

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



TEMA:

PROPUESTA TÉCNICA DE UNA MICROGRID EN EL EDIFICIO DE LA FACULTAD DE
INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS.

Trabajo de Grado previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR:

Israel Jonathan Espinoza Villegas

DIRECTOR:

Ing. Julio Esteban Guerra Massón MSc.

Ibarra, 2025



AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1207837657		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Espinoza Villegas Israel Jonathan		
DIRECCIÓN:	Ibarra – Puyo y Ambato		
EMAIL:	iespinoza@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:		TELÉFONO MÓVIL:	0990380397

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Propuesta técnica de una microgrid en el edificio de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas.
AUTOR (ES):	Espinoza Villegas Israel Jonathan
FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA	25/11/2025
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Isabel Quinde Cuenca MSc. / Ing. Julio Esteban Guerra Massón MSc.



2. CONSTANCIAS

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 25 días del mes de Noviembre de 2025

EL AUTOR:

.....
Israel Jonathan Espinoza Villegas



**CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN
CURRICULAR**

Yo, Ing. Julio Esteban Guerra Massón MSc en calidad de director del señor estudiante Espinoza Villegas Israel Jonathan certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: “PROPUESTA TÉCNICA DE UNA MICROGRID EN EL EDIFICIO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS”.

Para la obtención del título de Ingeniero(a) Eléctrico(a), aprobado la defensa, impresión y empastado.

.....

Ing. Julio Esteban Guerra Massón MSc

DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR



DEDICATORIAS

A Dios, por su guía constante, fortaleza, cuidado y por permitir la culminación de este proceso académico.

A mis padres, Santiago Espinoza y Sonia Villegas, por ser un referente fundamental, por su amor inquebrantable, sus sacrificios, su formación disciplinaria y el apoyo incondicional brindado desde el inicio.

A mis hermanos, abuelos, tías, tíos y demás familiares, por su respaldo continuo y por el aprecio demostrado. Gracias por acompañarme en este logro y por confiar siempre en mí.

Israel Espinoza.

**AGRADECIMIENTOS (OPCIONAL)**

Agradezco a Dios por la vida, por su acompañamiento constante y por las bendiciones otorgadas a lo largo de mi trayectoria.

Agradezco a mis padres, Santiago Espinoza y Sonia Villegas, por brindarme la vida, formarme con sólidos valores y apoyarme en todo momento. Gracias por cada esfuerzo, por su compañía en situaciones difíciles y por ser un ejemplo de dedicación. Extiendo mi agradecimiento a mis familiares por su apoyo en cada etapa de mi vida.

Agradezco a mi director de tesis, Ing. Julio Esteban Guerra Massón, MSc., por su guía, paciencia y por los conocimientos compartidos. Gracias por el tiempo dedicado, el esfuerzo y las enseñanzas impartidas. De igual manera, agradezco a la Ing. Isabel Quinde Cuenca, MSc., por su asesoría, paciencia y orientación en el desarrollo de este trabajo.

Agradezco a los docentes y al personal administrativo de la carrera por los conocimientos, consejos, dedicación y acompañamiento brindados durante toda esta etapa académica.

Agradezco a mis amigos, quienes se han convertido en una familia y representan un apoyo fundamental. Gracias por cada experiencia, anécdota y aprendizaje compartido, y por una amistad que ha sido invaluable en este proceso.

Israel Espinoza.



RESUMEN.....	13
CAPITULO I.....	15
INTRODUCCIÓN.....	15
1.1 Problema de investigación.....	15
1.1.1 Problemática a investigar.....	15
1.1.2 Formulación de la pregunta de investigación	16
1.2 Objetivos.....	16
1.2.1 Objetivo general.....	16
1.2.2 Objetivos Específicos	16
1.3 Alcance y delimitación	16
1.4 Justificación	18
CAPÍTULO II	20
MARCO TEÓRICO	20
2.1 Antecedentes.....	20
2.2 Microgrid.....	22
2.2.1 Clasificación de Microgrid	23
2.3. Tecnológicas utilizadas en la implementación de una Microgrid	24
2.3.1. Tecnologías de Generación distribuida de energía eléctrica	24
2.3.2. Tecnologías de Almacenamiento de Energía eléctrica	27
2.3.3. Tecnologías para el control y gestión de energía eléctrica en una Microgrid	29
2.3.4. Tecnologías para la conversión de corriente eléctrica.	29
2.3.5. Tecnologías para la conmutación y protección.....	30
2.3.6. Tecnologías para las cargas y sistemas de respuesta.....	32
2.4. Tipología de conexión de la Microgrid con la red de alimentación eléctrica principal.....	33
2.4.1. Microgrid conectada a la red convencional	33
2.4.2. Microgrid desconectada de la red convencional.....	33
2.4.3. Microgrid hibrida.....	34
2.5. Estación de carga de dispositivos móviles	35
CAPÍTULO III.....	36
MATERIALES Y MÉTODOS.....	36



3.1.	Metodología	36
3.2.	Análisis de la demanda eléctrica	39
3.2.1.	Descripción del lugar de estudio.....	39
3.2.2.	Demanda de energía eléctrica del edificio FICA.....	41
3.2.3.	Situación del sistema eléctrico de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas 41	
3.2.4.	Estimación de la demanda eléctrica para los puntos de carga de dispositivos móviles por piso.....	48
3.3.	Modelado y dimensionamiento de la Microgrid	50
3.3.1.	Software MATLAB/Simulink.....	51
3.3.2.	Software HOMER Pro	51
3.3.3.	Software AutoCAD.....	52
3.3.4.	Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico	53
3.3.5.	Dimensionamiento del sistema eólico	57
3.3.6.	Dimensionamiento del sistema de respaldo	59
3.3.7.	Dimensionamiento de los Sistemas de Conversión, almacenamiento, Control y Distribución de energía eléctrica.....	60
3.3.8.	Dimensionamiento de las estaciones de carga para dispositivos móviles....	68
3.4.	Selección de Tecnologías.....	70
3.4.1.	Generación fotovoltaico	70
3.4.2.	Generación eólico	71
3.4.3.	Sistema de respaldo	72
3.4.4.	Sistema de conversión	73
3.4.5.	Sistema de almacenamiento, control y distribución de energía eléctrica. ..	75
CAPÍTULO IV		77
RESULTADOS Y ANÁLISIS		77
4.1.	Diseño esquemático de la microgrid propuesta	77
4.2.	Resultados del Análisis de Demanda Eléctrica	78
4.2.1.	Resultados del Levantamiento de Cargas y Estimación de la Demanda Máxima del Edificio FICA.....	78
4.2.2.	Estimación de demanda por piso para estaciones de carga.....	80
4.2.3.	Identificación de cargas críticas y promedio total.....	81
4.3.	Resultados del Modelado y Dimensionamiento.....	82
4.3.1.	Sistema Fotovoltaico.....	82
4.3.2.	Sistema eólico.....	83



4.3.3.	Sistema de Respaldo (Grupo Electrónico)	85
4.3.4.	Sistemas de Conversión, Almacenamiento, Control	87
4.3.5.	Estaciones de Carga para Dispositivos Móvil.....	89
4.4.	Simulación en HOMER Pro y MATLAB/Simulink	94
4.4.1.	Simulación en HOMER Pro	95
4.5.	Viabilidad técnica y económica	108
4.6.	Evaluación Normativa y de Implementación	113
CONCLUSIONES.....		114
RECOMENDACIONES.....		115
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		116
ANEXOS.....		122



ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Representación general de una microgrid.22

Fig. 2 Clasificación de la microgrid según el tipo de conexión con la red principal.23

Fig. 3 Partes principales de una microgrid.24

Fig. 4 Paneles solares fotovoltaicos [19].25

Fig. 5 Aerogenerador vertical [20].26

Fig. 6 Representación de una microturbina [21].26

Fig. 7 Proceso electroquímico en una celda de combustible [22].27

Fig. 8 Esquema general de una microgrid Híbrida [16].34

Fig. 9 Comparativa de la estabilidad operativa de las microgrid.35

Fig. 10 Metodología aplicada para la propuesta técnica de la microgrid.36

Fig. 11 Descripción satelital del lugar de estudio.40

Fig. 12 Transformador de 75 kVA que suministra electricidad a los edificios de FICA y FICAYA [47].41

Fig. 13 Plano eléctrico de la planta baja del edificio FICA [47].43

Fig. 14 Plano eléctrico del primer piso del edificio FICA [47].44

Fig. 15 Plano eléctrico del segundo piso del edificio FICA [47].45

Fig. 16 Plano eléctrico del tercer piso del edificio FICA [47].46

Fig. 17 Plano eléctrico del cuarto piso del edificio FICA [47].48

Fig. 18 Representación visual del panel fotovoltaico Jinko Tiger PRO 585W N.71

Fig. 19 Representación visual de la turbina eólica FLTXNY R – 2000W.72

Fig. 20 Representación gráfica del generador diésel Preston Electric, modelo LGC95CL.73

Fig. 21 Representación gráfica del inversor DEY SUN-70K-G01P3-EU-AM8-LV.74

Fig. 22 Representación gráfica del controlador de carga 2 kW / 48 V iSTA-BREEZE.75

Fig. 23 Representación gráfica de la batería E-BOX-48100R.76

Fig. 24 Diseño de la microgrid propuesta para el edificio FICA.77

Fig. 25 Diagrama unifilar de la microgrid propuesta para el edificio FICA.78

Fig. 26 Energía consumida durante las mediciones realizadas en [47].79

Fig. 27 Potencia consumida en el periodo de las mediciones [47].79

Fig. 28 Diagrama unifilar de conexiones del sistema fotovoltaico.83

Fig. 29 Diagrama unifilar de conexiones del sistema eólico.85

Fig. 30 Diagrama unifilar de conexiones del sistema de respaldo (Grupo Electrónico).87

Fig. 31 Diseño 3D de las estaciones de carga para dispositivos móviles.90

Fig. 32 Simbología de las estación de carga para dispositivos móviles.91

Fig. 33 Especificaciones de la ubicación de la estación de carga en la planta baja del edificio FICA.92

Fig. 34 Especificaciones de la ubicación de la estación de carga en el segundo piso del edificio FICA.92

Fig. 35 Especificaciones de la ubicación de la estación de carga en el tercer piso del edificio FICA.93

Fig. 36 Especificaciones de la ubicación de la estación de carga en el cuarto piso del edificio FICA.93



Fig. 37 Especificaciones de la ubicación de la estación de carga en el quinto piso del edificio FICA.	94
Fig. 38 ubicación geográfica del edificio FICA en el software HOMER Pro.	96
Fig. 39 Datos de irradiación solar en la ubicación de estudio.	97
Fig. 40 Datos de la velocidad del viento en la ubicación de estudio.	97
Fig. 41 Perfil representativo del consumo energético del edificio FICA.	98
Fig. 42 Resultados de la simulación en HOMER Pro.	99
Fig. 43 Resultados obtenidos en la simulación para el banco de baterías.	100
Fig. 44 Subsistema fotovoltaico modelado en Simulink.	100
Fig. 45 Subsistema Eólico modelado en Simulink.	101
Fig. 46 Sistema de almacenamiento modelado en Simulink.	101
Fig. 47 Inversor modelado en Simulink.	102
Fig. 48 Bloque del grupo electrógeno de respaldo en Simulink.	102
Fig. 49 Bloque de control y gestión de la microgrid en Simulink.	103
Fig. 50 Simulación de la microgrid dimensionada para el edificio FICA en el software Simulink.	104
Fig. 51 Gráficas que muestran la relación entre la irradiancia y las curvas corriente–voltaje y potencia–voltaje.	104
Fig. 52 Grafica de la potencia generada por el sistema fotovoltaico en Simulink.	105
Fig. 53 Grafica de la potencia generada por el sistema eólico en Simulink.	105
Fig. 54 Grafica del SOC del sistema de baterías simulando 24 horas de funcionamiento habitual.	106
Fig. 55 Grafica del voltaje de línea a línea cuando el grupo electrógeno entro en funcionamiento en Simulink.	107
Fig. 56 Grafica del voltaje de línea a línea de la microgrid FICA.	107
Fig. 57 Grafica de la potencia en el bus AC de la microgrid FICA.	108
Fig. 58 Grafica de los valores de pérdidas de la microgrid.	109
Fig. 59 Grafica de los aportes de generación renovables en la demanda eléctrica.	109
Fig. 60 Grafica del aporte del generador diésel en la demanda eléctrica en condiciones de contingencia.	110



ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. Datos geográficos referenciales del edificio FICA [48].	40
TABLA 2. Tablero general de distribución. modificado de [47].	42
TABLA 3. Tablero de distribución planta baja [47].	43
TABLA 4. Tablero de distribución del primer piso [47].	44
TABLA 5. Tablero de distribución del segundo piso [47].	46
TABLA 6. Tablero de distribución del segundo piso [47].	47
TABLA 7. Tablero de distribución del segundo piso [47].	48
TABLA 8. Datos de las horas pico solares promedios en el periodo de 2020 a 2024.	55
TABLA 9. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico Jinko Tiger Pro 585w n.	70
TABLA 10. Especificaciones técnicas de la turbina eólica FLTXNY R – 2000W.	71
TABLA 11. Especificaciones técnicas del generador eléctrico diésel LGC95CL 70kW.	72
TABLA 12. Especificaciones técnicas del inversor híbrido Dey MODELO SUN-70K-G01P3-EU-AM8-LV.	73
TABLA 13. Especificaciones técnicas del regulador de carga iSTA-BREEZE DE 2 KW / 48 V.	74
TABLA 14. Especificaciones técnicas de la batería E-BOX-48100R	76
TABLA 15. Estimación de la demanda eléctrica para los puntos de carga de dispositivos móviles.	80
TABLA 16. Curva de potencia del aerogenerador	84
TABLA 17. Especificaciones técnicas de las estaciones de carga para dispositivos móviles.	91
TABLA 18. Costos de la microgrid propuesta para el edificio FICA.	110
TABLA 19. Ahorro anual y tiempo de retorno de inversión.	112



RESUMEN

El presente trabajo desarrolla una propuesta técnica para el diseño de una microgrid híbrida en el edificio de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas (FICA), con el fin de incrementar la autonomía energética, optimizar el uso de recursos renovables y garantizar la continuidad del suministro eléctrico. El estudio surge ante la creciente necesidad de abastecer estaciones de carga para dispositivos móviles y reducir la dependencia de la red pública. La investigación se sustenta en un análisis teórico sobre microgrids, tecnologías de generación distribuida, almacenamiento y conversión electrónica, además de la normativa ecuatoriana vigente, incluida la Regulación ARCONEL-005/24 codificada.

La metodología aplicada incluye el levantamiento de la demanda eléctrica del edificio, la estimación del consumo por piso y el diseño de un sistema híbrido compuesto por un 80 % de generación fotovoltaica y un 20 % eólica, complementado con un banco de baterías y un grupo electrógeno capaz de cubrir el 100 % de la demanda en condiciones de contingencia. Para el modelado, simulación y diseño eléctrico se emplearon MATLAB/Simulink, HOMER Pro y AutoCAD, permitiendo dimensionar cada componente y validar su desempeño en condiciones reales de operación.

Los resultados confirman que la microgrid cumple con los criterios de estabilidad, eficiencia y confiabilidad, manteniendo adecuada regulación de tensión y correcta coordinación entre los subsistemas de generación, almacenamiento, control y protección. La evaluación técnica-económica evidencia que el sistema propuesto reduce significativamente la dependencia de la red pública, mejora la resiliencia operativa y presenta una viabilidad financiera acorde con proyectos de infraestructura renovable en instituciones educativas. En conclusión, la microgrid propuesta constituye una solución sostenible y técnicamente sólida para el edificio FICA.

Palabras clave: Microgrid, generación distribuida, energía fotovoltaica, sistema eólico, almacenamiento energético, MATLAB/Simulink, HOMER Pro.





ABSTRACT

This work presents a technical proposal for the design of a hybrid microgrid for the building of the Faculty of Engineering in Applied Sciences (FICA), aimed at increasing energy autonomy, optimizing the use of renewable resources, and ensuring continuity of electrical supply. The study arises from the growing need to support mobile device charging stations and reduce dependence on the public grid. The research is grounded in a theoretical analysis of microgrids, distributed generation technologies, energy storage, power conversion systems, and the current Ecuadorian regulatory framework, including ARCONEL Regulation 005/24 codificada.

The methodology includes a detailed assessment of the building's electrical demand, consumption estimation by floor, and the design of a hybrid system composed of 80% photovoltaic generation and 20% wind generation, complemented by a battery storage bank and a diesel generator capable of covering 100% of the demand under contingency conditions. MATLAB/Simulink, HOMER Pro, and AutoCAD were used for modeling, simulation, and electrical design, enabling the dimensioning of each component and validating operational performance under realistic conditions.

The results demonstrate that the proposed microgrid meets the required criteria for stability, efficiency, and reliability, maintaining proper voltage regulation and effective coordination among the generation, storage, control, and protection subsystems. The technical-economic evaluation shows a significant reduction in dependence on the public grid, improved operational resilience, and financial feasibility aligned with renewable energy infrastructure projects in academic institutions. In conclusion, the proposed microgrid constitutes a sustainable and technically robust solution for the FICA building.

Keywords: Microgrid, distributed generation, photovoltaic energy, wind system, energy storage, MATLAB/Simulink, HOMER Pro.

**Tema**

Propuesta técnica de una microgrid en el edificio de la facultad de ingeniería en ciencias aplicadas.

1.1 Problema de investigación.

En la búsqueda constante de una matriz energética más sostenible, el enfoque se centra en la integración eficaz de fuentes renovables, siendo fundamental para alcanzar este objetivo. Sin embargo, este camino hacia la sostenibilidad presenta desafíos significativos, desde la intermitencia de la generación hasta limitaciones tecnológicas y económicas que deben superarse al introducir con éxito energía solar, eólica y otras fuentes renovables en las redes existentes.

1.1.1 Problemática a investigar.

Las fuentes de energía renovable desempeñan un papel cada vez más significativo en la generación de electricidad. Estas fuentes presentan variabilidad en la generación debido a la diversidad de tecnologías de captación de energía renovable, como la fotovoltaica y la eólica. Por ende, su rendimiento está sujeto a condiciones climáticas cambiantes, lo que conduce a flujos de energía no constantes en la red eléctrica. Esta inestabilidad plantea desafíos en la gestión y el equilibrio de la oferta y la demanda de energía eléctrica.

Por otra parte, existe un aumento considerable de empleo de dispositivos móviles. Este incremento se atribuye a que los dispositivos móviles ofrecen más conexión.

En relación con la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas (FICA), se observa un considerable contingente estudiantil, contabilizando alrededor de 1811 estudiantes. Esta cifra se traduce en una elevada cantidad de usuarios de dispositivos portátiles, como teléfonos celulares y computadoras personales. De manera simultánea, el número significativo de estudiantes contribuye al aumento de la demanda de energía eléctrica. Además, esta demanda está vinculada directamente a la red eléctrica convencional, lo



que, a su vez, se refleja en costos económicos asociados a la facturación de la potencia eléctrica consumida.

1.1.2 Formulación de la pregunta de investigación

¿Qué parámetros se deben tomar en cuenta en la propuesta técnica de una microgrid para estaciones de carga de dispositivos móviles en el edificio de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas?

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Realizar la propuesta técnica de una microgrid alimentada con fuentes de energía solar y eólica para estaciones de carga de dispositivos móviles en el edificio de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas (FICA), mediante modelos de optimización para el dimensionamiento de microrredes.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Describir las tecnologías utilizadas en la implementación de una microgrid
- Dimensionar una microgrid para el edificio de la FICA.
- Realizar la propuesta técnica de una microgrid para estaciones de carga de dispositivos móviles en el edificio de la FICA.

1.3 Alcance y delimitación

El presente trabajo de integración curricular se enfoca en la elaboración de una propuesta técnica para la implementación de una microgrid abastecida por fuentes de generación fotovoltaica y eólica. Con el propósito de lograr este objetivo, se llevará a cabo un análisis de la demanda generada por dispositivos móviles como celulares y computadores personales, de igual forma se analizará los requerimientos técnicos para la implementación de puntos de carga para dispositivos móviles en el edificio de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas.



El estudio comprenderá una descripción detallada de las tecnologías empleadas en la implementación de una microgrid, así como de los equipos o componentes que inciden en su funcionamiento. En este sentido, se seleccionará las tecnologías necesarias para su implementación en el edificio FICA. Además, con el respaldo de los estudios previos, se aplicarán los parámetros técnicos necesarios para la implementación de una microgrid en edificios. Esto abarcará aspectos como los parámetros vinculados a la generación fotovoltaica y eólica, que se pueden aprovechar dentro del campus universitario el Olivo de la Universidad Técnica del Norte.

El enfoque central se orientará hacia la propuesta técnica de una microgrid alimentada por fuentes de generación fotovoltaica y eólica, con almacenamiento en baterías, para abastecer puntos de carga de dispositivos móviles o portátiles; Estimando un porcentaje del 80% de generación fotovoltaica y un 20% de generación eólica, de modo que, se utilice la generación de recursos renovables. Al mismo tiempo, se estima una cobertura de 14 kWh/día disponible para el sistema microgrid y las estaciones de cargas.

Es relevante señalar que, en el proceso de elaboración de la propuesta técnica, se realizará la inspección de las instalaciones eléctricas de la FICA, asimismo se revisa los parámetros técnicos, consultas en repositorios digitales y trabajos previos. Puesto que, para llevar a cabo las simulaciones, evaluar la generación y la demanda, se utilizarán la recolección de datos y software específicos como SIMULINK para simular la microgrid con sus componentes, dado que se cuenta con la disponibilidad de licencia académica.

Se estudiará la necesidad de potencia eléctrica para las estaciones de carga de dispositivos móviles en función del número de estudiantes mediante la toma de datos de la relación dispositivos móviles por cada estudiante. Por otro lado, el dimensionamiento se estimará usando el Modelo de Programación Dinámica para optimizar la operación en el tiempo, considerando la variabilidad de la generación y la demanda.



Por último, se presupuestará el costo de implementación de la microgrid con un sistema de almacenamiento, consiguiendo resultados que posteriormente permitan la toma de decisiones que conlleven a la implementación de la propuesta técnica la cual presentará el dimensionamiento de la microgrid, planos, estimación de presupuesto y potencia generada.

1.4 Justificación

Actualmente, se observa un constante aumento en la demanda de electricidad, impulsado por el crecimiento demográfico y el desarrollo industrial. A su vez, se enfrentan desafíos significativos, tales como el cambio climático y el proceso de transformación de la red eléctrica tradicional hacia una versión moderna. Este ajuste se presenta como un factor crucial para contribuir a los esfuerzos generales dirigidos a la sostenibilidad energética y la minimización de los impactos ambientales asociados.

Los sistemas de microgrid posibilitan una mejor utilización de la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. Además, permiten la gestión adaptable de los recursos eléctricos conforme a la demanda o carga existente. De igual forma, administran el almacenamiento de energía, apoyando ante posibles interrupciones en el suministro convencional de energía eléctrica[1], [2].

Las microgrids buscan aumentar el aprovechamiento de recursos renovables a largo plazo, optimizando la gestión de las distintas fuentes de generación eléctrica. Asimismo, proporcionan una gestión u optimización de los flujos de potencia eléctrica [3]. En este sentido, la Universidad Técnica del Norte (UTN) fomenta el desarrollo sostenible y una infraestructura más amigable con el medio ambiente aprovechando los recursos renovables disponibles para cumplir con esta función. No obstante, se evidencia la carencia de una propuesta técnica para una microgrid que contribuya al desarrollo sostenible en el edificio de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas.

De este modo, se reafirma la importancia de la investigación y el continuo desarrollo de un sistema energético dedicado a monitorear y controlar los recursos energéticos

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE***Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020***FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS****CARRERA DE ELECTRICIDAD**

provenientes de fuentes renovables, como es el caso de la microgrid. Esta relevancia se respalda en la disponibilidad de información académica y técnica derivada de sistemas microgrid implementados en edificaciones o infraestructuras comerciales [4], [5], [6], [7]. De esta manera, el impacto de la propuesta técnica en la sociedad será de índole académica y científica, beneficiando directamente a los estudiantes de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas. Asimismo, contribuirá al desarrollo sostenible promovido por la UTN.



2.1 Antecedentes

El notable aumento de los sistemas microgrid con alimentación de fuentes renovables tales como eólica, solar, biomasa y mini hidroeléctricas, ha reflejado en los últimos años un crecimiento en las investigaciones, propuestas técnicas e implementación para edificios, viviendas y sectores industriales [7], [8], [9]. Las microgrids desempeñan un papel fundamental en las instalaciones eléctricas, al conectar la generación de electricidad proveniente de fuentes renovables con el almacenamiento de energía eléctrica, con las cargas o consumo final. En esta perspectiva, un suministro constante de energía eléctrica se muestra como un factor indispensable y clave para el progreso de edificaciones sustentables [10].

La implementación de microgrids en edificios comerciales ha crecido debido a sus beneficios económicos, de confiabilidad y resiliencia. En [11] se presentó una formulación matemática para el dimensionamiento óptimo de recursos energéticos distribuidos en una microgrid híbrida AC/DC, utilizando Programación Lineal Entera Mixta (MILP). La estrategia fue validada con datos reales de un edificio comercial en California, EE. UU., demostrando que la integración coordinada de almacenamiento de energía y paneles solares permitió reducir costos de energía y demanda, además de mejorar la confiabilidad y resiliencia del sistema.

En [12], [13] menciona que en Ecuador hay muchos recursos naturales que pueden utilizarse para producir electricidad con energía renovables, especialmente fotovoltaica y eólica. El uso de este tipo de energía renovable aún no se ha aprovechado.

En [14] especifica cuál es la situación nacional; entre 2021 y 2022, se observa que la generación hidroeléctrica se redujo 3,7%, debido a la época de estiaje en el país durante los últimos meses del año 2022. Además, la generación termoeléctrica aumento 28,7%, y la energía proveniente de otras fuentes renovables presento una reducción del 4,9%. Como resultado, la oferta energética en 2022 presentó un aporte del 73,6% de fuentes de



generación hidroeléctrica, 23,6% de fuentes térmicas y 1,4% de energías renovables como eólica, biogás y biomasa [13]. Por otra parte, en ese mismo año se registró una demanda correspondiente a 22.132 GWh lo que representa un aumento del 4,2% respecto al año 2021, dicho aumento va correlacionado con el aumento de la población, el cambio climático y el uso más frecuente de dispositivos móviles.

En la actualidad, diversas publicaciones han focalizado su atención en la ampliación de estrategias avanzadas de gestión energética de la microgrid, tanto en el ámbito de la investigación industrial como en el académico, como se evidencia en [15]. Dicho enfoque ha resultado en matices significativas que facilitan la toma de decisiones para la formulación de propuestas técnicas que satisfagan los requisitos necesarios para garantizar el correcto funcionamiento de sistemas de energías renovables.

En [16] se estudió una microgrid híbrida para edificaciones residenciales, demostrando la viabilidad de estrategias óptimas de carga/descarga, algoritmos para minimizar conversiones AC/DC y modelos analíticos para el análisis de pérdidas. Se comparó la eficiencia de estos sistemas con microgrids puramente AC o DC, considerando la integración fotovoltaica y la variabilidad horaria de la demanda. Además, se emplearon métodos matemáticos como modelado trigonométrico de generación solar, ecuaciones de balance de potencia para la demanda energética y ajuste de curvas para determinar la eficiencia del sistema y la integración de paneles solares.

El caso de estudio de la instalación de un microgrid de CC off-grid en el Departamento de Ingeniería Eléctrica del Colegio de Ingeniería de Rewa [17]. Este microgrid, con una capacidad de 0.67 kW, se basa en la generación de electricidad a partir de energía solar. Además, se detallan las cargas existentes, los cálculos de carga para los equipos utilizados y la lista de componentes instalados, lo que brinda una comprensión detallada de la implementación y los aspectos técnicos asociados con la instalación de microgrids de CC off-grid en entornos institucionales. Este caso de estudio es relevante para comprender la viabilidad y los desafíos asociados con la implementación de microgrids de CC off-grid



2.2 Microgrid

Las microgrids se conforman como sistemas integrados de generación, distribución y almacenamiento de energía, capaces de operar de forma independiente o conectadas a la red principal. Estos sistemas pueden incorporar diversas fuentes de energía, como paneles solares, turbinas eólicas, generadores diésel, baterías y sistemas de almacenamiento térmico [17]. Su función principal es suministrar energía a una comunidad o a un edificio específico. La gestión eficiente de las microgrids se logra mediante sistemas de gestión energética que optimizan la generación y distribución, con el fin de maximizar la eficiencia global del sistema [17]. Además, las microgrids pueden clasificarse en microgrids de corriente alterna (CA), corriente continua (CC) e híbridas CA–CC.

En la Fig. 1 se representa, de forma general, una microgrid de recursos energéticos distribuidos interconectada con la carga a través de una red de distribución de bajo voltaje, caracterizada como una red localizada. Esta microgrid tiene la capacidad de desconectarse de la red convencional, lo que le permite operar de manera autónoma. Demostrando su versatilidad, las microgrids pueden gestionar estados de funcionamiento tanto en conexión con la red principal como en modo aislado.

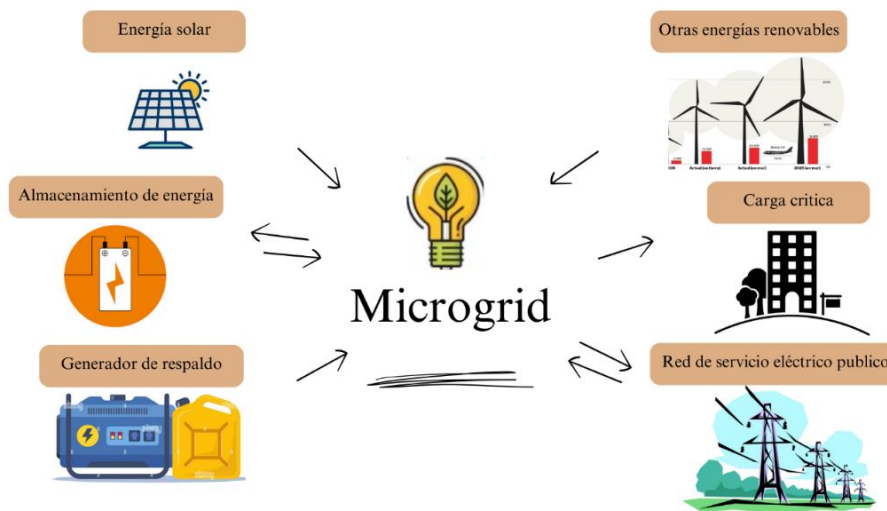


Fig. 1 Representación general de una microgrid.



2.2.1 Clasificación de Microgrid

La clasificación se basa en la forma en que se distribuye y utiliza la energía eléctrica dentro de la microgrid, y estos términos describen la principal característica de su topología eléctrica. Según [18], las microgrids se pueden dividir en tres categorías:

- 1) Microgrid de corriente alterna (CA).
- 2) Microgrid de corriente continua (CC).
- 3) Microgrid híbrida (CA/CC)

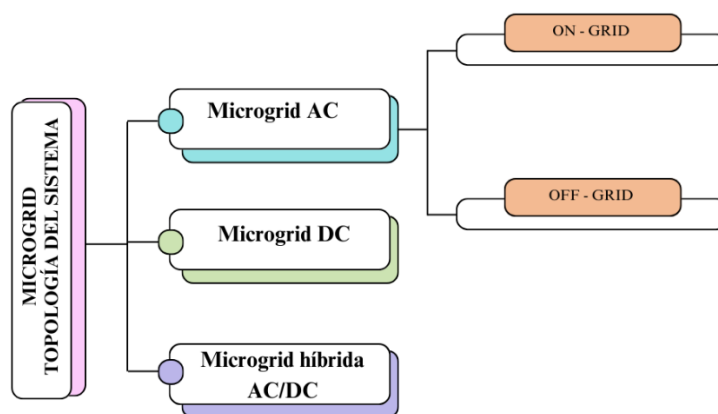


Fig. 2 Clasificación de la microgrid según el tipo de conexión con la red principal.

En la Fig. 2 se representa la clasificación de las microgrids según su topología de distribución, la cual puede dividirse en tres configuraciones principales. En primer lugar, se encuentran las microgrids de corriente alterna (CA), que pueden operar conectadas o desconectadas de la red convencional. De manera similar, las microgrids híbridas (CA/CC) pertenecen a ambas categorías, ya sea conectadas o no a la red. Por último, las microgrids de corriente continua (CC) predominan en el grupo de sistemas desconectados de la red convencional, siendo esta su configuración principal.

2.2.2 Partes de una Microgrid

La microgrid está compuesta por varios elementos que operan de forma conjunta para generar, distribuir y gestionar energía[18]. Las partes principales de una microgrid se representan en la Fig. 3



Fig. 3 Partes principales de una microgrid.

En la Fig. 3 se ilustran los componentes clave que trabajan de forma coordinada para proporcionar un suministro energético eficaz y versátil. Estos incluyen sistemas de generación, como paneles solares y turbinas eólicas, que contribuyen a la producción de energía. Los dispositivos de almacenamiento, como las baterías, permiten acumular el excedente energético durante los períodos de baja demanda. Los dispositivos de conversión, como los inversores, facilitan la transformación de corriente continua (CC) a corriente alterna (CA) y viceversa. Finalmente, los medidores y sensores permiten el monitoreo en tiempo real de la producción, el almacenamiento y el consumo de energía.

2.3. Tecnológicas utilizadas en la implementación de una Microgrid

En la implementación de una microgrid, se emplean diversas tecnologías para la generación, almacenamiento, control y gestión de la energía eléctrica. A continuación, se describen algunas de las tecnologías clave utilizadas en su implementación.

2.3.1. Tecnologías de Generación distribuida de energía eléctrica

La generación distribuida implica la producción de energía eléctrica en el mismo lugar donde se consume, ya sea en viviendas, edificios comerciales o residenciales, a diferencia de la generación centralizada en grandes plantas eléctricas. El objetivo es descentralizar la generación de energía eléctrica, promoviendo la autonomía y mejorando la eficiencia energética del lugar donde se implementa la generación distribuida [19].



A continuación, se mencionan algunas de las formas más utilizadas para la generación distribuida de energía eléctrica:

- **Paneles Solares Fotovoltaicos**

Los paneles solares fotovoltaicos son una de las fuentes de energía renovable más comunes empleadas en las microgrids. En la Fig. 4 se muestra la representación de un arreglo fotovoltaico. Estos paneles convierten la energía solar en electricidad mediante células solares que incorporan materiales semiconductores [19]. Constituyen una fuente de energía limpia y renovable, apta para alimentar dispositivos y sistemas dentro de una microgrid. Además, se utiliza el seguimiento del punto de máxima potencia como mecanismo para optimizar la eficiencia de los paneles solares en la generación eléctrica [19].



Fig. 4 Paneles solares fotovoltaicos [19].

- **Aerogeneradores**

Los aerogeneradores representan una fuente común de energía renovable en microgrids. Estos dispositivos transforman la energía cinética del viento en electricidad, ofreciendo una fuente limpia y sostenible [20]. en la Fig. 5 se muestra un aerogenerador vertical. Su integración contribuye a diversificar las fuentes de energía y mejora la resiliencia del sistema, especialmente en áreas con recursos eólicos adecuados [20].



Fig. 5 Aerogenerador vertical [20].

- **Microturbinas**

Las microturbinas convierten la energía térmica en energía mecánica en la Fig. 6 se muestra un modelo de microturbina, que luego se transforma en energía eléctrica mediante un generador [21]. Constituyen una fuente limpia y eficiente que puede integrarse con otras fuentes renovables, como paneles solares o aerogeneradores, para proporcionar energía confiable y sostenible en una microgrid. Además, su tamaño compacto permite su instalación en espacios limitados, lo que las hace ideales para este tipo de sistemas [21]

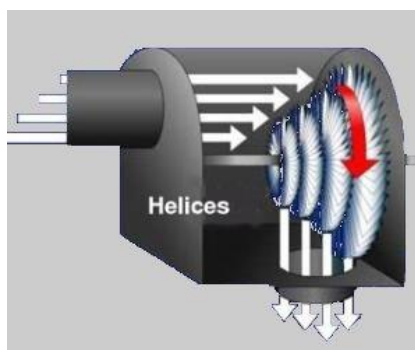


Fig. 6 Representación de una microturbina [21].

- **Celdas de Combustible**

Las celdas de combustible son dispositivos que convierten directamente la energía química de un combustible, como el hidrógeno, en electricidad mediante un proceso electroquímico [22], representado en la Fig. 7. Estas celdas ofrecen una forma eficiente y limpia de generar electricidad y pueden integrarse con otras fuentes renovables y sistemas de almacenamiento. Proporcionan una fuente



continua y confiable de energía en una microgrid, siendo útiles en aplicaciones que requieren generación constante y alta eficiencia [22].

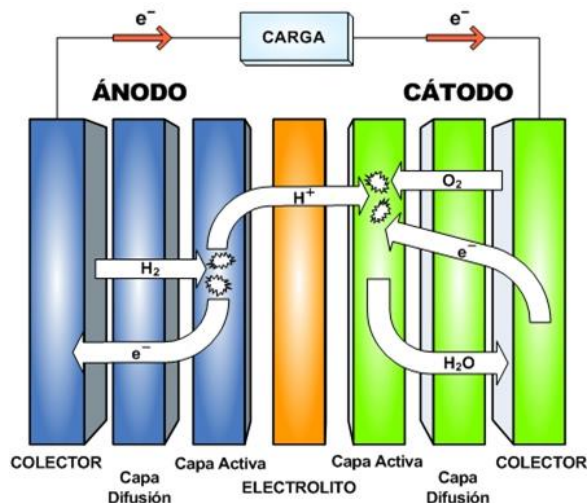


Fig. 7 Proceso electroquímico en una celda de combustible [22].

2.3.2. Tecnologías de Almacenamiento de Energía eléctrica

El almacenamiento de energía eléctrica se considera esencial para asegurar la estabilidad y confiabilidad de una microgrid, especialmente cuando se emplean fuentes renovables intermitentes como paneles solares o aerogeneradores [23]. Esta capacidad permite almacenar la energía generada para su uso posterior, contribuyendo a equilibrar la oferta y la demanda de energía en la microgrid. Diversas tecnologías y métodos han sido desarrollados para abordar este desafío. A continuación, se describen algunas de las principales [23].

- **Baterías de Ion de Litio**

Las baterías de iones de litio son recargables y ampliamente usadas en dispositivos electrónicos, desde teléfonos móviles hasta vehículos eléctricos [24]. Utilizan una sal de litio como electrolito para generar energía eléctrica mediante una reacción electroquímica reversible entre el cátodo y el ánodo. Este tipo de batería es popular por su alta densidad de energía, lo que permite almacenar gran cantidad de energía en un espacio reducido. Además, destaca por su baja tasa de autodescarga, lo que significa que retiene la carga durante períodos prolongados



cuando no está en uso. Sin embargo, presenta desventajas como sensibilidad a altas temperaturas y degradación progresiva con el tiempo [24].

- **Baterías de plomo-ácido**

Las baterías de plomo-ácido son un tipo de batería recargable que emplea una combinación de plomo y ácido sulfúrico para almacenar energía eléctrica. Son comunes en vehículos convencionales como batería de arranque y también se usan como baterías de tracción en vehículos eléctricos. Estas baterías son reconocidas por su robustez y fiabilidad, lo que las hace populares en diversas aplicaciones [25].

Aunque su costo es menor en comparación con las baterías de iones de litio, presentan desventajas como mayor peso, menor densidad energética y una tasa de autodescarga más alta, lo que implica que pierden energía más rápidamente cuando no están en uso [25].

- **Baterías de Flujo**

Las baterías de flujo son recargables y emplean una solución líquida de electrolitos para almacenar energía eléctrica. Son capaces de almacenar grandes cantidades de energía y permiten una recarga rápida y sencilla. Además, su alta escalabilidad las hace adecuadas para aplicaciones que requieren grandes capacidades de almacenamiento, como en sistemas de energía renovable [26]. Entre sus ventajas se incluyen la rápida velocidad de recarga y una vida útil prolongada. No obstante, presentan desventajas como baja densidad energética y costos más elevados en comparación con otras tecnologías disponibles en el mercado [27].

- **Baterías de Sodio-Ión**

Las baterías de sodio-ion utilizan iones de sodio (Na^+) como portadores de carga en lugar de iones de litio (Li^+) [26]. Su principio de funcionamiento y construcción celular es similar al de las baterías de iones de litio, pero sustituyen el litio por sodio. Representan una alternativa prometedora debido a la abundancia y amplia distribución del sodio en la naturaleza, además de las preocupaciones ambientales y de costos asociadas a algunos materiales usados en baterías de iones de litio [26].



2.3.3. Tecnologías para el control y gestión de energía eléctrica en una Microgrid

El control y la gestión de la energía eléctrica en una microgrid son componentes esenciales para asegurar un suministro confiable y eficiente en un sistema de generación distribuida [28], [29]. Una microgrid se define como un sistema autónomo de generación y distribución de energía, capaz de operar tanto conectado a la red principal como de forma independiente en modo isla [29]. A continuación, se describen algunas de las tecnologías empleadas en el control y gestión de la energía eléctrica en una microgrid:

- **SCADA (Sistemas de Control y Adquisición de Datos):** monitorea y controla en tiempo real los equipos y procesos, permitiendo la supervisión de la operación de la microgrid y facilitando la toma de decisiones [30].
- **Sistemas de Gestión de Energía (EMS):** utilizan algoritmos avanzados para optimizar la generación, distribución y almacenamiento de energía, considerando factores como la demanda, las condiciones meteorológicas y los costos [31].
- **Control de carga y descarga de las baterías:** implementan sistemas de control para gestionar eficientemente la carga y descarga de baterías, maximizando la utilización de la energía almacenada [32].
- **Inversores inteligentes:** controlan la frecuencia y la tensión de salida, asegurando la estabilidad de la microgrid durante las transiciones entre modos de operación [33].
- **Dispositivos de Medición Avanzada (AMIs):** emplean tecnologías de medición avanzada para recopilar datos en tiempo real sobre la generación, consumo y calidad de la energía [34].
- **Sistemas de Control Distribuido (DCS):** implementan una arquitectura que facilita la gestión descentralizada de los componentes de la microgrid [35].
- **Redes Inteligentes (Smart Grid):** permiten una comunicación bidireccional entre la microgrid y la red principal, facilitando una coordinación más efectiva y una respuesta rápida ante eventos imprevistos [33].

2.3.4. Tecnologías para la conversión de corriente eléctrica.



Las tecnologías de conversión de energía eléctrica desempeñan un papel fundamental al transformar la energía eléctrica en diversas formas, ya sea cambiando el tipo de corriente (de continua a alterna o viceversa), ajustando los niveles de voltaje o convirtiendo la energía de una forma a otra, como en la conversión de energía fotovoltaica a eléctrica [36]. A continuación, se presentan algunas tecnologías comunes de conversión de energía eléctrica:

- **Inversores:** cumplen la función de convertir la corriente continua en corriente alterna o viceversa. Son ampliamente utilizados en sistemas de energía solar, eólica, baterías, electrodomésticos y sistemas de respaldo energético [37].
- **Rectificadores:** convierten la corriente alterna en corriente continua y se emplean comúnmente en cargadores de baterías y en el suministro de corriente continua para sistemas electrónicos [37].
- **Conversores DC-DC:** incluyen tipos como Buck, Boost y Buck-Boost, y tienen la función de ajustar los niveles de voltaje en sistemas de corriente continua. Se aplican en sistemas de energía solar, vehículos eléctricos y sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS) [37].
- **Conversores AC-DC resonantes:** convierten la corriente alterna en corriente continua utilizando técnicas resonantes. Su uso es común en fuentes de alimentación de alta eficiencia y sistemas de iluminación LED [38].
- **Conversores AC-DC de conmutación:** transforman la corriente alterna en corriente continua mediante interruptores electrónicos y se utilizan en fuentes de alimentación para electrónica de consumo y sistemas de carga rápida [27].
- **Convertidores estáticos de frecuencia (SFC):** modifican la frecuencia de la corriente alterna según los requerimientos del sistema. Se aplican en el control de velocidad de motores eléctricos y en sistemas de tracción eléctrica [28].

2.3.5. Tecnologías para la conmutación y protección

En la operación segura y eficiente de una microgrid, la conmutación y la protección se destacan como aspectos críticos. En este contexto, se presentan diversas tecnologías comúnmente empleadas para llevar a cabo dichas funciones en microgrids [39]:



- **Interruptores de Potencia:** estos dispositivos, ya sean electromecánicos o electrónicos, son capaces de abrir o cerrar un circuito eléctrico[40]. Su aplicación principal radica en conmutar la conexión entre distintas fuentes de generación, cargas o sistemas de almacenamiento dentro de la microgrid [39].
- **Relés de Protección:** los relés de protección son dispositivos diseñados para responder ante condiciones específicas en la red eléctrica [40]. Su función principal consiste en iniciar acciones correctivas, como la apertura de interruptores, para salvaguardar equipos o sistemas. Detectan y reaccionan ante situaciones anormales, como cortocircuitos, sobrecargas o fallas a tierra [40].
- **Interruptores de Transferencia Automática (ATS):** los ATS son dispositivos automáticos que realizan un cambio de una fuente de alimentación a otra en caso de fallo o interrupción en la fuente principal. Su aplicación garantiza la continuidad del suministro eléctrico al conmutar entre la red principal y los sistemas locales de generación o almacenamiento [39].
- **Disyuntores:** los disyuntores son dispositivos de conmutación automáticos que interrumpen el flujo de corriente eléctrica en una línea cuando se detecta una condición anormal [39]. Su aplicación principal se orienta a la protección contra sobrecargas y cortocircuitos en la microgrid [40].
- **Protección de Frecuencia:** La protección de frecuencia monitorea constantemente la frecuencia de la red eléctrica y toma medidas correctivas si se desvía de los valores normales [41]. Su función es proteger contra condiciones de desequilibrio o eventos que puedan afectar la estabilidad de la red [41].
- **Protección de Voltaje:** Estos sistemas supervisan los niveles de voltaje y activan medidas de protección en caso de detectar condiciones anormales [40]. Se utilizan para resguardar la microgrid frente a sobretensiones o caídas de voltaje peligrosas [39].
- **Sistemas de Protección de Isla:** Estos sistemas supervisan las condiciones de operación cuando la microgrid funciona en modo isla, activando medidas de protección según sea necesario [41]. Su aplicación asegura la estabilidad y



protección del sistema cuando opera de manera independiente de la red eléctrica principal [42].

2.3.6. Tecnologías para las cargas y sistemas de respuesta

En respuesta a la fluctuación en la oferta (generación distribuida) y la demanda (carga instalada), las tecnologías para la gestión de cargas y los sistemas de respuesta inmediata en una microgrid desempeñan un papel fundamental en la administración eficiente del consumo de energía [43]. A continuación, se presentan algunas tecnologías comúnmente utilizadas en este contexto:

- **Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica:** sistemas como baterías o supercondensadores almacenan energía para su uso posterior, resultando útiles para suministrar energía durante picos de demanda o almacenar electricidad proveniente de fuentes renovables [29].
- **Gestión Activa de la Demanda (DMS):** los sistemas DMS ajustan dinámicamente la carga para equilibrar la oferta y la demanda, modulando el consumo en respuesta a las condiciones de la red o a la disponibilidad de energía renovable [44].
- **Cargas Desplazables en el Tiempo:** estas cargas pueden programarse para operar en momentos específicos, permitiendo su ejecución durante períodos de menor costo o mayor disponibilidad de energía renovable [44].
- **Sistemas de Control de Cargas Críticas:** tecnologías destinadas a priorizar y gestionar cargas esenciales para garantizar un suministro constante, asegurando la continuidad operativa durante situaciones críticas [44].
- **Sistemas de Respuesta a la Demanda (DRS):** programas que incentivan a los usuarios a reducir su consumo energético en momentos determinados, mediante su participación voluntaria en esquemas de respuesta a la demanda [44].
- **Gestión de la Generación Distribuida:** sistemas que regulan la operación de fuentes de generación distribuida, coordinando su funcionamiento en función de las condiciones de la red [44].



- **Control Avanzado de la Microgrid:** sistemas de control que optimizan la operación de la microgrid en tiempo real, maximizando la eficiencia y gestionando de manera efectiva la carga y la generación [44].
- **Sistemas de Monitorización y Gestión de Energía:** Plataformas que proporcionan información en tiempo real sobre el consumo y la generación de energía, facilitando decisiones informadas para optimizar la operación de la microgrid [44].
- **Sistemas de Predicción de Demanda y Generación:** Tecnologías basadas en algoritmos y modelos que permiten prever la demanda y la generación futuras, mejorando la planificación y posibilitando decisiones anticipadas [44].

2.4. Tipología de conexión de la Microgrid con la red de alimentación eléctrica principal

La tipología de conexión de una microgrid con la red de alimentación eléctrica principal se refiere al modo en que la microgrid está interconectada con dicha red [18]. La elección de la tipología de conexión implica consideraciones significativas en la operación y funcionalidad de la microgrid. A continuación, se presentan algunas de las tipologías de conexión más comunes [32].

2.4.1. Microgrid conectada a la red convencional

Las microgrids conectadas a la red son sistemas energéticos que integran la generación local con la red eléctrica tradicional. El sistema puede operar tanto en modo aislado como conectado a la red, adaptándose a las necesidades energéticas específicas [19]. En modo conectado, las microgrids pueden suministrar energía a la red convencional cuando la producción local excede la demanda. Por el contrario, pueden importar energía de la red tradicional si la generación local no es suficiente para satisfacer la demanda [21]. La incorporación de microgrids a la red convencional no solo mejora la eficiencia energética, sino que también reduce los costos asociados a la energía y aumenta la confiabilidad del suministro eléctrico.

2.4.2. Microgrid desconectada de la red convencional



Las microgrids aisladas son sistemas de generación y distribución capaces de operar de manera autónoma cuando se desconectan de la red eléctrica principal [45]. Son ideales para zonas remotas, islas o áreas aisladas, brindando respaldo a usuarios específicos, como hospitales o fábricas. Estas microgrids pueden funcionar con generadores tradicionales o fuentes renovables, como solar y eólica, combinadas con sistemas de almacenamiento en baterías. Su implementación contribuye a mejorar la eficiencia energética, reducir costos y aumentar la confiabilidad del suministro eléctrico [45].

2.4.3. Microgrid híbrida

Una microgrid híbrida combina la distribución de energía en corriente alterna (AC) y corriente continua (DC) dentro de un solo sistema [27]. Este tipo de microgrid utiliza fuentes de energía en ambas corrientes, optimizando la distribución y reduciendo pérdidas por conversión [16], [27]. El diseño permite integrar fuentes renovables, como paneles solares y turbinas eólicas, junto con sistemas de almacenamiento en baterías. En general, una microgrid híbrida resulta más eficiente y sostenible que una convencional, al aprovechar mejor los recursos energéticos y mejorar la gestión del suministro eléctrico [16].

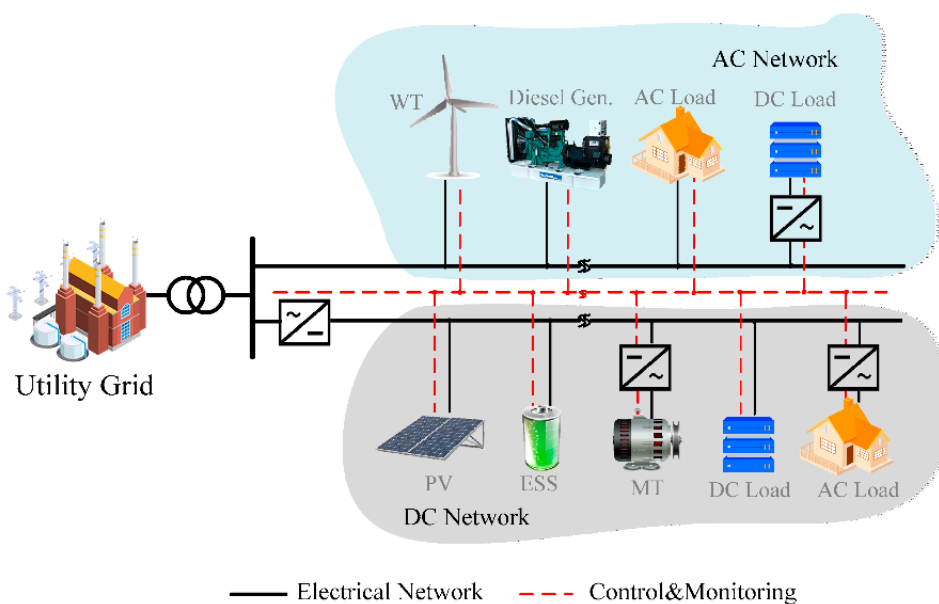


Fig. 8 Esquema general de una microgrid Híbrida [16].



En la Fig. 8 se presenta el esquema de conexión de una microgrid híbrida, en el cual se identifican las fuentes de generación a partir de energías renovables, como paneles solares y turbinas eólicas. El esquema incluye las etapas de conversión entre corriente continua y alterna, así como un sistema de almacenamiento representado por baterías. Las cargas se simbolizan mediante implementos domésticos, mientras que las viviendas representan las cargas críticas del sistema.

Asimismo, en la se Fig. 9 muestra una comparativa de estabilidad entre una microgrid conectada, desconectada de la red convencional y una microgrid híbrida.

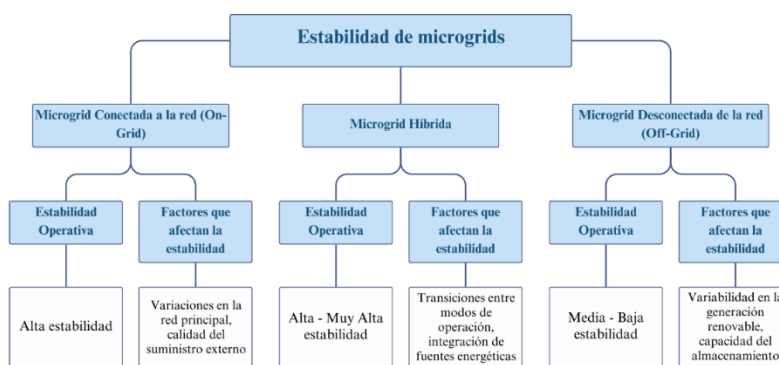


Fig. 9 Comparativa de la estabilidad operativa de las microgrid.

2.5. Estación de carga de dispositivos móviles

Las estaciones de carga para dispositivos móviles constituyen infraestructuras diseñadas para suministrar energía a equipos electrónicos portátiles, tales como teléfonos celulares, tabletas y computadoras portátiles. Estas estaciones pueden operar conectadas a la red eléctrica convencional o mediante fuentes de energía renovable, como sistemas fotovoltaicos, lo que facilita su implementación en entornos con acceso limitado a la red [46].

El diseño de dichas estaciones debe considerar aspectos como la capacidad de suministro, la compatibilidad de conectores, la eficiencia energética y la seguridad eléctrica. Asimismo, la incorporación de sistemas de almacenamiento mejora la estabilidad y disponibilidad del servicio, garantizando un suministro ininterrumpido incluso ante fluctuaciones en la generación [46].



**CAPÍTULO III
MATERIALES Y MÉTODOS**



El diseño de una microgrid requirió un enfoque metodológico para su dimensionamiento e integración con la infraestructura existente. En este capítulo se describieron los procedimientos y metodologías aplicados en la propuesta técnica, incluyendo el análisis de la demanda energética, la selección de tecnologías y materiales.

Asimismo, se especificaron los criterios de diseño para optimizar la generación, el almacenamiento y la gestión de la energía, garantizando la viabilidad técnica y económica. También se definieron estrategias de control y lineamientos normativos para asegurar un funcionamiento eficiente y seguro dentro del edificio.

3.1. Metodología

El enfoque metodológico adoptado en esta propuesta técnica para la implementación de una microgrid en el edificio de la FICA se basó en la integración de diversas metodologías aplicadas de manera secuencial y complementaria. Se empleó un enfoque estructurado que incluyó la recopilación de datos, la selección de tecnologías, el dimensionamiento del sistema y la validación mediante herramientas de simulación. En consecuencia, se estructuró en seis fases metodológicas, como se ilustra en la Fig. 10.

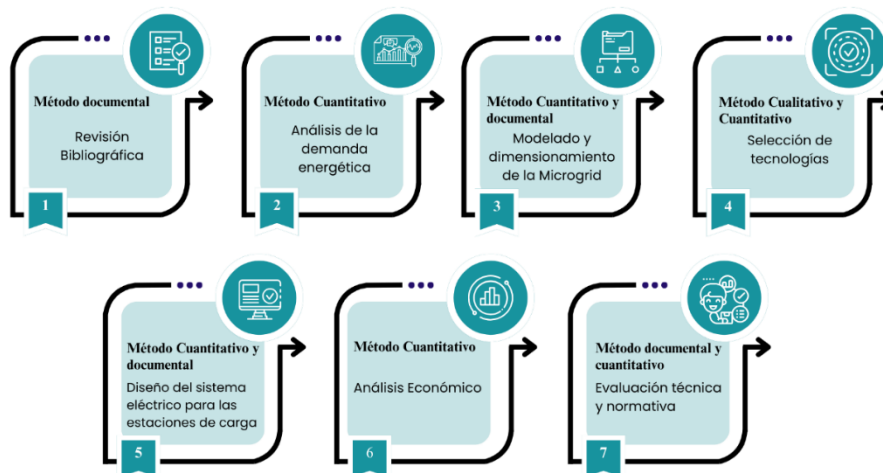


Fig. 10 Metodología aplicada para la propuesta técnica de la microgrid.



- **Revisión bibliográfica**

Se realizó una descripción detallada de las tecnologías empleadas en la implementación de microgrids, con énfasis en la integración de energías renovables, el almacenamiento de energía eléctrica y los sistemas de control y gestión. Asimismo, se consideró las normativas nacionales e internacionales aplicables a la generación distribuida. La información recopilada permitió establecer una base teórica para el diseño del sistema propuesto, el cual fue desarrollado en el CAPÍTULO II.

- **Análisis de la demanda energética**

Se efectuó un análisis de la demanda eléctrica del edificio, basado en la información disponible en [47] y en los datos del sistema eléctrico del edificio FICA, con el propósito de determinar el estado del sistema eléctrico y dimensionar la microgrid conforme al consumo del edificio.

Se identificaron los puntos de carga dentro del edificio y se estimó el consumo energético en función de la cantidad y tipo de dispositivos conectados, considerando la muestra de la población estudiantil de la facultad. Además, se consideraron los patrones de uso y la variabilidad horaria para optimizar la configuración de la microgrid.

- **Selección de tecnologías**

Se identificaron los paneles solares, aerogeneradores y baterías como las tecnologías de generación y almacenamiento más apropiadas, considerando su eficiencia, disponibilidad y adaptabilidad. El dimensionamiento de cada componente se plantea a partir del análisis de la demanda energética proyectada, los recursos renovables disponibles en la zona (radiación solar y velocidad del viento) y los requerimientos de autonomía del sistema.

Asimismo, se propone incluir sistemas de generación de respaldo y convertidores de potencia para asegurar la compatibilidad eléctrica entre los componentes. La selección se fundamenta en criterios técnicos como capacidad, rendimiento, durabilidad y facilidad de integración.

- **Modelado y dimensionamiento de la Microgrid**



Se emplearon modelos de optimización para definir la capacidad óptima de generación y almacenamiento. Se consideró la variabilidad climática y los requerimientos de demanda. Mediante simulaciones, se validó el desempeño del sistema en distintos escenarios operativos.

- **Diseño del sistema eléctrico para las estaciones de carga**

Se estableció la arquitectura eléctrica de la microgrid, definiendo la interconexión entre los sistemas de generación, almacenamiento y carga. Asimismo, se consideraron estrategias de control y mecanismos de protección para garantizar la estabilidad y seguridad operativa del sistema. También, se llevó a cabo el diseño del sistema eléctrico destinado a las estaciones de carga para dispositivos móviles.

- **Análisis Económico**

En esta sección se evalúa la factibilidad financiera de la microgrid, considerando los costos relacionados con la inversión inicial, así como los gastos operativos y de mantenimiento. Se evalúan los ahorros obtenidos a partir de la reducción del consumo energético proveniente de la red eléctrica convencional. Asimismo, se determina el Retorno de la Inversión (ROI) y el Costo Nivelado de la Energía (LCOE), con el objetivo de cuantificar la rentabilidad del sistema a lo largo de su vida útil.

- **Evaluación técnica y normativa**

Se efectuó un estudio del marco normativo nacional aplicable a microrredes y sistemas de generación distribuida, abarcando la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), el Reglamento para la Generación Distribuida con Energías Renovables, la Regulación ARCONEL-005/24, el Código Eléctrico Ecuatoriano (CEE) y las Normas Técnicas INEN. Como parte del análisis, se evaluó la viabilidad técnica y económica del sistema propuesto, incluyendo los costos asociados a su implementación y mantenimiento. Asimismo, se identificaron limitaciones técnicas relevantes y se formularon estrategias de mitigación orientadas a garantizar el cumplimiento normativo, la seguridad operativa y la eficiencia del sistema dentro del marco regulatorio vigente.



3.2. Análisis de la demanda eléctrica

El análisis de la demanda energética se basó en el estudio Propuesta de rediseño para modernización del sistema eléctrico de fuerza e iluminación de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas [47]. Se recopiló información sobre el consumo eléctrico del edificio, la estimación de la carga instalada y el estado del sistema eléctrico.

Se llevó a cabo una evaluación de los perfiles de demanda, considerando variaciones horarias y operativas, lo que permitió establecer escenarios representativos del consumo energético. A partir de estos datos, se dimensionó la microgrid para todo el edificio, asegurando un suministro eficiente.

Asimismo, se estimó la demanda eléctrica de las estaciones de carga para dispositivos móviles, definiendo su ubicación y capacidad en función de la infraestructura disponible y su integración con la microgrid. Se aplicaron criterios de eficiencia energética para optimizar la distribución y el uso de la energía renovable.

3.2.1. Descripción del lugar de estudio

La Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas (FICA) es una unidad académica que pertenece a la Universidad Técnica del Norte. El edificio FICA es uno de los 16 que conforman la institución, y se encuentra ubicado al sur de la biblioteca universitaria, al este del edificio de la Facultad de Ingenierías en Ciencias Agropecuarias y Ambientales (FICAYA), y al oeste, en un espacio compartido con el edificio de Ciencias de la Salud (FCCSS). El edificio FICA está delimitado por el recuadro rojo en la Fig. 11.



Fig. 11 Descripción satelital del lugar de estudio.

El edificio FICA consta de cinco pisos y alberga diversas dependencias, como oficinas administrativas, aulas de clases, laboratorios, baños, oficinas de carrera y auditorios. Además, en cada uno de los pisos se encuentra una caja de distribución de energía eléctrica, conectada al tablero principal de distribución ubicado en la planta baja, junto al ascensor, según lo especificado en [47], de la misma forma que se detalla el sistema eléctrico. En la TABLA 1 se presentaron los datos geográficos referenciales correspondientes a la FICA [48].

TABLA 1. Datos geográficos referenciales del edificio FICA [48].

Datos geográficos	
Latitud	0.3580585°
Longitud	-78.1134423°
Temperatura mínima °C	1,96
Temperatura máxima °C	31,56



Por último, en [48] se especificó el área disponible dentro del edificio FICA. En cuanto a sus dimensiones, el edificio presentó un área total de construcción de 3215 m², mientras que su estructura metálica, ubicada en la parte superior (techo), ocupó 522 m².

3.2.2. Demanda de energía eléctrica del edificio FICA.

Según Pujota [47], la demanda eléctrica del edificio FICA se obtuvo mediante el analizador de redes Metrel PowerQ4 Plus, con un intervalo de muestreo de 10 minutos, durante un período continuo de 7 días, en cumplimiento con los estándares de la regulación ARCERNR-002/20.

3.2.3. Situación del sistema eléctrico de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas

Según [48], la Universidad Técnica del Norte cuenta con un total de 12 transformadores distribuidos por todo el campus universitario. Estos se dividen en 10 transformadores trifásicos de 75 kVA y 2 transformadores monofásicos de 50 kVA. El transformador trifásico, ubicado al este, junto a la Facultad de Ciencias Agropecuarias y Ambientales (FICAYA), tiene una potencia aparente de 75 kVA (INATRA). Este transformador es responsable de suministrar energía eléctrica a los edificios FICA, FICAYA y al sistema de iluminación externa de ambas facultades. El transformador se muestra en la Fig. 12.



Fig. 12 Transformador de 75 kVA que suministra electricidad a los edificios de FICA y FICAYA [47].



Asimismo, en la TABLA 2 se detallan los dispositivos de protección del tablero general de distribución con sus capacidades de corriente [47], encargados de garantizar el suministro eléctrico a la totalidad del edificio FICA.

TABLA 2. Tablero general de distribución. modificado de [47].

Tablero general de distribución			
Protección	Breaker	Tubería (Diámetro)	Nro. Y tipo de conductores
Trifásico (3P)	63 A	Metálica tipo EMT 33 mm	3x6 AWG (16mm ² TW) 1x14 AWG (2,5mm ² N) 1x2 AWG Cu desnudo (T)
Trifásico (3P)	63 A	Metálica tipo EMT 33 mm	3x6 AWG (16mm ² TW) 1x14 AWG (2,5mm ² N) 1x2 AWG Cu desnudo (T)
Trifásico (3P)	63 A	Metálica tipo EMT 33 mm	3x6 AWG (16mm ² TW) 1x14 AWG (2,5mm ² N) 1x2 AWG Cu desnudo (T)
Bifásico (2P)	60 A	Metálica tipo EMT 33 mm	2x6 AWG (16mm ² TW) 1x14 AWG (2,5mm ² N) 1x2 AWG Cu desnudo (T)
Bifásico (2P)	60 A	Metálica tipo EMT 33 mm	2x6 AWG (16mm ² TW) 1x14 AWG (2,5mm ² N) 1x2 AWG Cu desnudo (T)
Bifásico (2P)	60 A	Metálica tipo EMT 33 mm	2x6 AWG (16mm ² TW) 1x14 AWG (2,5mm ² N) 1x2 AWG Cu desnudo (T)
Monofásico (1P)	20 A	Metálica tipo EMT 33 mm	1x6 AWG (16mm ² TW) 1x14 AWG (2,5mm ² N) 1x2 AWG Cu desnudo (T)
Monofásico (1P)	20 A	Metálica tipo EMT 33 mm	1x6 AWG (16mm ² TW) 1x14 AWG (2,5mm ² N) 1x2 AWG Cu desnudo (T)
Monofásico (1P)	32 A	Metálica tipo EMT 33 mm	1x6 AWG (16mm ² TW) 1x14 AWG (2,5mm ² N) 1x2 AWG Cu desnudo (T)
Monofásico (1P)	32 A	Metálica tipo EMT 33 mm	1x6 AWG (16mm ² TW) 1x14 AWG (2,5mm ² N) 1x2 AWG Cu desnudo (T)

Con base en los resultados obtenidos durante la visita técnica para el diagnóstico del sistema eléctrico del edificio FICA, detallados en [47], se determinó que la topología de conexión desde el transformador hasta el tablero general es trifásica, con un voltaje de línea de 220 V y un voltaje de fase de 127 V. Adicionalmente, dentro del edificio, el



sistema eléctrico dispone de un tablero de distribución en cada planta, equipado con disyuntores termomagnéticos para sistemas trifásicos, bifásicos y monofásicos, según los requerimientos específicos de cada carga.

A continuación, se presenta la información más relevante sobre los circuitos eléctricos de cada planta del edificio FICA.

- **Sistema eléctrico de la planta baja**

En la Fig. 13 se presenta el plano eléctrico de la planta baja, donde se detalla la distribución de conexiones unifilares para el circuito de iluminación y el circuito de tomacorrientes o fuerza.

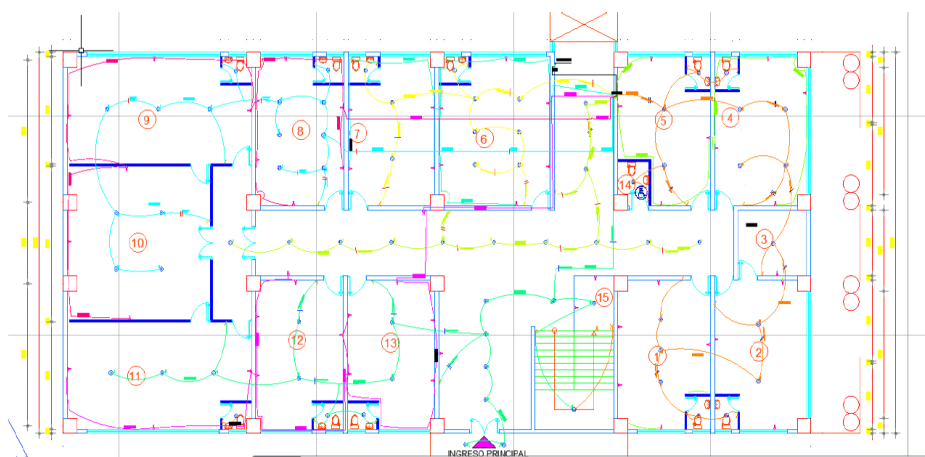


Fig. 13 Plano eléctrico de la planta baja del edificio FICA [47].

Adicionalmente, en la TABLA 3 se presenta el número de circuitos, los disyuntores termomagnéticos con su capacidad nominal, así como la tubería y el tipo de conductor instalados en el tablero de distribución de la planta baja para cada circuito especificado.

TABLA 3. Tablero de distribución planta baja [47].

Protecciones del tablero de distribución de la planta baja			
Nro. Circuito	Protección	Tubería (Diámetro)	Nro. Y tipo de conductores
C1 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C2 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C3 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)



C4 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C5 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C6 Tomacorrientes	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C7 Tomacorrientes	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C8 Tomacorrientes	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C9 Tomacorrientes	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C10 Tomacorrientes	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)

- **Sistema eléctrico del primer piso**

En la Fig. 14 se muestra el plano eléctrico del primer piso, en el cual se especifica la distribución de conexiones unifilares correspondientes al circuito de iluminación y al circuito de tomacorrientes o fuerza.

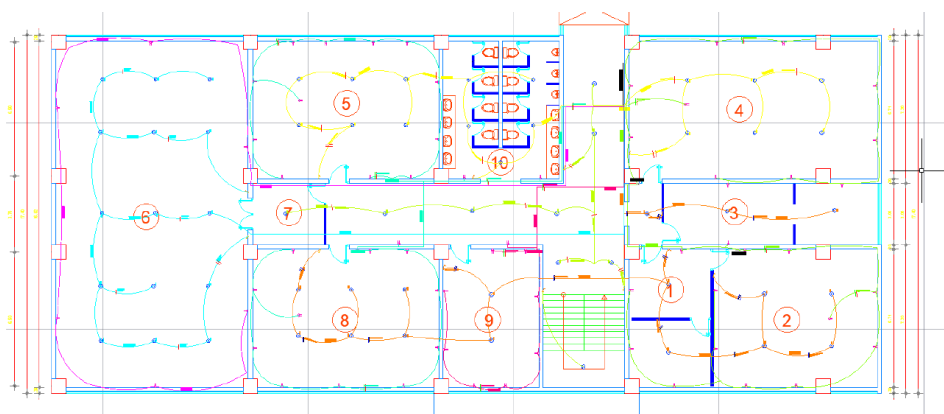


Fig. 14 Plano eléctrico del primer piso del edificio FICA [47].

Adicionalmente, en la TABLA 4 se presenta el número de circuitos, los disyuntores termomagnéticos con su capacidad nominal, así como la tubería y el tipo de conductor instalados en el tablero de distribución del primer piso para cada circuito especificado.

TABLA 4. Tablero de distribución del primer piso [47].

Protecciones del tablero de distribución del primer piso			
Nro. Circuito	Protección	Tubería (Diámetro)	Nro. Y tipo de conductores



C1 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C2 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C3 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C4 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C5 Tomacorrientes	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C6 Tomacorrientes	Breaker 40 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C7 Tomacorrientes	Breaker 40 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C8 Tomacorrientes	Breaker 40 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)

- **Sistema eléctrico del segundo piso**

En la Fig. 15 se presenta el plano eléctrico del segundo piso, donde se detalla la distribución de conexiones unifilares para el circuito de iluminación y el circuito de tomacorrientes o fuerza.

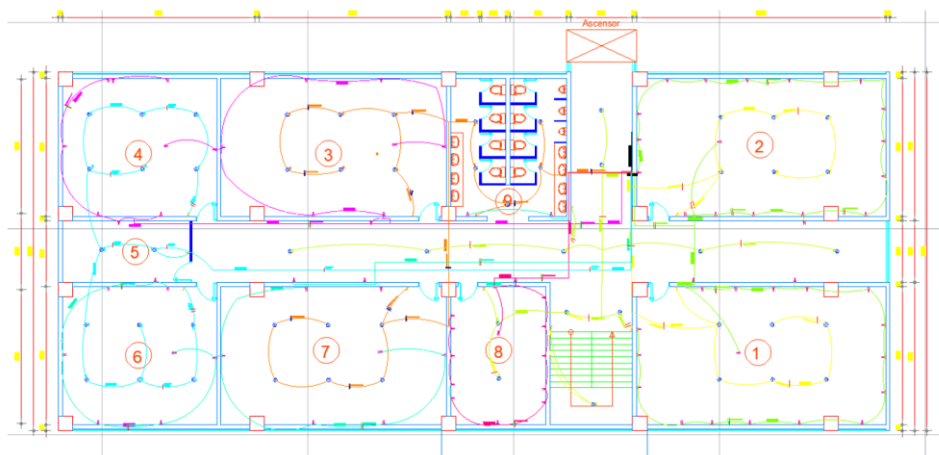


Fig. 15 Plano eléctrico del segundo piso del edificio FICA [47].

En consecuencia, en la TABLA 5 se detalla el número de circuitos, los disyuntores termomagnéticos con su capacidad nominal, así como la tubería y el tipo de conductor instalados en el tablero de distribución del segundo piso para cada circuito especificado..



TABLA 5. Tablero de distribución del segundo piso [47].

Protecciones del tablero de distribución del segundo piso			
Nro. Circuito	Protección	Tubería (Diámetro)	Nro. Y tipo de conductores
C1 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C2 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C3 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C4 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C5 Tomacorrientes	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C6 Tomacorrientes	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C7 Tomacorrientes)	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C8 Tomacorrientes)	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)

- **Sistema eléctrico del tercer piso**

En la Fig. 16 se presenta el plano eléctrico del tercer piso, donde se detalla la distribución de conexiones unifilares para el circuito de iluminación y el circuito de tomacorrientes o fuerza.

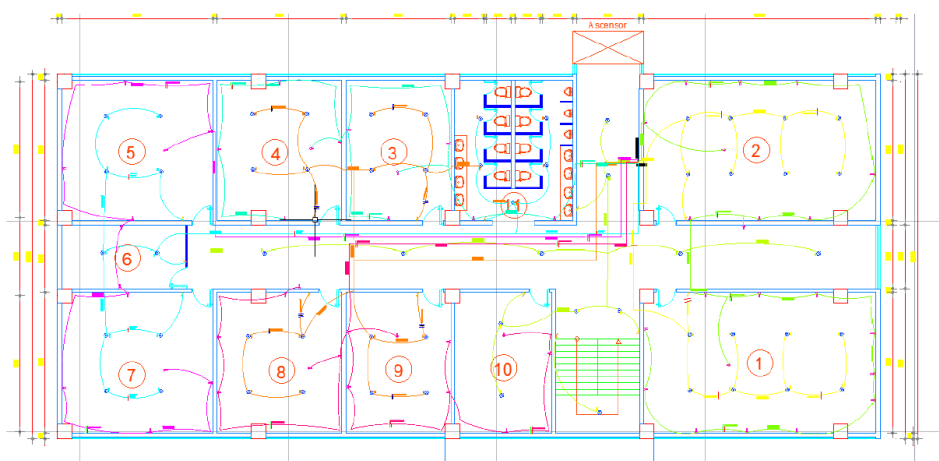


Fig. 16 Plano eléctrico del tercer piso del edificio FICA [47].



En consecuencia, en la TABLA 6 se presenta el número de circuito, los disyuntores termomagnéticos con su capacidad nominal, así como la tubería y el tipo de conductor instalados en el tablero de distribución del segundo piso para cada circuito especificado.

TABLA 6. Tablero de distribución del segundo piso [47].

Protecciones del tablero de distribución del segundo piso			
Nro. Circuito	Protección	Tubería (Diámetro)	Nro. Y tipo de conductores
C1 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C2 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C3 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C4 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C5 Tomacorrientes	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C6 Tomacorrientes	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C7 Tomacorrientes	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C8 Tomacorrientes	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)

- **Sistema eléctrico del cuarto piso**

En la Fig. 17 se muestra el plano eléctrico del tercer piso, en el cual se especifica la distribución de conexiones unifilares correspondientes al circuito de iluminación y al circuito de tomacorrientes o fuerza.

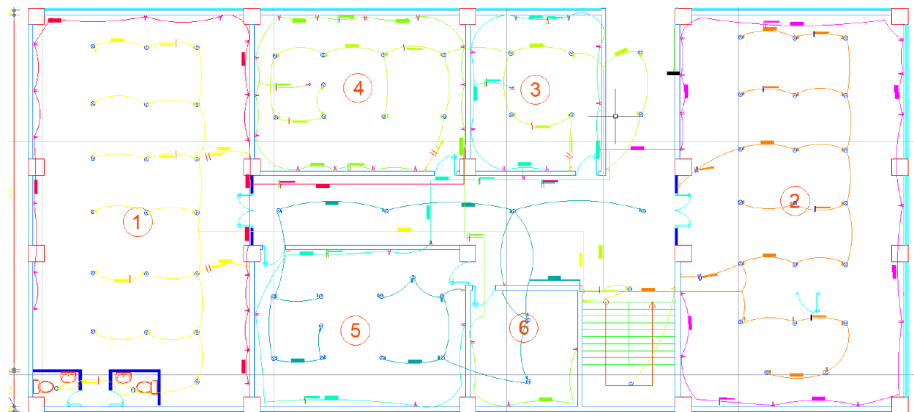


Fig. 17 Plano eléctrico del cuarto piso del edificio FICA [47].

En consecuencia, en la TABLA 7 se detalla el número de circuito, los disyuntores termomagnéticos con su capacidad nominal, junto con la tubería y el tipo de conductor instalados en el tablero de distribución del tercer piso para cada circuito especificado.

TABLA 7. Tablero de distribución del segundo piso [47].

Protecciones del tablero de distribución del segundo piso			
Nro. Circuito	Protección	Tubería (Diámetro)	Nro. Y tipo de conductores
C1 Iluminación	Breaker 15 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C2 Iluminación	Breaker 20 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C3 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C4 Iluminación	Breaker 30 Amp.	Metálica tipo EMT 33 mm	2x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C5 Tomacorrientes	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)
C6 Tomacorrientes	Breaker 30 Amp.	Tubería negra 32 mm (Polietileno)	2x12 AWG (4 mm ² THHN) 1x14 AWG (2,5mm ² THHN)

3.2.4. Estimación de la demanda eléctrica para los puntos de carga de dispositivos móviles por piso

Para estimar la demanda eléctrica de los puntos de carga para dispositivos móviles en cada piso, se llevó a cabo una encuesta para identificar los dispositivos más utilizados por los estudiantes de la FICA. Para ello, se determinó una muestra representativa en función de la población total de estudiantes de la facultad. Para la determinación de la muestra,



según [49], se utilizó la ecuación para el cálculo de una población finita, la cual se presenta en la ecuación (1).

$$n = \frac{N \cdot Z^2 \cdot p \cdot (1 - p)}{(E^2 \cdot (N - 1)) + (Z^2 \cdot p \cdot (1 - p))} \quad (1)$$

Donde:

n : tamaño de la muestra.

N : tamaño de la población.

Z : valor crítico de la distribución normal estándar, el valor Z según el nivel de confianza.

p : La proporción esperada, en caso de ser desconocida, suele asumirse como 0.5 para maximizar la variabilidad muestral.

E : margen de error.

A partir de los resultados obtenidos en las encuestas, se realizó un análisis de tendencia central sobre los valores registrados, los cuales son fundamentales para estimar la demanda eléctrica requerida para cada estación de carga. A continuación, se presentan las ecuaciones y conceptos empleados en el análisis.

- El análisis de tendencia central es una técnica estadística empleada para determinar el valor representativo dentro de un conjunto de datos [50]. Las principales medidas de tendencia central incluyen la media, mediana y moda.

$$\bar{x} = \frac{\sum x_i}{n} \quad (2)$$

Donde:

\bar{x} : Representa la media.

x_i : Representa los valores individuales de la muestra.



n : Corresponde al número total de datos.

A partir de la muestra representativa seleccionada de la población total de estudiantes de la FICA, se realizó una estimación del número de dispositivos móviles que se prevé cargar, así como la cantidad de usuarios diarios y la frecuencia de uso de las estaciones de carga. Por lo tanto, la demanda de energía eléctrica puede determinarse mediante las siguientes ecuaciones [51]:

$$E = P \times t \quad (3)$$

Donde:

E : energía (Wh).

P : potencia de carga por dispositivo (W).

t : tiempo promedio de carga (h).

Si se conectan simultáneamente N dispositivos, la demanda total de energía eléctrica ($E_{total-Esta}$) se calcula como [51]:

$$E_{total-Esta} = N \times P \times t \quad (4)$$

Asimismo, fue necesario considerar las pérdidas en el sistema, las cuales podían oscilar entre un 5 % y un 15 %. Por ello, se incluyó un factor de eficiencia (η) para determinar la energía real ($E_{real-Esta}$):

$$E_{real-Esta} = \frac{E_{total-Esta}}{\eta} \quad (5)$$

Cuyo valor de η generalmente oscila entre 0.85 y 0.95 [52].

3.3. Modelado y dimensionamiento de la Microgrid

El modelado y dimensionamiento de la microgrid se fundamentó en la demanda energética del edificio, la cual fue obtenida a partir de un trabajo de grado previo. Dicha



información constituyó la base para determinar la capacidad requerida de generación, almacenamiento y distribución de energía, con el propósito de asegurar un suministro continuo y confiable.

El dimensionamiento consideró la integración de fuentes renovables, priorizando la energía fotovoltaica y eólica, complementadas con un sistema de respaldo mediante grupos electrógenos. Se utilizaron herramientas de simulación para evaluar el comportamiento del sistema bajo distintos escenarios operativos. Además, se aplicaron criterios técnicos y económicos para la selección de los equipos más adecuados, garantizando eficiencia y estabilidad.

3.3.1. Software MATLAB/Simulink

El modelamiento de la microgrid fue llevado a cabo mediante el software MATLAB/Simulink, empleando bloques específicos para representar las fuentes de generación, sistemas de almacenamiento, cargas y elementos de control. Esta plataforma permitió simular el comportamiento dinámico del sistema bajo diversas condiciones de operación, tanto en modo conectado como aislado de la red, lo que facilitó el análisis de estabilidad, flujo de energía y respuesta ante variaciones en la carga [53].

3.3.2. Software HOMER Pro

Con el propósito de validar el comportamiento operativo y energético de la microgrid propuesta, se utilizó el software especializado HOMER Pro (Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources), desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL). Este entorno de simulación permite modelar, optimizar y realizar análisis de sensibilidad en sistemas híbridos que integran diversas fuentes de generación, almacenamiento y perfiles de carga [54].

La elección de HOMER Pro se fundamentó en su capacidad para simular de forma dinámica sistemas que incorporan generación fotovoltaica, eólica, grupos electrógenos, bancos de baterías e inversores híbridos, considerando perfiles horarios de consumo, condiciones climáticas y estrategias de operación.

El proceso de simulación se estructuró en las siguientes etapas:



- **Ingreso de datos de carga:** Se introdujo el perfil horario estimado del consumo eléctrico del edificio, previamente obtenido mediante el análisis de demanda.
- **Parámetros de recursos renovables:** Se ingresaron los datos climáticos locales, tales como irradiancia solar (kWh/m²/día) y velocidad promedio del viento (m/s), utilizando archivos en formato .csv o bases de datos geográficas incluidas en el software.
- **Componentes del sistema:** Se modelaron los módulos fotovoltaicos, aerogeneradores, grupos electrógenos y banco de baterías, configurando sus parámetros técnicos como potencia nominal, eficiencia, costos asociados y vida útil.
- **Algoritmo de control:** Se seleccionó un modo de operación basado en la minimización de los costos operativos, priorizando el uso de fuentes renovables y empleando respaldo automático mediante grupos electrógenos.
- **Optimización y análisis de sensibilidad:** Se ejecutó la optimización del sistema variando parámetros como la capacidad del banco de baterías, la cantidad de paneles solares y aerogeneradores. Posteriormente, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad frente a variaciones en la irradiancia y la velocidad del viento.

Los resultados obtenidos permitieron verificar la viabilidad técnica de la configuración propuesta, evaluar el grado de cobertura energética mediante fuentes renovables, analizar la operación del sistema de respaldo y determinar la autonomía del almacenamiento. Asimismo, HOMER Pro entregó indicadores clave como el Net Present Cost (NPC), el Levelized Cost of Energy (LCOE), la fracción renovable, las horas de operación del generador y las emisiones de CO₂, lo cual complementó el análisis técnico con una perspectiva económica y ambiental [54].

3.3.3. Software AutoCAD

Para la elaboración del plano eléctrico del sistema, se empleó AutoCAD, una plataforma especializada en el diseño de esquemas de carácter industrial. Esta herramienta permitió una representación precisa y conforme a normas técnicas de las conexiones eléctricas, así como de la distribución de las estaciones de carga destinadas a dispositivos móviles. Su entorno orientado a proyectos eléctricos facilitó la organización jerárquica de circuitos,



la asignación estructurada de componentes y la generación automatizada de listas de materiales. Dichas funcionalidades contribuyeron significativamente a asegurar la claridad del diseño, la correcta identificación de los elementos involucrados y la elaboración de la documentación técnica requerida para la implementación efectiva del sistema propuesto [55].

3.3.4. Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico

El sistema fotovoltaico fue dimensionado para cubrir el 80% de la demanda energética total del edificio, en concordancia con los objetivos de sostenibilidad establecidos en el proyecto. Este dimensionamiento partió del valor de la demanda previamente definida, sobre el cual se calculó la energía que debía ser suministrada por la generación solar.

Para determinar la potencia pico requerida del sistema fotovoltaico, se consideró la irradiación solar promedio diaria del sitio. Asimismo, se tuvo en cuenta el área disponible para la instalación de los módulos solares, y la capacidad del sistema para integrarse con el resto de los componentes de la microgrid. A continuación, se presentaron las fórmulas aplicadas en el cálculo, junto con la justificación técnica de los valores adoptados [56].

Para calcular la energía diaria requerida por el sistema fotovoltaico, considerando el porcentaje cubierto por la generación fotovoltaica, se aplicó las siguientes ecuaciones.

$$E_{Req} = C_{Promedio} \cdot 24 \frac{h}{día} \cdot E_n \quad (6)$$

Donde:

E_{Req} : Es la energía diaria requerida para todo el edificio FICA, considerando un crecimiento compuesto en el consumo eléctrico.

$C_{Promedio}$: Dato del consumo promedio por hora obtenido en las mediciones.

E_n : fórmula del crecimiento compuesto $E_n = E_0 \cdot (1 + g)^n$, n es el número de años transcurridos desde la medición hasta la actualidad y la g es la tasa de crecimiento anual del 5%.

$$E_{FV} = 0.8 \cdot E_{FICA}$$



(7)

Donde:

E_{FV} : Energía diaria requerida por los paneles fotovoltaicos (kWh/día).

E_{FICA} : Se definió la demanda energética diaria del edificio (kWh/día) como la sumatoria de $E_{Req} + E_{real-Esta}$.

Por otro lado, la potencia demandada por el sistema fotovoltaico fue estimada mediante la ecuación (11), tomando en cuenta las pérdidas asociadas a la temperatura, al conductor, a la acumulación de suciedad, así como aquellas de carácter misceláneo presentes en el sistema de generación fotovoltaica, las cuales fueron evaluadas mediante las siguientes ecuaciones:

$$\eta_{temp} = 1 - [\beta \cdot (T_{cell} - 25)] \quad (8)$$

Donde:

β : Coeficiente de temperatura del panel.

T_{cell} : Temperatura de célula solar [$^{\circ}C$], se puede estimar:

$$T_{cell} = T_{amb} + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \cdot G$$

T_{amb} : Temperatura ambiente [$^{\circ}C$].

$NOCT$: Temperatura nominal de operación del módulo (dato del fabricante).

G : Irradiancia sobre el plano del panel [$\frac{W}{m^2}$].

$$\eta_{cond} = 1 - \frac{2 \cdot R \cdot I^2}{P_{DC}} \quad (9)$$

Donde:

R : Resistencia propia del conductor [Ω].



I : Corriente que pasar por el conductor en DC.

$$\eta_{sistFV} = \eta_{inv} \cdot \eta_{temp} \cdot \eta_{cond} \cdot \eta_{suc} \cdot \eta_{mis} \tag{10}$$

Donde:

η_{inv} : Eficiencia del inversor (determinada en las especificaciones del inversor).

η_{suc} : Eficiencia por suciedad en los paneles (95–98%) [56].

η_{mis} : Eficiencia por otras pérdidas menores (sombras parciales, desajustes, entre otros) (98–99%).

$$P_{PV} = \frac{E_{PV} \cdot 1.2}{H_{PSH} \cdot \eta_{sistFV}} \tag{11}$$

Donde:

P_{PV} : Potencia del sistema fotovoltaico (kW).

H_{PSH} : Horas pico solares promedio del lugar (h/día).

η_{sistFV} : Eficiencia del inversor (determinada en las especificaciones del inversor).

Para determinar las horas solares promedio del lugar de estudio, se consideró la información proporcionada por la plataforma de la NASA [57], la cual permite conocer la disponibilidad del recurso solar en función de la ubicación geográfica durante el periodo del 2020 a 2024. A continuación, se presentan en la TABLA 8 los valores obtenidos.

TABLA 8. Datos de las horas pico solares promedios en el periodo de 2020 a 2024.

Mes	NASA
Enero	3,78
Febrero	3,79
Marzo	3,80
Abril	3,94
Mayo	3,74



Junio	3,63
Julio	3,77
Agosto	3,93
Septiembre	4,11
Octubre	3,97
Noviembre	3,97
Diciembre	3,35
Promedio anual	3,81

Para determinar el número de paneles requeridos se aplicó la siguiente ecuación:

$$N_{PV} = \frac{P_{PV}}{P_{panel}} \quad (12)$$

Donde:

N_{PV} : Número total de paneles.

P_{panel} : Potencia nominal de un panel (kWp).

En cuanto al arreglo de los paneles fotovoltaicos, se aplicaron las siguientes ecuaciones para determinar el tipo de conexión entre ellos [56].

Numero de paneles conectados en serie:

$$N_s = \frac{V_{sist}}{V_{mp}} \quad (13)$$

Numero de cadenas conectadas en paralelo:

$$N_p = \frac{P_{PV}}{N_s \cdot P_{panel}} \quad (14)$$

Donde:

N_s : Número de paneles conectados en serie, formando un string.



N_p : Número de strings conectados en paralelo.

V_{sist} : Tensión del sistema (Voltios).

V_{mp} : Tensión del panel en el punto de máxima potencia (Voltios).

Por último, fue necesario considerar el área de ocupación correspondiente a los paneles requeridos, según la demanda energética del edificio. En la ecuación (15) se contempló el área total necesaria [56].

$$A_{total} = N_{PV} \cdot A_{panel} \quad (15)$$

Donde:

A_{total} : Área total requerida para la instalación (m^2).

A_{panel} : Área ocupada por un solo panel (m^2), incluyendo separación entre módulos.

3.3.5. Dimensionamiento del sistema eólico

El dimensionamiento del sistema eólico tuvo como objetivo cubrir el 20% de la demanda energética del edificio, complementando la generación fotovoltaica. Para ello, se tomó en cuenta el potencial eólico disponible en la zona, el cual había sido determinado en trabajos de grado previos [58]. Este análisis permitió estimar la cantidad de equipos necesarios y su capacidad individual. Además, se contemplaron la ubicación y altura de instalación, factores clave para optimizar el aprovechamiento del recurso eólico y asegurar un suministro estable dentro del sistema de microgrid.

Para estimar la energía requerida para el sistema eólico, se aplicó la ecuación (16).

$$E_{aero} = 0.2 \cdot E_{real} \quad (16)$$

Donde:

E_{aero} : Energía diaria requerida para el dimensionamiento de los aerogeneradores (kWh/día).



Para el dimensionamiento del aerogenerador, se contó con datos de velocidad del viento obtenidos en el edificio de la carrera [58], por lo que se aplicó el método de perfil de potencia del viento con el fin de estimar la velocidad del viento en la parte superior del edificio FICA, utilizando la siguiente ecuación.

$$v = v_{ref} \cdot \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^\alpha \quad (17)$$

Donde:

v : Velocidad media del viento (m/s).

v_{ref} : Velocidad referencial media del viento (m/s), medida dentro del campus universitario [58].

h : altura donde vas a instalar (m).

h_{ref} : altura de medición referencial [48] (m).

α : exponente de rugosidad, depende del tipo de terreno: Terreno abierto (campo, agua): 0.10–0.14, Suburbano (campus, árboles, edificios dispersos): 0.20–0.25, Urbano denso (centro de ciudad): 0.30–0.40

Para estimar la potencia requerida por los aerogeneradores [59], se utilizó la siguiente ecuación.

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p \quad (18)$$

Donde:

ρ : Densidad del aire.

$A = \pi R^2 =$ Área barrida por las aspas (m^2).

v : Velocidad media del viento (m/s).

C_p : Coeficiente de potencia del aerogenerador (0.3 – 0.5).



Con el propósito de determinar la potencia real del aerogenerador, se consideró la energía necesaria para cubrir el porcentaje correspondiente a la generación eólica. Para ello, se aplicó la siguiente ecuación:

$$P_{aero} = \frac{E_{aero}}{20 \cdot CF} \quad (19)$$

Donde:

P_{aero} : Potencia unitaria requerida para cada generador eólico.

CF : Factor de capacidad (0.15 a 0,4).

Para determinar la cantidad de aerogeneradores requeridos [59], se aplicó la siguiente ecuación.

$$N_{aero} = \frac{P_{aero}}{P_{aero-nom}} \quad (20)$$

Donde:

N_{aero} : Es el número de aerogeneradores requeridos.

$P_{aero-nom}$: Es la potencia nominal que posee el aerogenerador.

3.3.6. Dimensionamiento del sistema de respaldo

El sistema de respaldo mediante grupos electrógenos fue dimensionado para garantizar el suministro del 100% de la demanda energética del edificio en situaciones donde la generación renovable resultara insuficiente o inexistente. Este respaldo fue esencial para asegurar la continuidad operativa del sistema eléctrico frente a condiciones climáticas adversas o fallos técnicos. El generador fue seleccionado considerando la demanda máxima del edificio, incluyendo un margen de reserva que permitiera responder a variaciones imprevistas en el consumo y asegurar un funcionamiento confiable del sistema de microgrid.

El generador fue dimensionado para cubrir la demanda máxima del edificio; adicionalmente, se consideró un factor de seguridad o proyección del 20%. En la ecuación



(21) se presentó la ecuación utilizada para el dimensionamiento del generador de respaldo, considerando carga máxima demandada [60].

$$P_{gen} = P_{max} \cdot 1.2 \quad (21)$$

Donde:

P_{max} : Potencia máxima requerida o demandada por el edificio.

P_{gen} : Potencia requerida por el generador de respaldo (Grupos electrógenos).

Por otra parte, la capacidad del tanque de combustible se determinó considerando el consumo específico del generador, su potencia de operación y el tiempo deseado de autonomía. Esta estimación permite garantizar un funcionamiento continuo del grupo electrógeno sin interrupciones durante el periodo previsto. La integración del generador con la microgrid estará automatizada, permitiendo su encendido y apagado de forma sincronizada según las condiciones de generación y demanda del sistema.

A continuación, se presentó la ecuación utilizada para estimar la capacidad del tanque de combustible, en función de las horas de autonomía y la reserva requerida [60].

$$V_{comb} = C_{comb} \cdot P_{gen} \cdot T_{aut} \quad (22)$$

Donde:

V_{comb} : Capacidad del tanque de combustible (litros).

C_{comb} : Consumo específico del generador (L/kWh).

T_{aut} : Horas de autonomía (h).

3.3.7. Dimensionamiento de los Sistemas de Conversión, almacenamiento, Control y Distribución de energía eléctrica.

El proceso de dimensionamiento de los sistemas de conversión, control y distribución de energía se llevó a cabo tomando como referencia tanto la capacidad total de generación como los requerimientos energéticos del edificio. En lo correspondiente a la conversión,



se seleccionó un inversor trifásico cuya potencia nominal permitió una gestión simultánea de la energía procedente de fuentes renovables y del sistema de almacenamiento, asegurando así una conversión eficiente a corriente alterna (AC) y una adecuada sincronización con la red eléctrica o con el generador auxiliar.

Para el control del sistema, el dimensionamiento de los dispositivos de automatización se realizó en función de la cantidad de fuentes de energía y de las cargas críticas que debían ser gestionadas. Se contempló la implementación del sistema de gestión del inversor Deye SUN, dada su capacidad para operar con múltiples entradas energéticas, establecer prioridades de consumo y monitorear el desempeño de la microgrid en tiempo real.

Respecto a la distribución de energía, se dimensionaron los conductores eléctricos, las protecciones y los tableros tomando en cuenta la corriente máxima prevista y los niveles de tensión de los sistemas de generación eléctrica. Esta etapa del diseño garantizó una distribución energética eficiente y segura, previniendo caídas de tensión, sobrecargas, y asegurando la continuidad operativa.

- **Dimensionamiento del inversor y sus protecciones**

Para el dimensionamiento del inversor, se consideró su capacidad para recibir la energía proveniente del banco de baterías y del sistema fotovoltaico, así como el flujo total de potencia y el modo de operación tanto en condición conectada a la red como en condición aislada. A continuación, se presenta la ecuación empleada para determinar la potencia requerida del inversor híbrido, la cual permitió dimensionar adecuadamente el equipo conforme a la generación total estimada por las fuentes renovables integradas al sistema y considerando un factor de seguridad del 20% [56].

$$P_{inv} = 1.2 \cdot (P_{PV} + P_{aero}) = 1.2 \cdot (P_{max} + P_{esta}) \quad (23)$$

Donde:

P_{inv} : Potencia nominal del inversor (kW).



Adicional a la potencia requerida por el sistema también se tiene que considerar para el dimensionamiento del inversor las especificaciones de voltaje, corriente y la integración con los sistemas de control y gestión de la microgrid, en este sentido se aplica las siguientes ecuaciones que nos permiten conocer estos parámetros:

$$V_{\text{entrada del inversor}} = V_{\text{batería}} \quad (24)$$

Por otro lado, la correcta selección de la sección del conductor entre el banco de baterías y el inversor requiere conocer la magnitud de la corriente que circula por dicho tramo. Este parámetro resulta indispensable para un dimensionamiento adecuado conforme a las exigencias del sistema [56].

$$I_{DC} = \frac{P_{inv}}{V_{batería}} \quad (25)$$

Donde:

I_{DC} : Es la corriente que circula en el bus DC entre las baterías y el inversor.

$V_{batería}$: Voltaje de las baterías.

- **Dimensionamiento del controlador de carga híbrido**

Para el dimensionamiento del controlador de carga, se tomó en cuenta la integración de fuentes fotovoltaicas y eólicas, asegurando su compatibilidad con ambas tecnologías. Se seleccionó un dispositivo capaz de gestionar de manera simultánea la energía proveniente de ambos sistemas, regulando la carga hacia el banco de baterías y proporcionando protección frente a sobrecargas y descargas profundas. El proceso de dimensionamiento se fundamentó en los valores máximos de tensión y corriente generados, con el fin de garantizar la eficiencia y la estabilidad operativa del sistema híbrido [61].

A continuación, se presentan las ecuaciones empleadas para el dimensionamiento del controlador de carga requerido en la microgrid, las cuales permitieron establecer los parámetros eléctricos necesarios para su correcta selección y operación.



$$P_{Controlo} = P_{PV} + P_{aero} \quad (26)$$

$$V_{Controlo} = V_{batería} \quad (27)$$

$$I_{carga} = \frac{P_{Controlo}}{V_{batería}} \quad (28)$$

Donde:

$P_{Controlo}$: Es la potencia que debe manejar el controlado de carga.

$V_{Controlo}$: Voltaje del controlador.

I_{carga} : Corriente de carga del controlador.

Adicionalmente, se contemplaron criterios complementarios como la elección de aerogeneradores con salida compatible (AC o DC), la compatibilidad del controlador con los niveles de voltaje de entrada provenientes de las fuentes solar y eólica, el tipo de baterías utilizadas (AGM, GEL, LiFePO4), así como la incorporación de protecciones contra sobrecarga, cortocircuito, sobrevoltaje y descarga profunda [61].

- **Dimensionamiento del sistema de almacenamiento**

El dimensionamiento del sistema de almacenamiento energético tiene como objetivo asegurar la continuidad del suministro eléctrico a las cargas críticas del edificio ante escenarios de baja generación renovable o interrupciones en la red. Para este propósito, se establece la capacidad útil requerida, tomando en cuenta el perfil de carga real previamente registrado y la autonomía deseada del sistema [2].

Cálculo de la Energía Útil Requerida: La energía útil a ser suministrada por el banco de baterías (E_{util}) se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$E_{util} = P_{carga} \cdot t_{aut} \quad (29)$$



Donde:

P_{carga} : Potencia máxima requerida en el edificio más la Potencia requerida por las estaciones de carga (kW).

t_{aut} : Tiempo de autonomía deseado (h).

Este valor representa la energía neta que debe ser entregada por el sistema de almacenamiento bajo condiciones operativas nominales.

Determinación de la Capacidad Total del Banco de Baterías: Para dimensionar la capacidad bruta del banco de baterías, se considera tanto la eficiencia del sistema como la profundidad de descarga máxima permitida por la tecnología seleccionada. La ecuación empleada es:

$$E_{bat} = \frac{E_{util}}{\eta_{bat} \cdot DoD} \quad (30)$$

Donde:

η_{bat} : Eficiencia del banco de baterías (típicamente entre 0,90 y 0,95).

DoD : Profundidad de descarga admisible.

E_{bat} : Energía total nominal que debe almacenar el sistema (kWh).

Cálculo del Número de Unidades de Almacenamiento: Finalmente, la cantidad de baterías necesarias para alcanzar la capacidad requerida se determinó mediante la siguiente fórmula:

$$N = \frac{E_{bat}}{V_{bat} \cdot C_{bat}} \quad (31)$$

Donde:

V_{bat} : Tensión nominal de cada batería (V).

C_{bat} : Capacidad nominal de cada batería (Ah).



Esta metodología garantiza que el sistema de almacenamiento pueda suplir la energía necesaria a las cargas dentro del periodo de autonomía establecido.

- **Dimensionamiento de protecciones y de conductores**

El dimensionamiento de las protecciones y conductores se llevó a cabo considerando la corriente máxima del sistema, la capacidad de conducción de los cables, la caída de tensión permisible y las condiciones específicas de instalación. Se seleccionaron dispositivos de protección adecuados para prevenir sobrecorrientes, afirmando así la seguridad y eficiencia operativa del sistema. A continuación, se presentan las ecuaciones empleadas en este proceso [61].

Sistema en Corriente Continua (DC): Generación y Almacenamiento.

Determinación de la Corriente de la cadena Fotovoltaica, La corriente de la cadena fotovoltaica se determinó mediante la ecuación:

$$I_{string} = I_{sc} \cdot f_{seg} \quad (32)$$

Donde:

I_{sc} : Representa la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico, valor especificado en la hoja técnica del fabricante [62].

f_{seg} : Es el factor de seguridad recomendado, establecido en 1.25 según lo dispuesto por la norma NEC 690.8.

Selección del Conductor en DC: La sección transversal del conductor en la parte de corriente continua se calculó conforme a:

$$S_{DC} = \frac{I_{string} \cdot L \cdot 2}{\gamma \cdot \Delta V} \quad (33)$$

Donde:

S_{DC} : Sección del conductor (mm²).



L : Longitud del tramo de ida [m].

γ : Conductividad del cobre (aproximadamente $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$).

ΔV : Caída de tensión admisible, generalmente entre el 2 % y 3 % [56], [59].

Como alternativa, puede aplicarse el método directo descrito en la norma IEC 60364 o consultarse las tablas especificadas por la NEC para la selección de conductores en función de la corriente.

Protección de la cadena Fotovoltaica: El dimensionamiento del fusible o disyuntor de la cadena se realizó con la siguiente fórmula:

$$I_{fusible} = I_{string} \cdot 1.56 \quad (34)$$

Donde:

$I_{fusible}$: Es la máxima corriente que puede soportar el fusible o disyuntor.

De acuerdo con la norma NEC 690.9, se debe considerar un incremento del 25 % sobre la corriente nominal del conductor y un 25 % adicional para el dispositivo de protección. En configuraciones donde existan más de dos cadenas en paralelo, es obligatorio proteger cada uno de manera individual. Se recomienda el empleo de fusibles tipo gPV o disyuntores con curvas de disparo adecuadas [56].

Sistema en Corriente Alterna (AC): Salida de Inversores y Carga

Cálculo de la Corriente en CA Trifásica, La corriente en el sistema trifásico se estimó mediante la siguiente ecuación:

$$I_{AC} = \frac{P_{AC}}{\sqrt{3} \cdot V_{AC} \cdot \cos(\varphi)} \quad (35)$$

Donde:

I_{AC} : Corriente de línea en el AC

P_{AC} : Potencia activa entregada o demandada (W).



V_{AC} : Voltaje de línea del sistema (V).

$\cos(\varphi)$: Factor de potencia, usualmente comprendido entre 0.95 y 1.

Selección del Conductor en AC: La sección del conductor en la parte de corriente alterna se determinó con:

$$S_{AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{AC} \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V} \quad (36)$$

Donde:

S_{AC} : Sección del conductor (mm^2).

L : Longitud del tramo de ida [m].

Asimismo, puede recurrirse a las tablas contenidas en la NEC 310 o en la IEC 60364-5-52, considerando factores de corrección por temperatura, agrupamiento de cables y tipo de aislamiento [63].

Protección en AC (Disyuntores Termomagnéticos o Diferenciales)

La corriente nominal del disyuntor se seleccionó conforme a:

$$I_{disyuntor} = I_{AC} \cdot 1.25 \quad (37)$$

Donde:

$I_{disyuntor}$: Es la corriente que debe manejar el disyuntor Termomagnético.

1.25: Es un factor de seguridad.

Se recomienda el uso de disyuntores con curva de disparo tipo C o D, dependiendo de la naturaleza de la carga. Para entornos húmedos o con equipos sensibles, es aconsejable la incorporación de dispositivos diferenciales tipo A o B [63].

Selección de conductos o tuberías

La selección de conductos o tuberías se realizó en función del tipo de instalación eléctrica industrial, considerando el calibre y número de conductores, la disposición del sistema y las condiciones ambientales del entorno. Para este proceso, se aplicaron los lineamientos



establecidos en la Norma Técnica Ecuatoriana NTE – SB - IE, las cuales regulan el diseño y la ejecución de canalizaciones eléctricas [64].

El diámetro de los conductos fue determinado conforme a las tablas de capacidad de llenado, respetando el límite del 40 % del área interna útil del tubo, en concordancia con lo estipulado por la NTE INEN 2114. Esta medida garantizó una adecuada disipación térmica y facilitó el tendido de los conductores, sin comprometer su integridad mecánica ni eléctrica. En la siguiente ecuación se contempló el cálculo de la ocupación de los conductores dentro del conducto [64].

$$\text{Porcentaje de Ocupacion del conducto} = \left(\frac{\sum A_{\text{conductor}}}{A_{\text{conducto}}} \right) \cdot 100 \quad (38)$$

Donde:

$\sum A_{\text{conductor}}$: Es la sumatoria de las áreas de los conductores que estará en el conducto o tubería (en mm^2 o in^2).

A_{conducto} : Área interna útil del conducto o tubería (en mm^2 o in^2).

Respecto al material, se seleccionaron conductos EMT o galvanizados, según las condiciones del sitio de instalación (exposición a la intemperie, humedad o ambientes agresivos), cumpliendo con los requisitos de protección mecánica y resistencia dieléctrica establecidos en el RETIE y en la NEC 2020, normativa de referencia parcialmente adoptada en el país. Esta selección aseguró la confiabilidad, durabilidad y seguridad del sistema de canalización eléctrica de la microgrid.

3.3.8. Dimensionamiento de las estaciones de carga para dispositivos móviles

Se llevó a cabo el dimensionamiento de las estaciones de carga considerando la cantidad de dispositivos móviles a alimentar, la demanda energética diaria estimada, la capacidad de los puertos de carga y el tiempo promedio de uso, con el objetivo de garantizar una operación eficiente y segura dentro de la microgrid [11].

Como parte del procedimiento metodológico propuesto para estimar la demanda eléctrica individual de las estaciones de carga para dispositivos móviles, se plantea la aplicación



de un factor de simultaneidad de 0,8. Este valor fue seleccionado con base en fundamentos técnicos y criterios de diseño eficiente, dado que no se prevé que todas las estaciones operen de manera simultánea a su máxima capacidad. La elección se justifica en el comportamiento típico de estas cargas, caracterizado por conexiones intermitentes y de duración variable, lo que disminuye la probabilidad de coincidencia plena en el consumo energético.

Adicionalmente, al tratarse de cargas de baja potencia y uso no continuo, se considera una demanda diversificada, es decir, una demanda que fluctúa tanto en el tiempo como entre usuarios. Esta condición respalda la utilización de un factor inferior a la unidad, permitiendo obtener una estimación más precisa y conservadora de la demanda global. La aplicación de este enfoque metodológico asegura márgenes adecuados de seguridad y eficiencia en el dimensionamiento del sistema eléctrico.

Para determinar la potencia demandada por las estaciones de carga, se empleó la siguiente ecuación:

$$P_e = \frac{E_{real-esta}}{T} \quad (39)$$

Donde:

P_e : Es la potencia máxima requerida en una estación.

$E_{real-esta}$: Es la energía real requerida para las estaciones.

T : Es el tiempo de operación diaria de las estaciones.

La determinación de la potencia total requerida en las estaciones de carga se basa en la suma de las potencias individuales demandadas por cada punto de carga, conforme a la siguiente ecuación:

$$P_{total} = P_{e1} + P_{e2} + P_{e3} + P_{e4} + P_{e5} \quad (40)$$



donde $P_{e1}, P_{e2}, P_{e3}, P_{e4}$ y P_{e5} corresponden a la potencia eléctrica demandada por cada una de las estaciones de carga. Este enfoque permite realizar un dimensionamiento preciso de los conductores, dispositivos de protección y equipos asociados, asegurando que el sistema sea capaz de atender de manera simultánea la demanda energética de todas las estaciones conectadas, sin comprometer la seguridad ni la eficiencia operativa.

3.4. Selección de Tecnologías

La selección de tecnologías para la microgrid se fundamentó en criterios de eficiencia, estabilidad y compatibilidad con la infraestructura existente. Se consideraron las fuentes de generación, los sistemas de almacenamiento, los dispositivos de conversión de energía y los sistemas de control, con el propósito de garantizar un suministro confiable y optimizado [37].

En cuanto a la generación, se priorizó el uso de fuentes renovables como la energía fotovoltaica y eólica, debido a su disponibilidad y sostenibilidad. No obstante, se contempló la incorporación de generadores diésel en configuraciones híbridas como respaldo ante condiciones de baja generación renovable.

3.4.1. Generación fotovoltaico

Para este apartado, se propuso la utilización de módulos fotovoltaicos de 585 W de potencia unitaria, pertenecientes a la marca Jinko, modelo JKM585N-72HL4. Estos paneles incorporaron tecnología TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact), la cual optimizó la eficiencia y el rendimiento de las células fotovoltaicas. Las especificaciones técnicas se detallaron en la TABLA 9, mientras que la referencia visual se presentó en la Fig. 18 y si se requiere información adicional, se recomienda revisar el ANEXO I, donde se incluyó la ficha técnica completa del modelo propuesto.

TABLA 9. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico Jinko Tiger Pro 585w n.

Potencia máxima (P_{max})	585 W
Voltaje a máxima potencia (V_{mpp})	42,52 V
Corriente a máxima potencia (I_{mpp})	13,76 A
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	51,16 V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	14,55 A



Eficiencia del panel	22,65 %
Tolerancia de potencia	0 ~ +3%
Voltaje máximo del sistema	1000/1500 V_{DC}
Valor máximo del fusible en serie	25 A

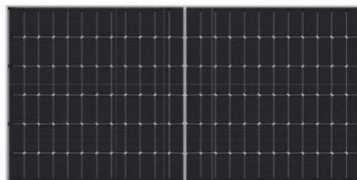


Fig. 18 Representación visual del panel fotovoltaico Jinko Tiger PRO 585W N.

3.4.2. Generación eólico

Para este apartado, se propuso la integración de una turbina eólica de eje vertical con una potencia unitaria de 2000 W, correspondiente a la marca FLTXNY, modelo R-2000, seleccionada por su compatibilidad con controladores de carga para sistemas con baterías. Algunas de las características técnicas fueron descritas en la

TABLA 10, mientras que la representación gráfica correspondiente se mostró en la Fig. 19.

TABLA 10. Especificaciones técnicas de la turbina eólica FLTXNY R – 2000W.

Potencia máxima (P_{max})	2000 W
Voltaje de operación	48 V
Velocidad de viento de arranque	1,5 m/s
Resistencia al viento nominal	16 m/s
Velocidad segura del viento	50 m/s
Ruido	45 dB (A)
Sistema de control	Electroimán
Temperatura de operación	40°C – 80°C



Vida útil	20 Años
------------------	---------



Fig. 19 Representación visual de la turbina eólica FLTXNY R – 2000W.

3.4.3. Sistema de respaldo

Con respecto al sistema de respaldo, se propuso la implementación de un generador diésel capaz de cubrir la potencia o demanda máxima que podría registrar el edificio FICA, sumada a la estimación de la potencia máxima requerida por las estaciones de carga para dispositivos móviles, incorporando un factor de seguridad del 30 %. En función de estos criterios, se seleccionó el generador eléctrico de la marca Preston Electric, modelo LGC95CL, con una potencia nominal de 70 kW. Las especificaciones técnicas se presentaron en la

TABLA *II* , junto con una representación gráfica del generador eléctrico diésel en la Fig. 20. Mientras que en el ANEXO II se presenta la ficha técnica del generador diésel.

TABLA 11. Especificaciones técnicas del generador eléctrico diésel LGC95CL 70kW.

Potencia máxima (P_{max})	70 kW
Voltaje de salida	220/127 V
Control de velocidad	Eléctrico
Fases	Tres
Corriente nominal	230 A
Frecuencia	60 Hz



Factor de potencia	0,8
Temperatura gases de escape	$\pm 410^{\circ}\text{C}$
Capacidad del tanque de combustible	140 Lts / 37 Gl



Fig. 20 Representación gráfica del generador diésel Preston Electric, modelo LGC95CL.

3.4.4. Sistema de conversión

Para el sistema de conversión, se consideraron las dos fuentes de generación renovable propuestas junto con el generador eléctrico diésel. En consecuencia, se propuso la implementación de un inversor trifásico de la marca Deye, modelo SUN-70K-G01P3-EU-AM8-LV, con una potencia unitaria de 70 kW, seleccionado por su capacidad, facilidad de integración con el generador de emergencia y su sistema de control de cargas para baterías. Las especificaciones técnicas del inversor se detallaron en la TABLA 12 y su ilustración se presentó en la Fig. 21. Mientras que en el ANEXO III se presenta la ficha técnica del inversor trifásico.

TABLA 12. Especificaciones técnicas del inversor híbrido Dey MODELO SUN-70K-G01P3-EU-AM8-LV.

Potencia máxima de entrada fotovoltaica (P_{max})	105 kW
Voltaje máximo de entrada fotovoltaica	800 V
Voltaje de inicio	250 V
Rango de voltaje MPPT	200 – 700 V
Corriente máxima de entrada fotovoltaico de funcionamiento	40 + 40 + 40 + 40 A
Corriente máxima de cortocircuito de entrada	60 + 60 + 60 + 60 A
Potencia nominal CA (P_{nom})	70 kW



Voltaje de salida CA	220 V
Corriente de salida de CA nominal	183,8/175,5 A
Forma de conexión a la red	3L/N/PE
Frecuencia	60 Hz
Factor de potencia	0,8
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 hasta + 60°C, > 45°C
Peso	103 kg

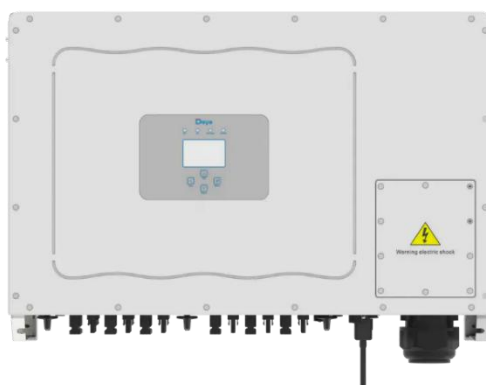


Fig. 21 Representación gráfica del inversor DEY SUN-70K-G01P3-EU-AM8-LV.

Por otro lado, ante la necesidad de integrar la generación eólica con el inversor, se contempló la implementación de un controlador de carga capaz de recibir la energía generada por el aerogenerador y canalizarla hacia el sistema de almacenamiento. Para este fin, se consideró el regulador de carga de la marca iSTA-BREEZE, modelo 2 kW/48 V. Las especificaciones técnicas del controlador de carga se detallaron en la TABLA 13 y su ilustración se presentó en la Fig. 22.

TABLA 13. Especificaciones técnicas del regulador de carga iSTA-BREEZE DE 2 KW / 48 V.

Potencia máxima (P_{max})	2,0 kW
Voltaje de carga	52,8 V
Voltaje nominal de la batería	48 V
Corriente de carga viento ampere máximos	33 A
Función de freno (cortocircuito electromagnético)	desde 59,4 V
Peso	6,5 kg



Batería recomendada min	Ácido y gel
-------------------------	-------------



Fig. 22 Representación gráfica del controlador de carga 2 kW / 48 V iSTA-BREEZE.

3.4.5. Sistema de almacenamiento, control y distribución de energía eléctrica.

Para el sistema de almacenamiento energético de la microgrid, se seleccionaron baterías de fosfato de hierro y litio (LiFePO_4), debido a su elevada eficiencia, seguridad térmica y vida útil superior en comparación con tecnologías tradicionales como plomo-ácido o NMC. Esta tecnología permitió la realización de ciclos profundos de descarga sin afectar la durabilidad operativa, característica esencial en aplicaciones de respaldo energético continuo.

Respecto a la solución comercial, se eligió el modelo PYTES E-BOX 48100R, cuyas especificaciones técnicas facilitaron su integración directa con el inversor Deye SUN-70K-G01P3-EU-AM8-LV mediante protocolos de comunicación RS232 o RS485. Estos módulos ofrecieron una capacidad real de 4,8 kWh por unidad y contaron con un sistema BMS interno encargado del equilibrio de celdas, monitoreo del estado de carga y protección ante fallos térmicos o eléctricos. En la TABLA 14 se detallaron las especificaciones técnicas de las baterías seleccionadas, mientras que en la Fig. 23 se



presentó la representación gráfica de las mismas. Si se requiere información adicional sobre el sistema de baterías, se sugiere consultar el ANEXO IV.

TABLA 14. Especificaciones técnicas de las batería E-BOX-48100R

Energía máxima (E_{max})	5,12 kWh
Voltaje nominal	51,2 V
Rango de voltaje	47,5 V – 58 V
Capacidad nominal	100 A
Tasa de descarga máxima	102 A (5,22kW @ 15s)
Peso	112,5 libras
Corriente máxima de carga y descarga	50 A (2,56 kW DC)
Corriente estándar de carga y descarga	50 A (2,56 kW DC)
Protocolo de comunicación	RS232, RS485, CAN
Ciclo de vida	≥ 6000 ciclos
Eficiencia de ida y vuelta	$\geq 95\%$
Dimensiones de la unidad	(440 * 620 * 117 mm)



Fig. 23 Representación gráfica de la batería E-BOX-48100R

El control de la microgrid se propone mediante el sistema EMS integrado en el inversor Deye SUN-70K-G01P3-EU-AM8-LV, el cual permitirá la supervisión y gestión en tiempo real de las fuentes renovables, el banco de baterías y la red pública. Este EMS gestionará el flujo energético mediante algoritmos configurables, priorizando el uso de la energía generada por los sistemas fotovoltaico y eólico.

Adicionalmente, se plantea que el banco de baterías LiFePO₄ sea gestionado mediante el BMS incorporado en cada módulo PYTES E-BOX 48100R, encargado de la protección, balanceo y monitoreo del estado de carga de cada rama. La comunicación entre el EMS y el BMS se establecerá mediante protocolos estándar RS232 o RS485 (Modbus RTU), garantizando la interoperabilidad y el intercambio fiable de datos para el control.



En este capítulo se expusieron los resultados derivados del análisis de la demanda eléctrica y de las simulaciones correspondientes a la microgrid propuesta. Se integró la evaluación energética, técnica y económica obtenido a partir del modelado efectuado con las herramientas MATLAB/Simulink y AutoCAD, conforme al diseño establecido en el CAPÍTULO III.

4.1. Diseño esquemático de la microgrid propuesta

El diseño de la microgrid contempló la integración física y eléctrica de todos los componentes principales definidos durante el proceso de dimensionamiento, asegurando una topología segura, eficiente y adaptable a las condiciones arquitectónicas del edificio FICA.

El sistema se configuró con una estructura radial y una conexión centralizada mediante un inversor trifásico, lo que permitió el control unificado de las fuentes de generación renovable, el sistema de almacenamiento, el respaldo con grupo electrógeno y las cargas distribuidas por piso. En la Fig. 24 se presentó el diseño de la microgrid propuesta.

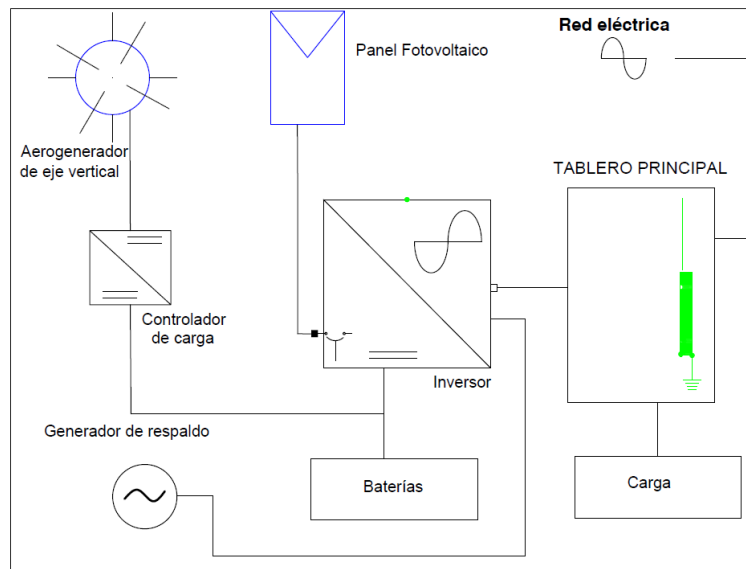


Fig. 24 Diseño de la microgrid propuesta para el edificio FICA.



Por otro lado, en la Fig. 25 se presentó un diagrama unifilar que describe la microgrid conectada a la red convencional, diseñada específicamente para el edificio FICA. Cada uno de sus componentes fue explicado con mayor detalle en los apartados posteriores de este estudio.

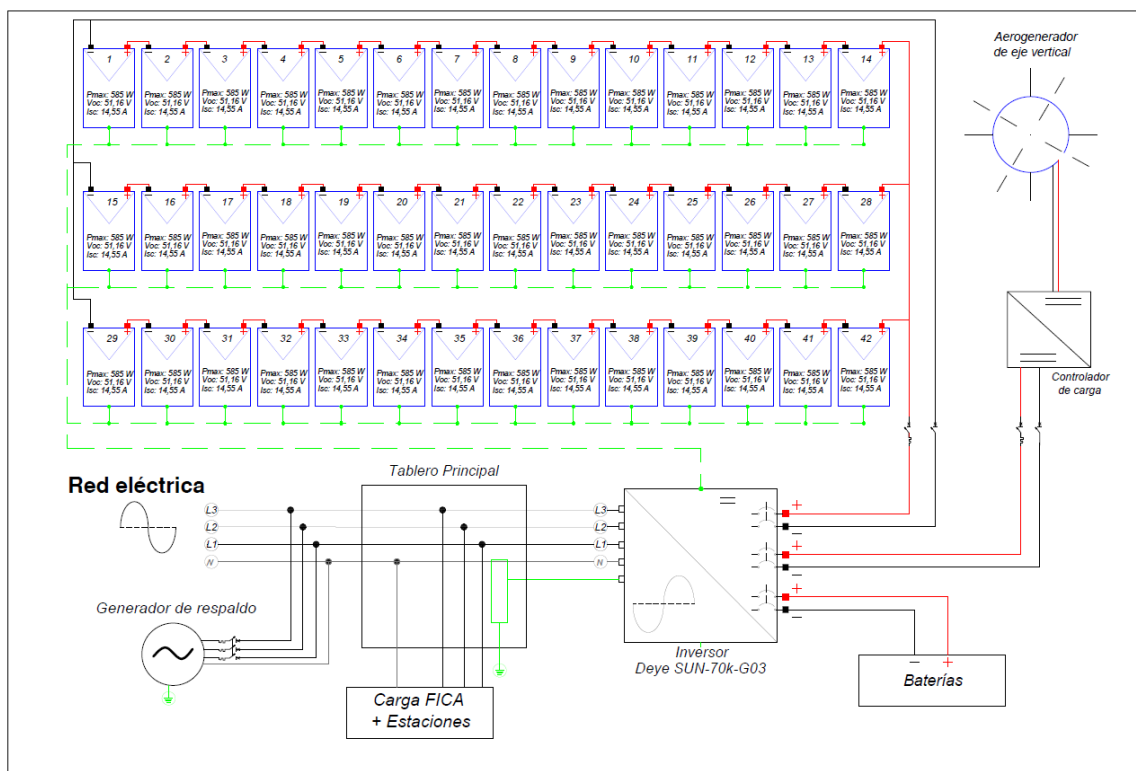


Fig. 25 Diagrama unifilar de la microgrid propuesta para el edificio FICA.

4.2. Resultados del Análisis de Demanda Eléctrica

El análisis de demanda eléctrica permitió identificar el consumo energético del edificio FICA. A partir de los datos recolectados y de evaluaciones previas, se determinaron los valores promedio y máximos, así como el levantamiento de cargas, constituyendo información clave para el diseño y dimensionamiento de la microgrid.

4.2.1. Resultados del Levantamiento de Cargas y Estimación de la Demanda Máxima del Edificio FICA

A partir del análisis de [47], se determinó un consumo energético promedio de 1,1 kWh como se muestra en la Fig. 26 y un pico de potencia activa de 11,10 kW como se muestra



en la Fig. 27. Adicionalmente, en [47] se llevó a cabo un levantamiento de cargas correspondiente al sistema de iluminación y al sistema de fuerza. Los resultados indicaron una carga total instalada de 13,16 kW para el sistema de iluminación y 38,745 kW para el sistema de fuerza. En consecuencia, la demanda máxima estimada del edificio alcanzó aproximadamente los 51,905 kW y el consumo promedio diario fue de 38,02 kWh/día, calculado mediante la ecuación (6).

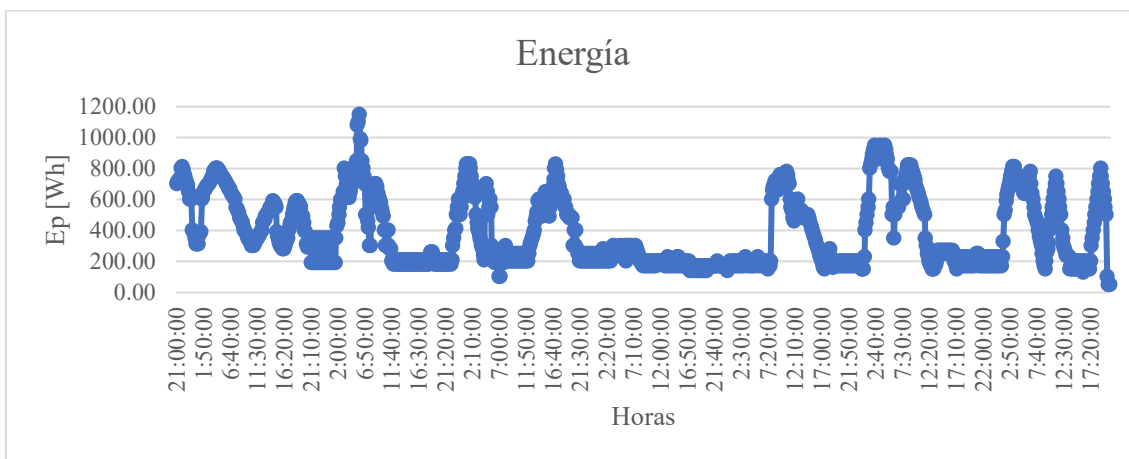


Fig. 26 Energía consumida durante las mediciones realizadas en [47].

En la Fig. 27 se muestra la gráfica de la potencia registrada y un pico de potencia activa de 11,10 kW.

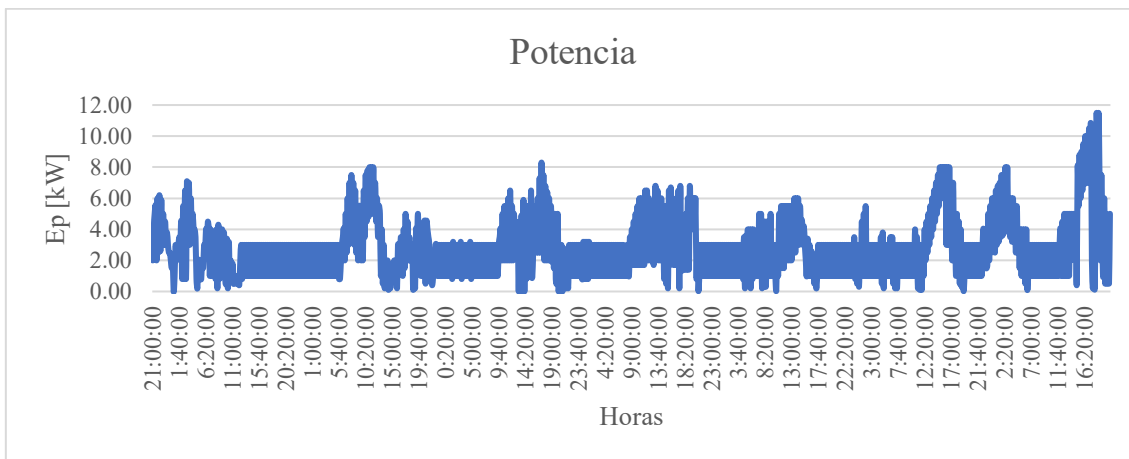


Fig. 27 Potencia consumida en el periodo de las mediciones [47].



4.2.2. Estimación de demanda por piso para estaciones de carga

La estimación de la demanda eléctrica destinada a las estaciones de carga en cada nivel del edificio FICA se basó en una encuesta realizada en 2024 a una muestra representativa de la comunidad académica. La población total estuvo conformada por 1 811 personas, con una afluencia promedio de 1 023 usuarios diarios entre las 07h00 y las 21h00 [65], datos registrados en 2024. Aplicando la ecuación (1), con un nivel de confianza del 90% y un margen de error del 7%, se obtuvo una muestra representativa de 128 encuestados.

Los resultados evidenciaron que los equipos más utilizados corresponden a teléfonos inteligentes y computadoras portátiles de alta demanda energética (gama alta o gamer). Para el modelado de carga, se consideraron los siguientes parámetros técnicos:

- **Teléfono inteligente:** 40W, con un tiempo promedio de conexión de 2h/día
- **Computadoras portátiles de alto consumo:** 180W, con una conexión promedio de 3h/día.
- **Factor de simultaneidad:** 0,8 para reflejar condiciones reales de uso en el cálculo energético.

Adicionalmente, se tuvo en cuenta la funcionalidad específica de cada piso del edificio FICA:

- **Planta baja:** destinada a áreas administrativas (secretaría y decanato), sin presencia de aulas.
- **Piso 2:** laboratorios, con alta permanencia de estudiantes.
- **Pisos 3 y 4:** aulas de clases utilizadas de forma regular.
- **Piso 5:** menor ocupación, con únicamente tres aulas disponibles.

Con base en esta caracterización y aplicando las ecuaciones (3)(4), se elaboró la TABLA 15 de estimación ajustada por piso:

TABLA 15. Estimación de la demanda eléctrica para los puntos de carga de dispositivos móviles.

Punto de carga de dispositivos móviles por piso



Piso	Uso principal	Teléfonos (n)	Computadoras personales (n)	Energía teléfonos (Wh/día)	Energía Computadoras portátiles (Wh/día)	Energía total (Wh/día)
Planta baja	Secretaría y decanato	4	1	320	540	860
Piso 2	Laboratorios, ofimática, aulas y auditorio FICA.	10	5	800	2700	3500
Piso 3	Aulas y laboratorios de ofimática.	18	7	1440	3780	5220
Piso 4	Aulas y laboratorios de ofimática.	15	4	1200	2160	3360
Piso 5	Aulas y cubículos de docentes	6	2	480	1080	1560
Total (Wh/día):						14500

4.2.3. Identificación de cargas críticas y promedio total

Para el diseño eficiente de la microgrid propuesta en el edificio FICA, se determinó como carga crítica las estaciones para dispositivos móviles, debido que requieren continuidad operativa ante una interrupción del suministro eléctrico y cuando el almacenamiento autónomo este con un 30% de descarga respecto a los valores permitidos, así como el cálculo del promedio de consumo energético diario, con base en mediciones existente y el consumo de las estaciones de carga para dispositivos móviles.

Promedio total de consumo de energía eléctrica

Con base en los registros obtenidos en [47], mediante analizador de redes eléctricas instalados durante una semana de actividad académica, se obtuvo lo siguiente:

- **Demanda pico registrada: 51,905 kW**



- **Energía diaria total (E_{FICA}):** se realizó el cálculo de la energía promedio total para el edificio FICA empleando la ecuación (6) y sumando el consumo de las estaciones de carga, con lo cual se obtuvo el valor de $54,13 \text{ kWh/día}$

El valor del promedio diario representó la base del consumo total sobre la cual se dimensionaron las fuentes renovables y se evaluó la cobertura energética de la microgrid.

4.3. Resultados del Modelado y Dimensionamiento

A continuación, se presentan los resultados derivados del modelado técnico y del dimensionamiento energético de la microgrid para el edificio FICA. Este proceso se fundamentó en la demanda energética medida, en los datos climatológicos locales y en criterios técnicos aplicados a través de simulaciones realizadas en las plataformas de MATLAB/Simulink y HOMER Pro.

4.3.1. Sistema Fotovoltaico

El sistema fotovoltaico fue dimensionado para suplir el 80% de la demanda energética diaria total, lo que representó un requerimiento de $43,30 \text{ kWh/día}$ a ser cubierto mediante generación solar calculado mediante la ecuación (7). Con base en este valor, se efectuó el dimensionamiento correspondiente del sistema.

Considerando los datos de la TABLA 15, se utilizó una irradiancia solar promedio de 3,7 horas pico solares por día (HSP) para la ciudad de Ibarra, Ecuador, valor previamente mostrado en la TABLA 8. Con un rendimiento global del sistema del 75% y se aplicó un factor de seguridad de 1,3; con el objetivo de asegurar el abastecimiento energético bajo condiciones reales y variables de operación.

Por lo tanto, mediante la aplicación de la ecuación (11), se calculó que la potencia pico requerida del sistema fotovoltaico (P_{PV}) fue de $20,30 \text{ kWp}$.

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se realizó tomando como referencia los módulos Jinko Tiger PRO-585W N, cuyas características eléctricas permitieron configurar un sistema eficiente y seguro. Se determinó mediante la ecuación (13) que el arreglo óptimo estaba compuesto por 14 módulos conectados en serie por cadena,



alcanzando una tensión operativa aproximada de $623 V_{DC}$, dentro del rango aceptable para el inversor trifásico Deye SUN-70K-G01P3-EU-AM8-LV.

Para satisfacer la demanda energética estimada y considerando un margen técnico debido a las condiciones locales de irradiancia, mediante la ecuación (14) se diseñaron tres cadenas en paralelo, conformando un arreglo final de 14 paneles en serie y 3 cadenas en paralelo como se muestra en la Fig. 28, equivalente a 42 módulos y una potencia instalada total de $24,57 kWp$. Esta configuración facilitó la optimización de la producción energética anual y aseguró una operación estable del sistema, ocupando una área aproximada de $92,4 m^2$ sobre la cubierta del edificio, calculado mediante la ecuación (15).

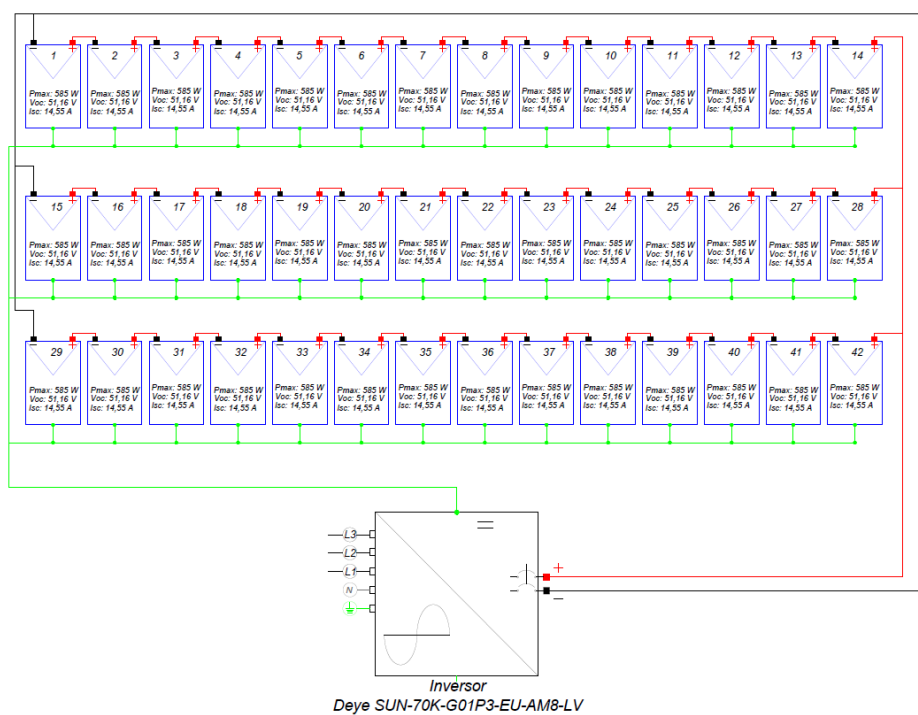


Fig. 28 Diagrama unifilar de conexiones del sistema fotovoltaico.

4.3.2. Sistema eólico

El sistema eólico fue dimensionado como complemento del sistema fotovoltaico, destinado a cubrir aproximadamente el 20 % de la demanda diaria de la microgrid, misma que fue calculada mediante la ecuación (16). Para este fin, mediante la ecuación (19) se propuso la instalación de un aerogenerador modelo FLTXNY R-2000W, con una



potencia nominal de 2 kW en la TABLA 16 se presentó la curva de potencia correspondiente al aerogenerador. La selección de tres unidades se justificó mediante la aplicación de la ecuación (20) y por la velocidad media de viento registrada en Ibarra, cercana a $4,5\text{ m/s}$, condición en la cual dicho aerogenerador puede operar de manera eficiente sin incurrir en sobredimensionamiento ni en excesiva ocupación del espacio disponible. De manera adicional, en la Fig. 29 se presentó el diagrama unifilar correspondiente a la conexión del sistema eólico.

- Número de aerogeneradores: 3 unidades
- Potencia total instalada: 6 kW
- Velocidad media del viento: $4,5\text{ m/s}$

En función de la velocidad promedio y la curva de potencia proporcionada por el fabricante, se estimó un factor de capacidad del 18 %, permitiendo proyectar una producción mensual aproximada de 216 kWh y una producción anual estimada de 2592 kWh . Este aporte se consideró como complemento estratégico dentro de la diversificación de fuentes renovables.

La curva de potencia del aerogenerador FLTXNY R-2000W indicó que la generación inicia a velocidades superiores a 3 m/s , alcanzando la potencia nominal de 2 kW a partir de los 9 m/s . Bajo las condiciones promedio locales, se estimó una generación sostenida entre 200 W y 2000 W , dependiendo de las variaciones diarias del recurso eólico.

TABLA 16. Curva de potencia del aerogenerador

Velocidad del viento (m/s)	Potencia generada
3	0
4	200
5	600
6	1200
7	1600
8	1900
9 +	2000 (potencia nominal)



De acuerdo con esta curva y las condiciones anuales registradas en la zona, el aporte energético del sistema eólico resulta adecuado para su función como respaldo parcial del sistema fotovoltaico, contribuyendo a la estabilidad y autonomía operativa de la microgrid.

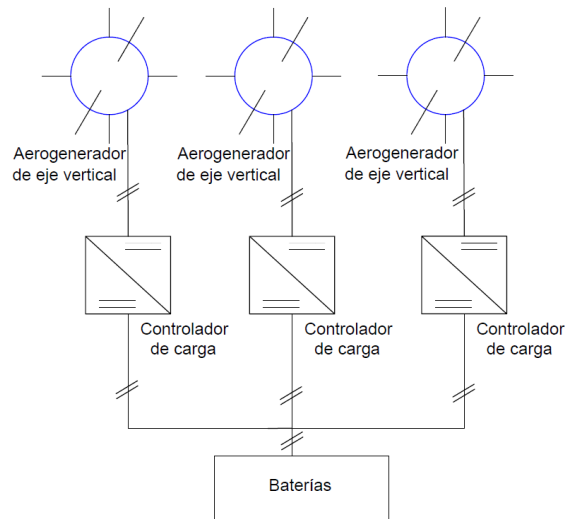


Fig. 29 Diagrama unifilar de conexiones del sistema eólico.

4.3.3. Sistema de Respaldo (Grupo Electrónico)

El sistema de respaldo fue propuesto mediante la aplicación de la ecuación (21), lo que permitió justificar la incorporación de un grupo electrógeno diésel modelo LGC95CL, con una potencia nominal de 70 kW. Esta unidad está destinada a cubrir la demanda total del edificio en escenarios de falla simultánea del sistema fotovoltaico, el sistema eólico y el banco de baterías, garantizando así la continuidad operativa ante contingencias energéticas.

El generador presenta las siguientes características técnicas principales:

- Modelo: Generador Eléctrico Diésel LGC95CL
- Potencia nominal: 70 kW
- Tensión de salida: 220 V (trifásico)
- Tipo de combustible: Diésel



- Consumo estimado: 15 – 20 litros/hora a plena carga
- Tiempo operativo anual estimado: inferior a 80 horas (uso eventual)

Su operación será gestionada bajo un esquema de respaldo, activándose únicamente ante condiciones críticas del sistema, tales como bajo estado de carga del banco de baterías ($SOC \leq 20\%$), baja generación renovable simultánea o fallas técnicas en los sistemas principales. También permitirá activación manual para mantenimiento o pruebas.

Por otra parte, se consideró la capacidad del tanque de combustible en función de las horas de autonomía requeridas, incorporando una reserva operativa para escenarios críticos. En este contexto, se definió una autonomía de 42 horas correspondiente al régimen de operación en jornada laboral y de utilización cotidiana, con el objetivo de garantizar que el grupo electrógeno pueda operar de manera ininterrumpida durante emergencias prolongadas o periodos de baja generación renovable.

Mediante la ecuación (22), se calculó que serían necesarios aproximadamente 950 litros de combustible (≈ 250 galones), tomando en cuenta el consumo horario del generador a plena carga y los márgenes de reserva definidos para asegurar la confiabilidad operativa del sistema de respaldo proyectado.

El encendido y apagado del generador será controlado automáticamente por el sistema EMS del inversor híbrido, el cual priorizará el uso de energías renovables y almacenamiento. La integración del grupo electrógeno asegurará la autonomía operativa del edificio frente a contingencias, garantizando seguridad y fiabilidad en el suministro eléctrico. Por otra parte, en la Fig. 30 se presentó el diagrama unifilar correspondiente al sistema de respaldo.

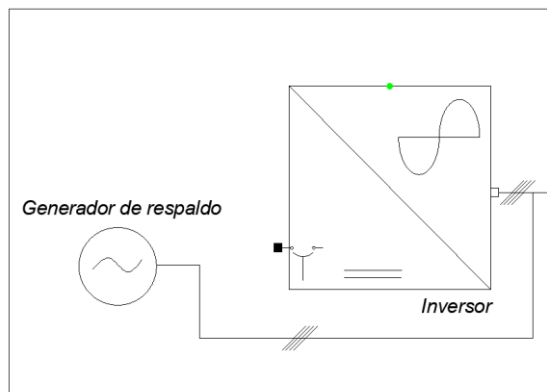


Fig. 30 Diagrama unifilar de conexiones del sistema de respaldo (Grupo Electrónico).

4.3.4. Sistemas de Conversión, Almacenamiento, Control

El sistema de conversión, almacenamiento y control constituyó el núcleo operativo de la microgrid, al integrar la energía proveniente de las fuentes renovables, almacenarla de manera eficiente y distribuirla de forma segura hacia las cargas. En este apartado se detallaron la capacidad del banco de baterías, las características del inversor y los controladores MPPT, así como el esquema de protecciones implementado para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema.

Inversores y controladores MPPT

El sistema de conversión se encargó de transformar y gestionar la energía generada y almacenada, asegurando su integración con la red interna del edificio. Se seleccionó un inversor híbrido trifásico de alto rendimiento, capaz de operar bajo condiciones variables de generación y demanda.

- **Inversor híbrido trifásico:** DEYE SUN-70K-G01P3-EUAM8-LV.
- **Potencia nominal:** 70 kW.
- **Rango de operación en corriente continua:** 200–700 V_{DC} .
- **Seguidores MPPT:** 6 entradas independientes (40 A cada una), optimizando la captación fotovoltaica.



- **Funciones de control:** gestión de cargas críticas, sincronización con la red interna, integración directa con el BMS de las baterías vía RS232/RS485, y control de carga/descarga con umbrales de SOC definidos (máx. 95 %, mín. 25 %).

Capacidad de las baterías

El sistema de almacenamiento constituyó el eje principal de la autonomía de la microgrid. Para asegurar un suministro continuo durante periodos de baja generación renovable, se seleccionó un banco de baterías de litio de alta densidad energética y larga vida útil.

- **Tecnología:** LiFePO_4 (PYTES E-BOX 48 V/100 Ah).
- **Configuración:** 13S \times 4P (52 módulos).
- **Tensión nominal del banco:** 624 V_{DC} .
- **Capacidad total instalada:** 249,6 kWh.
- **Energía útil (DoD 80 %):** 199,7 kWh.
- **Autonomía garantizada:** 3 días frente a la demanda máxima de 54,13 kWh/día.
- **Vida útil esperada:** más de 6 000 ciclos, con alta eficiencia y seguridad operacional.

Protecciones eléctricas

La seguridad y confiabilidad de la microgrid dependieron de un esquema de protecciones definido tanto en corriente continua como alterna. El diseño consideró dispositivos de protección coordinados para prevenir fallos eléctricos, sobrecorrientes y sobrevoltajes, asegurando la continuidad del servicio y la integridad de los equipos.

Protecciones en el lado fotovoltaico (DC):

- Fusibles gPV de 20 A por string fotovoltaico, dimensionados según la corriente de cortocircuito del módulo.
- Disyuntores de 32 – 40 A_{DC} en cada entrada MPPT del inversor para proteger las ramas.



- Protección contra sobretensiones tipo II instalada en el bus *DC*.

Protecciones en el banco de baterías (*DC*):

- Fusibles de 63 *A* en cada rama paralela del banco, garantizando protección individual de cada arreglo.
- Interruptor principal *DC* de 250 *A* entre el banco y el inversor, con capacidad de desconexión bajo carga.
- Sistema BMS integrado, con funciones de protección contra sobrecarga, sobredescarga, sobrecorriente y sobretemperatura.
- Protección contra sobretensiones tipo II en el bus de continua.

Protecciones en el lado de corriente alterna (*AC*):

- Interruptor automático trifásico de 200 – 250 *A* en la salida del inversor hacia el tablero general.
- Protecciones diferenciales (RCD) en cada nivel de distribución para garantizar la seguridad de los usuarios.
- Protección contra sobretensiones tipo II en la salida *AC* y en tableros secundarios.

4.3.5. Estaciones de Carga para Dispositivos Móvil

Las estaciones de carga para dispositivos móviles se dimensionaron en función de los resultados obtenidos en la encuesta aplicada a la población usuaria del edificio y a la afluencia promedio diaria. Como referencia se consideraron los equipos de mayor uso, específicamente teléfonos inteligentes y computadoras portátiles, incluyendo aquellas de alto rendimiento. Con base en esta información se estableció la demanda diaria por piso, considerando el número de dispositivos y sus consumos típicos.

Resultados del diseño por piso

Como resultado, se determinó que las estaciones de carga para dispositivos móviles requerían una demanda energética máxima de 16,11 *kWh/día*, valor calculado mediante



la ecuación (5). Adicionalmente, en la TABLA 15 se presentó la estimación de la demanda de energía eléctrica correspondiente a las estaciones en cada piso.

Cada estación contempló tomas USB/AC destinadas a teléfonos inteligentes, tabletas y portátiles. Estas estaciones se conectaron al inversor, el cual gestionó su funcionamiento a través de circuitos dedicados y un sistema de control que priorizó el uso de la energía renovable disponible para la carga de dispositivos móviles.

A continuación, en la Fig. 31 se presentó el diseño 3D de las estaciones de carga para dispositivos móviles. En dicho modelo se representó un módulo de 0,70 metros de largo por 0,35 metros de ancho y 1,5 metros de altura, el cual integró ocho espacios tipo casillero destinados al resguardo de dispositivos móviles, tanto computadoras portátiles como teléfonos celulares. La seguridad se gestionó mediante una pantalla táctil y un sistema de control inteligente.

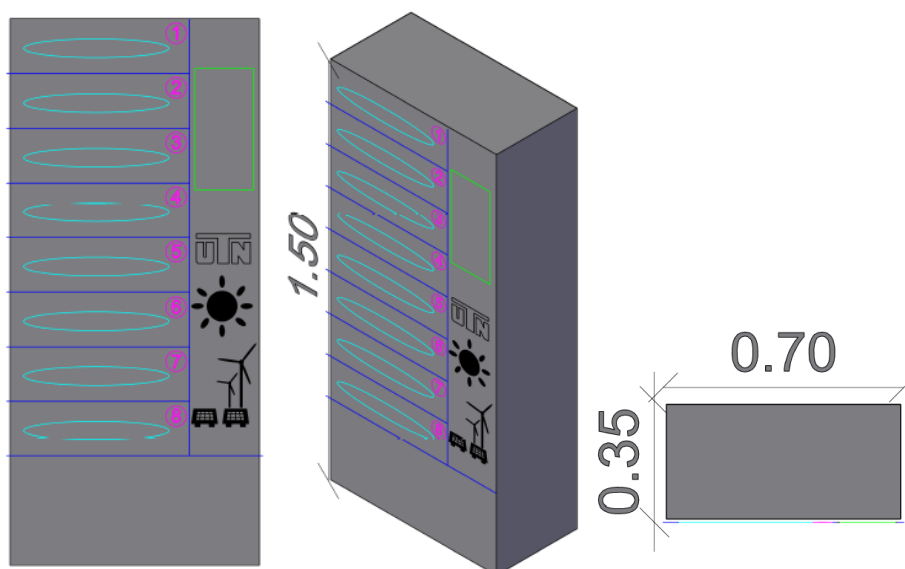


Fig. 31 Diseño 3D de las estaciones de carga para dispositivos móviles.

En la TABLA 17 se presentaron las especificaciones técnicas generales correspondientes a las estaciones de carga para dispositivos móviles.



TABLA 17. Especificaciones técnicas de las estaciones de carga para dispositivos móviles.

Potencia máxima	1,96 kW
Voltaje nominal	127 V _{ac}
Potencia por punto para portátiles	180 W _{máx}
Potencia por punto para teléfonos	65 W _{máx}
Modelo de cargador para teléfonos	Anker PowerPort Atom III
Conductor de alimentación principal	#4 awg
Conductor de derivación por piso	#12 awg
Breaker termomagnético de derivación	20 A
Protección diferencial	30 mA

A continuación, se presentaron los planos eléctricos que incluyeron la ubicación de las estaciones de carga, junto con el trazado de los conductos EMT y los tableros de distribución asociados a dichas estaciones para dispositivos móviles como se muestra en la Fig. /Fig. 32.

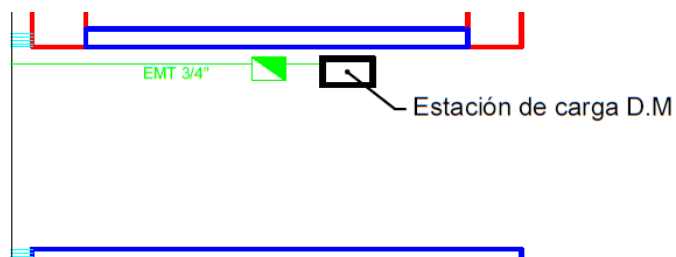


Fig. 32 Simbología de las estación de carga para dispositivos móviles.

En la Fig. 33 se presentó el plano correspondiente a la planta baja del edificio FICA, en el cual se mostró la ubicación de la estación de carga asignada a dicho nivel, el tablero de derivación con sus protecciones y el trazado de la tubería EMT.

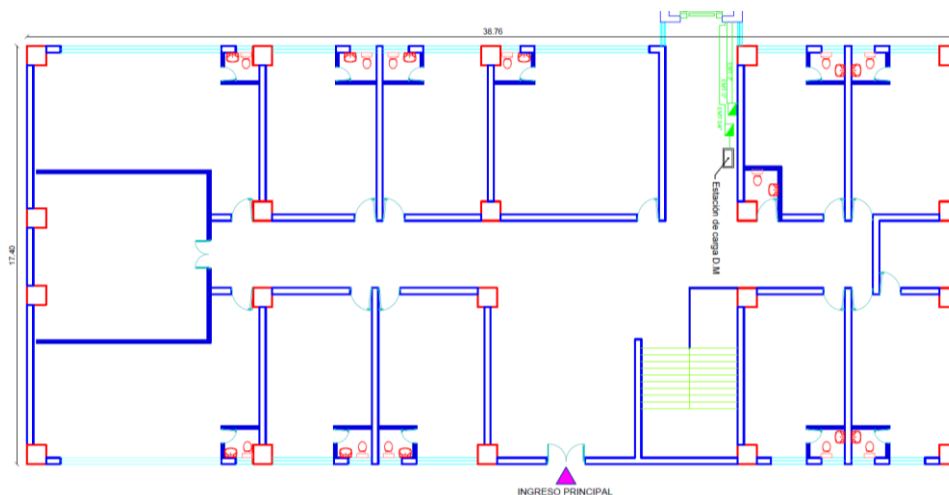


Fig. 33 Especificaciones de la ubicación de la estación de carga en la planta baja del edificio FICA.

En la Fig. 34 se presentó el plano correspondiente al segundo piso del edificio FICA, donde se indicó la ubicación de la estación de carga asignada a dicho nivel, el tablero de derivación con sus protecciones y el recorrido de la tubería EMT.

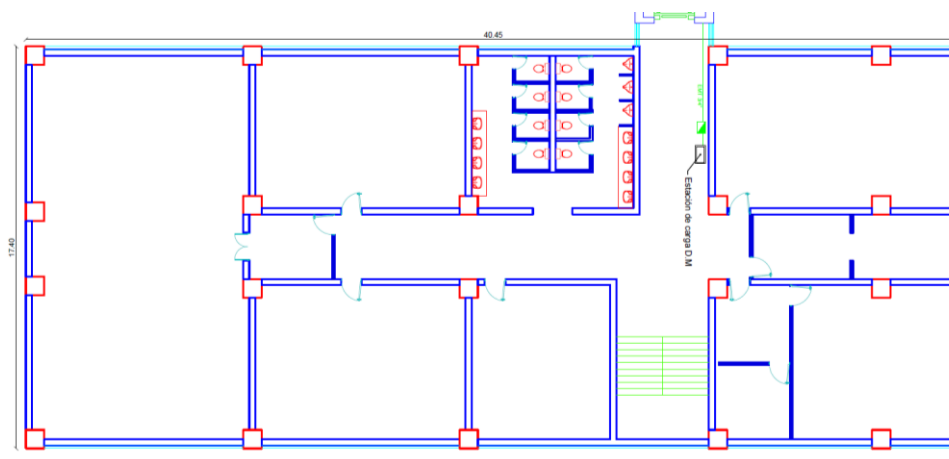


Fig. 34 Especificaciones de la ubicación de la estación de carga en el segundo piso del edificio FICA.

En la Fig. 35 se presentó el plano correspondiente al tercer piso del edificio FICA, donde se indicó la ubicación de la estación de carga asignada a dicho nivel, el tablero de derivación con sus protecciones y el recorrido de la tubería EMT.

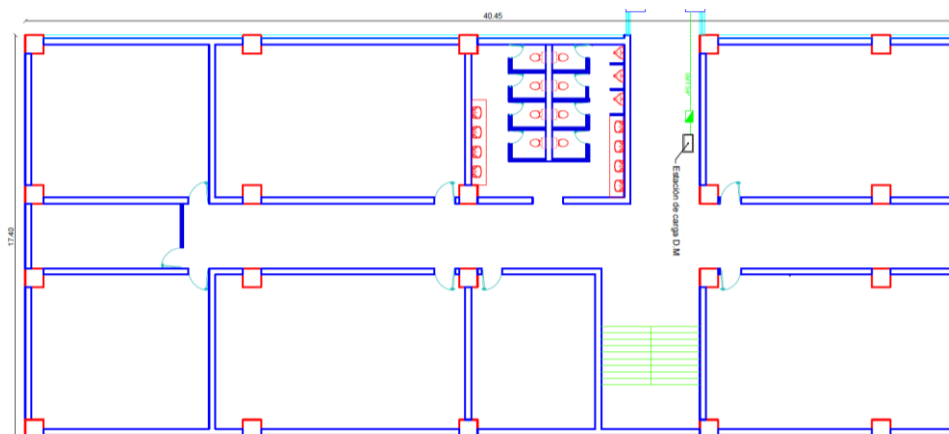


Fig. 35 Especificaciones de la ubicación de la estación de carga en el tercer piso del edificio FICA.

En la Fig. 36 se presentó el plano correspondiente al cuarto piso del edificio FICA, donde se indicó la ubicación de la estación de carga asignada a dicho nivel, el tablero de derivación con sus protecciones y el recorrido de la tubería EMT.

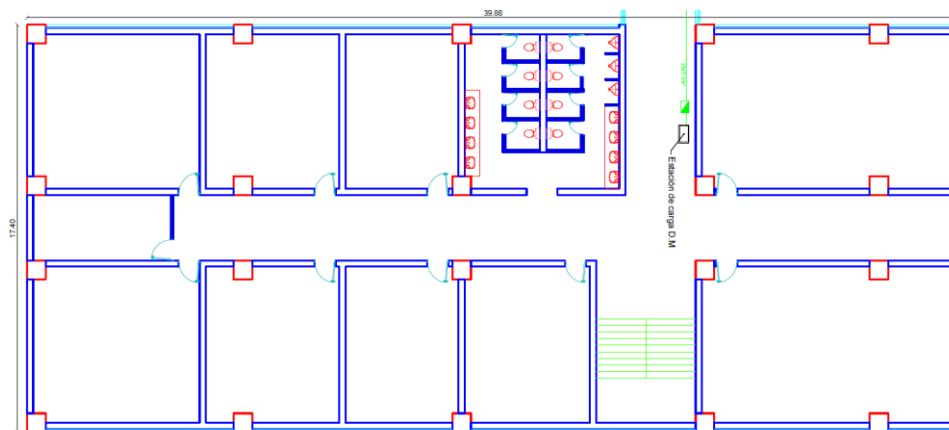


Fig. 36 Especificaciones de la ubicación de la estación de carga en el cuarto piso del edificio FICA.

En la Fig. 37 se presentó el plano correspondiente al quinto piso del edificio FICA, donde se detalló la ubicación de la estación de carga asignada a dicho nivel, el tablero de derivación con sus protecciones, el recorrido de la tubería EMT y la disposición de los principales componentes de la microgrid, entre ellos el inversor, el controlador de carga eólico, el banco de baterías y las protecciones eléctricas asociadas. La instalación del sistema se propuso en el quinto piso debido a la proximidad con la cubierta del edificio,



lugar donde se ubicarán los paneles fotovoltaicos y los aerogeneradores, lo que optimiza la conexión y facilita la distribución de la energía generada por las fuentes renovables.

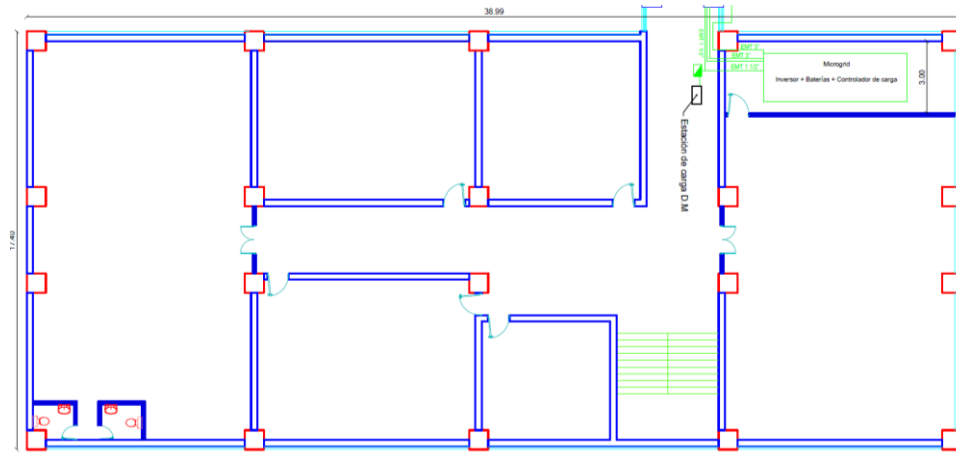


Fig. 37 Especificaciones de la ubicación de la estación de carga en el quinto piso del edificio FICA.

Capacidad simultánea de carga y potencia requerida

El sistema de estaciones de carga se diseñó con una capacidad de 180 W por punto de conexión para computadoras portátiles y 65 W para teléfonos celulares, valores suficientes para cubrir desde cargas rápidas de dispositivos móviles hasta portátiles de alto consumo.

- Capacidad simultánea total estimada: 36 dispositivos.
- Potencia máxima requerida: 6,48 kW distribuidos entre los cinco niveles del edificio.

La mayor concentración de puntos de conexión se registró en los pisos 2, 3 y 4, debido al uso intensivo de laboratorios y aulas. Dichos puntos fueron alimentados de manera prioritaria por el sistema fotovoltaico de la microgrid, con respaldo del banco de baterías.

4.4. Simulación en HOMER Pro y MATLAB/Simulink

La evaluación del sistema se realizó mediante simulaciones en HOMER Pro y MATLAB/Simulink, lo que permitió analizar tanto el desempeño técnico-económico como el comportamiento dinámico de la microgrid.



4.4.1. Simulación en HOMER Pro

La simulación desarrollada en HOMER Pro tuvo como objetivo determinar la configuración óptima de la microgrid propuesta para el edificio FICA, evaluando su desempeño técnico, económico y ambiental. El modelo se elaboró en función de una demanda de 54,13 kWh/día, considerando una participación del 80% de generación fotovoltaica y un 20% eólica, complementada con un sistema de almacenamiento y un grupo electrógeno de respaldo.

El Optimizador Numérico de HOMER Pro

En las opciones de HOMER Pro se empleó el proceso de optimización híbrida. Después de que el Grid Search identifica las configuraciones con mejor desempeño, el Optimizador Numérico DFO realiza un ajuste fino de las variables continuas asociadas al sistema fotovoltaico, aerogenerador, generador de respaldo y banco de baterías, evaluando valores cercanos a los puntos previamente seleccionados. Esta operación evita que se omita una solución óptima ubicada entre los niveles discretos definidos por el usuario. Todo este procedimiento se orienta a optimizar el dimensionamiento de la microgrid propuesta en este estudio.

El uso de un algoritmo libre de derivadas constituye la estrategia matemática que permite a HOMER representar la complejidad operativa de un sistema energético híbrido a lo largo del tiempo, especialmente cuando la función de costo no presenta una forma analítica simple.

Parámetros de entrada

Se ingresaron los datos correspondientes a la carga, el perfil horario de demanda, la ubicación geográfica del sitio donde se dimensionó la microgrid y las condiciones climáticas de la ciudad de Ibarra, proporcionadas por el software con información proveniente de la NASA del año 1984 hasta el año 2013, además de las especificaciones técnicas de cada componente:

- Sistema fotovoltaico: conformado por una potencia instalada de 24,6 kWp, utilizando módulos Jinko Tiger Pro de 585 Wp.



- Sistema eólico: compuesto por tres aerogeneradores modelo FLTXNY R-2000W, con una potencia total de 6 kW.
- Banco de baterías: integrado por 52 unidades PYTES E-BOX 48100R, que proporcionaron una capacidad instalada de 249,6 kWh.
- Generador diésel: modelo LGC95CL de 70 kW, destinado a funcionar como sistema de respaldo.
- Inversor híbrido: modelo Deye SUN-70K-G01P3-EU-AM8-LV, con cuatro seguidores MPPT y capacidad de operación trifásica.

En la Fig. 38 se presentó la selección de la ubicación geográfica del edificio FICA dentro del entorno del software HOMER Pro.



Fig. 38 ubicación geográfica del edificio FICA en el software HOMER Pro.

Una vez seleccionado el sitio donde se realizaría la instalación de la microgrid, el software proporcionó los datos meteorológicos correspondientes a dicha ubicación. En el gráfico de la figura 39 se presentó la variación de la irradiación solar a lo largo de los meses del año.

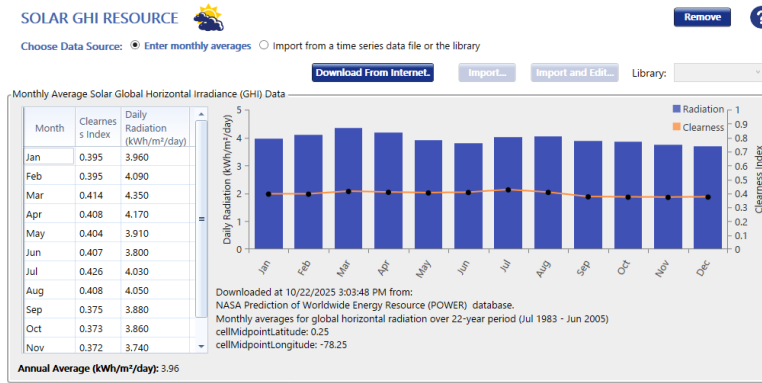


Fig. 39 Datos de irradiación solar en la ubicación de estudio.

Por otra parte, en el gráfico de la Fig. 40 se presentó la variación de la velocidad del viento a lo largo de los meses del año.

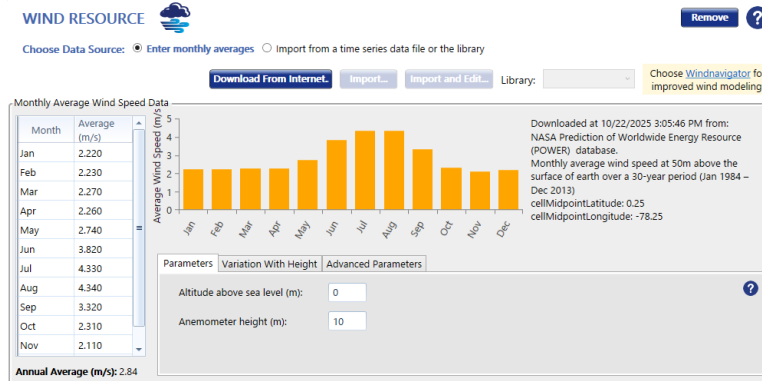


Fig. 40 Datos de la velocidad del viento en la ubicación de estudio.

Una vez identificado el lugar de instalación y verificados los datos meteorológicos correspondientes a la ubicación del área de estudio, el software HOMER Pro permitió configurar la microgrid con la información específica del sitio y de su respectiva carga. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentó el perfil de carga representativo del edificio FICA, considerando los horarios de funcionamiento establecidos. Se tuvo en cuenta un periodo de 14 horas diarias de uso por parte de estudiantes, docentes y personal administrativo, durante el cual el edificio registró consumos diversificados, mientras que en las horas restantes se mantuvo un consumo relativamente bajo.

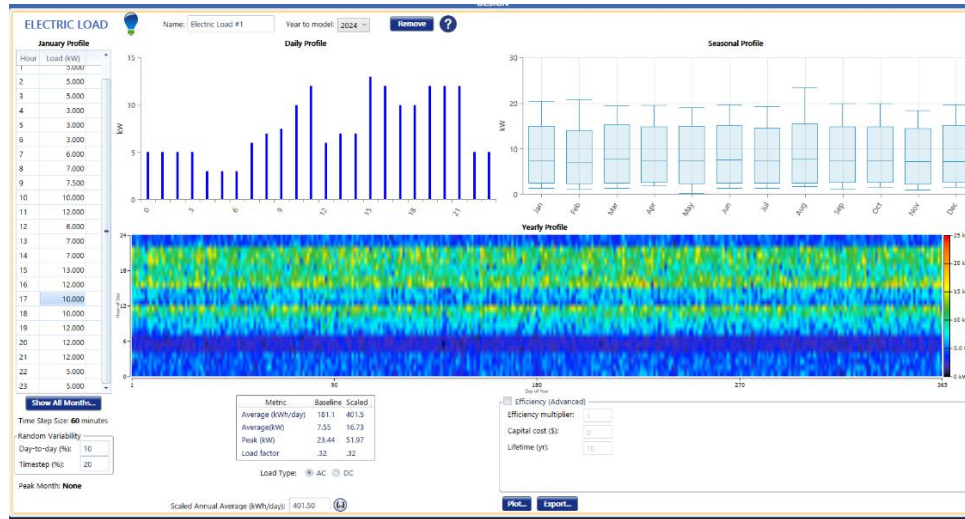


Fig. 41 Perfil representativo del consumo energético del edificio FICA.

Escenarios de simulación

Se desarrollaron cuatro configuraciones principales dentro de la simulación de la microgrid, con el propósito de evaluar el comportamiento técnico, económico y ambiental del sistema bajo distintas combinaciones de generación, almacenamiento y respaldo:

- Sistema fotovoltaico + banco de baterías + generador diésel.
- Sistema fotovoltaico + sistema eólico + banco de baterías + generador diésel.
- Sistema fotovoltaico + sistema eólico + banco de baterías de mayor capacidad + generador diésel.
- Red eléctrica convencional + sistema fotovoltaico + sistema eólico + banco de baterías de mayor capacidad + generador diésel.

Cada escenario fue analizado considerando la fracción de energía renovable, el costo nivelado de energía (LCOE), el costo presente neto (NPC) y las emisiones de CO₂ asociadas.

Resultados generales



El escenario más adecuado se identificó con la configuración compuesta por la red eléctrica convencional, sistema fotovoltaico, eólico, banco de baterías y generador diésel.

Los resultados promedio obtenidos fueron los siguientes:

- Fracción de energía renovable: 84.3 %.
- Costo nivelado de energía (LCOE): 0,0571 USD/kWh.
- Costo presente neto (NPC): 107 000 USD.
- Horas de operación anual del generador: 264 h/año.
- Emisiones de CO₂: 0,98 t/año.

En la Fig. 42 se presentan los resultados de la generación eléctrica obtenidos de la simulación de la microgrid en el software HOMER Pro.

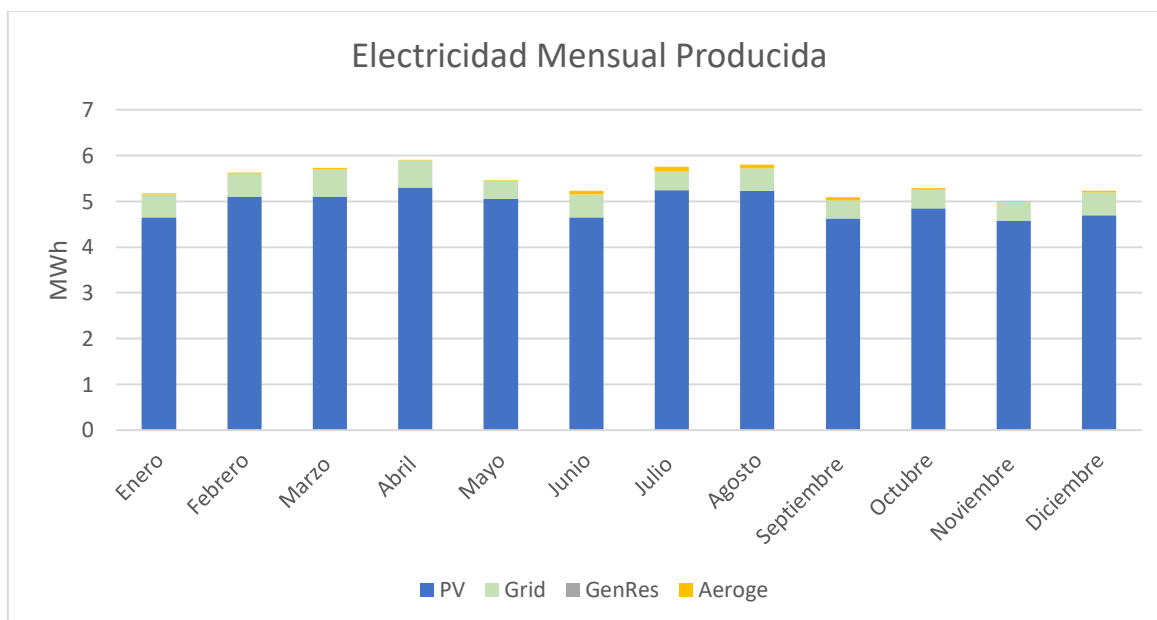


Fig. 42 Resultados de la simulación en HOMER Pro.

Mientras que el comportamiento del estado de carga (SOC) del banco de baterías mostró un rango operativo comprendido entre el 25 % y el 95 %, evidenciando variaciones estacionales vinculadas con la disponibilidad de los recursos solar y eólico como se muestra en la Fig. 43. Dicho comportamiento confirma una gestión energética y asegura la autonomía operativa de la microgrid.

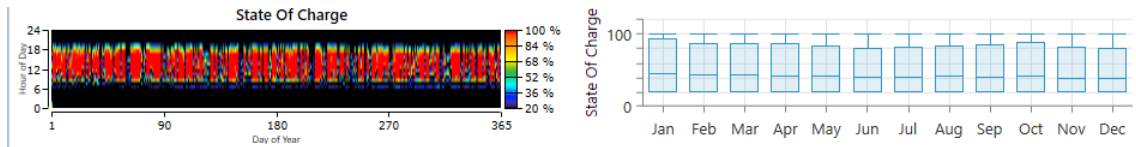


Fig. 43 Resultados obtenidos en la simulación para el banco de baterías.

4.4.2. Simulación en MATLAB/Simulink

Se efectuó una simulación integral en el entorno MATLAB/Simulink, considerando la topología de la microgrid definida en el diseño, compuesta por fuentes fotovoltaicas (80 %), eólicas (20 %), un sistema de almacenamiento en baterías y un grupo electrógeno de respaldo. El propósito de la simulación fue analizar el comportamiento energético, la estabilidad operativa y la gestión de potencia bajo distintos escenarios de disponibilidad de recursos renovables y demanda.

El modelo fue estructurado mediante bloques funcionales que representan cada subsistema:

- **Subsistema fotovoltaico:** Modelado con el bloque PV Array, configurado según la irradiancia y temperatura promedio de la zona de estudio. Se implementó el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) mediante el método Perturb and Observe para mejorar el valor energético. El esquema del subsistema fotovoltaico simulado se presenta en la Fig. 44.

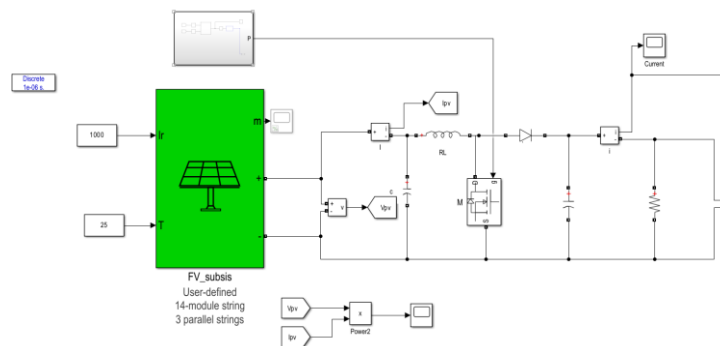


Fig. 44 Subsistema fotovoltaico modelado en Simulink.



- El **subsistema eólico** se representó en el bloque Sistema Eólico 6kW, como se observa en la Figura 45. Este bloque fue parametrizado conforme a la curva de potencia del aerogenerador seleccionado y a los perfiles de velocidad del viento obtenidos a partir del software HOMER Pro para la ubicación correspondiente al edificio FICA, tal como se presentó en la Fig. 40.

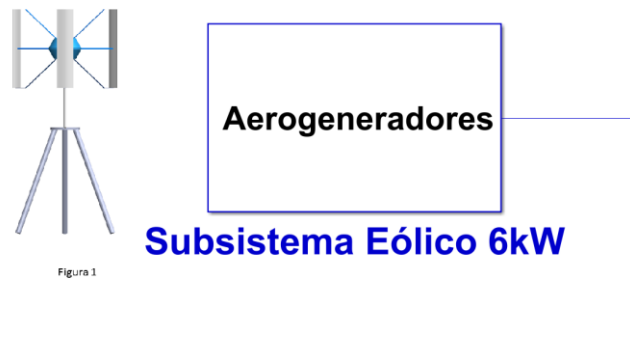


Fig. 45 Subsistema Eólico modelado en Simulink.

- **Sistema de almacenamiento:** El sistema de almacenamiento se modeló mediante el bloque correspondiente, tal como se ilustra en la Fig. 46, incorporando la capacidad, la tensión nominal y la eficiencia de carga y descarga definidas en la etapa de dimensionamiento. Asimismo, se analizó el comportamiento del estado de carga (SOC) bajo diversas condiciones operativas.



Fig. 46 Sistema de almacenamiento modelado en Simulink.



- Inversor:** El convertidor se simuló mediante el bloque Universal Bridge configurado en modo trifásico y operado mediante modulación PWM, sincronizado con la red, como se aprecia en la Fig. 47. Se implementó un lazo de control de corriente y tensión con el fin de asegurar la estabilidad del bus DC.

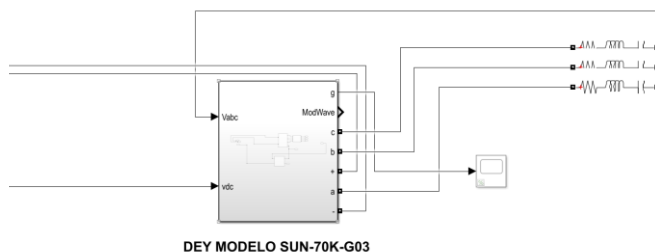


Fig. 47 Inversor modelado en Simulink.

- Grupo electrógeno de respaldo:** El generador diésel se modeló como una fuente de corriente alterna controlada, habilitada para conectarse de forma automática cuando el SOC descendía por debajo del 25% o cuando se registraba una disminución notable en la energía renovable disponible. La Figura 48 presenta el esquema implementado en Simulink.

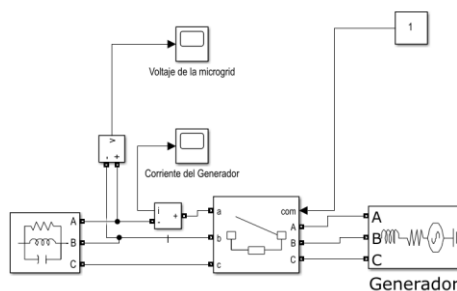
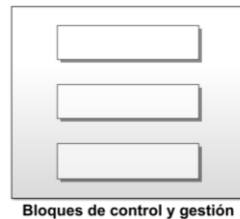


Fig. 48 Bloque del grupo electrógeno de respaldo en Simulink.

- Bloques de control y gestión:** Los subsistemas se integraron mediante un sistema de gestión energética (EMS) que operó con lógica condicional orientada a priorizar el aprovechamiento de la energía renovable y a optimizar el



funcionamiento tanto del banco de baterías como del generador diésel. La Fig. 49 muestra el bloque implementado en Simulink.



Bloques de control y gestión

Fig. 49 Bloque de control y gestión de la microgrid en Simulink.

Resultados de la simulación

Los resultados de la simulación permitieron evaluar el comportamiento dinámico y energético de la microgrid bajo diferentes condiciones de irradiancia, velocidad del viento y niveles de carga. El análisis se centró en la potencia activa generada, el estado de carga del banco de baterías (SOC), el flujo energético entre subsistemas y la estabilidad del voltaje en el punto común de acoplamiento. En la Fig. 50 se presenta la interfaz de Simulink que integra todos los bloques que conforman la microgrid, los cuales corresponden a los subsistemas previamente descritos y parametrizados. Cada bloque representa un componente esencial del modelo híbrido y su disposición refleja la arquitectura general definida en el diseño.

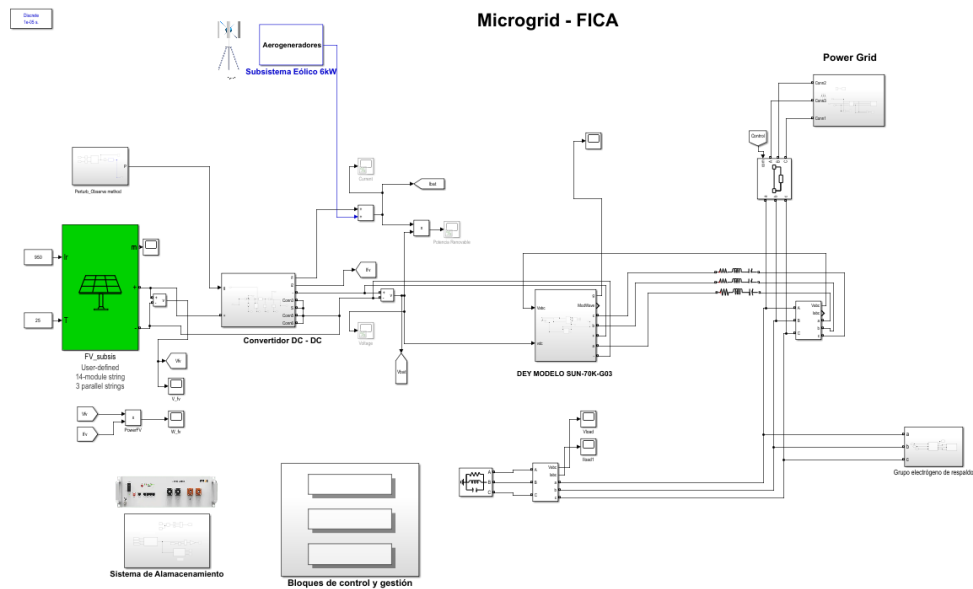


Fig. 50 Simulación de la microgrid dimensionada para el edificio FICA en el software Simulink.

Durante los intervalos de mayor irradiancia, el sistema fotovoltaico aportó aproximadamente el 80 % de la demanda total, según se evidencia en la gráfica de la Fig. 51.

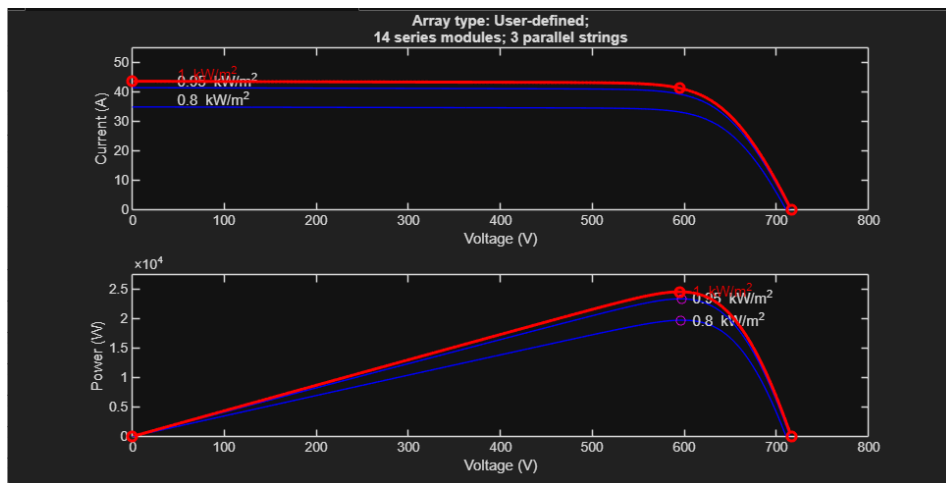


Fig. 51 Gráficas que muestran la relación entre la irradiancia y las curvas corriente-voltaje y potencia-voltaje.



La generación presentó un comportamiento estable y con baja distorsión, lo cual se aprecia en la Figura 52, y sus valores se mantuvieron dentro de los parámetros establecidos en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

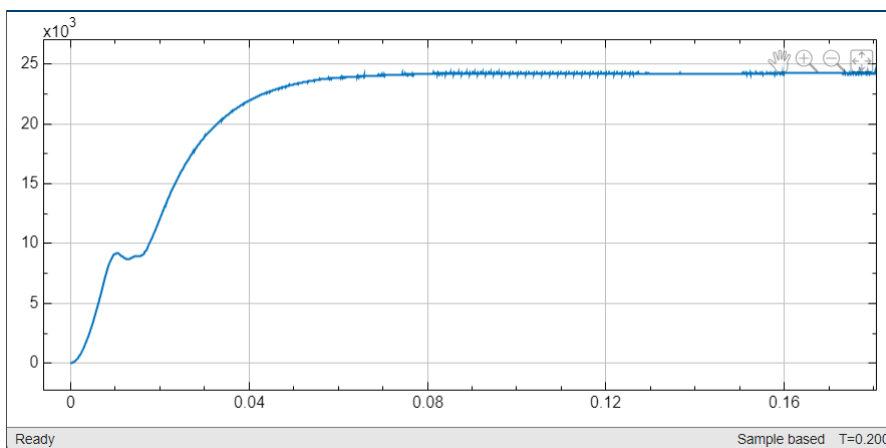


Fig. 52 Grafica de la potencia generada por el sistema fotovoltaico en Simulink

El subsistema eólico complementó la generación durante las horas nocturnas o en condiciones de baja radiación, garantizando la continuidad del suministro hacia el bus DC. En la Fig. 53 se apreció en el eje horizontal la potencia del sistema eólico cuando operó en su nivel máximo de generación, bajo un recurso eólico en su punto de mayor disponibilidad.

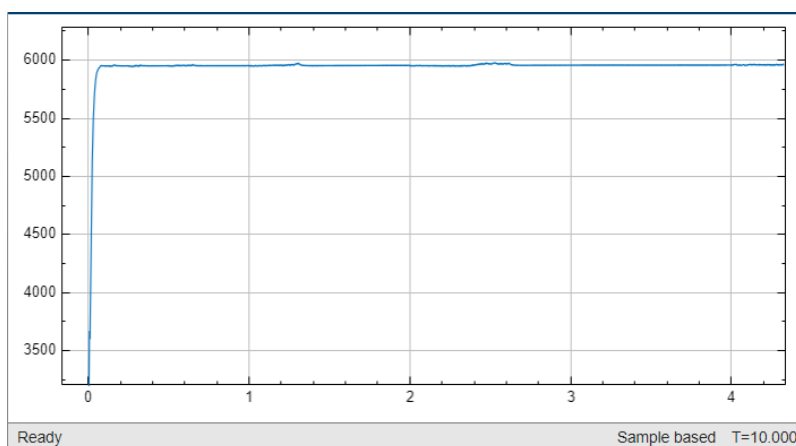


Fig. 53 Grafica de la potencia generada por el sistema eólico en Simulink.



El SOC del sistema de almacenamiento se mantuvo dentro del rango operativo definido entre el 25 % y el 95 %, como se observa en la Fig. 54, garantizando autonomía y evitando descargas profundas. Se registró una carga eficiente durante los picos de generación renovable y una descarga controlada en los periodos de déficit energético.

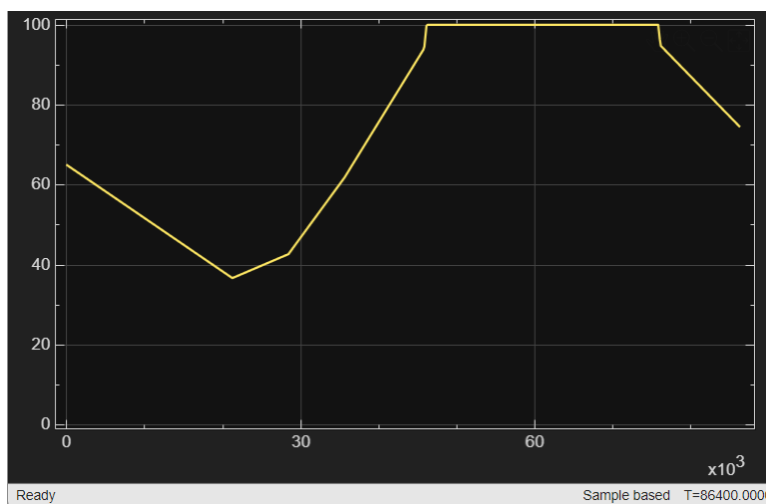


Fig. 54 Grafica del SOC del sistema de baterías simulando 24 horas de funcionamiento habitual.

Por otro lado, el generador diésel se activó de manera automática cuando el SOC disminuyó por debajo del 25 % y la generación renovable presentó baja producción, asegurando el suministro completo del edificio. La respuesta transitoria del sistema evidenció estabilidad, como se muestra en la Fig. 55, sin oscilaciones significativas en el voltaje y conservando los valores nominales de 220 V AC línea a línea y 60 Hz.

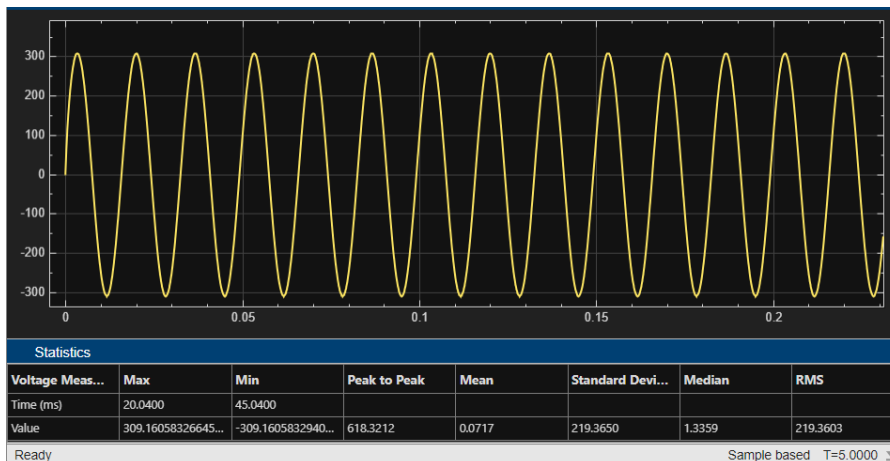


Fig. 55 Grafica del voltaje de línea a línea cuando el grupo electrógeno entro en funcionamiento en Simulink.

Respecto al flujo de potencia, el sistema de control priorizó el uso directo de la energía renovable, seguido del almacenamiento, la alimentación desde la red cuando estuvo disponible y, finalmente, el generador diésel. Esta secuencia operativa permitió maximizar el aporte renovable y restringir el uso del respaldo fósil únicamente a condiciones estrictamente necesarias y cuando la red convencional no estuvo disponible, como en periodos de estiaje.

Los registros obtenidos: la evolución de la potencia en la Fig. 57, junto con el SOC y el voltaje de salida del inversor en la Fig. 56 evidenciaron un desempeño conforme a lo previsto y una adecuada coordinación entre los subsistemas.

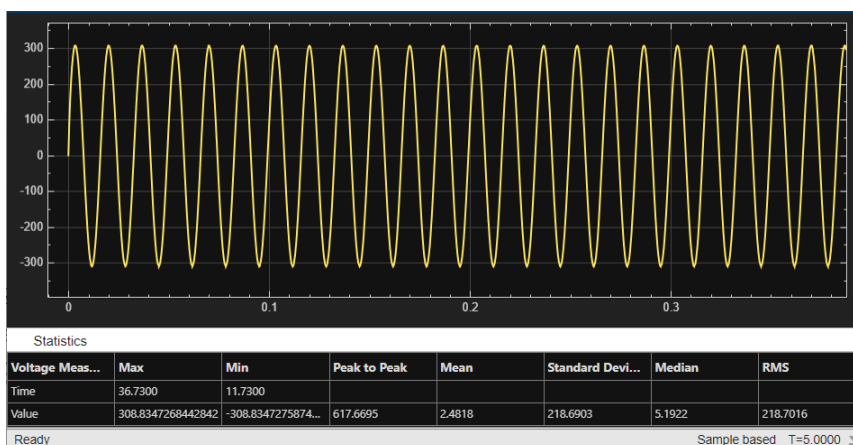


Fig. 56 Grafica del voltaje de línea a línea de la microgrid FICA.

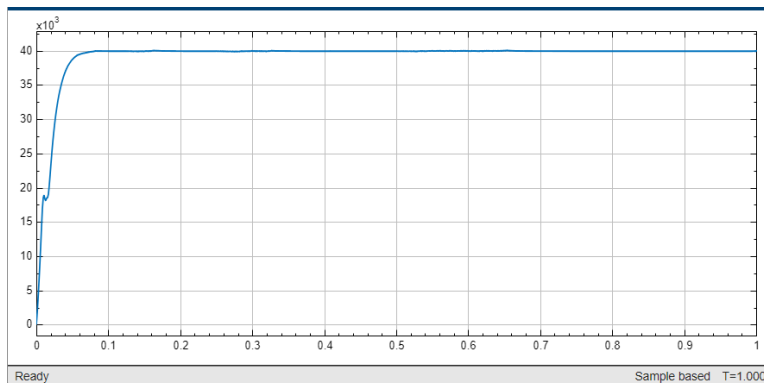


Fig. 57 Gráfica de la potencia en el bus AC de la microgrid FICA.

4.5. Viabilidad técnica y económica

El análisis técnico y económico permite establecer la viabilidad operativa y financiera de la microgrid propuesta para el edificio FICA. Para ello se evaluó el desempeño energético global, la contribución individual de cada tecnología propuesta en este estudio, la comparación frente a la operación convencional basada únicamente en la red pública, los beneficios económicos proyectados y las simulaciones desarrolladas en MATLAB/Simulink y HOMER Pro, considerando un sistema trifásico con un voltaje de línea a línea de 220 V, una corriente de línea de 140 - 184 A, se consideró una eficiencia de conversión del inversor del 98,7 %, según los datos proporcionados por el fabricante (véase Anexo II), y una eficiencia del sistema de almacenamiento del 95 % (véase Anexo III).

Perdidas de la microgrid

Las pérdidas globales del sistema se determinó considerando el rendimiento del subsistema fotovoltaico, eólico, de almacenamiento, de conversión y su integración con la red. Los resultados evidencian que la microgrid alcanza una eficiencia promedio entre el 88 y el 90 por ciento, atribuida principalmente a la elevada eficiencia del inversor, y al desempeño del banco de baterías. Las pérdidas energéticas se originan principalmente en el sistema de distribución, en el proceso de conversión CC/CA y en las variaciones instantáneas asociadas a la generación renovable. En la Figura 58 se presentó la gráfica correspondiente a los valores de pérdidas asociados al sistema propuesto en este estudio.

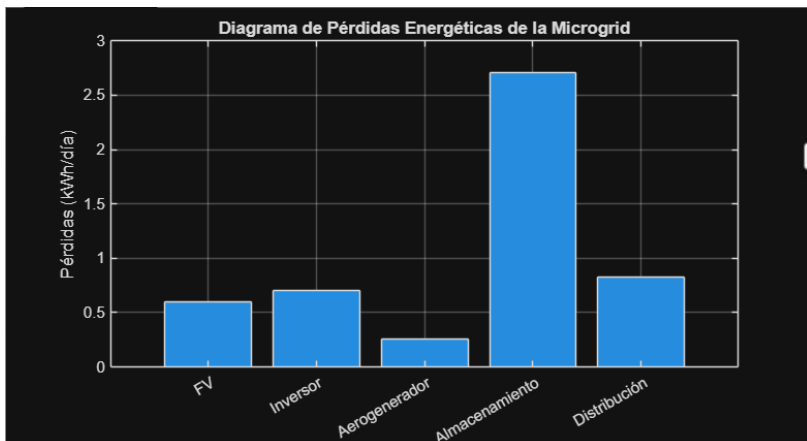


Fig. 58 Gráfica de los valores de pérdidas de la microgrid.

Dichos resultados indican que el sistema propuesto en este estudio se mantiene dentro de los rangos esperados de pérdidas energéticas para una microgrid híbrida. Además, la potencia máxima diaria que el sistema puede suministrar alcanza aproximadamente 48,6 kWh/día bajo condiciones promedio favorables de radiación solar y velocidad del viento, lo que confirma la capacidad operativa y el adecuado desempeño del sistema en escenarios reales de funcionamiento.

Aporte de cada fuente energética en la cobertura de la demanda eléctrica

En la Fig. 59 se puede observar el aporte porcentual de la generación renovable, el subsistema eólico contribuyó con la estabilidad en el suministro en periodos nocturnos o con baja irradiancia.

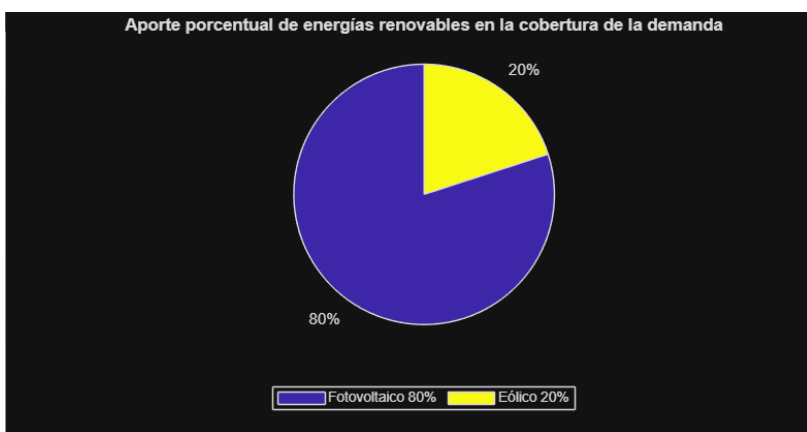


Fig. 59 Gráfica de los aportes de generación renovables en la demanda eléctrica.



De forma complementaria, en la Fig. 60 se presenta el porcentaje de cobertura proporcionado por el generador diésel durante condiciones de contingencia o en situaciones en las que no se dispone del suministro proveniente de la red eléctrica pública. Este respaldo garantiza la continuidad operativa del edificio ante escenarios de baja disponibilidad renovable o fallas externas.

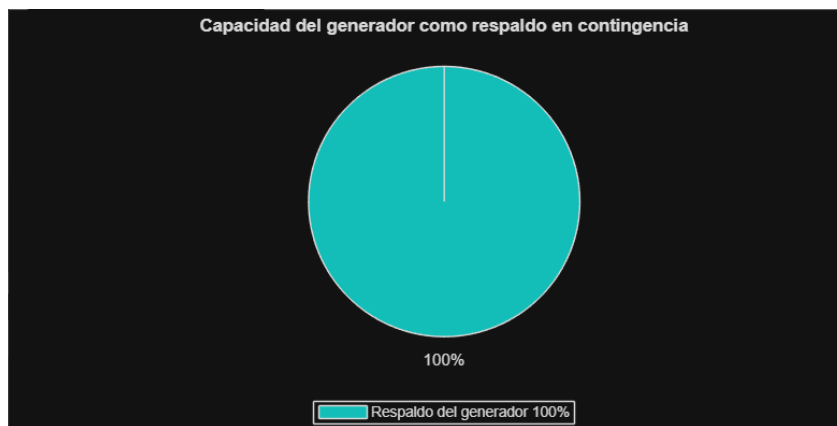


Fig. 60 Grafica del aporte del generador diésel en la demanda eléctrica en condiciones de contingencia.

Ahorro anual estimado y tiempo de retorno de inversión

Para la estimación del beneficio económico anual se consideraron los costos unitarios de energía establecidos por el operador de distribución local, junto con la inversión necesaria para la implementación del sistema fotovoltaico, eólico, el banco de baterías, el inversor, las estructuras de soporte, el cableado y las protecciones eléctricas. Además, se incorporaron los costos de operación y mantenimiento asociados a cada subsistema con el propósito de obtener una evaluación financiera integral. Estos valores se presentaron en la TABLA 18, elaborada en el año 2025.

TABLA 18. Costos de la microgrid propuesta para el edificio FICA.

Elemento	Modelo	Costo unitario (USA)	Cantidad	Costo Total (USA)
Paneles Fotovoltaicos	Jinko Tiger PRO-585 N	170	42	7 140



Aerogeneradores	FLTXNY R- 2000	2 200	3	6 600
Inversor trifásico	Deye SUN-70K- G01P3-EU- AM8-LV	6 000	1	6 000
Baterías	E-BOX-48100R	700	52	36 400
Generador de respaldo	LGC95CL	14 000	1	14 000
Conductores eléctricos	Conductores y conexiones necesarias	7 000	1	7 000
Conectores MC4	Conectores de paneles solares	6	100	600
Estructura de sujeción	Aluminio galvanizado	200	5	1 000
Tornillos y pernos para sujeción	De acero inoxidable, resistente a la corrosión	0.80	180	144
Soportes aislantes	Aislantes de goma o silicona	10	6	60
Disyuntores (AC)	Protecciones contra	20	5	100
Disyuntores (DC)	cortocircuitos y sobrecargas	25	5	125
Interruptores	Interruptores automáticos para la conexión y	500	2	1 000



	desconexión del sistema			
Sistema de puesta a tierra	Incluye cable de cobre y barras de tierra	300	1	300
Software para diseño y simulación	Permisos y recursos técnicos especializados	200	1	200
Instalación y mano de obra	Estimación de costos de instalación	10 000	1	10 000
TOTAL:				\$ 90 669
Costos de operación y mantenimiento (O&M), Anuales:				\$ 200

El ahorro anual se calculó tomando como referencia la energía que el edificio dejará de adquirir de la red pública, valor que asciende aproximadamente a 64 550 kWh/año según los resultados obtenidos en la simulación realizada en HOMER Pro. Este aporte renovable de la microgrid reduce tanto el consumo energético facturado como los costos asociados a la demanda máxima, los cuales representan un componente relevante en instalaciones de carácter institucional. En la TABLA 19 se presentan los valores correspondientes al ahorro anual y al tiempo estimado de retorno de la inversión.

TABLA 19. Ahorro anual y tiempo de retorno de inversión.

Ahorro anual estimado	\$ 5 932,25
Tiempo de retorno de la inversión	15 Años



4.6. Evaluación Normativa y de Implementación

La viabilidad normativa de la microgrid propuesta para el edificio FICA se fundamenta en una verificación del marco legal ecuatoriano. La cual fomenta la generación distribuida y la eficiencia energética. Asimismo, el dimensionamiento y la configuración adoptada cumplen con los criterios del Reglamento de Generación Distribuida emitido por la ARCONEL, particularmente en lo referente a potencias instaladas. La selección de equipos y los procedimientos de seguridad eléctrica se ajustan a las Normas Técnicas Ecuatorianas (NTE INEN), lo que garantiza la calidad y seguridad del sistema dentro del campus universitario.

La viabilidad técnica para la implementación de la microgrid en el edificio FICA fue confirmada mediante el análisis de carga y la compatibilidad física entre los componentes propuestos y la infraestructura existente. Para su puesta en marcha y posterior legalización operativa, se requiere atender los procedimientos administrativos establecidos por la autoridad reguladora, lo cual incluye la entrega de la documentación técnica a la Empresa Distribuidora y la obtención de los permisos correspondientes. Estos procesos de integración y formalización, enmarcados en la Regulación ARCONEL-005/24 (Codificada), aseguran que la microgrid opere bajo un marco regulatorio claramente definido en el territorio nacional.



CONCLUSIONES

En el presente trabajo se describe e identifica los componentes fundamentales que integran una microgrid, tanto en configuración conectada a la red como en modo aislado. Entre estos elementos se incluyen los módulos fotovoltaicos, los aerogeneradores, los inversores, las tecnologías de almacenamiento energético, las tipologías de conexión, así como los sistemas de conmutación y protección asociados.

El dimensionamiento de la microgrid destinada al edificio FICA se definió mediante el análisis de la demanda eléctrica del edificio y de las condiciones climáticas del sitio. A partir de esta evaluación, la capacidad de cada subsistema se estableció de la siguiente manera: el sistema fotovoltaico se conformó por 42 módulos de 585 Wp; el sistema eólico se integró con tres aerogeneradores de 2 kWp; y el sistema de almacenamiento se fijó en 199,7 kWh de energía útil, proporcionando una autonomía aproximada de 36 horas. La configuración optimizada mediante HOMER Pro proyecta una cobertura del 84,3% de la demanda energética anual mediante fuentes renovables, reduciendo significativamente la dependencia respecto a la red convencional.

El estudio permitió establecer el diseño y dimensionamiento de una microgrid, evidenciando que la evaluación de la demanda eléctrica y la selección adecuada de los componentes son factores determinantes para maximizar el aporte de las fuentes renovables. La optimización del sistema se efectuó mediante la metodología de Optimización Híbrida del software HOMER. Bajo estas condiciones, se proyectó una disminución anual de 46,95 MWh en el consumo proveniente de la red pública, equivalente a un ahorro económico de 5 932,25 USD. Asimismo, se determinó un costo neto del ciclo de vida de 107 000 USD y un período estimado de retorno de la inversión cercano a 15 años.



RECOMENDACIONES

Establecer un protocolo de supervisión y adquisición de datos (SCADA) que permitiera registrar de manera continua los parámetros eléctricos críticos, como la tensión, la frecuencia y el contenido armónico, junto con el desempeño de los componentes principales, entre ellos la generación fotovoltaica y el estado de carga del sistema de almacenamiento (SOC del BESS). Este esquema de monitoreo facilitaría la comparación entre los resultados obtenidos en las simulaciones y el comportamiento real de la microgrid durante su operación.

Del mismo modo, se recomienda realizar un análisis de escalabilidad a mediano plazo para evaluar la posible ampliación de la capacidad de almacenamiento o la integración de nuevas fuentes de generación distribuida. Este enfoque permitiría aumentar el nivel de autonomía energética del campus y mantener coherencia con los objetivos institucionales orientados hacia la sostenibilidad.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- [1] L. A. Paredes, B. R. Serrano, and M. G. Molina, “MICRORREDES – UNA REVISIÓN METODOLÓGICA EN EL CONTEXTO ACTUAL DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS,” Dec. 2019, Accessed: Dec. 31, 2024. [Online]. Available: <https://ri.conicet.gov.ar/handle/11336/125005>
- [2] A. Deluque Pinto, E. Pérez González, and G. Gutiérrez Ramírez, “Sistema de gestión de energía para una microrred con almacenamiento en baterías e incorporación de biomasa,” *Tecnológicas*, vol. 25, no. 54, p. e2356, Aug. 2022, doi: 10.22430/22565337.2356.
- [3] M. Kumar, “Control techniques for operation of roof-top solar photovoltaics based microgrid in islanded mode,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 155, p. 109511, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.ijepes.2023.109511.
- [4] M. Rodríguez, A. Salazar, D. Arcos-Aviles, J. Llanos, W. Martínez, and E. Motoasca, “A Brief Approach of Microgrids Implementation in Ecuador: A Review,” 2021, pp. 149–163. doi: 10.1007/978-3-030-72208-1_12.
- [5] J. D. Mina-Casaran, D. F. Echeverry, and C. A. Lozano, “Modelo conceptual para la concepción técnica de microrredes: un caso de estudio en Colombia,” *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 29, no. 2, pp. 199–213, Jun. 2021, doi: 10.4067/S0718-33052021000200199.
- [6] K. Sravya, M. Himaja, K. Prapti, and K. M. V. V. Prasad, “Renewable energy sources for smart city applications: A review,” *IET Conference Proceedings*, vol. 2020, no. 6, pp. 684–688, Jun. 2021, doi: 10.1049/icp.2021.0963.
- [7] M. Ilic, “Microgrid Operation and Control: Challenges and expected functionalities,” *IEEE Electrification Magazine*, vol. 9, no. 3, pp. 65–74, Sep. 2021, doi: 10.1109/MELE.2021.3093601.
- [8] G. Buticchi *et al.*, “The Role of Renewable Energy System in Reshaping the Electrical Grid Scenario,” *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 2, pp. 451–468, 2021, doi: 10.1109/OJIES.2021.3102860.
- [9] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu, and S. Engelken, “Grid-Forming Converters: Control Approaches, Grid-Synchronization, and Future Trends—A Review,” *IEEE Open Journal of Industry Applications*, vol. 2, pp. 93–109, 2021, doi: 10.1109/OJIA.2021.3074028.
- [10] R. H. Lasseter and P. Paigi, “Microgrid: a conceptual solution,” in *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551)*, IEEE, pp. 4285–4290. doi: 10.1109/PESC.2004.1354758.
- [11] Y. Wang, Z. Yi, D. Shi, Z. Yu, B. Huang, and Z. Wang, “Optimal Distributed Energy Resources Sizing for Commercial Building Hybrid Microgrids,” in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, IEEE, Aug. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2018.8586672.



- [12] M. Rodríguez, A. Salazar, D. Arcos-Aviles, J. Llanos, W. Martínez, and E. Motoasca, "A Brief Approach of Microgrids Implementation in Ecuador: A Review," 2021, pp. 149–163. doi: 10.1007/978-3-030-72208-1_12.
- [13] G. Del Ecuador, "Energía, sociedad y ambiente," 2023.
- [14] Ministerio de Energía y Minas - Ecuador, "La demanda eléctrica del Ecuador aumentó en un 8,13%." Accessed: Dec. 31, 2024. [Online]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/la-demanda-electrica-del-ecuador-aumento-en-un-813/>
- [15] S. Ishaq, I. Khan, S. Rahman, T. Hussain, A. Iqbal, and R. M. Elavarasan, "A review on recent developments in control and optimization of micro grids," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 4085–4103, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.01.080.
- [16] A. Hamza, H. Bin Tahir, K. Siraj, and M. Nasir, "Hybrid AC/DC Microgrid for Residential Applications," in *2019 IEEE Third International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, IEEE, May 2019, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICDCM45535.2019.9232773.
- [17] U. Kunwar, A. Shupao, A. Tamrakar, and A. Shrivastava, "Advantages And Challenges Of DC Standalone Decentralized Microgrid For Institutional Buildings: A Case Study Of The Installed Microgrid In Rewa Engineering College," in *2023 3rd International Conference on Intelligent Technologies (CONIT)*, IEEE, Jun. 2023, pp. 1–5. doi: 10.1109/CONIT59222.2023.10205921.
- [18] S. Xuewei *et al.*, "Research on Energy Storage Configuration Method Based on Wind and Solar Volatility," in *2020 10th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES)*, IEEE, Dec. 2020, pp. 464–468. doi: 10.1109/ICPES51309.2020.9349645.
- [19] D. Kurniawan, A. Priharta, and N. S. F. Putri, "Solar Panel Modeling and Simulation with MPPT Technique on Micro Grid," in *2021 7th International Conference on Electrical, Electronics and Information Engineering (ICEEIE)*, IEEE, Oct. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICEEIE52663.2021.9616834.
- [20] A. Cagnano, E. De Tuglie, V. Zanin, E. Ghiani, F. Bignucolo, and A. Cervi, "Wind Turbine Emulator for experimental microgrids," in *2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, IEEE, Jun. 2020, pp. 1–5. doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160524.
- [21] D. C. Huynh, L. D. Ho, M. W. Dunnigan, and C. Barbalata, "Optimal Operation of a Microgrid by Planning Diesel Generators and Microturbines," in *2023 International Conference on Signal Processing, Computation, Electronics, Power and Telecommunication (IConSCEPT)*, IEEE, May 2023, pp. 1–6. doi: 10.1109/IConSCEPT57958.2023.10170072.
- [22] N. Bizon, N. Takorabet, and P. Thounthong, "Optimization and prediction of hydrogen consumption for a fuel cell stack used as backup energy source in a DC microgrid," in



2022 14th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI), IEEE, Jun. 2022, pp. 1–8. doi: 10.1109/ECAI54874.2022.9847449.

- [23] X. Guo, B. Chen, J. Chi, Q. Miao, Y. Zhang, and Y. Tao, “Economic Optimal Dispatch of Microgrid with P2G and Multi-type Energy Storage to Promote Renewable Energy Consumption,” in *2022 5th International Conference on Power and Energy Applications (ICPEA)*, IEEE, Nov. 2022, pp. 515–519. doi: 10.1109/ICPEA56363.2022.10052448.
- [24] S. Resch and M. Luther, “Reduction of Battery-Aging of a Hybrid Lithium-Ion and Vanadium-Redox-Flow Storage System in a Microgrid Application,” in *2020 2nd IEEE International Conference on Industrial Electronics for Sustainable Energy Systems (IESES)*, IEEE, Sep. 2020, pp. 80–85. doi: 10.1109/IESES45645.2020.9210637.
- [25] A. Shafee *et al.*, “Technical Comparison between Lead-acid and Lithium-ion Batteries Used in Microgrid UPS System,” in *2023 IEEE IAS Global Conference on Renewable Energy and Hydrogen Technologies (GlobConHT)*, IEEE, Mar. 2023, pp. 1–6. doi: 10.1109/GlobConHT56829.2023.10087466.
- [26] Z. Huang and A. Mu, “Research on performance improvement methods of vanadium redox flow battery in microgrid,” in *2020 IEEE 1st China International Youth Conference on Electrical Engineering (CIYCEE)*, IEEE, Nov. 2020, pp. 1–6. doi: 10.1109/CIYCEE49808.2020.9332759.
- [27] G. L. Medeiros, B. A. Souza, P. O. C. Malaquias, A. C. M. Souza, and F. V. Lopes, “Optimal Sizing of Different BESS Technologies in Grid-Connected Hybrid Generation Power Plant,” in *2023 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)*, IEEE, Nov. 2023, pp. 1–7. doi: 10.1109/WCNPS60622.2023.10344699.
- [28] J. Polprasert, K. Wannakhong, P. Narkvichian, and A. Oonsivilai, “Home Energy Management System and Optimizing Energy in Microgrid Systems,” in *2021 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*, IEEE, Oct. 2021, pp. 126–129. doi: 10.1109/ICPEI52436.2021.9690685.
- [29] Z. Zhao *et al.*, “Distributed Robust Model Predictive Control-Based Energy Management Strategy for Islanded Multi-Microgrids Considering Uncertainty,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 13, no. 3, pp. 2107–2120, May 2022, doi: 10.1109/TSG.2022.3147370.
- [30] K. M. Tofani, P. A. A. Pramana, B. B. S. D. A. Harsono, D. R. Jintaka, and K. G. H Mangunnkusumo, “SCADA Systems Design to Optimize and Automate Microgrids Systems in Indonesia,” in *2020 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP)*, IEEE, Sep. 2020, pp. 187–192. doi: 10.1109/ICT-PEP50916.2020.9249833.
- [31] J. Polprasert, K. Wannakhong, P. Narkvichian, and A. Oonsivilai, “Home Energy Management System and Optimizing Energy in Microgrid Systems,” in *2021 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*, IEEE, Oct. 2021, pp. 126–129. doi: 10.1109/ICPEI52436.2021.9690685.



- [32] V. V. Fedorenko, V. V. Samoylenko, and I. V. Samoylenko, "Optimization Model of Control System of Charge-Discharge Battery Cycles in Smart Grid Systems," in *2019 International Russian Automation Conference (RusAutoCon)*, IEEE, Sep. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/RUSAUTOCON.2019.8867820.
- [33] M. S. Pilehvar and B. Mirafzal, "Smart Inverters for Seamless Reconnection of Isolated Residential Microgrids to Utility Grid," in *2020 IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC)*, IEEE, Nov. 2020, pp. 1–6. doi: 10.1109/EPEC48502.2020.9320014.
- [34] T. Hubana, "Artificial Intelligence based Station Protection Concept for Medium Voltage Microgrids," in *2020 19th International Symposium INFOTEH-JAHORINA (INFOTEH)*, IEEE, Mar. 2020, pp. 1–6. doi: 10.1109/INFOTEH48170.2020.9066305.
- [35] T. Du, Z. Li, and Z. Huang, "Research on Synergetic Effect of multi-subnet AC/DC Hybrid Microgrid Control Technology," in *2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, IEEE, Oct. 2021, pp. 1803–1808. doi: 10.1109/EI252483.2021.9713133.
- [36] S. M. Deshmukh, V. Biradar, and S. P. Gawande, "Design and Analysis of Hybrid Microgrid System for Vehicle Electrical Charging Stations," in *2023 4th International Conference for Emerging Technology (INCET)*, IEEE, May 2023, pp. 1–6. doi: 10.1109/INCET57972.2023.10170085.
- [37] S. Alzahrani, K. Sinjari, and J. Mitra, "An Integrated Control and Protection Scheme for Microgrids," in *2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, IEEE, Sep. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/SEST50973.2021.9543361.
- [38] N. Giri, R. K. Mallick, T. K. Patel, and S. Mishra, "Differential Protection of Microgrid using Signal Processing Approach," in *2021 International Conference in Advances in Power, Signal, and Information Technology (APSIT)*, IEEE, Oct. 2021, pp. 1–5. doi: 10.1109/APSIT52773.2021.9641481.
- [39] M. Dashtdar, Y. Belkhier, M. Bajaj, S. M. Sadegh, M. Belik, and O. Rubanenko, "Protection of DC Microgrids Based on Frequency Domain Analysis using Fourier Transform," in *2022 IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, IEEE, Oct. 2022, pp. 1–6. doi: 10.1109/KhPIWeek57572.2022.9916455.
- [40] C. Reiz, J. B. Leite, C. S. Gouveia, and M. S. Javadi, "Protection system planning in distribution networks with microgrids using a bi-level multi-objective and multi-criteria optimization technique," *Electric Power Systems Research*, vol. 228, p. 109966, Mar. 2024, doi: 10.1016/j.epsr.2023.109966.
- [41] X. Sun *et al.*, "Optimal Dispatch of Renewable Energy Consumption in Microgrid Based on Load Aggregators and Storage Devices Regulation," in *2023 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, IEEE, Nov. 2023, pp. 1–6. doi: 10.1109/iSPEC58282.2023.10402888.



- [42] S. Zhang, G. Ding, Y. Zhang, and G. Huang, “Autonomous Control of Active Power Electronics Loads Considering Response Cost in Islanded Microgrid,” in *2019 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, IEEE, Mar. 2019, pp. 1–5. doi: 10.1109/APEC.2019.8722034.
- [43] D. Sal y Rosas, “Isolated and Bidirectional Three-phase AC-DC Converter composed of Three Unfolding Bridges cascaded with a Quad-Active-Bridge Series-Resonant DC-DC converter,” in *2021 23rd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'21 ECCE Europe)*, IEEE, Sep. 2021, pp. 1–7. doi: 10.23919/EPE21ECCEurope50061.2021.9570658.
- [44] J. Liu, K. Zeng, H. Wang, B. Lin, B. Du, and C. Hu, “Coordinated Operation of An Islanded Multi-energy Microgrid with Demand Response,” in *2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, IEEE, Oct. 2020, pp. 433–438. doi: 10.1109/EI250167.2020.9347362.
- [45] K. A. Tumbaco Chumo and K. R. Pantaleón Iñiguez, “Generación de Energía Eléctrica a través de un sistema fotovoltaico Off Grid en la zona rural de Guayaquil,” Feb. 2023. Accessed: Jan. 01, 2025. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/24665/1/UPS-GT004259.pdf>
- [46] M. Alejandro, R. Merino, J. Carrión, A. Vega, J. González, and A. Vargas, “Diseño y construcción de un prototipo de estación de carga solar para dispositivos móviles,” *Revista Tecnológica - ESPOL*, vol. 35, no. 2, pp. 12–26, Oct. 2023, doi: 10.37815/rte.v35n2.1015.
- [47] W. Pujota, “Propuesta de rediseño para modernización del sistema eléctrico de fuerza e iluminación de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas de la Universidad Técnica del Norte.,” Nov. 2023.
- [48] E. Nuñez Ortiz, “Valoración del campus académico de la Universidad Técnica del Norte ubicado en la Av. 17 de julio. Ibarra,” Ibarra, Dec. 2015. Accessed: May 11, 2025. [Online]. Available: <https://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/6859>
- [49] J. Antonio. R.-B. Arturo. L.-A. J. C. García-García, “Cálculo del tamaño de la muestra en investigación en educación médica,” Aug. 2013, Accessed: May 11, 2025. [Online]. Available: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2007-50572013000400007&lng=es&tlng=es.
- [50] F. Quevedo, “Medidas de tendencia central y dispersión,” *Medwave*, vol. 11, no. 03, Mar. 2011, doi: 10.5867/medwave.2011.03.4934.
- [51] T. L. Floyd, *Principios de circuitos eléctricos*, Octava. Mexico: Pearson, 2007. [Online]. Available: www.pearsoneducacion.net/floyd
- [52] J. D. Glover, T. Overbye, and M. S. Sarma, *Power System Analysis and Design*, 6th ed. Boston: Cengage Learning, 2017.
- [53] I. The MathWorks, “MATLAB and Simulink Release R2025a,” 2025, *The MathWorks, Inc, Massachusetts: 2025a*.



- [54] HOMER Energy by UL, “HOMER Pro Version 3.14,” 2020, *HOMER Energy, Boulder, Colorado, USA*. Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.homerenergy.com/>
- [55] Autodesk Inc, “AutoCAD Electrical 2023,” 2023, *Autodesk Inc, San Rafael, California, USA*: 2023. Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.autodesk.com/latam/products/autocad/included-toolsets/autocad-electrical>
- [56] A. A. Bayod Rujula, *Energías renovables: sistemas fotovoltaicos*. Prensas de la Universidad de Zaragoza, 2009. [Online]. Available: <https://elibro.net/es/lc/utnorte/titulos/41940>
- [57] C. A. Melo, “IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MICRO GENERACIÓN EÓLICA CON INTEGRACIÓN A LA RED ELÉCTRICA EN EL EDIFICIO DE LA CARRERA DE ELECTRICIDAD EN LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE,” Universidad Técnica del Norte, 2019.
- [58] S. Cuco Pardillos, *Manual de energía eólica: desarrollo de proyectos e instalaciones*, Primera. Editorial de la Universidad Politécnica de Valencia, 2017. [Online]. Available: <https://elibro.net/es/lc/utnorte/titulos/108718>
- [59] Generac Power Systems, “Sizing and Application Manual for Emergency Power Systems,” 2020.
- [60] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, “Wind Energy Explained: Theory, Design and Application,” 2009.
- [61] T. Markvart and L. Castaner, *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*, Segunda. Oxford, U.K.: Elsevier, 2012.
- [62] J. Schlabbach, K. Rudolph, and D. Detjen, *Power System Protection: Principles and Components*, Primera. London, U.K: IET, 2005.
- [63] M. Iza *et al.*, “Norma Ecuatoriana de la construcción - Instalaciones Eléctricas,” 2018.
- [64] W. H. Rodríguez Salazar, “Diseño de aplicativos para nano generadores piro, tribo y piezoeléctricos enfocados en zonas de mayor potencial energético en la Universidad Técnica del Norte, campus El Olivo,” Ibarra, Jan. 2024. Accessed: Jun. 22, 2025. [Online]. Available: <https://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/15445>



ANEXO I – Ficha técnica del panel fotovoltaico.



www.jinkosolar.com

Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 565-585 Watt

MONO-FACIAL MODULE

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC 61215(2016), IEC 61730(2016)
 ISO 9001:2015: Quality Management System
 ISO 14001:2015: Environment Management System
 ISO 45001:2018
 Occupational health and safety management systems

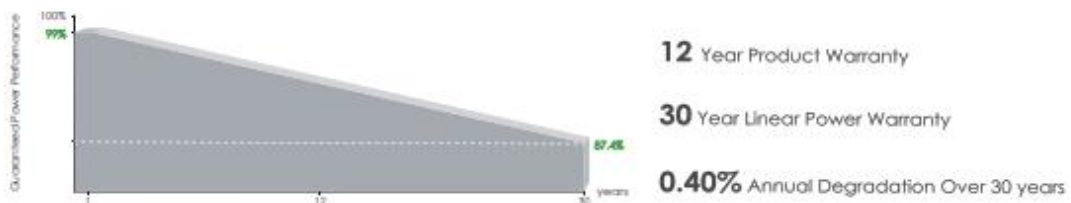
Jinko Solar

Building Your Trust in Solar

Key Features

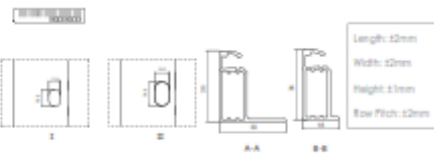
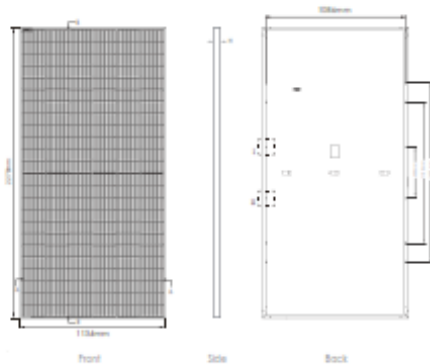
<div style="border-bottom: 1px solid black; padding-bottom: 10px;"> <p>SMBB Technology Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.</p> </div> <div style="border-bottom: 1px solid black; padding: 10px 0 10px 10px;"> <p>PID Resistance Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.</p> </div> <div style="padding: 10px 0 10px 10px;"> <p>Durability Against Extreme Environmental Conditions High salt mist and ammonia resistance.</p> </div>	<div style="border-bottom: 1px solid black; padding-bottom: 10px;"> <p>Hot 2.0 Technology The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.</p> </div> <div style="border-bottom: 1px solid black; padding: 10px 0 10px 10px;"> <p>Enhanced Mechanical Load Certified to withstand wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).</p> </div> <div style="padding: 10px 0 10px 10px;"> </div>
---	--

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY





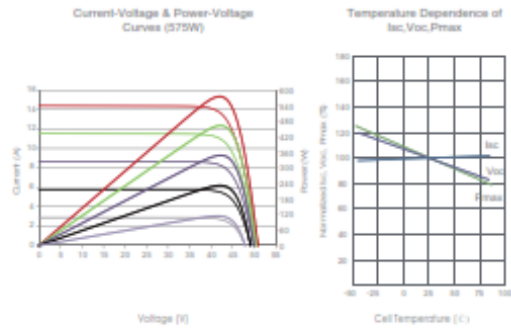
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(2 pallets = One stack)
 31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6*24)
Dimensions	2278*1134*35mm (89.69*44.65*1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 lbs)
Front Glass	3.2mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1*4.0mm (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM565N-72HL4		JKM570N-72HL4		JKM575N-72HL4		JKM580N-72HL4		JKM585N-72HL4	
	JKM565N-72HL4-V	JKM570N-72HL4-V	JKM575N-72HL4-V	JKM580N-72HL4-V	JKM585N-72HL4-V	JKM565N-72HL4-V	JKM570N-72HL4-V	JKM575N-72HL4-V	JKM580N-72HL4-V	JKM585N-72HL4-V
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp	585Wp	440Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.92V	39.38V	42.07V	39.51V	42.22V	39.60V	42.37V	39.69V	42.52V	39.81V
Maximum Power Current (Imp)	13.48A	10.79A	13.55A	10.85A	13.62A	10.92A	13.69A	10.99A	13.76A	11.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.60V	48.06V	50.74V	48.20V	50.88V	48.33V	51.02V	48.46V	51.16V	48.60V
Short-circuit Current (Isc)	14.23A	11.49A	14.31A	11.55A	14.39A	11.62A	14.47A	11.68A	14.55A	11.75A
Module Efficiency STC (%)	21.87%		22.07%		22.26%		22.45%		22.65%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 🌡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 🌡 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

©2022 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. JKM565-585N-72HL4-(V)-F3-EN



ANEXO II – Ficha técnica del generador diésel.

LGC95CL

GENERADOR ELÉCTRICO DIESEL

CABINADO · 220V / 60Hz

- POTENCIA**

Standby	95 KVA / 76 KW
Prime	87.5 KVA / 70 KW

- INFORMACIÓN GENERAL**

Motor	CUMMINS
Alternador	LEROY SOMER
Control de Velocidad	Eléctrico
Fases	Tres
Corriente Prime	230 A
Voltaje del Motor	24 V
Frecuencia	60 Hz
Revoluciones	1800 RPM
Temp. Gases de Escape	±410 °C
Factor de potencia	0.8
Cap. tanque combustible	140 Lts / 37 Gls

- MOTOR**

Marca	CUMMINS
Modelo	4BTA3.9-G11
Número de cilindros	4 en línea
Tiempos	4
Tipo de combustible	Diesel
Tipo de inyección	Inyección directa
Tipo de enfriamiento	Enfriado por agua
Diámetro pistón	102 mm
Carrera pistón	120 mm
Cilindrada	3.9 L
Relación de compresión	17.3:1

- ALTERNADOR**

Marca	LEROY SOMER
Modelo	TAL-A44-C
Aislamiento	Clase "H"
Clase de protección	IP23
Tipo de excitación	Sin escobillas, autoexcitante
Número de hilos	12, Configurable a monofásico y trifásico 220 / 440 V

Importado por: TRECX S.A.
RUC: 1731812484001
Rumiñahui De4-303 y Pedro Freile
Quito - Ecuador Telf. 02 2530912

PRIME SERIES

BY: **prest n**
electric

Imagen referencial del producto.

CONTROLADOR

Deep Sea 6120

VOLTAJE DE SALIDA	
208 / 120 V	220 / 127 V
240 / 139 V	380 / 220 V
440 / 254 V	460 / 265 V

DIMENSIONES	CABINADO
Largo (A)	2010 mm
Ancho (B)	1060 mm
Alto (C)	1280 mm
Peso neto	1300 KG

CONSUMO COMBUSTIBLE 1800RPM (L/HR)	
110% Potencia standby	22.9
100% Potencia prime	20.1
75% Potencia	15.3
50% Potencia	10.8

- **Motor Industrial Diesel**, de cuatro tiempos, de alto rendimiento y servicio pesado.
- **Sistema de Filtros del Motor**: Filtro de aire, filtro de combustible y filtro de aceite.
- **Sistema de refrigeración** por agua, diseñado para enfriar el motor a altas temperaturas.
- **Sistema de escape**, silenciador industrial de alta resistencia con conexiones flexibles.



ANEXO III– Ficha técnica del inversor trifásico.

Inversor de cadena trifásico (LV)

SUN-60/70/75K-G01P3-EU-AM8-LV



- LV** 120V/208V, 127V/220V, 133V/230Vac y 60 / 50hz, Sistema Trifásico
- ▲** 8MPP con una eficiencia de hasta el 98.7%
- F** Aplicación de salida cero, aplicación VSG
- ▲** Monitoreo inteligente de cadenas (opcional)
- ~** Amplio rango de voltaje de salida
- FD** Función Anti-PID (Opcional)





Datos técnicos

www.deyeinverter.com

Modelo	SUN-60K-G01P3-EU-AM8-LV	SUN-70K-G01P3-EU-AM8-LV	SUN-75K-G01P3-EU-AM8-LV
Datos de entrada de la FV			
Máx. Potencia de entrada FV (kW)	90	105	112.5
Máx. Voltaje de entrada FV (V)		800	
Voltaje de arranque (V)		250	
Rango de voltaje MPPT (V)		200-700	
Voltaje nominal de entrada FV (V)		500	
Máx. Corriente de entrada FV operativa (A)		40+40+40+40+40	
Máx. Corriente de cortocircuito de entrada (A)		60+60+60+60+60	
Nº de Seguidores MPP/ Nº de Strings Seguidor MPP		6/4+4+4+4+4	
Datos de salida CA			
Potencia activa nominal de salida en CA (kW)	60	70	75
Potencia aparente máxima de salida de CA(kVA)	60	70	75
Corriente nominal de salida CA (A)	157.5/150.4	183.8/175.5	196.9/188
Corriente de salida de CA máxima (A)	157.5/150.4	183.8/175.5	196.9/188
Tensión nominal de salida/rango (V)		127V/220V, 133V/230V 0.85UN-1.1UN	
Formulario de conexión a red		3L+N+PE	
Rango/frecuencia de red de salida nominal (Hz)		50/45-55, 60/55-65	
Factor de potencia Rango de ajuste		0.8 adelantado a 0.8 retrasado	
Distorsión armónica total de corriente THDi		<3%	
Corriente de inyección CC		<0.5%In	
Eficiencia			
Máx. Eficiencia		98.7%	
MPPT.Eficiencia		>99%	
Protección de equipos			
Protección contra polaridad inversa de CC		Si	
Protección contra sobrecorriente de salida de CA		Si	
Protección contra sobretensión de salida de CA		Si	
Protección contra cortocircuito de salida de CA		Si	
Protección térmica		Si	
Detección de impedancia de aislamiento		Si	
Monitoreo de componentes de CC		Si	
Interruptor de circuito por falla de arco (AFCI)		Optional	
Protección anti-isla		Si	
Interruptor de CC		Si	
Detección de corriente residual		Si	
Nivel de protección contra sobretensiones		TYPE II(DC), TYPE III(AC)	
Interfaz			
Interfaz de comunicación		RS485/RS232	
Modo Monitor		GPRS / WiFi / Bluetooth / 4G / LAN (opcional)	
Datos generales			
Rango de temperaturas de funcionamiento (°C)		-25 a +65 C , >45 C Reducción de potencia	
Humedad ambiental permitida		0-100%	
Altitud permitida (m)		4000m	
Ruido (dB)		≤ 55 dB(A)	
Grado de protección IP		IP 65	
Topología del inversor		Sin aislamiento	
Categoría de sobretensión		OVC II(DC), OVC III(AC)	
Tamaño del armario (WxHxD mm)		1006*516*325.5 (excluidos conectores y soportes)	
Peso (kg)		103	
Garantía		5 Años	
Enfriamiento		Enfriamiento inteligente por aire	
Regulación de red		NBR 16149, NBR 16150, EN 50549, RD 140	
Seguridad EMC/Estándar		IEC/EN 61000-6-1/2/3/4, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2	



Ningbo Deye Inverter Technology Co., Ltd.

Add: No. 26 South Yong Jiang Road, Daqi, Beilun, Ningbo, Zhejiang, China. | Tel: 0086-0574-86120560 | E-mail: market@deye.com.cn



ANEXO IV – Ficha técnica de las baterías para el sistema de almacenamiento de energía.



Introduction

E-BOX series, the new generation LFP battery for home energy storage system. It provides safe, well-designed and high-performance standard LFP battery pack for you. The battery pack is compact, easy to install, free of maintenance, and could be deployed to the building block of energy storage system by being assembled in parallel. It is widely applied in home applications, small commercial and industrial energy storage system as well as Telecom stations.

Features



Self-Consumption
store excess energy generated by solar panels and use it whenever needed



Back-Up Power Supply
provide emergency power supply during grid outage



Electricity Bills Reduction
charge the battery during off-peak period and discharge the battery during peak period



Smart Energy Management
measure, monitor and manage the system in real-time
optimize the system life span by intelligent algorithms



Longest Life and Highest Safety
more than 6000 cycles @90%DOD



Wide Compatibility
compatible with 16 mainstream inverters in the market

10 Years Warranty

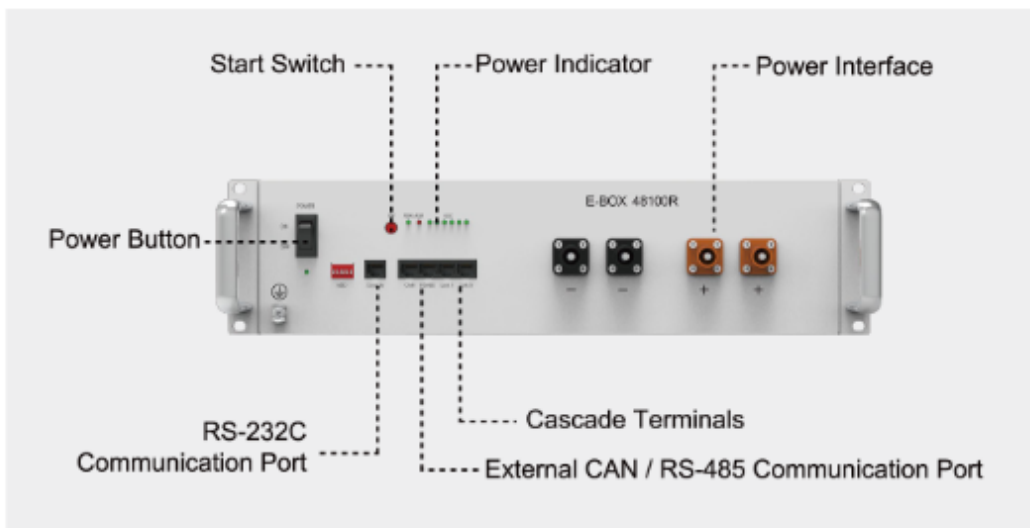




Technical Specifications

Battery Model	E-BOX-48100R
Chemistry	LFP
Nominal Voltage	51.2V
Voltage Range	47.5V-58V
Nominal Capacity	100Ah
Nominal Energy	5.12kWh
Unit Dimension (L*W*H)	17.32 * 24.41 * 4.61 inch (440 * 620 * 117 mm)
Unit Weight	112.5lbs
Peak Discharge Rate	102A (5.22kW@15s)
Maximum Continuous Charge/Discharge Rate	50A (2.56kW DC)
Standard Continuous Charge/Discharge Rate	50A (2.56kW DC)
Round-Trip Efficiency	≥95%
Communication Protocol	RS232, RS485, CAN
Cycle Life	≥6000cycle
Calendar Life	≥10years
Operating Temperature	14°F~122°F
Maximum Allowed Modules in Parallel	8 pcs (41kWh)
Storage Temperature	<1month: -4~131 °F, 1-3months: 32~95 °F, 3-12months: 68~77 °F
Certificates	UL9540, UL9540A, UL1973, SGIP, CEC

Operation Panel





ANEXO V – Diagrama unifilar de la microgrid propuesta para el edificio FICA.

