ω (≤6000 Ω) 375 FC y 376 FC: 0,1 Ω (≤600 Ω), 1 Ω (≤6000 Ω), 10 Ω (≤60 kΩ)	1 % ±5 dígitos		
Capacitancia	1.000 µF	0,1 µF (≤100 µF), 1 µF (≤1000 µF)	1 % ±4 dígitos		

4 Fluke Corporation Pinzas amperimétricas inalámbricas de CA/CC de verdadero valor eficaz Fluke serie 370 FC

FLUKE®

Información para realizar pedidos

Pinza amperimétrica inalámbrica de verdadero valor eficaz de 600 A CA/CC **374 FC**

Pinza amperimétrica inalámbrica de verdadero valor eficaz de 600 A CA/CC **375 FC**

Pinza amperimétrica inalámbrica de verdadero valor eficaz de 1000A CA/CC **376 FC** con iFlex®

Se incluye

Sonda de corriente flexible iFlex® de 18 pulgadas (solo en el modelo 376 FC)

Correa magnética para colgar **TPAK** (solo en 376 FC)

Estuche de transporte flexible

Puntas de prueba **TL75**

Dos pilas alcalinas AA

Tarjeta de instrucciones revestida

Hoja de información sobre seguridad

Accesorios opcionales

Correa magnética para colgar **TPAK** (incluida con 376 FC)

Sonda de corriente flexible iFlex® de 18 pulgadas (incluida con 376 FC)



FLUKE CONNECT™

Cree y mantenga prácticas de mantenimiento preventivo con facilidad para ayudarlo a supervisar su complejo mundo con el sistema de software y con las herramientas de prueba inalámbricas Fluke Connect®.

- Aumente al máximo el tiempo de actividad y tome decisiones seguras de mantenimiento con datos confiables que puede rastrear.
- Guarde las mediciones en Fluke Cloud™ y asócielas con un activo para que su equipo pueda consultar tanto las mediciones históricas como las actuales desde un solo lugar.
- Colabore con facilidad con la opción de compartir sus datos con otras personas mediante correos electrónicos y videollamadas ShareLive™.
- Realice transferencias de mediciones en un solo paso y de manera inalámbrica con las mediciones AutoRecord™, que eliminan la necesidad de utilizar portapapeles y papeleos.
- Consulte las vistas de resumen de todos los activos en el tiempo para identificar fácilmente las fallas correlativas o periódicas, con el fin de hacer que la priorización del trabajo de mantenimiento sea más sencilla.
- Genere informes con tipos distintos de mediciones para proporcionar el estado de las recomendaciones de trabajo.

Obtenga más información en **flukeconnect.com**

Descargue la aplicación en:



El smartphone no está incluido en la venta.

Fluke. *Manteniendo su mundo en marcha.®*

Fluke Ibérica, S.L.
Pol. Ind. Valportillo
C/ Valgrande, 8
Ed. Thanworth II - Nave B1A
28108 Alcobendas
Madrid
Tel: 91 4140100
Fax: 91 4140101
E-mail: info.es@fluke.com
Acceso a Internet: www.fluke.es

©2015 Fluke Corporation. Reservados todos los derechos. Información sujeta a modificación sin previo aviso. 08/2015 6005995A_LAES

No se permite ninguna modificación de este documento sin permiso escrito de Fluke Corporation.

Anexo 7. Parámetros técnicos del panel LONGI Hi-MOX6 LR5-72HTH

Fuente: https://es.made-in-china.com/co_ahguangya2/product_Hot-Selling-Longi-Solar-Hi-Mox6-Explorer-Anti-Dust-Solar-Panel-585W-600W_yunyrssg.html

Información Básica.

No. de Modelo.	Hi-MOX6 LR5-72HTH	Número de células	144
Solicitud	Industrial	Condición	Nuevo
Proceso de dar un título	CE	Material	Silicio Monocristalino
máxima eficiencia	22.6%	configuración de envío	31 pcs/palets, 620 pcs/ 40'hq containe
tipo	perc, media celda	caja de conexiones	ip68
célula solar	grado a.	Paquete de Transporte	cartón
Especificación	2278*1134*35mm	Marca Comercial	longi
Origen	China	Código del HS	8541402000
Capacidad de Producción	2000pcs/semana		

STC	LR5-72HTH 565~585M
Potencia máxima (Pmax)	585
Tensión de alimentación máxima (VMP)	44,21
Corriente de potencia máxima (Imp)	13,24
Tensión de circuito abierto (VOC)	52,36
Corriente de cortocircuito (ISC)	14,27
Eficiencia del módulo (%)	22,6
Temperatura de funcionamiento	-40°C a 85°C.
Tensión máxima del sistema	1500V DC (IEC)
Valor nominal máximo de los fusibles de serie	25A
Clase de protección	Clase 2
Tolerancia de potencia	0~3%
Peso	27,5kg
Tamaño	2278*1134*35mm
STC: Irradiancia 1000W/m2, temperatura de la celda	Las tolerancias de Pmax, VOC e ISC están dentro de ±5%



Hi-MO X6 Explorer

LR5-72HTH 565~585M

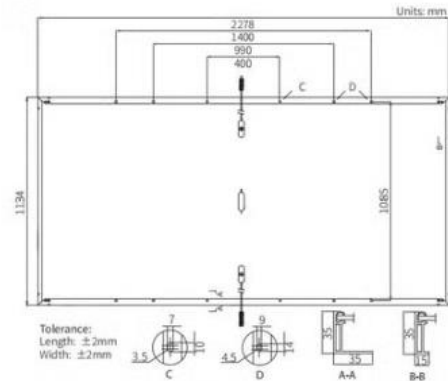
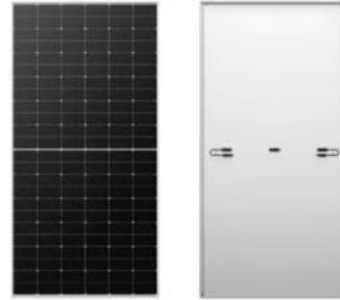
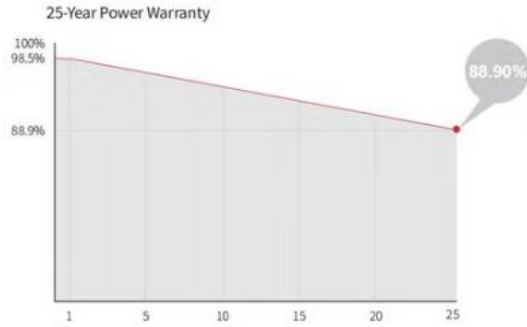
22.6%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

<1.5%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.40%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.5kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

Module Type	STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test uncertainty for P _{max} ±3%					
	LR5-72HTH-565M	LR5-72HTH-570M	LR5-72HTH-575M	LR5-72HTH-580M	LR5-72HTH-585M	STC	NOCT	STC	NOCT	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	565	422	570	426	575	430	580	433	585	437
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	51.76	48.60	51.91	48.74	52.06	48.88	52.21	49.02	52.36	49.16
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	14.01	11.31	14.07	11.36	14.14	11.42	14.20	11.47	14.27	11.52
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	43.61	39.79	43.76	39.93	43.91	40.07	44.06	40.20	44.21	40.34
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.96	10.61	13.03	10.68	13.10	10.73	13.17	10.78	13.24	10.84
Module Efficiency(%)	21.9		22.1		22.3		22.5		22.6	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL Type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.290%/°C



Product Service

CERTIFICATE

No. Z2 099333 0039 Rev. 15

Holder of Certificate: **LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.**

No. 388, Middle Hangtian Road
 Chang'an District
 710100 Xi'an City, Shaanxi
 PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

Certification Mark:



Product:

Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules
Mono-Crystalline Silicon Photovoltaic Module

The product was tested on a voluntary basis and complies with the essential requirements. The certification mark shown above can be affixed on the product. It is not permitted to alter the certification mark in any way. In addition, the certification holder must not transfer the certificate to third parties. This certificate is valid until the listed date, unless it is cancelled earlier. All applicable requirements of the testing and certification regulations of TÜV SÜD Group have to be complied. For details see: www.tuvsud.com/ps-cert

Test report no.: 704061700509-17

Valid until: 2026-01-26

Date, 2021-01-27

(Zhulin Zhang)

Anexo 8. Parámetros técnicos del inversor SigenHybridInverter 7.6kW

Fuente: <https://www.sigenenergy.com/es/products/hybrid-inverter>

Sigen Hybrid Inverter 4.8–11.4 kW Split Phase

SigenStor Hybrid ¹	4.8	7.6	11.4	Units
DC Input (from PV)				
Max. PV power	9600	15360	22800	W
Max. DC input voltage		600		V
Nominal DC input voltage		350		V
Start-up voltage		100		V
MPPT voltage range		50 - 550		V
Number of MPP trackers		4		
Number of PV strings per MPPT		1		
Max. input current per MPPT		16		A
Max. short-circuit current per MPPT		20		A
AC Input / Output (on-grid)				
Nominal output power	4800	7680	11400	W
Max. continuous current	20.0	32.0	47.5	A
AC switch current rating	25.0	40.0	60.0	
Nominal output voltage		240 / 120		V
Grid frequency range		59.3 - 60.5		Hz
Power factor		0.8 leading - 0.8 lagging		
Total current harmonic distortion		THDi < 2%		
Efficiency				
Max. efficiency		97.61%		
Additional Features				
Compatible battery module		SigenStor BAT 5.0 / 8.0		
Battery module voltage range		300 - 600		V
Peak output power	8640	14400	14400	
Nominal output voltage		240 / 120		
General Data				
Dimensions (W / H / D)		700 x 300 x 260 / 27.6 x 11.8 x 10.2		mm / in
Weight		35 / 77.1		kg / lbs
Storage temperature range		-40 - 70 / -40 - 70		°C / °F
Operating temperature range		-30 - 60 / -22 - 140		°C / °F
Relative humidity range		0% - 95%		
Max. operating altitude		4000 / 13123		m / ft
Cooling		Smart air cooling		
System ingress protection rating		IP66		
Communication		WLAN / Fast Ethernet / RS485		
Standard Compliance				
Standard		UL 1741, UL 1741 SB, UL 1741 CRD, IEEE 1547-2018, IEEE 1547.1-2020, UL 1998, UL 991, UL1699B, CP 65, FCC Part 15 Class B		

Anexo 9. Parámetros técnicos de la Batería 8kW
Fuente: <https://www.sigenergy.com/es/products>

Sigen Battery 5.0 / 8.0 kWh

SigenStor BAT	5.0	8.0	Units
Battery type	LiFePO ₄		
Total energy capacity	5.38	8.06	kWh
Usable energy capacity ¹	5.2	7.8	kWh
Max. charge / discharge power	2500	4000	W
Peak charge / discharge power (10 seconds)	3750	6000	W
General Data			
Weight	55 / 121.3	70 / 154.3	kg / lbs
Dimensions (W / H / D)	767 x 270 x 260 / 30.2 x 10.6 x 10.2		mm / in
Storage temperature range	-25 ~ 60 / -13 ~ 140		°C / °F
Operating temperature range	-20 ~ 55 / -4 ~ 131		°C / °F
Relative humidity range	5% ~ 95%		
Max. operating altitude	4000 / 13123		m / ft
Cooling	Natural convection		
System ingress protection rating	IP66		
Installation method	Floor standing / Wall-mounted		
Standard Compliance			
Standard	IEC/EN 60730-1, UN 38.3, IEC/EN 62619, IEC/EN 63056, IEC/EN 62040		



Number of battery modules ²	1	2	3	4	5	6	pcs
Total energy capacity	8.06	16.12	24.18	32.24	40.3	48.36	kWh
Max. charge / discharge power	4	8	12	16	20	24	kW
Total weight	111 / 224.7	182 / 401.2	253 / 557.8	324 / 714.3	395 / 870.8	466 / 1027.4	kg / lbs
Total height (with base)	640 / 25.2	910 / 35.8	1180 / 46.5	1450 / 57.1	1720 / 67.7	1990 / 78.3	mm / in
Total width (with decorative covers)			850 / 33.5				mm / in
Total depth (with decorative covers)			260 / 10.2				mm / in

1. Test conditions: 100% depth of discharge, 0.2C rate charge & discharge averagely at 25°C, at the beginning of life.
2. The data in the table is based on the combination of SigenStor BAT 8.0 and SigenStor EC split-phase as an example, with a ground-mounted installation.

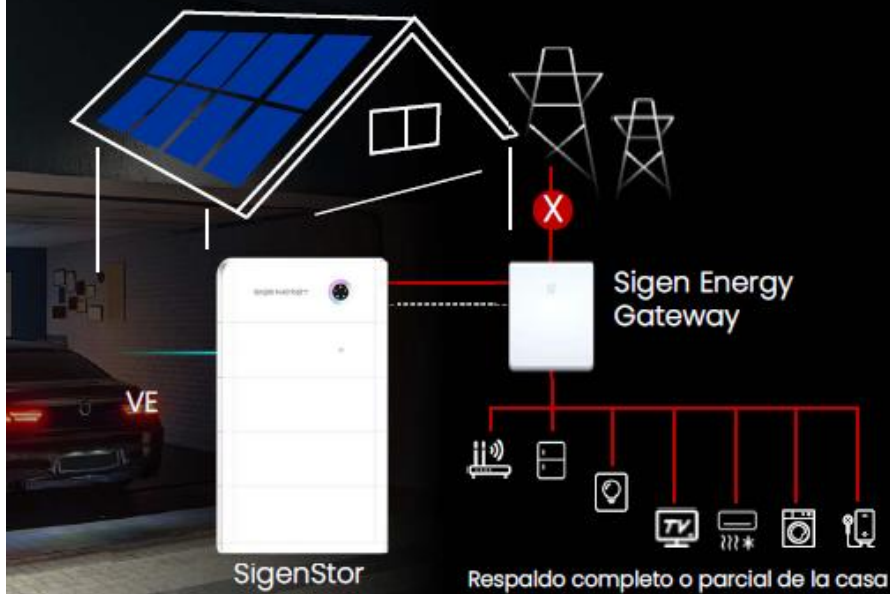
Anexo 10. Parámetros técnicos Gateway HomeMax
Fuente: <https://www.sigenergy.com/es/products>

Signen Gateway HomeMax SP LA Split Phase

Signen Gateway	HomeMax SP LA	Units
Grid Connection		
Grid connection type	Split Phase	
Nominal AC voltage	120 / 240	V
Nominal AC frequency	60	Hz
Maximum input short circuit current	10	kA
Current measurement accuracy	≤ 1%	
Voltage measurement accuracy	≤ 1%	
Grid Connection		
Max. continuous current rating	160	A
Max. overcurrent protection device rating	200	A
Disruption time of backup switchover ¹	0	ms
AC Output to Main Disruption Panel		
Max. continuous current rating	160	A
Max. overcurrent protection device rating	200	A
Overcurrent category	III	
Inverter Connection		
Max number of connection	2	
Max input / output continuous current rating	47.5	A
Max. overcurrent protection device rating	60	A
Max. AC nominal power per inverter connection	11.4	kW
Smart Load Port Connection		
Max number of connection	5	
Max. continuous current rating	64	A
Max. overcurrent protection device rating	80	A
Generator Port Connection		
Max. continuous current rating	64	A
Max. overcurrent protection device rating	80	A
Dry contact switch voltage rating	30	V _{d.c.}
Dry contact switch current rating	1	A
Generator 2-wire start	Supported	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	520 x 750 x 140 / 20.5 x 29.5 x 5.5	mm / in
Weight	< 30 / < 66.2	kg / lbs
Storage temperature range	-40 ~ 70 / -40 ~ 158	°C / °F
Operating temperature range	-30 ~ 55 / -22 ~ 131	°C / °F
Relative humidity range	0 ~ 95%	
Max. operating altitude	4000 / 13123	m / ft
Cooling	Natural convection	
Ingress protection rating	IP54	
Communication	FE, RS485, dry contact	
Installation method	Wall-mounted	

Respaldo sin Interrupciones

Cambio automático al modo de respaldo en un instante



0 ms

Interrupción de cargas

Sin fisuras

UPS 10 ms

Computadora y Televisión 20 ms

Lámpara LED 41 ms

500 ms

Bombilla incandescente



Anexo 11. Parámetros técnicos accesorios metálicos
Fuente: <https://alurack.co/fichas-tecnicas-2/>

alurack



**Accesorio de
anclaje a suelo**

Descripción del accesorio

El accesorio de anclaje a suelo se utiliza para anclar la base estructural por medio de pernos M12, al elemento de fijación en sitio, el cuál es cemento.

Accesorio de ensamblaje rápido y sencillo tanto a la estructura como al concreto, es compatible con la estructura de Granja Losa.



Código	Dimensiones [mm]	Material	Masa total (g)	Torque [Nm]
ALR002G	108.40x87	AA6005-T6	152	17-20

El accesorio anclaje al suelo está fabricado en aluminio 6005-T6 de alta resistencia y durabilidad. Puede ir anclado a la losa con chazo expansivo de 5/16".

Producido bajo normas del Aluminium Association y ANSI H35.2 en relación a propiedades mecánicas, composición química y tolerancias dimensionales.

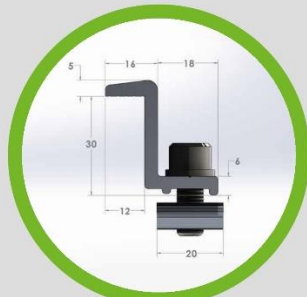
Alurack S.A.S.
akam@alurack.co
+57 3014571214
Gerencia@alurack.co
+57 3188199588
Medellín - Colombia
www.alurack.co



Accesorio de anclaje al suelo | V1 |
202103 | Documento sujeto a cambio
sin previo aviso | ©Alurack Colombia

E-CLAMP

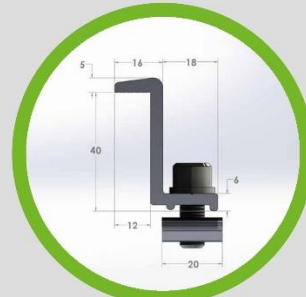
30-35-40 MM



Eclamp de 30 mm



Eclamp de 35 mm



Eclamp de 40 mm

Gracias a sus pines de cobre, este accesorio garantiza equipotencialidad en todo el arreglo fotovoltaico.

Ítem	Nombre	Grounding	Tornillo	Espesor de panel (mm)	Material**	Peso total* (g)	Torque de ensamble (N*m)
ALR008-30	ECLAMP 30 MM	1 Pin	MBX20, bristol.	30	6005 T6	64	16
ALR008-35	ECLAMP 35 MM	1 Pin	MBX20, bristol.	35	6005 T6	64,3	16
ALR008-40	ECLAMP 40 MM	1 Pin	MBX20, bristol.	40	6005 T6	64,5	16

* Se toma en cuenta el peso del tornillo y la arandela.

** Todo el acabado es Mill Finish.

Producido bajo normas del Aluminium Association y ANSI H35.2 en relación a propiedades mecánicas, composición química y tolerancias dimensionales.

Certificación bajo norma UL2703 de 2015 y ASTM B221 de 2014.



El Alurack Eclamp se utiliza para sujetar los lados exteriores de los módulos solares con el marco. Disponible para paneles de 30, 35 y 40 mm de espesor.



Este accesorio tiene incluido un pin de cobre, que hace las veces de sistema grounding para garantizar la equipotencialidad de los arreglos fotovoltaicos sin la necesidad de cableado.



Cada Alurack Eclamp incluye un (1) tornillo bristol inoxidable 304 M8 x 20, una (1) arandela M8 de presión en acero inoxidable y una (1) tuerca perfil de sujeción en aluminio 6005 T6. Acabado en aluminio crudo.

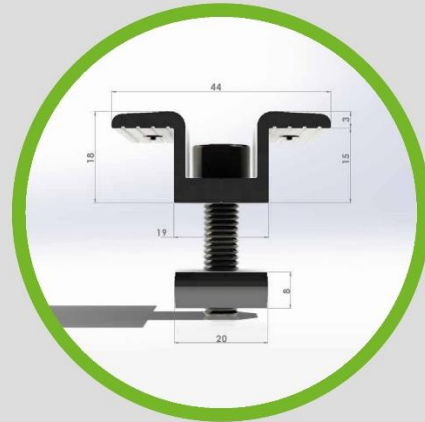
El elemento Eclamp puede ser utilizado en todas las estructuras de Alurack.

alurack

Accesorio Eclamp | V1 | 202105 | Documento sujeto a cambio sin previo aviso | @Alurack Colombia

MCLAMP

30-35-40 MM



Ítem	Nombre	Tornillería	Grounding	Dimensiones	Área del clamp	Material**	Espesor de panel	Peso total*[g]	Torque de ensamble [N*m]
ALR005-30	MCLAMP 30MM	M8X30	2 Pin	60x44	720	6005 T6	30	56	14
ALR005-35	MCLAMP 35MM	M8X40	2 Pin	60x44	720	6005 T6	35	58,8	14
ALR005-40	MCLAMP 40MM	M8X45	2 Pin	60x44	720	6005 T6	40	64,5	14

* Se toma en cuenta el peso del tornillo y la arandela.

** Todo el acabado en aluminio anodizado.

Note: todas las medidas son en mm y las áreas en mm².

Producido bajo normas del Aluminium Association y ANSI H35.2 en relación a propiedades mecánicas, composición química y tolerancias dimensionales.



El Alurack Mclamp se utiliza para sujetar los lados intermedios al unir los módulos solares con el marco. Compatible con módulos de espesores de 30, 35 y 40 mm.



Este accesorio tiene incluido un pin de cobre, que hace las veces de sistema grounding para garantizar la equipotencialidad de los arreglos fotovoltaicos sin la necesidad de cableado.



Cada Alurack Mclamp incluye un (1) tornillo Bristol inoxidable 304, una (1) arandela de presión y una (1) tuerca perfit de sujeción en aluminio 6005 T6.

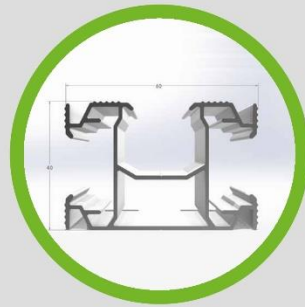
El elemento Mclamp puede ser utilizado en todas las estructuras de Alurack.

alurack

Accesorio Mclamp | V1 | 202102 | Documento sujeto a cambio sin previo aviso | @Alurack Colombia

MASTER RAIL

3,20 / 4,15 / 4,30 / 6,20



El riel más versátil del mercado para instalación de sistemas solares en distintos tipos de cubiertas y losa.

Ítem	Nombre	Alto [mm]	Ancho [mm]	Largo [mm]	Material	Peso [kg/m]
ALR002415	MRAIL 4,15	60	40	4150	6005 T6	0,906
ALR002620	MRAIL 6,20	60	40	6200	6005 T6	0,906
ALR002320	MRAIL 3,20	60	40	3200	6005 T6	0,906
ALR002430	MRAIL 4,30	60	40	4300	6005 T6	0,906
AL00212	MRAIL S 12	60	40	120	6005 T6	0,906

*Esta distancia se recomienda cuando el Mraíl está en la posición vertical. Tener en cuenta que esta distancia también puede variar dependiendo del tipo de montaje que se vaya a realizar, sin embargo, nunca debe ser mayor a 2 m.

Nota: Este riel tiene como medida estándar de extrusión 3,2 m | 4,15 m | 4,30 m | 6,20 m.

Producido bajo normas del Aluminium Association y ANSI H35.2 en relación a propiedades mecánicas, composición química y tolerancias dimensionales.



El Alurack MRAil es un riel de alta versatilidad debido a que se puede utilizar por cualquiera de sus tres canales dependiendo de las necesidades de cada montaje y las características de los diferentes anclajes de cada tipo de teja. Es perfectamente compatible con todos los accesorios de Alurack.



El Alurack MRAil está diseñado estructuralmente para soportar cargas en dos distintas posiciones, está construido con aleación de aluminio 6005 T6 y cuenta con canales para el manejo de cableado. Se recomienda una distancia máxima entre apoyos de 2 m.

El Mraíl Alurack es utilizado tanto en cubierta como en losa convencional, es un elemento muy versátil.

alurack

Alurack M-Rail | V1 | 202104 | Documento sujeto a cambio sin previo aviso | @Alurack Colombia

Anexo 12. Parámetros técnicos conductores eléctricos

Fuente: <https://www.prysmiangroupcatalogue.com/general-cable>



Baja Tensión - Fuerza para servicio - Flexibles

indice

SUPERFLEX® SUPERFLEX® / TC RV-K FOC

Mono y multiconductor extraflexibles, aislación XLPE y cubierta PVC. Cables de tierra y/o neutros opcionales. 1000 V
Los cables con calibres en AWG se denominan SUPERFLEX y los basados en el sistema milimétrico RV-K FOC



LIBRE DE PLOMO



CONDUCTOR FLEXIBLE



RESISTENTE AL AGUA



RESISTENCIA A LA INTEMPERIE



RESISTENCIA A IMPACTOS

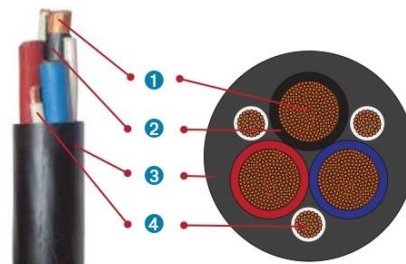
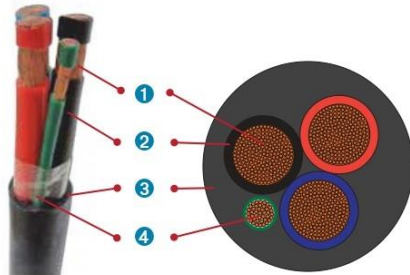
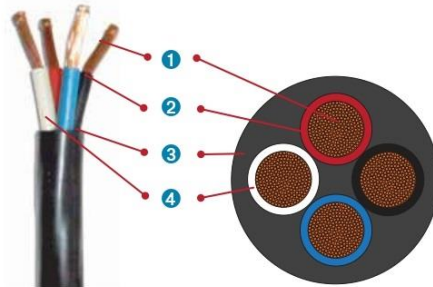
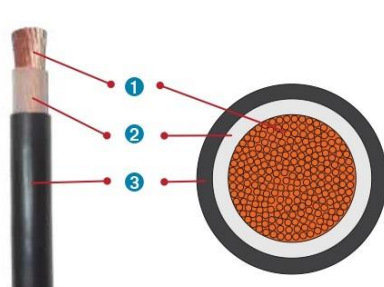


RETARDANTE A LA LLAMA



REDUCIDO RADIO DE CURVATURA

- 1 CONDUCTOR: cobre flexible, clase I ó 5 según versión (ver Características de operación).
- 2 AISLACIÓN: XLPE.
- 3 CUBIERTA EXTERIOR: PVC de color negro. Otros colores disponibles a pedido.
- 4 CONDUCTOR NEUTRO (solo en los SUPERFLEX multipolares): puede ser al 100% (como cuarto conductor) o al 50% en cuyo caso está compuesto por 1 ó 3 conductores.



General Cable
COCESA

SISTEMA DE GESTIÓN CERTIFICADO ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001



LEYENDA SOBRE LA CUBIERTA:

Cable SUPERFLEX: GENERAL CABLE SUPERFLEX (RV-K) [calibre AWG (calibre mm²)] Cu 0.6/1kV XLPE/PVC 90C HECHO EN CHILE (N° de Certificado) + AÑO

Cable SUPERFLEX/TC: GENERAL CABLE SUPERFLEX/TC (RV-K) [calibre AWG (calibre mm²)] Cu 0.6/1kV XLPE/PVC 90C HECHO EN CHILE (N° de Certificado) + AÑO

APLICACIONES Y USOS

Recomendados para ser usados en circuitos de alimentación y distribución de subestaciones, instalaciones comerciales e industriales. Se distinguen por su flexibilidad y manejabilidad, que facilitan y ahorran tiempo en la instalación.

Estos cables son adecuados para uso en instalaciones fijas donde, por lo complicado de la instalación, se hace necesaria la utilización de cables flexibles.

CERTIFICACIONES, PRUEBAS Y NORMAS

Estos cables satisfacen y/o exceden los requerimientos de la norma IEC 60502-1 y lo establecido en el Sistema de Gestión de Calidad de General Cable/Cocesa ISO 9001.

Los cables SUPERFLEX, SUPERFLEX/TC y RV-K FOC no propagan la llama de acuerdo a la norma IEC 60332-1.

Los cables marcados para uso en bandejas (Tipo Tray Cable, TC), se adhieren al artículo 336 del código eléctrico NEC de USA. Esta característica permite cumplir con una prueba de mayor resistencia a la llama en bandeja vertical indicada, tanto en la norma ICEA T-30-520, como en la norma IEC 60332-3-24 categoría C.

Adicionalmente este producto cumple con los requerimientos normativos vigentes establecidos por la SEC y está certificado por INGGER, obteniendo el número de certificado E-021-14-3851.

CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Tensión de servicio: SUPERFLEX y SUPERFLEX/TC: 1000 V. RV-K FOC: 600/1000 V.

Temperatura máxima de servicio: 90 °C.

Temperatura de sobrecarga de emergencia: 130 °C.

Temperatura de cortocircuito: 250 °C.

Flexibilidad:

- SUPERFLEX y SUPERFLEX/TC: Conductor de clase I.
- SUPERFLEX RV-K FOC: Conductor clase 5.

La cubierta exterior es resistente a la llama, humedad y rayos UV. Posee además excelentes propiedades mecánicas.

EMBALAJE

SUPERFLEX: carretes de madera no retornables y rollos.

SUPERFLEX/TC: carretes de madera no retornables.

RV-K FOC: carretes de madera no retornables.

CONDICIONES DE INSTALACIÓN

En ambientes húmedos o secos, al aire libre, bandejas, ductos o directamente enterrados. Incluso pueden estar sumergidos en agua estanca.

OPCIONES / ALTERNATIVAS

Los cables SUPERFLEX admiten varios tipos de construcciones:

- 2, 4 ó más conductores
- 3 fases + 1 neutro (al 100% o al 50%)
- 3 fases + 1 neutro (usado como "tierra de servicio") + 1 tierra (usada como "tierra de protección")
- 3 fases + 3 tierras

En este catálogo se incluyen además:

- SUPERFLEX/EVA y EXZHELLENT XXI RZ1-K: versiones con cubierta de EVA (poliolefina termoplástica), retardante a la llama, libre de halógenos y con baja emisión de humos (LSOH).
- SUPERFLEX VDF y SUPERFLEX/EVA VDF: Para alimentar equipos variadores de frecuencia o de velocidad.



INFORMACIÓN TÉCNICA ADICIONAL

SUPERFLEX MONOCONDUCTOR VERSIONES ESTÁNDAR Y TC- CALIBRES AWG/kcmil

Calibre AWG/kcmil	Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor aprox. mm	Espesor aislación mm	Diámetro exterior aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Capacidad de corriente A		
						Ducto enterrado (1) Temp. amb. 20 °C	Direct. enterrado (2) Temp. amb. 20 °C	Aire libre (3) Temp. amb. 40 °C
14	2,08	1,9	0,7	5,5	49	26	40	-
12	3,31	2,4	0,7	5,9	62	40	53	-
10	5,26	3,0	0,7	6,6	82	51	69	-
8	8,37	3,8	0,7	7,4	115	61	108	83
6	13,3	4,7	0,7	8,4	164	79	139	110
4	21,2	6,0	0,9	10,0	244	104	178	145
2	33,6	7,7	0,9	11,5	368	137	230	190
1	42,4	8,7	1,0	12,6	442	158	261	225
1/0	53,5	9,4	1,0	13,7	545	182	297	260
2/0	67,4	10,7	1,1	15,1	675	212	340	300
3/0	85,0	11,7	1,1	16,3	803	240	379	345
4/0	107	12,9	1,2	18,2	1.026	278	433	400
250	127	13,8	1,2	19,4	1.197	308	471	445
350	177	17,4	1,6	22,9	1.649	375	557	550
500	253	20,8	1,7	27,9	2.413	473	684	695
750	380	25,2	2,0	32,9	3.579	599	840	900
1000	507	29,8	2,2	38,8	4.845	710	980	1075

(1) Ducto enterrado a 0,7m. 3 cables por ducto. Rho del terreno 0,9.

(2) Cables enterrados a 0,9m, separados a 0,2m desde sus centros. Rho del terreno 0,9.

(3) Cables al aire, en disposición plana separados a 1 diámetro y no expuestos al sol. Para cables separados a menos de 1 diámetro, la capacidad de corriente debe derratearse a un 75% del valor indicado en la tabla.



SUPERFLEX instalado en bandejas.



INFORMACIÓN TÉCNICA ADICIONAL

RV-K FOC MONOCONDUCTOR – CALIBRES MILIMÉTRICOS

Calibre mm ²	Diámetro exterior aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Radio de curvatura mm	Capacidad de corriente A	
				Ducto enterrado (1)	Aire libre (2)
2,5	5,6	53	25	36	28
4	6,1	66	30	46	38
6	6,8	87	30	58	48
10	7,8	128	35	78	66
16	8,8	183	35	100	88
25	10,6	278	45	125	115
35	11,7	361	50	150	145
50	13,8	519	55	185	185
70	15,5	713	60	225	235
95	17,3	887	70	260	285
120	19,2	1.131	75	300	335
150	21,5	1.450	80	340	390
185	23,9	1.707	90	380	445
240	27,1	2.328	100	445	540

(1) Intensidades máximas admisibles enterrado según norma UNE - Temperatura del terreno de 25 °C, profundidad de la instalación 700 mm y resistividad térmica del terreno 1,5 °K.m/W.

(2) Intensidades máximas admisibles al aire según norma UNE 211435 para cables unipolares - Temperatura ambiente de 40 °C.

SUPERFLEX MULTICONDUCTOR – 3 FASES

Calibre AWG/kcmil	Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor aprox. mm	Espesor aislación mm	Diámetro exterior aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Capacidad de corriente A		
						Ducto enterrado (1) Temp. amb. 20 °C	Direct. enterrado (2) Temp. amb. 20 °C	Aire libre (3) Temp. amb. 40 °C
14	2,08	1,9	0,7	10,2	166	27	27	26
12	3,31	2,4	0,7	11,0	211	36	36	35
10	5,26	3,0	0,7	12,8	307	46	46	45
8	8,37	3,8	0,7	14,3	415	57	84	56
6	13,3	4,7	0,7	16,3	551	74	108	73
4	21,2	6,0	0,9	20,0	882	97	139	98
2	33,6	7,7	0,9	23,3	1.246	128	180	133
1	42,4	8,7	1,0	25,8	1.530	146	205	153
1/0	53,5	9,4	1,0	28,2	1.986	173	234	179
2/0	67,4	10,7	1,1	31,5	2.130	201	267	209
3/0	85,0	11,7	1,1	34,2	2.862	227	299	239
4/0	107	12,9	1,2	38,1	3.623	263	342	280
250	127	13,8	1,2	41,1	4.473	290	373	311
350	177	17,4	1,6	50,4	6.209	351	444	382
500	253	20,8	1,7	58,8	8.755	448	544	485
750	380	25,2	2,0	71,1	12.697	557	665	618

(1) Ducto enterrado a 0,7m, 1 cable en el ducto. Rho del terreno 0,9.

(2) Cable enterrado a 0,9m. Rho del terreno 0,9.

(3) Cable al aire soportado por un mensajero y no expuestos al sol.

CAMINO A MELIPILLA 6307, CASILLA 100, CERRILLOS, SANTIAGO, CHILE
SERVICIO AL CLIENTE: (56) 22 422 2200
MESA CENTRAL: (56) 22 422 2000

 **General Cable**
cocesa



INFORMACIÓN TÉCNICA ADICIONAL

SUPERFLEX MULTICONDUCTOR - 3 FASES + 1 NEUTRO AL 100%

Calibre AWG/kcmil	Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor aprox. mm	Espesor aislación mm	Diámetro exterior aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Capacidad de corriente A		
						Ducto enterrado (1) Temp. amb. 20 °C	Direct. enterrado (2) Temp. amb. 20 °C	Aire libre (3) Temp. amb. 40 °C
14	2,08	1,9	0,7	11,4	188	22	22	21
12	3,31	2,4	0,7	12,6	268	29	29	28
10	5,26	3,0	0,7	14,0	367	37	37	36
8	8,37	3,8	0,7	15,6	506	46	67	45
6	13,3	4,7	0,7	17,9	723	59	86	58
4	21,2	6,0	0,9	22,1	1.098	78	111	78
2	33,6	7,7	0,9	25,8	1.637	102	144	106
1	42,4	8,7	1,0	28,6	2.010	117	164	122
1/0	53,5	9,4	1,0	31,3	2.419	138	187	143
2/0	67,4	10,7	1,1	35,0	2.780	161	214	167
3/0	85,0	11,7	1,1	38,2	3.731	182	239	191
4/0	107	12,9	1,2	42,2	4.578	210	274	224
250	127	13,8	1,2	45,2	5.591	232	298	249
350	177	17,4	1,6	57,7	8.147	281	355	306
500	253	20,8	1,7	67,3	11.197	358	435	388

SUPERFLEX MULTICONDUCTOR - 3 FASES + NEUTRO DISTRIBUIDO AL 50%

Calibre conductores		Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor aprox. mm	Espesor aislación mm	Diámetro exterior aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Capacidad de corriente A		
Calibre AWG/kcmil	Neutro AWG						Ducto enterrado (1) Temp. amb. 20 °C	Direct. enterrado (2) Temp. amb. 20 °C	Aire libre (3) Temp. amb. 40 °C
4	12	21,2	6,0	0,9	20,0	920	78	111	78
2	10	33,6	7,7	0,9	23,5	1.473	102	144	106
1	9	42,4	8,7	1,0	25,9	1.660	117	164	122
1/0	8	53,5	9,4	1,0	28,2	2.111	138	187	143
2/0	7	67,4	10,7	1,1	31,5	2.694	161	214	167
3/0	6	85,0	11,7	1,1	34,2	3.180	182	239	191
4/0	5	107	12,9	1,2	38,2	4.032	210	274	224
250	4	127	13,8	1,2	40,6	4.730	232	298	249
350	2	177	17,4	1,6	50,5	6.755	281	355	306
500	1	253	20,8	1,7	58,7	9.419	358	435	388

- (1) Ducto enterrado a 0,7m, 1 cable en el ducto. Rho del terreno 0,9.
 (2) Cable enterrado a 0,9m. Rho del terreno 0,9.
 (3) Cable al aire soportado por un mensajero y no expuestos al sol.



INFORMACIÓN TÉCNICA ADICIONAL

SUPERFLEX MULTICONDUCTOR - 3 FASES + 1 NEUTRO + 1 TIERRA

Calibre AWG/kcmil	Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor aprox. mm	Espesor aislación mm	Diámetro exterior aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Capacidad de corriente A		
						Ducto enterrado (1) Temp. amb. 20 °C	Direct. enterrado (2) Temp. amb. 20 °C	Aire libre (3) Temp. amb. 40 °C
14	2,08	1,9	0,7	12,5	249	22	22	21
12	3,31	2,4	0,7	13,8	319	29	29	28
10	5,26	3,0	0,7	16,4	484	37	37	36
8	8,37	3,8	0,7	18,7	655	46	67	45
6	13,3	4,7	0,7	21,3	941	59	86	58
4	21,2	6,0	0,9	24,3	1.291	78	111	78
2	33,6	7,7	0,9	29,2	2.080	102	144	106
1	42,4	8,7	1,0	34,4	2.628	117	164	122
1/0	53,5	9,4	1,0	37,4	3.200	138	187	143
2/0	67,4	10,7	1,1	40,1	3.944	161	214	167
3/0	85,0	11,7	1,1	45,3	5.159	182	239	191
4/0	107	12,9	1,2	46,8	5.934	210	274	224
250	127	13,8	1,2	49,6	6.769	232	298	249
350	177	17,4	1,6	61,5	9.482	281	355	306
500	253	20,8	1,7	74,7	14.627	358	435	388

- (1) Ducto enterrado a 0,7m, 1 cable en el ducto. Rho del terreno 0,9.
 (2) Cable enterrado a 0,9m. Rho del terreno 0,9.
 (3) Cable al aire soportado por un mensajero y no expuestos al sol.

RV-K FOC MULTICONDUCTOR - CALIBRES MILIMÉTRICOS SELECCIONADOS*

Calibre mm ²	Diámetro exterior aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Radio de curvatura mm	Capacidad de corriente A	
				Ducto enterrado (1)	Aire libre (2)
3 x 1,5	9,4	130	70	23	20
3 x 2,5	10,4	178	80	30	26
3 x 4	11,7	225	85	38	36
3 x 6	12,9	301	100	48	46
3 x 10	14,7	470	110	64	65
3 x 16	17,2	700	130	82	87
3 x 25	20,6	1.045	155	106	110
3 x 35	22,9	1.375	95	129	137
3 x 50	29,4	2.063	130	152	167
4 x 1,5	10,4	150	80	23	20
4 x 2,5	11,5	197	85	30	26
4 x 4	12,9	289	95	38	36
4 x 6	14,6	379	110	48	46
4 x 10	17,4	579	125	64	65
4 x 16	21,0	897	140	82	87
4 x 25	23,6	1.224	170	106	110
4 x 35	25,2	1.590	130	129	137
4 x 50	34,2	2.283	145	152	167

- (1) Intensidades máximas admisibles enterrado según norma UNE - Temperatura del terreno de 25 °C, profundidad de la instalación 700 mm y resistividad térmica del terreno 1,5 °K.m/W.
 (2) Intensidades máximas admisibles al aire según norma UNE 211435 para cables unipolares - Temperatura ambiente de 40 °C.
 * Otras construcciones disponibles. Consultar con nuestro Departamento Comercial.

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

CAMINO A MELIPILLA 6307, CASILLA 100, CERRILLOS, SANTIAGO, CHILE
 SERVICIO AL CLIENTE: (56) 22 422 2200
 MESA CENTRAL: (56) 22 422 2000



Anexo 13. Parámetros técnicos conductor solar

Fuente: <https://www.prysmiangrouppcatalogue.com/general-cable>

Cable Prysun™ Photovoltaico

Resistencia y alto rendimiento de sol a sol para su instalación fotovoltaica.



Prysmian

A brand of the
Prysmian
Group

Cable Prysun™ Photovoltaico

Cables libres de humo y halógenos para sistemas fotovoltaicos con voltaje nominal 0.6 / 1 kV AC (1.8 kV DC).



Aplicación

Los cables Prysun™ se usan en la interconexión de paneles fotovoltaicos, entre los paneles y la caja de conexiones, y se pueden usar entre las cajas y el inversor. Tienen un alto grado de fiabilidad debido a su estabilidad térmica, resistencia a la humedad y a los rayos UV. Soportar temperaturas de hasta 120 ° C. Su composición libre de halógenos garantiza la seguridad de las personas y el medio ambiente.

Descripción para la compra

Cable eléctrico para sistemas fotovoltaicos de hasta 1,8 kV CC, compuesto por un conductor de cobre estañado, temple suave, tendido extra flexible clase 5, aislamiento termoestable sin halógeno y cubierta termoestable libre de halógeno resistente a los rayos UV. Cumple con los requisitos de rendimiento de las normas EN 50618, NBR 16612 e IEC 62930.

Referencia

Cable Prysun™ (sección) mm²
(#color) (# número de pieza).



Modo de Instalación

- Al aire libre (protegido o expuesto al sol);
- En conducto directamente enterrado;
- En conducto no metálico en la pared.

Prysun™ Fotovoltaic



Construcción:

1 • CONDUCTOR:

Cobre estañado flexible, encordado de clase 5, según ABNT NBR NM 280.

2 • AISLAMIENTO:

Elastómero termoestable sin halógenos.

3 • CUBIERTA:

Elastómero termoestable sin halógenos.
Colores disponibles: rojo y negro.
Otros colores bajo pedido.

Temperatura de funcionamiento:

- 120 ° C en funcionamiento (hasta 20,000 horas);
- 90 ° C en servicio continuo;
- 250 ° C en corto circuito.

Nota: El cable puede funcionar durante un máximo de 20,000 horas a una temperatura de 120 ° C en el conductor con una temperatura ambiente máxima de 90 ° C.

Características

- Operación a temperaturas ambientales de - 40° C a 90 ° C;
- Admite hasta 20,000 horas de operación con temperatura del conductor a 120 ° C;
- Vida esperada de 25 años;
- Protecciones contra acciones ambientales (rayos UV, calor húmedo y ozono);
- Resistente a soluciones ácidas y alcalina;
- Retardante a la llama - IEC 60332-1;
- Libre de halógenos y baja emisión de humos;
- Resistente a la presencia de agua: Clasificación AD7 (inmersión intermitente) .

Estándares de construcción para el cable

NBR 16612, EN 50618, IEC 62930.

Estándares adecuados para la instalación

NBR 16690.

Voltaje clasificado

1.8 kV DC (máximo), 1.5 kV DC (nominal) - equivalente a 0.6 / 1 kV AC.

Embalaje

- Carretes de madera para todas las secciones.
- Otros paquetes bajo pedido.

Identificación

- Color de la chaqueta: negro o rojo.
- Otros colores bajo pedido.

Dimensional

Sección (mm²)	Diámetro del conductor (mm)	Espesor de aislamiento (mm)	Espesor de la chaqueta (mm)	Externo max. diámetro (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio de curvatura mínimo (mm)
2,5	1,94	0,7	0,8	5,3	45	24
4	2,37	0,7	0,8	5,8	60	26
6	2,91	0,7	0,8	6,3	80	30
10	3,88	0,7	0,8	7,9	120	35
16	5,01	0,7	0,9	9,6	180	40
25	6,3	0,9	1	11,6	290	50
35	7,4	0,9	1,1	13,2	390	56
50	8,9	1	1,2	15,2	550	65
70	11,2	1,1	1,2	17,2	750	75
95	12,5	1,1	1,3	19,1	980	83
120	14,2	1,2	1,3	21,2	1.200	92
150	16,3	1,4	1,4	23,7	1.510	129
185	18,3	1,6	1,6	26,1	1.910	144
240	20,1	1,7	1,7	29,6	2.390	162

Nota: Otras secciones bajo pedido.

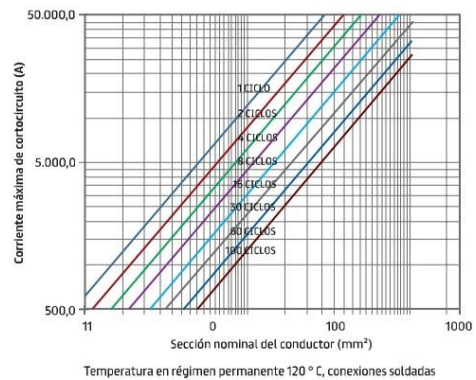
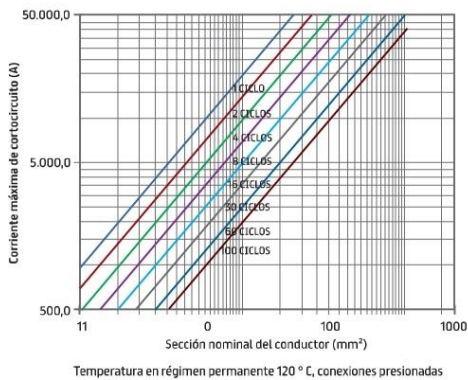
Datos eléctricos

Corriente de cortocircuito

$$I = 226 \cdot S \cdot \sqrt{\frac{1}{t} \cdot \ln \frac{\theta_f + 234,5}{354,5}}$$

- I = corriente de cortocircuito, en amperios
- S = sección del conductor en mm²
- t = tiempo de duración del cortocircuito en segundos
- θ_f = temperatura máxima que el conductor puede alcanzar en el cortocircuito
 - Para conexiones presionadas, θ_f = 250 °C
 - Para conexiones soldadas, θ_f = 160 °C

Corriente de cortocircuito



Datos eléctricos

Sección nominal	Conductor resistencia eléctrica máxima CC a 20 ° C	Caída de voltaje de CC a temperatura máxima Rango de operación de 120 ° C	Capacidad de conducción actual (A)			
			(1)	(2)	(3)	(4)
mm ²	Ω/km	V/A.km				
1,5	13,7	38,17	22	20	26	22
2,5	8,21	22,87	29	26	35	29
4	5,09	14,18	39	35	46	37
6	3,39	9,445	49	44	58	46
10	1,95	5,433	68	61	80	64
16	1,24	3,455	89	79	106	83
25	0,795	2,215	117	104	139	107
35	0,565	1,574	145	128	172	133
50	0,393	1,095	181	159	215	163
70	0,277	0,772	224	196	267	-
95	0,21	0,585	267	233	319	-
120	0,164	0,457	311	271	373	-
150	0,132	0,368	355	308	426	-
185	0,108	0,301	402	347	483	-
240	0,082	0,228	477	411	575	-
300	0,065	0,182	548	471	662	-
400	0,050	0,138	652	558	790	-

- [1] Dos cables al aire libre, cables expuestos al sol, colocados horizontalmente, temperatura ambiente de 60 ° C y temperatura del conductor de 120 ° C durante un máximo de 20,000 horas.
- [2] Dos cables al aire libre, cables expuestos horizontalmente uno frente al otro, temperatura ambiente de 40 ° C y temperatura del conductor de 90 ° C.
- [3] Dos cables al aire libre, expuestos al sol, cables colocados horizontalmente, temperatura ambiente de 20 ° C y temperatura del conductor de 90 ° C.
- [4] Dos cables instalados en un conducto no metálico montado en la pared, temperatura ambiente de 30 ° C y temperatura del conductor de 90 ° C.

La caída de voltaje se ha establecido en la temperatura máxima del conductor. Multiplicar los valores dados por el valor de la corriente eléctrica y la longitud de cada polo en metros, tiene un valor aproximado de caída de voltaje en voltios.

Factor de corrección para cables instalados al aire libre, temperatura ambiente distinta de 30 ° C

Temperatura ambiente (°C)	5	10	15	20	25	35	40	45	50
Factor	1,19	1,15	1,12	1,08	1,04	0,96	0,91	0,87	0,82

Anexo 15. Proforma general de los implementos necesarios para el proyecto.

Fuente: Pérez, Marco (2024)

ELECTHRONIUM

Eléctrica, Electrónica y Mecatrónica

Dirección: Venezuela y Matovelle

Teléfono:

Email: domonroy@electhronium.com



PROFORMA No. 2024-115

CLIENTE

Nombre: Campus tecnológico
 Empresa: Universidad Indoamérica
 Dirección:
 Teléfono:

Fecha
 Validez

31-01-2025
 27-2-2025

ID Cliente:

NÚMERO DE PARTE	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	Disponibilidad	CANT	PERCIO UNITARIO	TOTAL
	EA	PANELES SOLARES LONGI 585W	Inmediata	6	\$170.00	\$1,020.00
Sistema Solar SigEnergy	EA	Singen Hybrid 7.6 SP - Inversor de 7.6kW bifásico	Inmediata	1	\$1,597.85	\$1,597.85
	EA	batería SigenStor BAT 8kW	Inmediata	1	\$3,592.95	\$3,592.95
	EA	Licencia de por vida - Sistema de monitoreo con IA - Singen App	Inmediata	1	\$185.50	\$185.50
	EA	SinGen gateway Home max SP LA - Caja de transferencia automática	Inmediata	1	\$1,592.50	\$1,592.50
	EA	SingeStor Kit de montaje de batería para suelo	Inmediata	1	\$283.50	\$283.50
	m	CABLE NEXANS (Cu-Sn) H1ZZ2K 1X6mm2 (10AWG) 1.5Kv (DC) COLOR CHAQUETA NEGRO	Inmediata	50	\$1.54	\$77.00
Sistema de Estructuras de aluminio	EA	Mriel - 6.2m Aluminio	Inmediata	5	\$39.64	\$198.20
	EA	Eclamp - 35mm	Inmediata	5	\$2.17	\$10.85
	EA	Mclamp - 35mm	Inmediata	10	\$2.17	\$21.70
	EA	Soporte para Loza - sujeción a Mrail	Inmediata	10	\$4.15	\$41.50
Sistema eléctrico y de protecciones	EA	Breaker DC bipolar 50A	Inmediata	1	\$20.50	\$20.50
	EA	Cable Concentrico, 10m 3x6 AWG, 20m 3x8 AWG	Inmediata	2	\$3.50	\$7.00
	EA	Centro de carga plástico 8espacios riel	Inmediata	1	\$25.00	\$25.00
	EA	Breaker ACbipolar 63A, Breaker de carga principal GE, Breaker Inversor GE	Inmediata	2	\$12.30	\$24.60
	EA	Cable THHN de cobre n8 7hilos	Inmediata	40	\$1.04	\$41.60
	EA	Cable Concentrico, 10m 3x6 AWG, 20m 3x8 AWG	Inmediata	30	\$4.92	\$147.60

Subtotal 0% IVA	\$6,396.30
Subtotal	\$2,491.55
Iva 15%	\$373.73
TOTAL	\$9,261.58
Moneda	USD

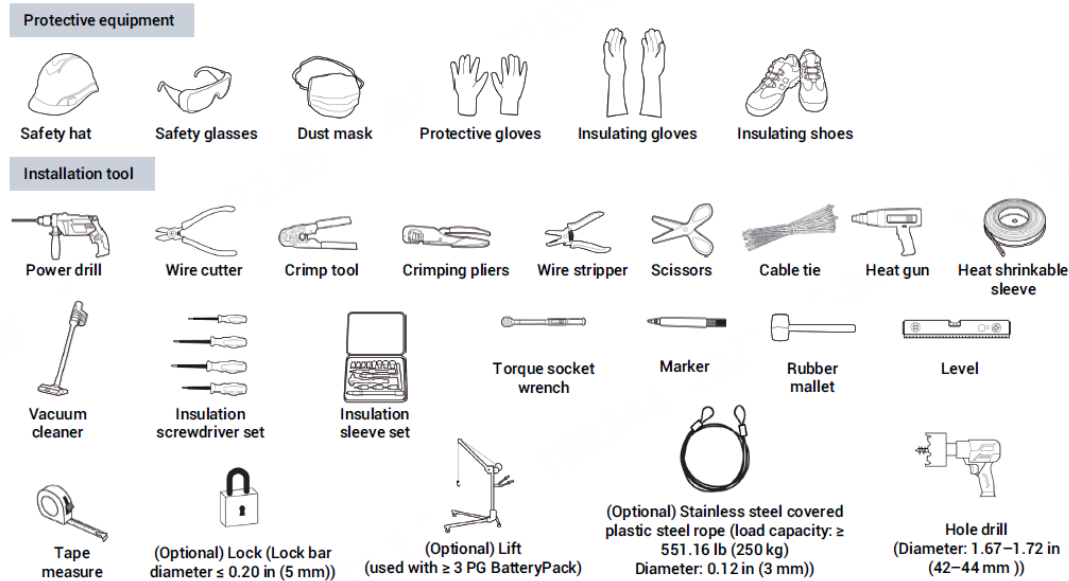
TERMINOS COMERCIALES Y OTROS COMENTARIOS

Garantías: 10 años de garantía en equipos SigEnergy, paneles solares y cable fotovoltaico.

NOTA: Incluye el mantenimiento bi-mensual de la planta solar durante 1 año a partir del inicio de la instalación. Monitoreo de la planta via web continuo durante 5 años.

Anexo 16. Procedimiento de instalación.

Fuente: Pérez, Marco (2024)



Procedimiento para instalación.

1. Antes de la instalación: Confirme que los componentes principales estén completos y en buen estado según las listas de los empaques, asegure la disponibilidad e integridad del equipo de protección personal y herramientas de instalación, reponiéndolos si es necesario.
2. Preparación del sitio: Verificar el sitio y condiciones del área de instalación, para garantizar la seguridad del sistema fotovoltaico.
3. Fijación de soportes: Instalar soportes en la loza con pernos expansivos o tacos químicos, asegurando estabilidad estructural.
4. Montaje de rieles: Asegurar los rieles de aluminio sobre los soportes, siguiendo la normativa IEC 61215 para la correcta instalación de los módulos fotovoltaicos.
5. Instalación de paneles: Fijar los paneles solares con Eclamps y Mclamps.
6. Conexión eléctrica de paneles: Unir los paneles en serie con conectores MC4 certificados bajo la IEC 62852, asegurando la polaridad correcta.
7. Instalación del inversor, batería y gateway: Ubicar los equipos en un área protegida, cumpliendo con los procedimientos respectivos de sus manuales.
8. Montaje del tablero de breakers: Instalar dispositivos de protección según la normativa IEC 62930 para cableado y la IEC 62446 para inspección y mantenimiento.
9. Puesta a tierra: Conectar el sistema a la toma de tierra existente del edificio.
10. Verificación y pruebas: Comprobar conexiones, mediciones eléctricas y puesta en marcha, siguiendo la regulación ARCONEL 010/2024 para instalaciones eléctricas.

Anexo 17. Simulación en 3D renderizada del sistema, ubicado sobre el bloque 1 del campus tecnológico.

Fuente: Pérez, Marco (2024)

