



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**DISEÑO Y EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE UNA
MICRORRED FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (PV-BESS-RED) PARA EL
PROYECTO DIRGI-CP2021-008 DE EFICIENCIA ENERGÉTICA
USANDO HOMER PRO**

**PLAN DE TITULACION PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN ELECTROMECÁNICA**

AUTOR:

Paredes Porras Brayan Daniel

TUTOR:

Ing. Acurio Masabanda Jaime Hernán Mg

Latacunga, Octubre-Marzo 2026

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Paredes Porras Brayan Daniel, con cédula de ciudadanía N° 0503971426 y declaro ser autor de la presente PROYECTO DE INVESTIGACION: **“DISEÑO Y EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE UNA MICRORRED FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (PV-BESS-RED) PARA EL PROYECTO DIRGI-CP2021-008 DE EFICIENCIA ENERGÉTICA USANDO HOMER PRO”**, siendo el Ing. Acurio Masabanda Jaime Hernán, tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

Latacunga, marzo del 2026.



.....
Brayan Daniel Paredes Porras

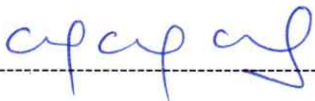
C.C: 0503971426

AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACION

En calidad de Tutor de la Proyecto de Investigación sobre el título:

“DISEÑO Y EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE UNA MICRORRED FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (PV-BESS-RED) PARA EL PROYECTO DIRGI-CP2021-008 DE EFICIENCIA ENERGÉTICA USANDO HOMER PRO”, de: Paredes Porras Brayan Daniel, con cédula de ciudadanía N° 0503971426, de la carrera de Ingeniería en Electromecánica, considero que dicho Proyecto de Investigación es merecedor del aval de aprobación al cumplir las normas técnicas, traducción y formatos previstos, así como también ha incorporado las observaciones y recomendaciones propuestas en la pre-defensa.

Latacunga, marzo del 2026.



Ing. Acurio Masabanda Jaime Hernán, Mg.

C.C. 0502574247

TUTOR



AVAL DE MIEMBROS DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban la presente propuesta tecnológica de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes: Paredes Porras Brayan Daniel, con cédula de ciudadanía N.º 0503971426, con el título de Proyecto de titulación: **“DISEÑO Y EVALUACIÓN TECNOCONÓMICA DE UNA MICRORRED FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (PV-BESS-RED) PARA EL PROYECTO DIRGI-CP2021-008 DE EFICIENCIA ENERGÉTICA USANDO HOMER PRO”**, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de sustentación del trabajo de titulación.

Por lo antes expuesto, se autoriza grabar los archivos correspondientes en un CD, según la normativa institucional.

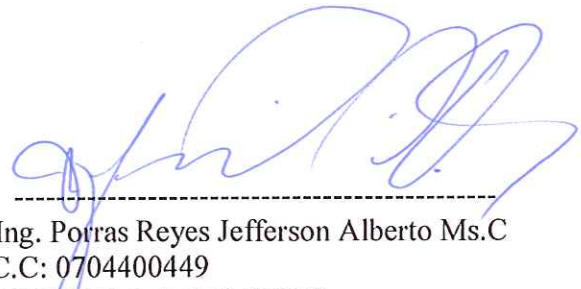
Latacunga, marzo del 2026

Para constancia firman:



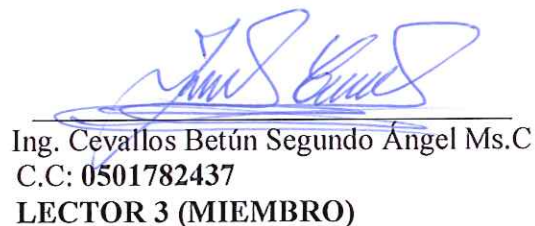
Ing. Gallardo Molina Cristian Fabián Ms.C.
C.C: 0502847692

LECTOR 1 (PRESIDENTE)



Ing. Porras Reyes Jefferson Alberto Ms.C
C.C: 0704400449

LECTOR 2 (MIEMBRO)



Ing. Cevallos Betún Segundo Ángel Ms.C
C.C: 0501782437
LECTOR 3 (MIEMBRO)

AGRADECIMIENTO

Agradezco principalmente a Dios por darme salud, guiarme y brindarme sabiduría para poder alcanzar este logro importante en mi vida.

Quiero agradecer a mis padres, hermanos por darme su apoyo incondicional, por las enseñanzas, consejos que me han guiado a ser parte de este proceso, siendo el pilar fundamental en toda mi carrera universitaria.

También quiero agradecer a mi familia por su respaldo emocional y apoyo incondicional, los cuales fueron de mucha ayuda durante las extensas horas de estudio y dedicación. Expreso mi gratitud a docentes universitarios los cuales nos imparten sus conocimientos, experiencias las cuales nos servirán en toda nuestra vida profesional.

Brayan Paredes

DEDICATORIA

El presente trabajo va dedicado principalmente a mis padres y hermanos quienes confiaron en mí y los que siempre me brindaron su apoyo para poder lograr esta meta propuesta.

A todas las personas que me supieron dar un consejo, brindarme su apoyo las que estuvieron ahí dentro y fuera de la universidad como familia y como amigos.

Brayan Paredes

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TITULO: “DISEÑO Y EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE UNA MICRORRED FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (PV-BESS-RED) PARA EL PROYECTO DIRGI-CP2021-008 DE EFICIENCIA ENERGÉTICA USANDO HOMER PRO”.

AUTORA

Paredes Porras Brayan Daniel

RESUMEN

Esta investigación se centra en el diseño y la evaluación tecno económica de una microrred híbrida, que combina la energía fotovoltaica con almacenamiento en baterías y conexión a la red eléctrica (PV-BESS-Red). El proyecto institucional DIRGI-CP2021-008, que está completamente bajo la red pública con un esquema tarifario de pagos por consumo energético y demanda máxima, es conocido por sus elevados costos de operación y su limitada capacidad para adaptarse a los cambios energéticos. La meta primordial fue diseñar y examinar una microrred PV-BESS-Red desde un punto de vista técnico-económico con HOMER Pro, mediante simulación y optimización, con el propósito de reducir el coste del ciclo de vida energético y mejorar la gestión de la demanda. El estudio se fundamentó en una aproximación descriptivo-analítica, que tenía un enfoque cuantitativo. Se basaba en el análisis de la demanda real de electricidad por hora del año 2025 y en la caracterización del recurso solar. Según los datos, la ubicación tiene un recurso solar confiable, con una irradiación media anual de 4,97 kWh/m²·día y una Hora Solar Pico media de 4,97 horas. La demanda máxima facturable es de 133,9 kW y el consumo de electricidad por año es de 567 890 kWh. La configuración ideal, que comprende 600 kWh de almacenamiento y 176 kW de potencia fotovoltaica, produce anualmente 405.674 kWh, logra un autoconsumo del 90,5%, reduce el consumo máximo en un 89,9% y disminuye la energía importada desde la red a 422 kWh/año. Desde la perspectiva económica, esta configuración reduce el costo neto presente de 312 714 a 140 926 dólares estadounidenses (USD), disminuye el costo nivelado de la energía de USD 0.0716 a USD 0.0292 por kilovatio hora (kWh), produce un valor actual neto de USD 171 788 y muestra una tasa interna de retorno del 28.9%. Se concluye que la microrred PV-BESS-Red es viable desde el aspecto técnico y económico, lo cual la hace una solución energética sostenible para las entidades.

Palabras claves: autonomía operativa, ciclo de vida energético, gestión energética inteligente, modelación tecno económica.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

THEME: “DESIGN AND TECHNO-ECONOMIC EVALUATION OF A HYBRID PHOTOVOLTAIC MICROGRID (PV-BESS-GRID) FOR THE DIRGI-CP2021-008 ENERGY EFFICIENCY PROJECT USING HOMER PRO”

AUTHOR:

ABSTRACT

This research focuses on the design and techno-economic evaluation of a hybrid microgrid, which combines photovoltaics with battery storage and grid connection (PV-BESS-Grid). The institutional project DIRGI-CP2021-008, which is completely under the public grid with a tariff scheme of payments for energy consumption and maximum demand, is known for its high operating costs and its limited capacity to adapt to energy changes. The primary goal was to design and examine a PV-BESS-Red microgrid from a technical-economic point of view with HOMER Pro, through simulation and optimization, with the purpose of reducing the cost of the energy life cycle and improving demand management. The study was based on a descriptive-analytical approach, which had a quantitative approach. It was based on the analysis of the real hourly electricity demand for the year 2025 and the characterization of the solar resource. According to the data, the location has a reliable solar resource, with an average annual irradiance of 4.97 kWh/m²·day and an average Peak Solar Hour of 4.97 hours. The maximum billable demand is 133.9 kW and the electricity consumption per year is 567,890 kWh. The ideal configuration, comprising 600 kWh of storage and 176 kW of photovoltaic power, produces 405,674 kWh annually, achieves 90.5% self-consumption, reduces peak consumption by 89.9% and decreases energy imported from the grid to 422 kWh/year. From an economic perspective, this configuration reduces the net present cost from 312,714 to 140,926 U.S. dollars (USD), decreases the levelized cost of energy from USD 0.0716 to USD 0.0292 per kilowatt hour (kWh), produces a net present value of USD 171,788, and shows an internal rate of return of 28.9%. It is concluded that the PV-BESS-Red microgrid is viable from the technical and economic aspect, which makes it a sustainable energy solution for the entities.

Keywords: operational autonomy, energy life cycle, intelligent energy management, techno-economic modeling.

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen al idioma Inglés de la propuesta tecnológica cuyo título versa: **“DISEÑO Y EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE UNA MICRORRED FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (PV-BESS-RED) PARA EL PROYECTO DIRGI-CP2021-008 DE EFICIENCIA ENERGÉTICA USANDO HOMER PRO”**, presentado por: **Paredes Porrás Brayan Daniel**, egresado de la Carrera de: **Ingeniería Electromecánica**, perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizo bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, marzo del 2026

Atentamente,



Mg. Pacheco Pruna Edison Marcelo
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC
CI: 0502617350



IDIOMAS

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DECLARACIÓN DE AUTORÍA	ii
AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACION	iii
AVAL DE MIEMBROS DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN	iv
<i>AGRADECIMIENTO</i>	v
<i>DEDICATORIA</i>	vi
RESUMEN.....	vii
ABSTRACT.....	viii
1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. INTRODUCCIÓN	2
2.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	3
2.1.1 Situación del problema	4
2.1.2 Formulación del problema.....	5
2.2 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN	5
2.3 JUSTIFICACIÓN	6
2.4 BENEFICIARIOS DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.....	7
2.5 OBJETIVOS	9
2.5.1 Objetivo general	9
2.5.2 Objetivo específico.....	9
2.6 ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN CON LOS OBJETIVOS PLANTEADOS.....	10
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	11
3.1 MICRORREDES HÍBRIDAS PV–BESS–RED: FUNDAMENTOS Y CLASIFICACIÓN	11
3.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: TIPOLOGÍAS Y APLICACIONES	12
3.3 ARQUITECTURA Y OPERACIÓN DE MICRORREDES HÍBRIDAS.....	14
3.4 RECURSO SOLAR Y PARÁMETROS ENERGÉTICOS.....	14
3.4.1 Caracterización del recurso solar.....	15
3.4.2 Hora Solar Pico (HSP) aplicada a sistemas híbridos	16
3.5 FUNDAMENTOS TÉCNICOS DEL SISTEMA PV–BESS–RED.....	17
3.5.1 Principios físicos de conversión	17
3.5.2 Topología general del sistema	18
3.5.3 Arquitectura y componentes principales	18
3.6 ESTRATEGIAS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA	20
3.7 MODELO MATEMÁTICO DEL SISTEMA HÍBRIDO PV–BESS–RED	21
3.8 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ELECTROQUÍMICO.....	23
3.8.1 Tecnología de baterías para microrredes	23

3.8.2	Criterios de selección de un sistema PV–BESS–Red.....	26
3.9	ESTADO DEL ARTE	26
4.	METODOLOGÍA	30
4.1	ENFOQUE METODOLÓGICO.....	30
4.2	TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	30
4.2.1	Tipo de investigación.....	30
4.2.2	Diseño de investigación.....	30
4.2.3	Variables del estudio.....	32
4.2.4	Alcance y delimitación del estudio.....	33
4.2.5	Diagrama de flujo metodológico	33
4.3	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	35
4.3.1	Población de estudio.....	35
4.3.2	Criterios de selección de datos	35
4.4	CARACTERIZACIÓN DEL ENTORNO ENERGÉTICO LOCAL.....	35
4.4.1	Obtención de la base de datos	35
4.4.2	Depuración y validación de datos.....	36
4.4.3	Caracterización tarifaria	36
4.5	MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN EN HOMER PRO	37
4.5.1	Definición conceptual del sistema PV–BESS–Red.....	37
4.5.2	Diseño preliminar y selección de componentes	37
4.5.3	Supuestos del Modelo.....	42
4.5.4	Horizonte temporal de evaluación.....	43
4.5.5	Configuración del escenario base: Red-Solo.....	44
4.5.6	Configuración del campo fotovoltaico (PV)	45
4.5.7	Configuración del sistema de almacenamiento (BESS).....	46
4.5.8	Configuración de tarifas y parámetros ambientales	47
4.5.9	Ingreso del perfil real de carga	48
4.6	OPTIMIZACIÓN DEL DIMENSIONAMIENTO Y LAS ESTRATEGIAS DE DESPACHO DEL SISTEMA	49
4.7	EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA.....	51
5.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	53
5.1	CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR DEL SITIO DE ESTUDIO	53
5.1.1	Irradiancia global horizontal (GHI) anual y mensual.....	53
5.1.2	Hora Solar Pico (HSP) promedio del sitio.....	55
5.1.3	Perfil horario típico de irradiancia.....	57
5.2	PERFIL HORARIO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.....	59
5.2.1	Consumo eléctrico anual total (kWh/año).....	59
5.2.2	Perfiles horarios diarios promedio de demanda eléctrica por mes	60

5.2.3	Curva de carga diaria promedio.....	61
5.2.4	Identificación de picos de demanda (kW).....	61
5.2.5	Coincidencia carga–generación solar.....	62
5.3	MODELAR Y SIMULAR CONFIGURACIONES DEL SISTEMA PV-BESS-RED EN HOMER PRO.....	64
5.3.1	Configuración base del escenario actual (solo red).....	64
5.3.2	Modelo energético sin generación distribuida.....	64
5.3.3	Costos anuales de energía.....	64
5.3.4	Costo Neto Presente (NPC) del escenario base.....	65
5.3.5	Potencia de cada escenario del sistema.....	66
5.4	CONFIGURACIONES SIMULADAS DEL SISTEMA PV-BESS-RED.....	68
5.4.1	Configuración técnica de cada alternativa simulada.....	68
5.4.2	Parámetros económicos utilizados.....	69
5.5	RESULTADOS ENERGÉTICOS DE LA SIMULACIÓN.....	70
5.5.1	Producción anual de energía FV (kWh/año).....	70
5.5.2	Energía auto consumida.....	71
5.5.3	Energía tomada de la red.....	72
5.5.4	Estado de carga (SOC) del BESS.....	73
5.6	COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE CONFIGURACIONES SIMULADAS.....	75
5.6.1	Reducción de demanda máxima.....	75
5.6.2	Incremento del autoconsumo.....	78
5.6.3	Uso efectivo del almacenamiento.....	79
5.6.4	Indicadores cuantitativos.....	80
5.7	RESULTADOS ECONÓMICOS COMPARATIVOS.....	82
5.7.1	Costo neto presente.....	84
5.7.2	LCOE.....	85
5.7.3	OPEX anual evitado.....	86
5.8	SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN ÓPTIMA.....	86
5.9	ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA ÓPTIMO.....	88
5.9.1	Inversión inicial total (CAPEX).....	88
5.9.2	Costos operativos (OPEX).....	89
5.9.3	Flujo de caja proyectado.....	89
5.10	INDICADORES DE RENTABILIDAD.....	90
5.10.1	Valor Actual Neto (VAN).....	90
5.10.2	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	90
5.10.3	Periodo de recuperación (Payback).....	90
5.11	SISTEMA HIBRIDO OPTIMO.....	90
6.	CONCLUSIONES.....	94

7. RECOMENDACIONES	95
8. BIBLIOGRAFÍA.....	96

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Beneficiarios del proyecto	8
Tabla 2.2. Actividades y sistema de tareas	10
Tabla 3.1. Tecnologías de baterías para almacenamiento estacionario	26
Tabla 3.2. Principales investigaciones relacionadas con microrredes híbridas	29
Tabla 4.1. Estructura del diseño metodológico	31
Tabla 4.2. Variables de estudio	32
Tabla 4.3. Componentes seleccionados para el sistema	40
Tabla 4.4. Parámetros técnicos, económicos y operativos del modelo.....	42
Tabla 4.5. Parámetros para el panel general de Homer Pro.....	44
Tabla 4.6. Parámetros para el componente PV.....	45
Tabla 4.7. Parámetros para el componente BESS	46
Tabla 4.8. Parámetros para las tarifas de compra/venta	47
Tabla 4.9. Perfil de consumo institucional	48
Tabla 5.1. Irradiancia global horizontal promedio mensual	53
Tabla 5.2. Perfil horario promedio de irradiancia global horizontal	57
Tabla 5.3. Indicadores clave de la demanda eléctrica	63
Tabla 5.4. Síntesis del escenario base (solo red eléctrica).....	65
Tabla 5.5. Configuración técnica de las alternativas simuladas PV-BESS-Red.....	68
Tabla 5.6. Parámetros económicos generales del análisis	69
Tabla 5.7. Producción anual del sistema fotovoltaico	70
Tabla 5.8. Balance anual de energía del sistema FV–BESS–Red	71
Tabla 5.9. Comparación de indicadores de demanda y uso de la red eléctrica	76
Tabla 5.10. Balance anual de energía del sistema híbrido.....	78
Tabla 5.11. Indicadores de evaluación	82
Tabla 5.12. Escenarios del sistema.....	83
Tabla 5.13. Inversión inicial del sistema híbrido.....	88
Tabla 5.14. Costos operativos del sistema híbrido	89
Tabla 5.15. Comparación económica (Red vs PV-BESS-Red)	91
Tabla 9.1. Módulo de referencia Panel Solar	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 9.2. Módulo de referencia Inversor	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 9.3. Módulo de referencia Sistema de almacenamiento BESS...¡Error! Marcador no definido.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 9.4. Indicadores para cada categoría.....	¡Error! Marcador no definido.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Esquema general de recursos energéticos distribuidos [6].	12
Figura 3.2. Tipos de sistemas fotovoltaicos	13
Figura 3.3. Curva de Irradiancia global horizontal (GHI)	16
Figura 3.4. Topología acoplada en AC (AC-coupled) del sistema PV–BESS–Red	18
Figura 3.5. Diagrama de topología PV–BESS–Red [11].	19
Figura 3.6. Batería Li-ion LFP [15].	24
Figura 3.7. Batería Li-ion NMC [15].	24
Figura 3.8. Batería plomo ácido AGM/VRLA [15].	25
Figura 3.9. Batería de flujo de vanadio [16].	25
Figura 4.1. Diagrama metodológico	34
Figura 4.2. Diseño del sistema fotovoltaico híbrido conectado a la red	38
Figura 4.3. Panel principal [22].	44
Figura 4.4. Componente PV [22].	45
Figura 4.5. Componente BESS [22].	46
Figura 4.6. Panel de ingreso del perfil de carga AC [22].	48
Figura 5.1. Perfiles horarios diarios promedio de irradiancia global horizontal por mes	54
Figura 5.2. Hora Solar Pico (HSP) promedio mensual del sitio de estudio	56
Figura 5.3. Perfil horario típico anual de irradiancia global horizontal	58
Figura 5.4. Perfiles horarios diarios promedio de demanda eléctrica por mes	60
Figura 5.5. Curva de carga diaria promedio.	61
Figura 5.6. Perfil horario de la demanda eléctrica.	62
Figura 5.7. Coincidencia entre la demanda eléctrica y la generación solar	63
Figura 5.8. Producción mensual de energía fotovoltaica.	71
Figura 5.9. Perfil horario representativo de producción fotovoltaica	73
Figura 5.10. Perfil horario anual del estado de carga SOC	74
Figura 5.11. Perfil diario representativo del SOC	75
Figura 5.12. Perfil horario representativo de la energía importada y exportada a la red eléctrica ...	77
Figura 5.13. Perfil horario representativo de la energía importada y exportada a la red eléctrica ...	78
Figura 5.14. Perfil mensual de energía exportada e importada a la red	80
Figura 5.15. Comparación entre CAPEX y NPC de los escenarios simulados	85
Figura 5.16 Flujo de caja acumulado	89
Figura 9.1. Inversor híbrido DEYE 30 kW 220V AC (3P) [21].	¡Error! Marcador no definido.
Figura 9.2. Entorno principal de Homer Pro [22].	¡Error! Marcador no definido.
Figura 9.3. Panel de configuración de componentes Homer Pro [22].	¡Error! Marcador no definido.
Figura 9.4. Curvas y resultados en Homer Pro [22].	¡Error! Marcador no definido.
Figura 9.5. Lunes a Viernes clases (Mayo – Agosto)	¡Error! Marcador no definido.
Figura 9.6. Lunes a Viernes fin de semana (Mayo – Agosto)	¡Error! Marcador no definido.
Figura 9.7. Lunes a Viernes vacaciones (Septiembre – Octubre)	¡Error! Marcador no definido.
Figura 9.8. Fin de semana vacaciones (Septiembre – Octubre)	¡Error! Marcador no definido.
Figura 9.9. Lunes a Viernes año completo	¡Error! Marcador no definido.
Figura 9.10. Perfil de consumo eléctrico en fines de semana (año completo)	¡Error! Marcador no definido.
Figura 9.11. Irradiancia GHI lunes a viernes clases (Mayo – Agosto)	¡Error! Marcador no definido.
Figura 9.12. Irradiancia GHI fines de semana (Mayo – Agosto)	¡Error! Marcador no definido.
Figura 9.13. Irradiancia GHI Lunes a Viernes vacaciones (Septiembre – Octubre)	¡Error! Marcador no definido.

Figura 9.14. Irradiancia GHI Lunes a Viernes vacaciones (Septiembre – Octubre) **¡Error! Marcador no definido.**

Figura 9.15. Irradiancia GHI Lunes a Viernes anual.....**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 9.16. Irradiancia GHI fin de semana anual**¡Error! Marcador no definido.**

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título: DISEÑO Y EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE UNA MICRORRED FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (PV-BESS-RED) PARA EL PROYECTO DIRGI-CP2021-008 DE EFICIENCIA ENERGÉTICA USANDO HOMER PRO

Modalidad de titulación:

Propuesta tecnológica	
Proyectos de investigación	X

Carrera: Electromecánica

Trabajo de titulación vinculado al proyecto:

Desarrollo de tecnologías de eficiencia energética

Equipo de trabajo:

Paredes Porras Brayan Daniel

Ing. Cruz Panchi Luis Rolando

Lugar de ejecución: Universidad Técnica de Cotopaxi

Área de conocimiento:

07 ingeniería, Industria y construcción	07 ingeniería y profesión afines	0713 electricidad y energía

Líneas de investigación:

Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

Sublíneas de investigación:

Eficiencia energética e integración de fuentes de energías renovables.

2. INTRODUCCIÓN

El avance hacia sistemas eléctricos que sean más resilientes, eficientes y sostenibles ha promovido el surgimiento de microrredes híbridas que combinan generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y conexión con la red eléctrica. Estas configuraciones, que suelen conocerse como microrredes PV–BESS–Red, posibilitan aumentar la fiabilidad del abastecimiento, disminuir la dependencia de la red pública y optimar los gastos operativos, en particular en instalaciones institucionales e industriales que están sujetas a sistemas tarifarios con cargos por demanda y cambios horarios [1].

La optimización de microrredes por medio de herramientas de simulación tecno económica, como HOMER Pro, ha sido comprobada en varias investigaciones. Esta optimización conlleva una disminución notable del Costo Neto Presente (NPC) y del Costo Nivelado de Energía (LCOE), gracias a un manejo coordinado entre generación solar, almacenamiento y consumo eléctrico [1]. Además, los reportes de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) y del Banco Mundial muestran una disminución constante en el precio de las baterías de ion-litio y un aumento en la competitividad de la energía fotovoltaica con respecto a las tecnologías que se basan en combustibles fósiles, lo cual robustece la factibilidad financiera de los sistemas híbridos que están conectados a red [2].

A pesar de que en Ecuador existe un recurso solar que se puede explotar técnicamente durante todo el año, la puesta en marcha de microrredes híbridas conectadas a la red todavía es escasa. La mayoría del territorio nacional tiene niveles de irradiación apropiados para la creación de sistemas fotovoltaicos eficaces, según el Global Solar Atlas que fue desarrollado por el Banco Mundial [3]. No obstante, la adopción institucional se ha visto limitada por elementos como el marco tarifario actual y la falta de modelos tecno económicos adecuados a las condiciones locales.

Esta circunstancia tiene un impacto directo en las instalaciones de proyectos institucionales como DIRGI-CP2021-008, que dependen únicamente de la red pública para su abastecimiento energético. Esto origina altos costos operativos y una mayor fragilidad ante interrupciones del servicio. El análisis de la implementación de una microrred híbrida PV-BESS-Red se presenta como una opción para disminuir los costos energéticos, optimizar la continuidad operacional y avanzar hacia metas de sostenibilidad institucional en este contexto.

La presente investigación realiza una comparación técnico económica entre el escenario actual, que depende completamente de la red eléctrica, y un escenario alternativo basado en una microrred híbrida. Para ello se emplea un enfoque cuantitativo basado en modelación y simulación energética mediante el software HOMER Pro, el cual permite evaluar diferentes configuraciones del sistema y determinar la alternativa óptima en términos de desempeño energético y rentabilidad financiera. Se evalúa su efecto técnico y financiero utilizando indicadores como la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Costo Nivelado de Energía (LCOE), el Valor Actual Neto (VAN) y el Costo Total Normalizado (NPC). Así, se pretende evidenciar que la combinación de tecnologías fotovoltaicas y de almacenamiento es no solo viable desde el punto de vista técnico, sino también desde el económico y el ambiental. Esto está alineado con las metas del proyecto DIRGI-CP2021-008 y con las tendencias presentes en la transición energética [1], [2].

En este contexto, el objetivo general de esta investigación es diseñar y evaluar técnico-económicamente una microrred híbrida PV-BESS-Red para el proyecto DIRGI-CP2021-008 mediante simulación en HOMER Pro. Para alcanzar este propósito, se plantean objetivos específicos orientados a caracterizar el recurso solar y el perfil de demanda eléctrica, modelar diferentes configuraciones del sistema y evaluar su desempeño técnico y económico.

El estudio se limita al análisis técnico económico del sistema bajo condiciones tarifarias actuales y considerando datos de demanda eléctrica correspondientes al año 2025. No se incluye la implementación física del sistema ni el análisis detallado de estabilidad eléctrica en condiciones de operación en isla.

El presente documento se organiza de la siguiente manera: el capítulo 2 presenta la introducción y el planteamiento del problema; el capítulo 3 desarrolla la fundamentación teórica relacionada con microrredes híbridas y sistemas de almacenamiento energético; el capítulo 4 describe la metodología empleada para la modelación y simulación del sistema; el capítulo 5 expone el análisis y discusión de los resultados obtenidos; finalmente, el capítulo 6 presenta las conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio.

2.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La conversión del sector energético hacia modelos más eficientes y sostenibles ha impulsado la implementación de microrredes híbridas fotovoltaicas con almacenamiento como una respuesta para optimizar la administración del abastecimiento eléctrico. En el ámbito global, la disminución gradual de los precios de los sistemas fotovoltaicos y de los sistemas de

almacenamiento en baterías ha permitido su uso en edificios institucionales, campus universitarios e industrias [2]. Sin embargo, la adopción efectiva de estas tecnologías no solo está determinada por su viabilidad técnica, sino también por su rendimiento económico en condiciones reales de operación y con marcos regulatorios particulares [1].

En el Ecuador, aunque existe un recurso solar que se puede aprovechar técnicamente y que está muy extendido, todavía es incipiente la implementación de sistemas híbridos fotovoltaicos conectados a la red pública. El Global Solar Atlas asegura que el país tiene condiciones propicias de irradiación para la creación de una generación fotovoltaica eficaz [3]. No obstante, su implementación práctica ha sido restringida por la complejidad de las estructuras tarifarias, que abarcan tanto tarifas horarias como cargos por demanda máxima, además de la falta de procedimientos claros para compensar el autoconsumo o la inyección de excedentes.

Este problema se evidencia directamente en las instalaciones del proyecto institucional DIRGI-CP2021-008, que solo cuenta con la red pública para su suministro eléctrico. Con el esquema tarifario actual, esta dependencia incurre en altos costos operativos relacionados con el consumo de energía y la potencia máxima demandada, así como una mayor susceptibilidad a las interrupciones o alteraciones en la calidad del servicio. Además, la falta de generación local y almacenamiento de energía dificulta la utilización del recurso solar existente y restringe el uso de estrategias para gestionar la demanda que posibiliten disminuir los picos de consumo y mejorar la eficiencia energética.

Aunque la implementación de una microrred híbrida PV-BESS-Red parece ser una opción técnicamente factible para optimizar la eficacia y la resiliencia del sistema energético del proyecto, no se cuenta con un análisis tecno económico bien estructurado que permita establecer, de forma cuantitativa, el diseño ideal del sistema ni su repercusión económica y operativa en comparación con la situación actual. La ausencia de información complica la toma de decisiones sobre inversiones basadas en indicadores objetivos, como el NPC, el LCOE y los costos completos del ciclo de vida del sistema [1].

2.1.1 Situación del problema

Aunque a nivel mundial [2] hay un progreso en la tecnología y los costos de los sistemas de almacenamiento electroquímico y fotovoltaicos han ido disminuyendo, existe todavía una notable brecha entre el potencial técnico disponible y la validación económica de estos métodos en contextos locales institucionales. Si no se llevan a cabo rigurosas evaluaciones tecno económicas, el diseño y la operación de microrredes podrían resultar en sistemas

sobredimensionados o en estrategias de despacho ineficaces, lo que perjudicaría su rentabilidad e inclusive haría que el LCOE aumentara si se compara con el consumo solamente desde la red [1].

En Ecuador, esta situación se ve empeorada por la falta de investigaciones que incluyan a la vez la demanda real de electricidad, los cargos por potencia máxima, las tarifas por hora y el comportamiento dinámico de los sistemas de almacenamiento. En consecuencia, la mayor parte de las instalaciones institucionales sigue dependiendo de la red pública, sin planes optimizados para el autoconsumo o el almacenamiento energético, aun contando con un recurso solar ventajoso [3].

El proyecto DIRGI-CP2021-008, en particular, enfrenta altos costos operativos y una capacidad de respuesta restringida frente a cortes de suministro debido a la dependencia total de la red eléctrica bajo un esquema tarifario que penaliza. Además, está expuesto a cambios en las tarifas. La falta de una microrred híbrida limita el uso del recurso solar disponible y obstaculiza la consecución de metas institucionales vinculadas con la sostenibilidad ambiental y la eficiencia energética.

2.1.2 Formulación del problema

¿Cómo se puede diseñar y optimizar una microrred híbrida PV-BESS-Red para el proyecto DIRGI-CP2021-008, con el objetivo de disminuir el costo neto presente y el costo nivelado de energía, bajar la demanda facturable máxima y aumentar la fiabilidad del suministro eléctrico, ¿en comparación con las condiciones actuales de dependencia absoluta de la red pública bajo el sistema tarifario actual?

2.2 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

Establecer con exactitud el sistema de estudio y la esfera científica-tecnológica en la que se lleva a cabo esta investigación, se determinan su objeto y su campo de acción.

- **Objeto de investigación:**

Sistema híbrido de microrred fotovoltaica con almacenamiento en baterías y conexión a la red eléctrica (PV-BESS-Grid) que se utiliza en las instalaciones del proyecto institucional DIRGI-CP2021-008.

La investigación se enfoca en examinar, diseñar y evaluar la viabilidad técnica y económica de un sistema energético híbrido que incluya generación mediante energía solar fotovoltaica, almacenamiento electroquímico y la interacción operativa con la red eléctrica pública. El

objeto de estudio abarca el dimensionamiento del sistema, las tácticas de despacho energético, la disminución de la demanda máxima, la fiabilidad del suministro y el rendimiento financiero total.

- **Campo de acción:** 330609 – Transmisión y Distribución.

Según la nomenclatura internacional de la UNESCO para las áreas de ciencia y tecnología, el estudio se sitúa dentro del campo de Ingeniería y Tecnologías Eléctricas (3306), más concretamente en el campo de Transmisión y Distribución (330609), ya que examina cómo funciona y mejora un sistema eléctrico conectado a la red de distribución, con la inclusión de recursos energéticos distribuidos y almacenamiento.

El análisis se centra en cuestiones vinculadas con la circulación de energía entre el almacenamiento, la generación local y la red pública. También trata sobre la disminución de los picos de potencia y la gestión de la demanda en un entorno institucional que está conectado a la red eléctrica. En esta línea, el ámbito de actuación escogido concuerda con el carácter técnico, operativo y económico de la microrred PV-BESS-Red que se propone y con las metas del proyecto DIRGI-CP2021-008, que están dirigidas a la sostenibilidad y a la eficiencia energética.

2.3 JUSTIFICACIÓN

La investigación actual, desde una perspectiva científica y académica, aporta a la consolidación del saber en el campo de la ingeniería eléctrica aplicada a sistemas energéticos distribuidos, particularmente en lo que concierne a la valoración tecno económica de microrredes híbridas fotovoltaicas con almacenamiento conectadas a la red. En el entorno de Ecuador y Latinoamérica, hay escasos estudios que validen de manera cuantitativa el rendimiento operativo y económico de sistemas PV-BESS-Red bajo esquemas tarifarios reales que incorporan tarifas horarias y cargos por demanda máxima. Esto corrobora la relevancia del trabajo en curso [3].

Desde un punto de vista metodológico, la investigación sugiere un proceso sistemático que consiste en modelar, simular y optimizar a través de HOMER Pro. En este procedimiento se incorporan indicadores económicos como la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Actual Neto (VAN), el Costo Nivelado de Energía (LCOE) y el Costo Neto Presente (NPC). Este método, que se basa en simulaciones en condiciones reales de tarifas eléctricas, demanda y recurso solar, es replicable y puede ser utilizado en investigaciones parecidas en contextos institucionales [1].

La razón económica del estudio se basa en la competitividad cada vez mayor de los sistemas de almacenamiento energético y fotovoltaicos. Según reportes del Banco Mundial y de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), desde 2010 los precios de las baterías de ion-litio han bajado más del 85 %, lo que hace que las microrredes híbridas sean financieramente viables, ya que su objetivo es disminuir los costos operativos y los cargos por demanda máxima [2], [4]. Bajo estas circunstancias, poner en marcha una microrred PV-BESS-Red facilita disminuir el consumo de energía cuando la tarifa es más alta y atenuar las penalizaciones vinculadas a picos de demanda, lo cual optimiza el rendimiento financiero del sistema.

Desde una perspectiva técnica, la fiabilidad y calidad de la provisión de electricidad se benefician con el uso de estrategias para gestionar la demanda, como el peak shaving y el load shifting, cuando se dimensiona y opera apropiadamente una microrred híbrida. Estas tácticas hacen posible que los estándares eléctricos se mantengan dentro de los límites fijados por la normativa en vigor y disminuyen las amenazas vinculadas a interrupciones o cambios del servicio [5]. Además, el diseño del sistema se ajusta a las directrices de la norma IEEE 1547-2018, que define los requerimientos para una interconexión segura entre recursos energéticos distribuidos y la red eléctrica [6].

La sustitución parcial de la energía obtenida de la red con energía solar fotovoltaica local, desde el punto de vista ambiental y de política pública, ayuda a disminuir las emisiones de gases que generan efecto invernadero y a cumplir con los compromisos internacionales de descarbonización, en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), especialmente el ODS 7 y el ODS 13. Esta perspectiva es congruente con las tácticas de transición energética que se fomentan tanto a nivel nacional como internacional.

Por último, el estudio satisface la exigencia académica de llevar a cabo investigaciones aplicadas que combinen teoría, simulación y análisis en situaciones reales, lo cual refuerza la capacitación profesional en sistemas eléctricos modernos y energías renovables. Los hallazgos conseguidos son un insumo técnico para la toma de decisiones institucionales en términos de planificación, inversión y sostenibilidad energética, lo cual subraya la importancia del proyecto DIRGI-CP2021-008.

2.4 BENEFICIARIOS DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

La puesta en marcha del proyecto de investigación vinculado a la creación y valoración tecno económica de una microrred híbrida PV-BESS-Red para el proyecto DIRGI-CP2021-008

produce ventajas, tanto directas como indirectas, en los espacios operativos, institucionales y académicos de la Universidad Técnica de Cotopaxi. Las unidades académicas, los laboratorios y los usuarios del Campus Latacunga son los beneficiarios inmediatos, ya que se proyecta implementar el sistema de energía híbrido en sus instalaciones. Estos beneficiarios sienten un impacto directo en cuanto a la estabilidad del suministro eléctrico, una mayor eficiencia en las operaciones y una disminución de las interrupciones vinculadas a la dependencia total de la red pública.

Los beneficiarios indirectos abarcan a la comunidad universitaria en su totalidad, además de las unidades administrativas y los proyectos académicos que tendrán la posibilidad de emplear los resultados técnicos y metodológicos del estudio como guía para futuros esfuerzos de gestión energética y sustentabilidad institucional. La Tabla 2.1 muestra la cantidad de beneficiarios directos e indirectos del proyecto, calculados a partir de datos oficiales institucionales.

Tabla 2.1. Beneficiarios del proyecto

Beneficiarios Directos	Beneficiarios Indirectos
Campus Latacunga	Universidad Técnica de Cotopaxi
Estudiantes:	Estudiantes: 10.500 personas.
Docentes:	Trabajadores: 182 personas
	Docentes 380 personas.
Total:	Total: 11.062 personas.

Nota. Elaborado con base en datos institucionales de la Universidad Técnica de Cotopaxi [3].

Los beneficiarios muestran que el efecto más importante del proyecto se encuentra en el Campus Latacunga, donde implementar la microrred híbrida posibilitaría optimizar la calidad y confiabilidad de la provisión de electricidad en actividades académicas, investigativas y administrativas. Además, el estudio se extiende a toda la universidad debido a que ofrece un modelo técnico y metodológico que puede ser replicado en futuras implementaciones de sistemas energéticos distribuidos en otras instituciones públicas o campus.

2.5 OBJETIVOS

2.5.1 Objetivo general

Diseñar y evaluar técnico-económicamente una microrred híbrida PV-BESS-Red para el proyecto DIRGI-CP2021-008, mediante la simulación y optimización con la herramienta HOMER Pro.

2.5.2 Objetivo específico

- Caracterizar el entorno energético local, incluyendo el recurso solar disponible, el perfil horario de carga eléctrica y las estructuras tarifarias vigentes.
- Modelar en HOMER Pro diferentes configuraciones del sistema PV-BESS-Red, variando parámetros como potencia fotovoltaica instalada, capacidad de almacenamiento, tipo de inversores.
- Optimizar el dimensionamiento mediante modos operativos comparando los resultados en términos de Costo Neto Presente (NPC), Costo Nivelado de Energía (LCOE), inversión inicial (CAPEX), costos operativos (OPEX).
- Evaluar la factibilidad y sostenibilidad económica de la microrred considerando los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como las proyecciones de precios de los componentes principales y las tarifas eléctricas.

2.6 ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN CON LOS OBJETIVOS PLANTEADOS

La organización de las actividades y el sistema de tareas en función de los fines particulares asegura la coherencia metodológica del estudio y el seguimiento entre los objetivos propuestos, los procedimientos realizados y los resultados alcanzados. La Tabla 2.2 muestra cómo se relacionan los objetivos específicos, las actividades llevadas a cabo, las metodologías usadas y los resultados esperados; esta tabla representa la base operativa que orienta la realización del estudio y apoya la validez de los resultados conseguidos.

Tabla 2.2. Actividades y sistema de tareas

Objetivos específicos	Actividades	Metodología	Resultados esperados
O.E.1. Caracterizar el entorno energético local	<ul style="list-style-type: none"> • Recolección y validación de datos de irradiancia solar del sitio de estudio. • Procesamiento del perfil horario anual de consumo eléctrico (8760 h). • Identificación y estructuración del esquema tarifario vigente, incluyendo cargos por demanda y energía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis documental de fuentes oficiales. • Análisis estadístico descriptivo de datos energéticos. • Procesamiento y validación de series temporales. 	Caracterización cuantitativa del recurso solar, del perfil horario de demanda y del esquema tarifario aplicable al proyecto DIRGI-CP2021-008.
O.E.2. Modelar y simular en HOMER Pro el sistema PV-BESS-Red	<ul style="list-style-type: none"> • Definición de la arquitectura del sistema (PV, BESS, inversor y punto de conexión a red). • Ingreso de perfiles de carga, datos solares y restricciones operativas. • Definición de parámetros técnicos y económicos del sistema. • Configuración del modelo base en HOMER Pro. 	<ul style="list-style-type: none"> • Modelación computacional del sistema energético. • Simulación técnica mediante el software HOMER Pro. 	Modelo computacional del sistema PV-BESS-Red y resultados iniciales de desempeño energético y costos del ciclo de vida.
O.E.3. Optimizar el dimensionamiento y las estrategias de despacho	<ul style="list-style-type: none"> • Comparación de configuraciones alternativas del sistema híbrido. • Evaluación del desempeño energético (autoconsumo, SOC, reducción de picos). • Análisis de estrategias de despacho (<i>peak shaving</i> y <i>load shifting</i>). 	<ul style="list-style-type: none"> • Optimización técnico-económica mediante simulación. • Análisis comparativo de indicadores energéticos y económicos. 	Configuración óptima del sistema PV-BESS-Red que minimiza costos y mejora el desempeño energético bajo el esquema tarifario vigente.
O.E.4. Evaluar la factibilidad y sostenibilidad económica de la microrred	<ul style="list-style-type: none"> • Cálculo de indicadores económicos: NPC, LCOE y costos operativos evitados. • Evaluación financiera mediante VAN y TIR. • Comparación económica con el escenario base de consumo exclusivo desde la red. 	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluación económico-financiera de proyectos energéticos. • Análisis de rentabilidad y sostenibilidad financiera. 	Determinación de la viabilidad económica y financiera de la microrred PV-BESS-Red frente al escenario base.

Nota. Elaborado con base en los objetivos planteados para el estudio.

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

Se evidencia una consolidación creciente de las microrredes PV-BESS conectadas a red como solución energética viable para campus universitarios, laboratorios e instalaciones industriales. Diversos estudios recientes (2022–2025) han demostrado reducciones significativas del NPC total y mejoras en la fiabilidad operativa, comparando estrategias de operación bajo diferentes esquemas tarifarios e incorporando escenarios con interrupciones del suministro. En particular, estudios han documentado el arbitraje tarifario y el control inteligente de carga/descarga pueden reducir hasta en un 25 % los costos anuales de energía en instalaciones conectadas a red [4].

De manera complementaria, las revisiones sistemáticas más recientes han identificado tendencias comunes en la optimización de microrredes simuladas con HOMER Pro, destacando la importancia del análisis de sensibilidad, la variación de tasas de descuento, la degradación del almacenamiento y el escalamiento tarifario como factores determinantes para evaluar la robustez económica y técnica del sistema [5]. Estas investigaciones proporcionan un marco de referencia sólido para el desarrollo y validación del presente estudio.

3.1 MICRORREDES HÍBRIDAS PV–BESS–RED: FUNDAMENTOS Y CLASIFICACIÓN

El sistema híbrido es una instalación solar que combina la generación de energía mediante paneles solares con el almacenamiento de baterías y la conexión a la red eléctrica convencional. Las microrredes híbridas fotovoltaicas con almacenamiento y conexión a la red eléctrica (PV–BESS–Red) se han consolidado en los últimos años como una solución técnica y económicamente viable para aplicaciones institucionales, académicas e industriales [4].

De forma complementaria, revisiones sistemáticas centradas en microrredes optimizadas mediante herramientas de simulación como HOMER Pro han identificado factores críticos que influyen en la robustez técnica y económica de estos sistemas. Entre los más relevantes se encuentran el análisis de sensibilidad frente a variaciones en la tasa de descuento, la degradación del almacenamiento, la evolución de los costos tecnológicos y el escalamiento tarifario a lo largo del horizonte de análisis [5]. Estos elementos constituyen la base metodológica sobre la cual se sustenta el presente estudio.

Desde el punto de vista conceptual, una microrred híbrida se define como un sistema eléctrico local que integra generación distribuida, almacenamiento energético y cargas, operando bajo un sistema de control coordinado que le permite funcionar tanto conectada a la red pública como en modo isla (islanding). Esta capacidad de operación flexible resulta especialmente relevante en entornos institucionales, donde la continuidad del suministro eléctrico es un requisito crítico para el funcionamiento de equipos sensibles, laboratorios y sistemas informáticos [8].

La Figura 3.1 presenta un esquema general de los recursos energéticos distribuidos que conforman una microrred moderna, destacando la interacción entre generación, almacenamiento, cargas y red pública. Esta arquitectura permite reducir pérdidas asociadas a la transmisión, mejorar la calidad de la energía y aumentar la capacidad de respuesta frente a perturbaciones externas del sistema eléctrico [9].

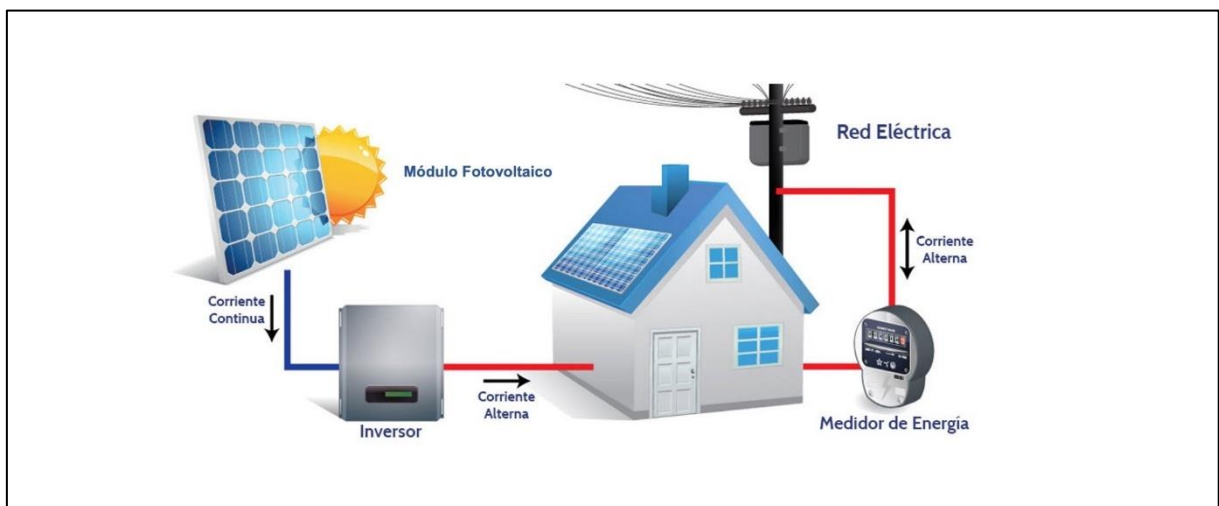


Figura 3.1. Esquema general de recursos energéticos distribuidos [6].

3.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: TIPOLOGÍAS Y APLICACIONES

Según su método de interacción con la red eléctrica y el almacenamiento, los sistemas fotovoltaicos se dividen en tres tipos principales: sistemas que se conectan a la red (on-grid), aislados (off-grid) y híbridos con almacenamiento y conexión a la red (PV-BESS-Red). Cada una de estas configuraciones responde a contextos de aplicación y metas operativas distintas.

La fuente de suministro eléctrico en los sistemas aislados (off-grid) es únicamente el banco de baterías y la generación fotovoltaica. En este caso, el dimensionado del sistema tiene como objetivo asegurar un alto grado de autonomía energética y fiabilidad, debido a que no

hay soporte de una red externa. En áreas apartadas o sin acceso a la infraestructura eléctrica convencional, estas configuraciones son comunes [6].

Por otra parte, los sistemas conectados a la red (on-grid) funcionan con la red pública como soporte constante y, en numerosas ocasiones, como destinatario de excedentes de producción. En estos sistemas, la capacidad de almacenamiento es generalmente marginal o inexistente, debido a que la red ejerce el papel de fuente y drenaje energético casi sin límites. Sin embargo, esta dependencia restringe la habilidad de manejar la demanda y de reducir los cargos tarifarios relacionados con los picos de consumo [6].

En última instancia, los sistemas híbridos PV–BESS–Red integran la generación fotovoltaica solar, el almacenamiento electroquímico y la conexión a una red en una arquitectura coordinada que posibilita funcionar en modo isla y conectado. Esta configuración permite optimizar los costos energéticos, potenciar la resiliencia operativa ante interrupciones de la red pública y elevar la calidad del suministro. Por estas razones, los sistemas híbridos se consideran una de las soluciones más integrales para aplicaciones industriales e institucionales que están sometidas a esquemas tarifarios complejos [7].

La Figura 3.2 muestra las tres categorías de sistemas fotovoltaicos que se han mencionado, utilizando un enfoque comparativo y enfatizando las disparidades en cuanto a flexibilidad operativa, dependencia de la red y almacenamiento. La opción más apropiada para el proyecto DIRGI-CP2021-008 es la configuración PV-BESS-Red, debido a su capacidad para incorporar generación de energía renovable, almacenamiento y tácticas sofisticadas de administración energética.

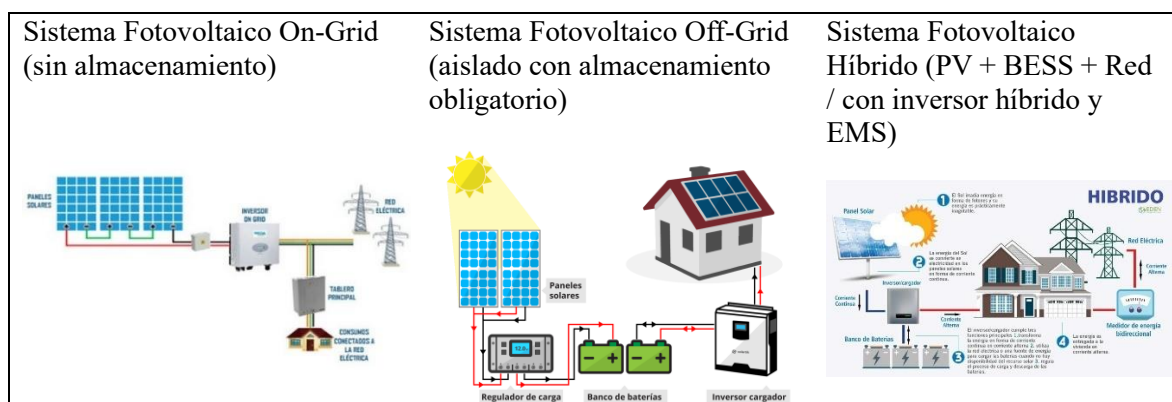


Figura 3.2. Tipos de sistemas fotovoltaicos

3.3 ARQUITECTURA Y OPERACIÓN DE MICRORREDES HÍBRIDAS

Las microrredes híbridas son sistemas de generación eléctrica repartida que pueden combinar, en forma coordinada, fuentes de energía renovable, sistemas de almacenamiento energético y cargas locales bajo un esquema de control conjunto. El rasgo que las distingue es la habilidad de funcionar, a través de métodos de islanding, tanto de manera autónoma como conectadas a la red pública. Esto posibilita asegurar que el suministro continúe pese a interrupciones externas del sistema eléctrico.

Las microrredes híbridas posibilitan, en aplicaciones urbanas, académicas e institucionales, disminuir la dependencia de la red central, administrar el uso de electricidad cuando los precios son más altos y brindar soporte a frecuencia y tensión. En centros de investigación y edificios universitarios, donde es necesaria una arquitectura energética sólida para garantizar que equipos esenciales, sistemas informáticos y laboratorios sigan funcionando sin interrupciones [7], este método robustece la resiliencia operativa.

Desde el enfoque estructural, una microrred (MG) puede definirse como un sistema que incluye un grupo de cargas, unidades de recursos energéticos distribuidos (DER) y sistemas de almacenamiento de energía (ESS), los cuales posibilitan tanto el suministro como el almacenaje energético con flexibilidad. En este contexto, las tecnologías más utilizadas son la generación hidroeléctrica, fotovoltaica y eólica, el diésel y las configuraciones híbridas que combinan varias de estas fuentes [8]. Las unidades generadoras se pueden elegir en base al recurso primario disponible.

3.4 RECURSO SOLAR Y PARÁMETROS ENERGÉTICOS

Para dimensionar y evaluar el rendimiento de microrredes fotovoltaicas híbridas, el recurso solar es el insumo esencial. Una caracterización correcta posibilita la estimación precisa de la energía disponible para producir electricidad, el análisis de cómo interactúan producción y demanda, así como el establecimiento de tácticas operativas que maximicen no solo la rentabilidad del sistema PV-BESS-Red, sino también el uso del recurso.

La caracterización del recurso solar, en el marco de sistemas que se conectan a la red y tienen almacenamiento, no solo tiene efectos técnicos, sino también económicos. Esto es así porque determina cuán potencial es el autoconsumo, la capacidad de carga del sistema de almacenamiento y lo efectivas que son tácticas como el peak shaving y el load shifting, que dependen de la disponibilidad horaria de generación fotovoltaica.

3.4.1 Caracterización del recurso solar

El análisis de la irradiancia global horizontal (GHI), la temperatura ambiente y las pérdidas vinculadas al sistema fotovoltaico, como por ejemplo suciedad, sombras parciales, desajustes eléctricos y efectos térmicos en los módulos, son los componentes que se utilizan para caracterizar el recurso solar. Estos parámetros son la base para crear modelos energéticos del sistema en herramientas de simulación como HOMER Pro y posibilitan calcular los perfiles horarios de generación.

Para este objetivo, se utilizan bases de datos y plataformas globalmente reconocidas, como el Global Solar Atlas, que brindan información sobre temperatura e irradiancia en una resolución espacial apropiada. También se emplean fichas nacionales que posibilitan la comparación y pre-dimensión del potencial solar en diferentes zonas del país [7]. El empleo de estas fuentes asegura que los datos utilizados en la simulación estén alineados con el entorno climático y geográfico del área de estudio.

En la Figura 3.3 se observa un perfil habitual de la irradiancia global horizontal (GHI) durante todo el día. La fluctuación diaria del recurso solar es demostrada por esta curva, que muestra un aumento gradual durante las horas de la mañana, un punto máximo cerca del mediodía solar y una reducción en la tarde. Este patrón afecta directamente los periodos con mayor generación fotovoltaica.

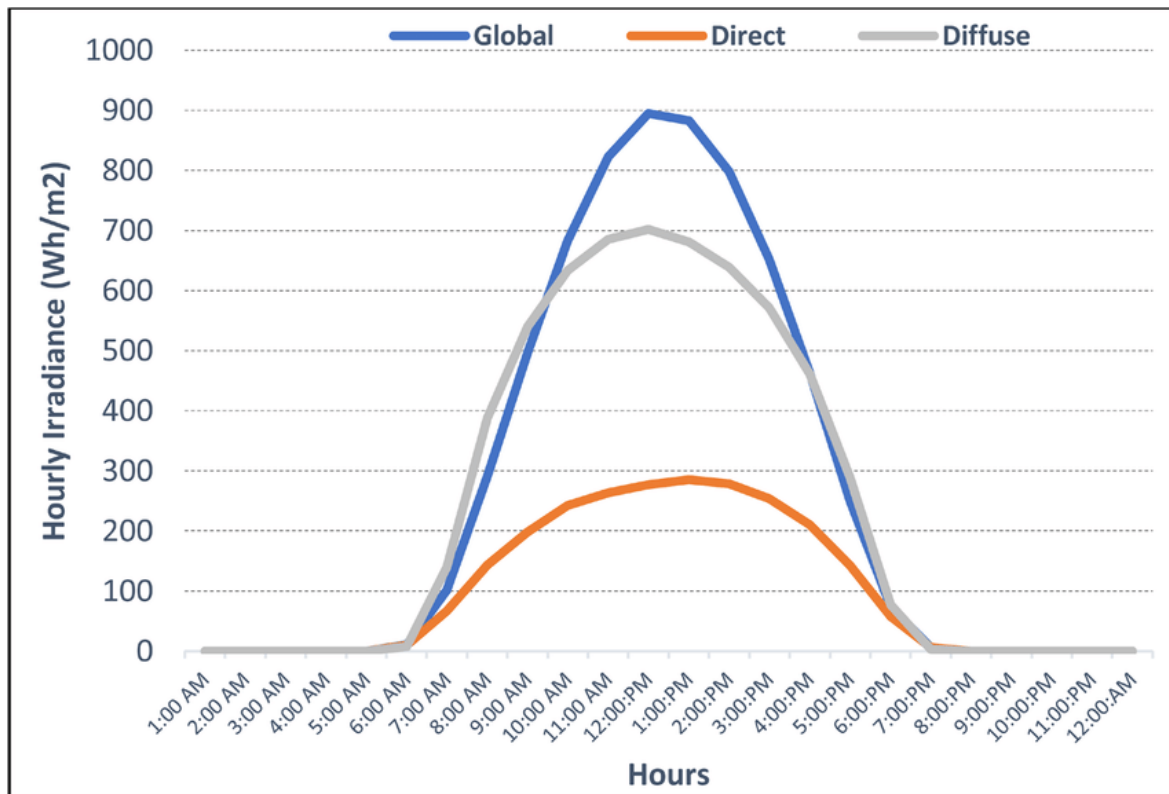


Figura 3.3. Curva de Irradiancia global horizontal (GHI)

La curva muestra la variación típica de la irradiación solar a lo largo del día, con el máximo alrededor del mediodía. Para el caso ecuatorial, el estudio del recurso solar se debe acoplar con la estructura tarifaria actual. La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) fija los pliegos tarifarios y cargos por demanda máxima para usuarios industriales e institucionales, que impactan en el precio de arbitraje tarifario y en los flujos de caja del sistema. Por eso, las tarifas eléctricas y los cargos por demanda se deben ajustar de manera precisa en HOMER Pro para que las simulaciones reflejen con exactitud el entorno económico y regulatorio del país.

3.4.2 Hora Solar Pico (HSP) aplicada a sistemas híbridos

La Hora Solar Pico (HSP) es un indicador sintético del recurso solar que refleja la cantidad de horas equivalentes al día en las que la irradiancia llega a 1000 W/m², cifra estándar empleada como condición de prueba en sistemas fotovoltaicos. Se estima que una ubicación tiene 5 HSP si, a modo de ejemplo, la energía solar diaria que recibe es de 5000 Wh/m². En el marco de una microrred híbrida PV–BESS–Red, la HSP cumple un rol esencial para:

- calcular la capacidad fotovoltaica instalada requerida para satisfacer un porcentaje específico de la demanda diaria;

- estimar la energía que está disponible para cargar el sistema de almacenamiento, particularmente en épocas de baja irradiancia; y
- nutrir modelos de simulación con base horaria, como HOMER Pro, en los que se unen las curvas de temperatura y de irradiancia con la HSP para crear perfiles de producción más auténticos.

En términos generales, la relación que se emplea en la literatura técnica para determinar la hora solar pico es:

$$HSP = \frac{E_{solar,diaria}}{1000W}$$

Donde $E_{solar,diaria}$ es igual a irradiancia diaria (Wh/m²). Este valor es utilizado como un insumo esencial para calcular la energía que se produce a diario en el campo fotovoltaico y determinar el tamaño ideal de la instalación solar, ya sea en microrredes conectadas a la red o en sistemas aislados. En sistemas híbridos, una estimación precisa de la HSP ayuda a aumentar directamente la exactitud del balance energético y la valoración tecno económica del sistema que se propone.

3.5 FUNDAMENTOS TÉCNICOS DEL SISTEMA PV–BESS–RED

3.5.1 Principios físicos de conversión

El sistema de gestión de energía (EMS) y el inversor híbrido son la parte central del control operativo en las microrredes PV-BESS-Red. Su papel es coordinar en tiempo real el uso de energía fotovoltaica, la carga y descarga del BESS y la transferencia de potencia con la red. El EMS determina si, en cada periodo horario, la energía FV se destina principalmente a las cargas, a la carga de baterías o a la exportación a la red, y también cuándo utilizar almacenamiento o la red para compensar déficits de generación [7].

El principio de operación estándar se rige por un orden jerárquico de prioridades:

- uso directo de la generación FV para satisfacer la demanda local;
- almacenamiento del excedente en el BESS mientras haya espacio disponible;
- inyección del sobrante a la red según las limitaciones normativas.

En la otra dirección, si la generación solar no es suficiente, el EMS tiene dos opciones: puede descargar el BESS para reducir los picos de demanda o tomar energía de la red, lo que reduce el costo horario según la estructura tarifaria. Los modelos de gestión energética que compararon revelan que estrategias modernas de control pueden aumentar

considerablemente las ganancias económicas de los sistemas PV-BESS conectados a la red, en comparación con los esquemas de control estáticos [8].

3.5.2 Topología general del sistema

Se utilizan habitualmente diferentes tipos de topologías para la integración de la generación solar, el almacenamiento y la red eléctrica en los sistemas híbridos fotovoltaicos PV-BESS-Red. La topología acoplada en corriente alterna (AC) es una de las más empleadas. En esta, el convertidor bidireccional del sistema de baterías y el inversor fotovoltaico están conectados al bus de corriente alterna (PCC) de manera independiente, lo que posibilita que cada unidad realice su propia conversión energética antes de unirse con las cargas y la red [9].

La conexión independiente entre el convertidor del BESS y el PCC, así como la conexión entre el inversor fotovoltaico y la red, son matizadas en la Figura 3.4, que muestra el diagrama general de una topología acoplada en corriente alterna para un sistema híbrido PV-BESS-Red.

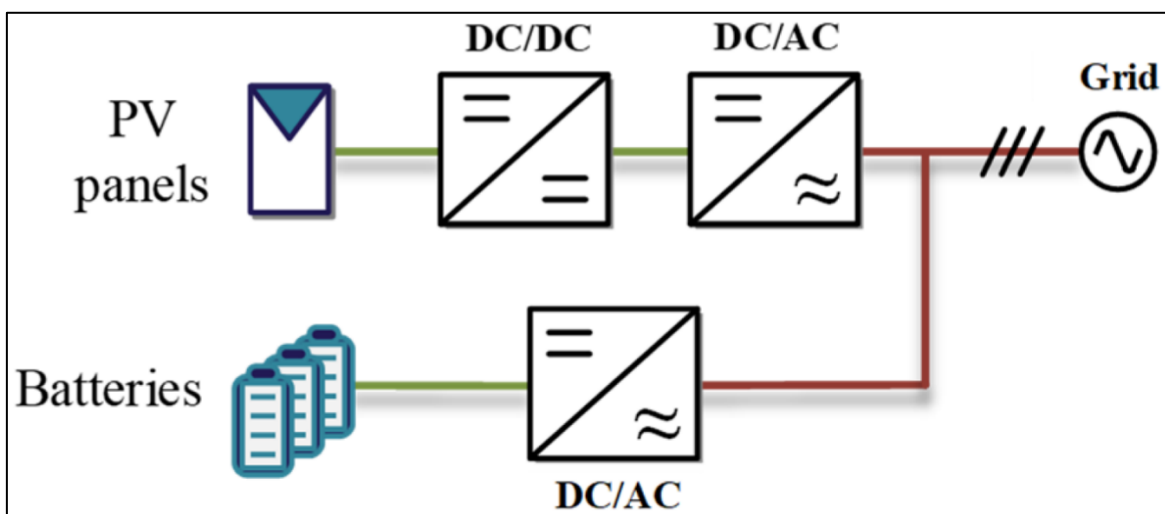


Figura 3.4. Topología acoplada en AC (AC-coupled) del sistema PV-BESS-Red

En esta configuración, el convertidor bidireccional del sistema de baterías y el inversor fotovoltaico se enlazan al bus de corriente alterna (PCC) por separado. Antes de unirse a la red y a las cargas internas, cada unidad lleva a cabo su conversión de potencia, lo que posibilita una gestión modular del sistema y flexibilidad en la operación [9].

3.5.3 Arquitectura y componentes principales

Las microrredes PV-BESS-Red combinan tres elementos clave:

- Generación fotovoltaica (PV), que consiste en módulos solares conectados a uno o más inversores DC/AC con alta eficiencia.
- Sistema de almacenamiento BESS, que usualmente se basa en baterías de ion-litio y está vinculado a un convertidor bidireccional que controla los flujos de carga y descarga.
- Punto de acoplamiento común (PCC), por donde la microrred distribuye energía a las cargas locales y realiza el intercambio energético con la red pública.

En la arquitectura usual, el inversor fotovoltaico da energía a la carga primero; lo que sobra se envía al BESS y, si este está completo, a la red (si las regulaciones lo permiten). El BESS funciona absorbiendo energía en momentos de alta irradiancia o baja demanda y liberándola durante los picos o las interrupciones del servicio. Esta estructura permite el uso de tácticas de arbitraje energético y soporte operativo, las cuales optimizan la economía del sistema en comparación con los sistemas convencionales [10].

La interacción entre el sistema de almacenamiento, las cargas, la red eléctrica y el sistema fotovoltaico se aprecia en la Figura 3.5, que es un diagrama representativo de la estructura general de una microrred PV-BESS-Red. Esta interacción tiene lugar mediante el PCC y bajo un esquema de control coordinado [11].

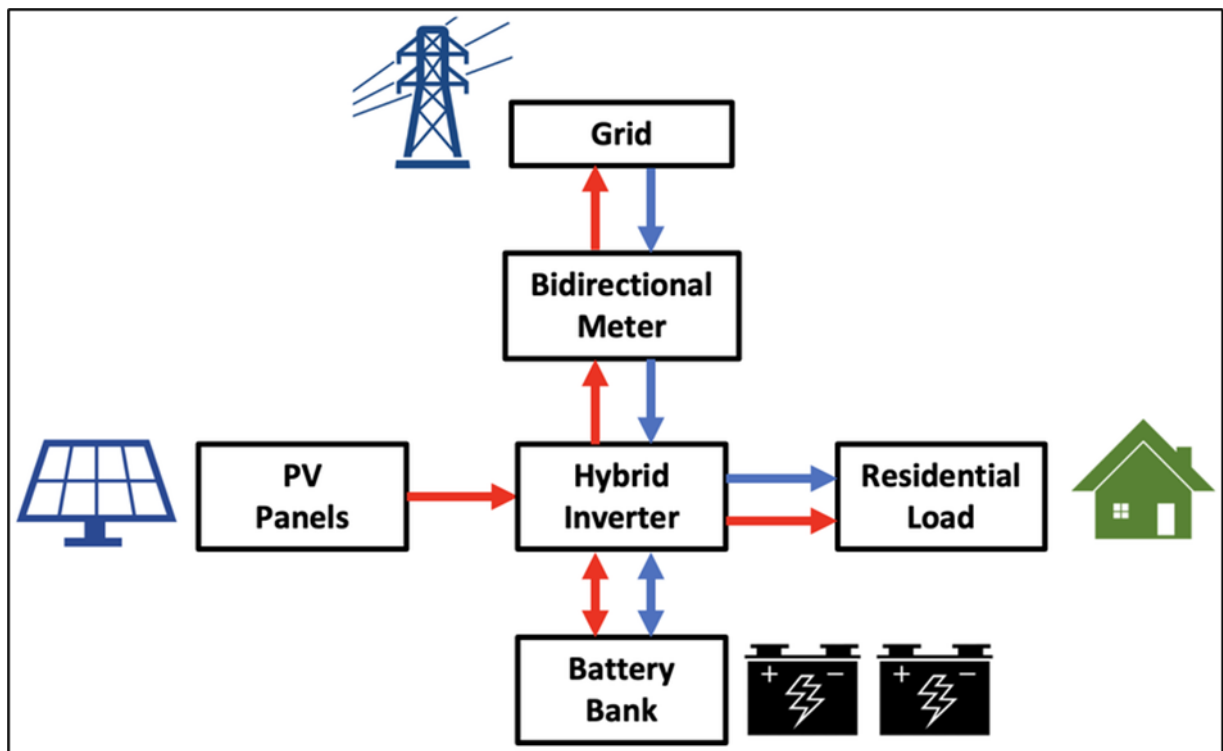


Figura 3.5. Diagrama de topología PV-BESS-Red [11].

3.6 ESTRATEGIAS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

La puesta en marcha de estrategias sofisticadas para disminuir los costos operativos, mejorar la estabilidad del suministro y optimizar el rendimiento económico del sistema híbrido PV-BESS-Red es posible gracias a que el sistema fotovoltaico (PV) y el sistema de almacenamiento en baterías (BESS) funcionan de manera coordinada, lo cual se gestiona mediante el sistema de gestión energética (EMS). Estas estrategias son particularmente importantes en contextos institucionales que están sujetos a esquemas de tarifas con cargos por demanda máxima y fluctuaciones horarias, como los que regula ARCONEL.

A continuación, se detallan las estrategias operativas principales que se toman en cuenta en este análisis.

a) Corte de picos (*Peak shaving*)

La estrategia de peak shaving se basa en disminuir los picos de demanda eléctrica al descargar el BESS de manera controlada durante las etapas de consumo más elevado. Esta medida posibilita bajar la potencia máxima facturable, lo que significa una disminución directa de los cargos por demanda que se han fijado en la estructura tarifaria actual para usuarios institucionales e industriales. Según investigaciones recientes, esta estrategia tiene el potencial de recortar los costos relacionados con la demanda máxima entre un 15 % y un 35 % al año [12].

El impacto del BESS en la demanda facturable puede ser representado por la relación siguiente:

$$\Delta P_{peak} = P_{peak, base} - P_{peak, BESS}$$

Siendo:

- $P_{peak, base}$: pico de demanda sin BESS.
- $P_{peak, BESS}$: pico de demanda con BESS

Este parámetro es clave en evaluaciones tarifarias y es ampliamente reportado en estudios de microrredes [12].

b) Desplazamiento de carga (*Load shifting*)

El load shifting consiste en mover parte del consumo eléctrico de horarios con tarifas altas a tramos de tiempo con precios más bajos, utilizando el almacenamiento previo de energía en

el BESS. Esta estrategia es particularmente eficaz en las edificaciones institucionales y universitarias, donde los perfiles de carga tienen patrones horarios claramente establecidos. Gracias a su implementación, se puede aumentar el ahorro neto anual y optimizar la flexibilidad operativa del sistema.

c) Maximización del autoconsumo

La maximización del autoconsumo tiene como objetivo principal que se dé prioridad al empleo de la energía fotovoltaica producida a nivel local para satisfacer las cargas internas, disminuyendo así la dependencia de la red pública. Según informes recientes [1], un sistema BESS adecuadamente dimensionado posibilita el almacenamiento de excedentes solares para ser usados en momentos sin irradiancia, lo que aumenta el nivel de autoconsumo en más del 40%. Esta estrategia favorece la disminución de los costos energéticos y también la reducción de la huella de carbono a nivel institucional.

d) Arbitraje de tarifas

El arbitraje tarifario implica llenar el sistema de almacenamiento durante los intervalos con tarifas bajas y vaciarlo cuando las tarifas son más altas. Cuando esta táctica se mezcla con el control predictivo avanzado y la predicción solar, que incluyen métodos que se fundamentan en inteligencia artificial, es factible incrementar los beneficios económicos del arbitraje hasta un 25% más [13]. En sistemas conectados a red que tienen estructuras tarifarias horarias diferenciadas, esta estrategia es crucial.

3.7 MODELO MATEMÁTICO DEL SISTEMA HÍBRIDO PV–BESS–RED

Para modelar el comportamiento energético del sistema híbrido y calcular el efecto de las estrategias operativas descritas, se utilizan una serie de ecuaciones que representan los flujos de potencia, la dinámica del almacenamiento y la interacción con la red eléctrica. Estas expresiones son la base de los modelos que se usan en estudios avanzados de microrredes y en herramientas de simulación como HOMER Pro [9].

a) Balance general de potencia del sistema

En cada instante de tiempo, el balance de energía del sistema híbrido se representa como:

$$P_{PV} + P_{BESS} + P_{Grid} = P_{Load}$$

- P_{PV} : potencia generada por el sistema.
- P_{BESS} : potencia del banco de baterías.

- P_{Grid} : potencia tomada o inyectada a la red.
- P_{Load} : demanda eléctrica de la instalación.

b) Energía generada por el sistema fotovoltaico

La energía producida por el sistema fotovoltaico se modela como:

$$E_{PV} = GHI \cdot A \cdot \eta_{PV} \cdot PR$$

Donde:

- GHI: irradiancia global horizontal
- A: superficie del arreglo fotovoltaico
- η_{PV} : eficiencia del módulo FV
- PR: Performance Ratio del sistema

c) Dinámica del estado de carga del BESS

La evolución del estado de carga del sistema de baterías se representa a través de:

$$SOC_t = SOC_{t-1} + \frac{\eta_c P_{charge} \Delta t}{C_{nom}} - \frac{\eta_d P_{discharge} \Delta t}{\eta_d C_{nom}}$$

Donde:

- η_c y η_d : eficiencias de carga y descarga
- C_{nom} : capacidad nominal del BESS
- P_{charge} , $P_{discharge}$: flujos de carga y descarga

Este modelo sigue el *Modified Kinetic Battery Model* (MKBM) utilizado en HOMER Pro [13].

d) Eficiencia y degradación del almacenamiento

La eficiencia “*round-trip*” se define como:

$$\eta_{RT} = \eta_c \cdot \eta_d$$

Donde la eficiencia del sistema puede variar entre 87–94% para baterías LFP modernas [14].

La degradación del sistema de almacenamiento se evalúa mediante ciclos equivalentes completos:

$$EFC = \frac{\sum |E_{charge}|}{C_{nom}}$$

Este indicador es normado por IEC 62660 y ampliamente empleado en la evaluación del ciclo de vida de sistemas BESS.

3.8 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ELECTROQUÍMICO

El almacenamiento electroquímico es lo que convierte un sistema fotovoltaico estándar en una microrred flexible, que puede ser gestionada y optimizada económicamente. En una microrred híbrida PV-BESS-Red, el banco de baterías posibilita que la generación solar se desacople de manera temporal de la demanda de electricidad. Esto permite poner en práctica tácticas operativas más sofisticadas, como desplazar la carga (load shifting), disminuir los picos de demanda (peak shaving) y arbitrar tarifas. Por lo tanto, elegir la tecnología de almacenamiento correcta es un elemento crucial en el diseño tecno económico del sistema.

3.8.1 Tecnología de baterías para microrredes

En términos generales, las tecnologías para almacenar energía que se emplean en aplicaciones fijas se pueden clasificar en cuatro categorías principales: baterías de plomo-ácido (AGM/VRLA), baterías de flujo, baterías de ion-litio (en particular la LFP y la NMC) y tecnologías emergentes [15].

Gracias a su estabilidad térmica, a su larga vida útil y a la ausencia de metales fundamentales como el níquel y el cobalto en el cátodo, las baterías de ion-litio con química litio-hierro-fosfato (LFP), que aparecen en la figura 3.6, se han convertido en la alternativa más habitual para el almacenamiento estacionario. Estas características permiten que las baterías LFP mantengan una degradación estructural reducida tras miles de ciclos de carga y descarga, lo que les otorga más durabilidad en comparación con las baterías NMC.

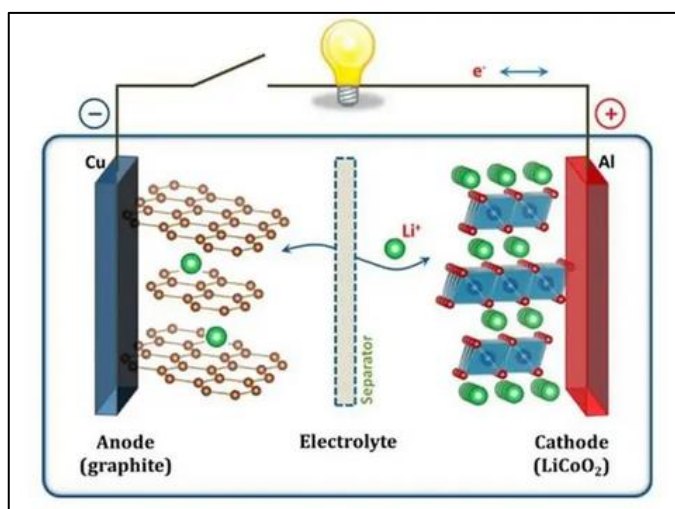


Figura 3.6. Batería Li-ion LFP [15]

En las baterías LFP, desde la perspectiva electroquímica, los iones de litio se trasladan del cátodo al ánodo por medio de un electrolito estable durante la carga, y los electrones transitan por el circuito externo para equilibrar la transferencia de carga. El separador desempeña un papel esencial al asegurar la integridad del sistema y evitar cortocircuitos internos.

Las baterías NMC, ilustradas en la Figura 3.7, tienen densidades de energía más altas, lo cual las vuelve interesantes para su uso en dispositivos móviles y automóviles eléctricos. No obstante, su sensibilidad térmica más elevada, su vida útil más corta en ciclos profundos y el costo de usar cobalto hacen que no sea conveniente para aplicaciones estacionarias intensivas [16].

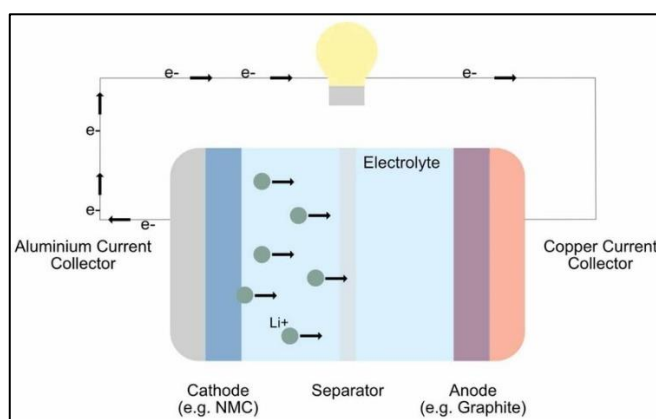


Figura 3.7. Batería Li-ion NMC [15].

En las baterías NMC, los iones de litio se desplazan del cátodo al ánodo durante la carga gracias a un electrolito con alta conductividad iónica. Para conservar el equilibrio eléctrico, los electrones se desplazan a lo largo del circuito externo hacia el ánodo. Ya que esta química es más sensible a la temperatura, es crucial evitar que los electrodos tengan contacto directo; lo cual se consigue utilizando el separador [16].

Las baterías de plomo-ácido AGM/VRLA, que se muestran en la Figura 3.8, son una tecnología consolidada y con un coste inicial reducido. Sin embargo, debido a su corta vida útil, que es de entre 500 y 1500 ciclos profundos, a sus menores eficiencias y a las estrictas limitaciones en términos de profundidad de descarga, su coste cíclico es muy superior al de tecnologías actuales como LFP [17].

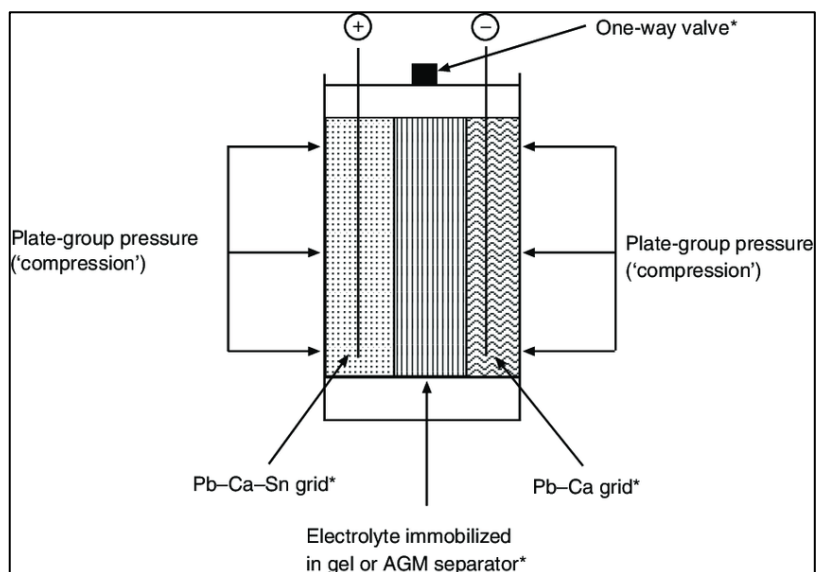


Figura 3.8. Batería plomo ácido AGM/VRLA [15].

Las baterías de flujo redox, en particular las de vanadio (ver Figura 3.9), proporcionan por último una división nítida entre energía y potencia, además de tener un ciclo útil que prácticamente no tiene límites. La complejidad de operar y la alta inversión inicial limitan su uso a proyectos grandes, a pesar de estas ventajas técnicas [18].

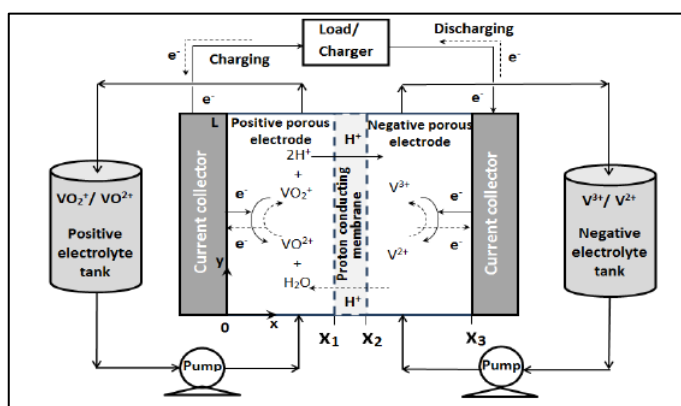


Figura 3.9. Batería de flujo de vanadio [16].

Con el fin de contextualizar las diferencias técnicas y económicas entre las principales tecnologías de almacenamiento estacionario, la Tabla 3.1 presenta una comparación de parámetros clave como densidad energética, vida útil, profundidad de descarga admisible, seguridad térmica y costo relativo. Esta comparación constituye la base técnica para justificar la selección tecnológica adoptada en el presente estudio.

Tabla 3.1. Tecnologías de baterías para almacenamiento estacionario

Tecnología	Densidad de energía (Wh/kg)	Vida útil típica (ciclos al 80 % capacidad)	DoD admisible	Seguridad térmica	Costo inicial relativo
Plomo-ácido AGM	30-50	500-1500	50-60 %	Media	Bajo
Li-ion NMC	180-260	2000-4000	80-90 %	Media-baja	Medio-alto
Li-ion LFP	120-160	4000-6000+	90-100 %	Alta	Medio
Flujo (vanadio)	20-40	>10 000	100 %	Muy alta	Alto

Nota. Valores típicos obtenidos de estudios técnicos recientes sobre la comparación entre las químicas LFP y NMC, así como del análisis del ciclo de vida [17], [18].

3.8.2 Criterios de selección de un sistema PV-BESS-Red

En el caso de una microrred institucional, la elección de la tecnología de baterías ha de basarse en criterios económicos y técnicos específicos:

- **Vida útil en ciclos (N_{ciclos}):** una batería LFP de alta calidad puede exceder los 4000 a 6000 ciclos profundos. Si se considera un ciclo equivalente diario, esto equivale a más de 10 a 15 años de funcionamiento [19], [20].
- **Profundidad de descarga (DoD):** Gracias a tecnologías como la LFP, es posible operar de manera habitual con $\text{DoD} \geq 90 \%$, lo cual disminuye el sobredimensionamiento requerido del banco de baterías [17].
- **C-rate de carga y descarga:** una tolerancia más alta a C-rates elevados posibilita la ejecución de servicios de corte de picos sin dañar la durabilidad del sistema; las químicas LFP aceptan corrientes más altas con menos disminución térmica [17].
- **Eficiencia round-trip y coulombica:** eficiencias superiores o cercanas al 90-93 % en sistemas Li-ion disminuyen las pérdidas de energía y optimizan la eficiencia total del sistema [17].
- **Seguridad y estabilidad térmica:** una característica fundamental en edificios con una ocupación elevada o en instalaciones interiores es que LFP tiene más estabilidad ante la fuga de calor que NMC [17].
- **Costo de ciclo de vida (LCC, LCOS):** además del costo por kWh instalado, lo que importa es el coste por kWh durante toda la vida útil. En aplicaciones de uso intensivo, LFP presenta beneficios evidentes en comparación con NMC y plomo-ácido [18].

3.9 ESTADO DEL ARTE

Las microrredes híbridas que incorporan sistemas de almacenamiento electroquímico, generación fotovoltaica y conexión a la red eléctrica (PV-BESS-Red) han progresado en su

metodología a lo largo de los últimos diez años, sobre todo en aplicaciones comerciales, industriales e institucionales. Este avance ha estado asociado directamente con la creación de herramientas para optimizar y simular, que posibilitan una evaluación integral del rendimiento técnico, energético y financiero de estas configuraciones. Esto hace posible analizarlo bajo varias circunstancias de demanda, costos tecnológicos y tarifas eléctricas.

En este escenario, investigaciones recientes han establecido técnicas de gestión energética y dimensionamiento óptimo que se fundamentan en análisis del ciclo de vida y simulación horaria. Se evidenció que, incluso en contextos con limitaciones económicas y técnicas, se puede incrementar la rentabilidad de las microrredes híbridas si el tamaño del sistema fotovoltaico y del almacenamiento es apropiado y se utilizan estrategias de operación basadas en algoritmos de optimización y reglas [21]. Sus hallazgos demuestran que incluir el BESS es un elemento crucial para optimizar indicadores financieros, como la TIR y el VAN, al permitir estrategias de desplazamiento de carga y peak-shaving.

Ciertos estudios revisaron varios criterios de decisión tecno económica para microrredes y sistemas conectados, desde una óptica comparativa entre suministro convencional y soluciones híbridas [22]. Determinaron que las configuraciones con almacenamiento y generación distribuida tienen beneficios claros en cuanto a la resiliencia económica y el costo neto presente (NPC), sobre todo cuando las estructuras tarifarias castigan la demanda máxima. Estos hallazgos enfatizan lo importante que es tener en cuenta el marco tarifario local de manera explícita durante la modelación, un punto clave en el enfoque metodológico del estudio actual.

La literatura reciente también ha resaltado el papel de los sistemas de gestión energética (EMS) y del control operativo avanzado. Una investigación enfocada en el contexto de Ecuador, demostró que la incorporación de plataformas para la administración energética en sistemas híbridos posibilita aumentar el autoconsumo, perfeccionar el seguimiento del uso energético y mejorar la interacción entre almacenamiento, generación fotovoltaica y red. Este método es especialmente importante para aplicaciones institucionales, en las que la eficacia operacional y la continuidad del suministro son criterios esenciales [23].

En lo que respecta a la resiliencia operativa y la disminución de picos de demanda, integrar almacenamiento electroquímico en sistemas descentralizados permite que se reduzca significativamente la potencia requerida en horas pico, lo cual resulta en una mayor

estabilidad del sistema eléctrico y en menores costos relacionados con los cargos por demanda [24]. Estos hallazgos concuerdan con la perspectiva de peak-shaving que se emplea en este estudio y apoyan la factibilidad técnica de utilizar el BESS como principal instrumento para gestionar la demanda.

Además, estudios recientes de gran impacto han ampliado el análisis económico avanzado del almacenamiento. Se estudiaron maneras de operar el BESS para reducir el LCOE y mejorar el arbitraje tarifario, y comprobaron que una correcta administración del almacenamiento puede rebajar significativamente los costos de energía durante toda la vida útil del sistema. Es preciso utilizar indicadores integrales como LCOE, NPC, VAN y TIR para la evaluación de microrredes híbridas, como se sugiere en el marco metodológico de esta tesis; este tipo de análisis lo demuestra [25].

Los reportes institucionales de entidades internacionales corroboran, de manera adicional, la tendencia que se ha notado en la literatura científica. Según IRENA, los costos de las baterías de ion-litio han disminuido más del 85 % desde el año 2010, lo que ha sido un elemento crucial para que los sistemas BESS sean económicamente viables [2]. Al mismo tiempo, la fortaleza de normas técnicas como IEEE 1547-2018 brinda el marco regulatorio que respalda el diseño de microrredes híbridas modernas al establecer las condiciones de interconexión, seguridad y estabilidad requeridas para integrar recursos energéticos distribuidos.

En términos generales, el estado del arte indica que las microrredes PV–BESS–Red son una opción técnica y económicamente factible para usos institucionales, siempre y cuando su dimensionamiento y funcionamiento se basen en perfiles horarios reales, estructuras tarifarias locales y un análisis detallado del ciclo de vida. Sin embargo, en el escenario ecuatoriano sigue existiendo una importante brecha: la falta de investigaciones prácticas que confirmen estas metodologías en condiciones reales de demanda, irradiación y regulación tarifaria de ARCONEL, especialmente en centros educativos. La relevancia y necesidad de este trabajo se justifica debido a esta limitación.

La Tabla 3.2 resume las investigaciones más importantes que se han llevado a cabo recientemente sobre microrredes híbridas PV–BESS–Red, resaltando los métodos que se utilizaron y las aportaciones más significativas en cuanto a optimización técnica, económica y operativa. Esta comparación hace posible situar este estudio en el contexto del estado actual de la investigación y mostrar las brechas que se tratan en Ecuador.

Tabla 3.2. Principales investigaciones relacionadas con microrredes híbridas

Autor(es)	Título	Metodología	Contribuciones relevantes
Bouchaala et al. (2026)	Optimal sizing and rule-based management of hybrid microgrids	Simulación y optimización tecno económica	Demuestra la influencia del BESS en VAN, TIR y reducción de picos
Acevedo-Arenas et al. (2026)	Grid extension vs. off-grid systems	Evaluación comparativa NPC y LCOE	Evidencia ventajas económicas de microrredes frente a red convencional
Icaza et al. (2026)	Smart grids applications for energy management	Implementación de EMS y análisis operativo	Incremento del autoconsumo y control energético en contexto ecuatoriano
Zafar et al. (2026)	Techno-economic assessment of decentralized systems	Análisis de resiliencia y peak-shaving	Reducción significativa de demanda máxima mediante BESS
Celi Cortés et al. (2026)	Optimized trading schedules for battery storage	Optimización económica del almacenamiento	Disminución del LCOE y costos del ciclo de vida
IRENA (2020)	Electricity Storage and Renewables	Análisis global de costos	Evidencia reducción >85 % en costos Li-ion
IEEE (2018)	IEEE 1547-2018	Norma técnica	Requisitos de interconexión segura de DER

Nota. Elaboración propia.

La metodología empleada en esta investigación está en consonancia con la tendencia global, como lo demuestra el análisis comparativo. Las microrredes PV-BESS son viables, tanto técnica como económicamente, si se calculan teniendo en cuenta las tarifas locales, el perfil horario de consumo y los costos actuales del almacenamiento; así lo demuestran los estudios analizados. Además, la literatura indica que el empleo de herramientas como HOMER Pro posibilita determinar configuraciones ideales, examinar la rentabilidad a través de indicadores como TIR, VAN y LCOE, y analizar situaciones de *peak-shaving* y arbitraje tarifario. Los descubrimientos anteriores, de este modo, respaldan la relevancia del análisis que se aplica al proyecto DIRGI-CP2021-008 y, al mismo tiempo, muestran lagunas de investigación en el contexto ecuatoriano, particularmente en lo que concierne a la validación empírica bajo condiciones reales de irradiación y demanda, así como bajo estructuras tarifarias locales.

4. METODOLOGÍA

4.1 ENFOQUE METODOLÓGICO

La metodología de esta investigación se fundamenta en una perspectiva cuantitativa, que se aplica a través del análisis tecno económico y la simulación energética. Para ello, se utiliza el programa HOMER Pro, que posibilita modelar sistemas híbridos de red PV-BESS y evaluar su rendimiento energético y financiero a partir de diversas configuraciones de diseño. El proceso metodológico se organiza en tres fases: la caracterización del sistema energético, el modelado y la simulación del sistema híbrido, y el análisis técnico y financiero de los resultados.

4.2 TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

4.2.1 Tipo de investigación

El estudio corresponde a una investigación no experimental, de tipo transeccional y explicativa, dado que el sistema energético analizado no es manipulado físicamente y el análisis se realiza en un único periodo de referencia (año 2025), empleando información histórica y parámetros actuales. La observación del comportamiento del sistema se realiza de forma indirecta mediante simulación computacional, lo que permite evaluar múltiples escenarios sin intervenir en la infraestructura real. Esta tipología metodológica es coherente con la clasificación propuesta y resulta adecuada para investigaciones de ingeniería energética donde se analizan relaciones entre variables técnicas y económicas a través de modelos matemáticos y simulaciones.

4.2.2 Diseño de investigación

El diseño metodológico se estructura en tres etapas operativas, que representan fases consecutivas del proceso de investigación. Estas etapas permiten organizar de manera lógica la obtención de datos, el modelado del sistema y la evaluación de resultados (Tabla 4.1).

Tabla 4.1. Estructura del diseño metodológico

Etapas	Datos utilizados	Actividades
Etapa 1: Caracterización del sistema y definición de datos de entrada	<p>Consumo eléctrico institucional: registros históricos del proyecto DIRGI-CP2021-008, procesados en un perfil horario anual (8760 h), con una demanda promedio base de 37,41 kW.</p> <p>Recurso solar: irradiancia global horizontal (5,4–5,6 kWh/m²/día), horas sol pico promedio (5,48 h) y temperatura media anual (16 °C), obtenidos del Global Solar Atlas.</p> <p>Tarifas eléctricas: tarifa promedio de 0,112 USD/kWh y cargos por demanda, aplicados por ELEPCO S.A.</p> <p>Costos de componentes: módulos FV (1 150–1 300 USD/kW), sistema BESS (246 USD/kWh), inversores y costos de operación y mantenimiento, obtenidos de proveedores locales y referencias técnicas.</p>	<p>Recopilación de registros históricos de consumo eléctrico institucional.</p> <p>Construcción del perfil de carga horario anual (8760 h).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Obtención y ajuste de datos solares a resolución horaria. • Recolección de información tarifaria y económica vigente. • Normalización temporal, dimensional y económica de los datos para su ingreso al software de simulación.
Etapa 2: Modelado y simulación del sistema PV–BESS–Red en HOMER Pro	<p>Parámetros técnicos del sistema: potencia fotovoltaica instalada (kW), capacidad del sistema de almacenamiento BESS (kWh), eficiencia global del sistema (82–85 %), SOC mínimo del 10 %.</p> <p>Parámetros económicos: CAPEX, OPEX, costos de reemplazo, tasa de descuento del 8 % y horizonte de evaluación de 25 años.</p> <p>Escenario base: suministro exclusivo desde la red eléctrica pública.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Configuración del proyecto en HOMER Pro. • Definición del escenario base (red eléctrica únicamente). • Modelado del sistema híbrido PV–BESS–Red bajo esquema behind-the-meter. • Configuración de estrategias de despacho energético. • Ejecución de simulaciones horarias (8760 h/año) para diferentes configuraciones del sistema.
Etapa 3: Evaluación técnica y económica del sistema	<p>Resultados energéticos obtenidos de HOMER Pro.</p> <p>Indicadores económicos y financieros calculados a partir del modelo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de la producción energética y fracción renovable. • Evaluación del impacto del BESS en la reducción de picos de demanda. • Cálculo del Costo Neto Presente (NPC) y Costo Nivelado de Energía (LCOE). • Evaluación financiera mediante VAN, TIR y período de recuperación. • Comparación del sistema híbrido frente al escenario base.

Fuente: Elaboración propia basado en el propósito del estudio.

4.2.3 Variables del estudio

Para el análisis del desempeño del sistema se definieron variables independientes, dependientes e intervinientes, las cuales se utilizan como parámetros de entrada y salida del modelo de simulación en HOMER Pro. Estas variables presentes en la Tabla 4.2 permiten cuantificar la influencia del dimensionamiento técnico y de las estrategias operativas sobre los resultados económicos.

Tabla 4.2. Variables de estudio

Tipo de variable	Denominación	Unidad	Descripción
Independientes	• Capacidad fotovoltaica	PV [kW]	• Potencia de instalación del sistema solar.
	• Capacidad de almacenamiento	BESS [kWh]	• Energía útil que proporciona el banco de baterías.
	• Estrategia de operación	—	• Forma de control y distribución de energía.
	• Tipo de inversor	—	• Tecnología que se utiliza para transformar la energía.
Dependientes	• Costo Neto Presente	NPC [USD]	• Valor completo del ciclo de vida del sistema.
	• Costo Nivelado de Energía	LCOE [USD/kWh]	• Costo medio de producción por cada unidad de energía.
	• Valor Actual Neto	VAN [USD]	• Rentabilidad del proyecto teniendo en cuenta el flujo de caja.
	• Tasa Interna de Retorno	TIR [%]	• Desempeño económico de la inversión.
	• Período de recuperación	PB [años]	• Tiempo requerido para recuperar la inversión inicial.
Intervinientes	• Radiación solar	kWh/m ² /día	• Condición climática que impacta la producción de energía fotovoltaica.
	• Patrón de consumo eléctrico	kWh/hora	• Perfil de horario de la demanda energética.
	• Estructura tarifaria	USD/kWh	• Esquema de tarifas de electricidad.
	• Tasa de descuento	%	• Elemento financiero que se utiliza en el análisis económico.

Fuente: Elaboración propia basado en el propósito del estudio y los requerimientos de simulación en Homer Pro.

4.2.4 Alcance y delimitación del estudio

- **Alcance técnico**

El alcance técnico incluye:

- i. Dimensionamiento preliminar del sistema PV–BESS–Red.
- ii. Simulación horaria (8760 h/año) del comportamiento energético.
- iii. Evaluación de generación, almacenamiento, flujos de energía y reducción de picos.
- iv. Evaluación económica a través de análisis financiero complementario (VAN, TIR y tiempo de amortización), LCOE y NPC.

- **Delimitación espacial y normativa**

El estudio se limita a las instalaciones del proyecto DIRGI-CP2021-008, en Ecuador, considerando tarifas y normativas definidas por ARCONEL y aplicadas por ELEPCO S.A., así como las condiciones climáticas locales.

4.2.5 Diagrama de flujo metodológico

El diagrama metodológico se estructura para incluir cada paso a seguir en todos los puntos de los procedimientos y métodos. La Figura 4.1 contiene los parámetros que se deben seguir para estructurar el contenido de los análisis de resultados y datos adquiridos durante la elaboración del presente trabajo.

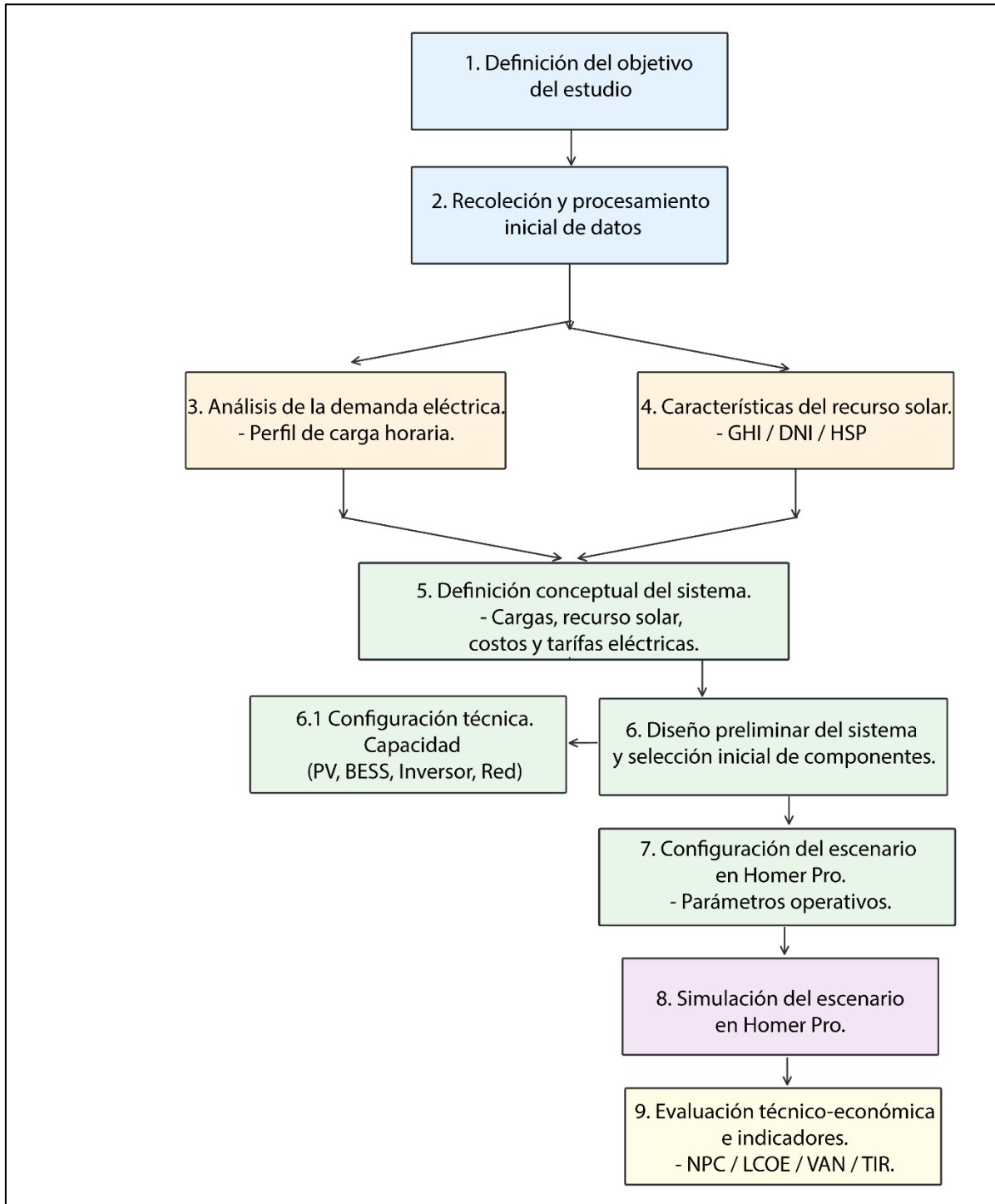


Figura 4.1. Diagrama metodológico

4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

4.3.1 Población de estudio

El proyecto DIRGI-CP2021-008, desarrollado en la Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC), abarca todos los sistemas energéticos a nivel institucional y las instalaciones eléctricas. Este conjunto representa la infraestructura que puede ser sometida a evaluación según normas de eficiencia energética y fuentes renovables.

4.3.2 Criterios de selección de datos

Los datos se eligieron de acuerdo con los siguientes estándares:

- Accesibilidad y fiabilidad: registros de electricidad institucionales.
- Representatividad temporal: días de trabajo estándar con más actividad en el ámbito académico.
- Correspondencia climática: datos de irradiancia obtenidos de estaciones meteorológicas y de la base de datos recopilada [26].
- Relevancia técnica: información que se puede usar para dimensionar sistemas híbridos conectados a la red (PV–BESS–Red).

4.4 CARACTERIZACIÓN DEL ENTORNO ENERGÉTICO LOCAL

4.4.1 Obtención de la base de datos

La base de datos utilizada en esta investigación fue obtenida a través de la línea de investigación en Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental, vinculada al proyecto institucional DIRGI-CP2021-008. Los registros de consumo eléctrico corresponden al año 2025 y fueron recopilados al finalizar dicho período por el encargado técnico del proyecto DIRGI. La información fue extraída directamente del sistema de medición eléctrica institucional, con una resolución temporal original de 10 minutos. Los datos fueron entregados en formato digital bruto (registro cronológico de potencia demandada), conteniendo información de fecha, hora y demanda instantánea en kilovatios (kW). En total, se dispuso de un conjunto de datos equivalente a 52.560 registros anuales como se expone en la siguiente ecuación:

$$(365 \text{ días} \times 24 \text{ horas} \times 6 \text{ intervalos por hora}).$$

Esta base de datos constituye información real de operación del edificio institucional, garantizando representatividad y validez empírica para el modelado posterior.

4.4.2 Depuración y validación de datos

Una vez obtenida la base de datos, se procedió a su depuración y validación con el objetivo de asegurar consistencia estadística y compatibilidad con el software de simulación HOMER Pro. El proceso incluyó las siguientes etapas:

a) Eliminación de registros incompletos

Se identificaron posibles valores nulos o registros con datos faltantes, los cuales fueron corregidos mediante interpolación lineal cuando la ausencia era menor a un intervalo horario. En caso contrario, se descartaron.

b) Detección de valores atípicos

Se llevó a cabo un análisis estadístico utilizando la desviación estándar como herramienta principal para detectar picos anómalos que no reflejaran el comportamiento real del sistema. Para ello, se estableció como criterio de evaluación el rango comprendido dentro de tres desviaciones estándar por encima y por debajo de la media. Los valores que se situaron fuera de este intervalo fueron considerados potencialmente atípicos y, en consecuencia, se sometieron a una revisión detallada. Posteriormente, dichos registros fueron contrastados con la información operativa disponible con el fin de determinar si correspondían a eventos reales del sistema o si se trataba de variaciones no representativas.

c) Consolidación temporal

Debido a que HOMER Pro trabaja con resolución horaria (8760 h/año), los datos originales de 10 minutos fueron agregados mediante promedio ponderado por hora, generando un perfil horario anual estandarizado.

d) Generación del archivo CSV

El perfil horario final fue exportado en formato CSV (Comma Separated Values), ya que este formato es requerido por HOMER Pro para la importación de perfiles de carga personalizados. El uso de CSV garantiza compatibilidad, trazabilidad y replicabilidad del modelo. Este proceso permitió obtener un perfil anual validado de 8760 horas, asegurando coherencia temporal y confiabilidad estadística.

4.4.3 Caracterización tarifaria

La estructura tarifaria considerada en el estudio corresponde a la regulación vigente establecida por ARCONEL y aplicada por la empresa distribuidora ELEPCO S.A. Dentro

del análisis se contempló una tarifa promedio de energía de 0,112 dólares por kilovatio hora, así como los cargos asociados a la demanda máxima y la estructura de facturación institucional correspondiente al tipo de usuario evaluado.

Debido a que los cargos por demanda constituyen un componente significativo del costo energético total, la identificación de los picos horarios de consumo adquiere especial relevancia, ya que permite evaluar con mayor precisión el impacto que puede tener la implementación de un sistema BESS en la reducción de la facturación mensual. En este contexto, la estructura tarifaria fue incorporada como un parámetro económico dentro del modelo HOMER Pro, lo que permitió realizar una comparación directa entre el escenario base, correspondiente al suministro exclusivo desde la red, y el escenario híbrido que integra generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y conexión a la red.

4.5 MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN EN HOMER PRO

4.5.1 Definición conceptual del sistema PV-BESS-Red

El modelo conceptual de la microrred híbrida PV-BESS-Red se estableció con base en los datos de demanda y de recurso solar. En esta fase, se definió la estructura general del sistema, determinando la interacción entre el almacenamiento en baterías, la generación fotovoltaica y la red eléctrica. Se estableció que la energía fotovoltaica tiene un papel principal en el abastecimiento de cargas locales, que el sistema BESS sirve como elemento de flexibilidad para gestionar y almacenar picos, y que la red pública funciona como respaldo y complemento energético. Como guía de las decisiones que se tomen más adelante sobre el diseño técnico y la configuración del software, esta definición conceptual es esencial.

4.5.2 Diseño preliminar y selección de componentes

La optimización se llevó a cabo después de que se hizo la representación esquemática inicial del sistema híbrido PV-BESS-Red, como se ilustra en la Figura 4.14. La conexión entre los subsistemas primarios (almacenamiento electroquímico, generación fotovoltaica e inversores) y su interacción con la red pública por medio del punto de acoplamiento común (PCC) se puede observar en este diagrama. La figura es la representación gráfica que sirve de base para definir los flujos de energía, los métodos operativos y las limitaciones técnicas que se analizarán en las simulaciones subsiguientes.

La descripción técnica detallada de los componentes utilizados en el sistema fotovoltaico híbrido, incluyendo el arreglo fotovoltaico, inversores y sistema de almacenamiento, se presenta de forma ampliada en los Anexos 9.1, con el objetivo de mantener la fluidez del documento principal.

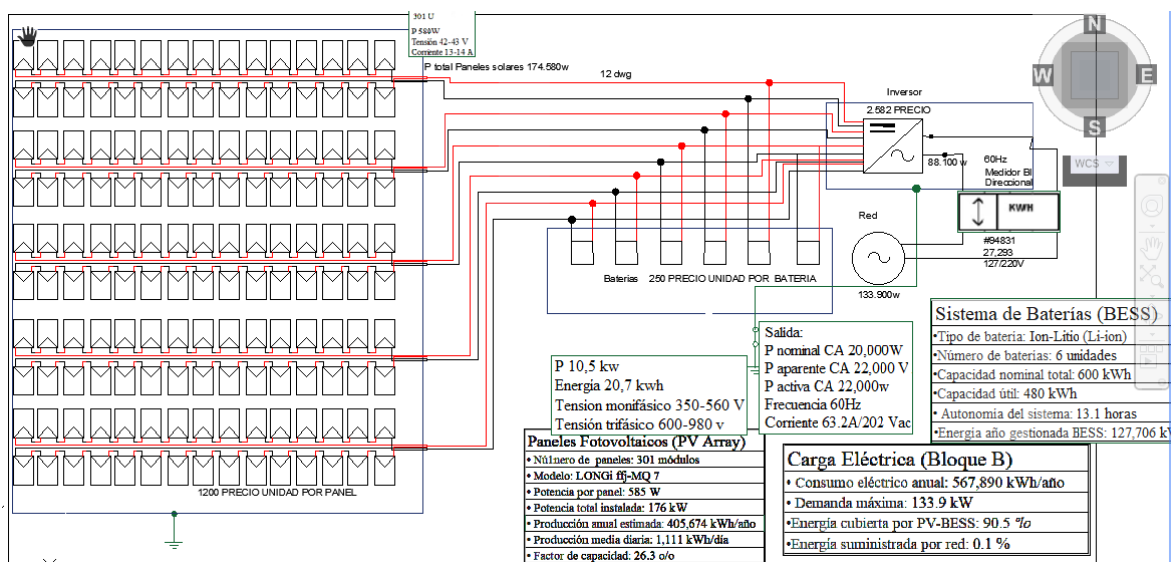


Figura 4.2. Diseño del sistema fotovoltaico híbrido conectado a la red

El sistema energético que se sugiere es una microrred híbrida que integra generación fotovoltaica, almacenamiento electroquímico en baterías y conexión a la red pública de electricidad. Utilizando el software HOMER Pro, el dimensionamiento del sistema fue establecido a través de simulación y optimización, teniendo en cuenta los datos técnicos de los componentes escogidos, el recurso solar existente en la zona de estudio y el perfil verdadero de carga eléctrica del Bloque B.

Primero, el sistema de generación fotovoltaica se compone de una configuración de 301 módulos solares del modelo LONGi Hi-MO 7, cada uno con una potencia nominal de 585 W. La capacidad total instalada del campo fotovoltaico es de cerca de 176 kW, lo que posibilita un uso eficaz del recurso solar existente en la región. Según lo que arrojó la simulación, este sistema fotovoltaico puede producir anualmente aproximadamente 405,674 kWh, lo cual se traduce en una producción diaria media de 1,111 kWh y un factor de capacidad del 26.3 %. Estos datos muestran la capacidad solar del lugar y la eficacia del sistema fotovoltaico en el contexto de las condiciones climáticas locales.

El sistema de almacenamiento de energía se compone de un banco de baterías iónicas de litio (Li-ion) que incluye seis unidades y tiene una capacidad nominal total de 600 kWh. La

capacidad útil disponible es de 480 kWh, teniendo en cuenta la profundidad de descarga sugerida y las limitaciones operativas con el fin de mantener el ciclo de vida del sistema. Este sistema de almacenamiento ofrece una autonomía energética de alrededor de 13.1 horas, lo cual posibilita la gestión eficaz de los excedentes generados por la energía solar y la disminución de los picos en el consumo eléctrico. El sistema BESS, en términos de operaciones, maneja alrededor de 127,706 kWh anuales, lo que ayuda a optimizar el autoconsumo y la estabilidad del sistema energético.

El sistema utiliza un inversor fotovoltaico, el modelo Sungrow SG50CX, con una potencia nominal de 79.8 kW, para la conversión de energía y la integración entre la generación fotovoltaica, el almacenamiento y la red eléctrica. Este equipo es un inversor conectado a red (grid-tied) con salida AC trifásica, lo cual facilita su conexión directa con la infraestructura eléctrica que ya existe. El inversor proporciona, a lo largo de la operación del sistema, una potencia media de salida que ronda los 40.5 kW y una eficiencia cercana al 98 %, asegurando así un funcionamiento estable de la microrred y una conversión energética eficaz.

Además, la microrred se encuentra interconectada con la red de electricidad pública, lo que facilita el suministro adicional de energía en circunstancias de alta demanda o escasa producción fotovoltaica. Los resultados de la simulación indican que la energía importada desde la red disminuye considerablemente, hasta llegar solo a 422 kWh por año, en tanto que el sistema exporta hacia la red 33,645 kWh anuales de excedentes energéticos. El sistema logra una proporción renovable del 99.9 % gracias a esta configuración, lo que demuestra un alto nivel de incorporación de energía renovable en el suministro eléctrico de la instalación.

Por último, el sistema está pensado para satisfacer la necesidad de energía del Bloque B, que tiene un consumo eléctrico anual de 567,890 kWh y una demanda máxima registrada de 133.9 kW. Casi el 90.5 % de la demanda energética se satisface gracias a la generación fotovoltaica y al almacenamiento con el sistema híbrido PV-BESS-Red, mientras que la red pública solo proporciona un porcentaje muy bajo del total del suministro energético, alrededor del 0.1 %.

Una vez definido el modelo conceptual, se creó un diseño preliminar del sistema, que determinó los valores iniciales de la potencia fotovoltaica instalada, la capacidad de

almacenamiento, la potencia del inversor y el plan de conexión al punto de acoplamiento común. Este diseño no persigue por el momento la optimización definitiva, sino que su objetivo es ofrecer una base técnica coherente que se pueda evaluar y afinar a través de simulaciones. Los elementos escogidos presentes en la Tabla 4.3 son tecnologías que están presentes en el mercado ecuatoriano, lo que asegura la factibilidad práctica del sistema sugerido.

Tabla 4.3. Componentes seleccionados para el sistema

Componente	Modelo	Tecnología	Parámetros	Función	Justificación
Módulo fotovoltaico	LONGi Solar – Hi-MO 5 / Hi-MO 6 (o equivalente)	Monocristalino PERC	Potencia unitaria: 550–580 Wp Eficiencia: 21–22 % Coeficiente térmico: $\approx -0,28 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$	Producción inicial de energía eléctrica utilizando como recurso la energía solar	Eficiencia elevada, respuesta térmica favorable, gran disponibilidad en Ecuador y costo específico por watt instalado bajo
Arreglo fotovoltaico	Campo FV sobre estructura fija	Generación DC	Potencia instalada inicial: variable Tensión DC compatible con inversor	Carga directa a los sistemas BESS y suministro directo a las cargas	Configuración que puede escalar y adaptarse a análisis paramétricos.
Inversor híbrido trifásico	Huawei SUN2000 (serie M) o equivalente	Inversor FV + EMS integrado	Potencia nominal: 20–40 kW Eficiencia máxima: >97% Compatibilidad BESS	Conversión DC/AC y gestión de flujos energéticos PV–BESS–Red	Cumplimiento de la normativa, integración con sistemas de almacenamiento y amplia utilización en aplicaciones institucionales.
Sistema de almacenamiento (BESS)	Huawei LUNA2000 (o equivalente)	Baterías de ion-litio LiFePO ₄ (LFP)	Capacidad modular: 5–20 kWh por unidad DoD admisible: hasta 100 % Eficiencia round-trip: >90 %	Almacenamiento de excedentes FV, peak shaving y respaldo energético	Mayor seguridad térmica, menor degradación y larga vida útil en ciclos.
Convertidor bidireccional BESS	Integrado en inversor híbrido	Electrónica de potencia	Potencia acorde al banco de baterías. Eficiencia: >96 %	Control de carga y descarga del BESS	Control centralizado y disminución de pérdidas a través del EMS.
Cargas eléctricas del edificio	Proyecto DIRGI-CP2021-008	Carga trifásica BT	Perfil horario real (8760 h) Demanda variable	Consumo energético del sistema	Representación fidedigna del comportamiento de la estructura edilicia.

Tablero general de baja tensión (PCC)	Tablero institucional existente	Distribución eléctrica BT	Tensión: 127/220 VFrecuencia: 60 Hz	Lugar de unión entre la red pública y la microrred	Facilidad de interconexión y cumplimiento de las normativas.
Red eléctrica pública	ELEPCO S.A.	Red de distribución	Tarifa regulada ARCONEL Cargos por energía y demanda	Apoyo energético y referencia en términos económicos.	Simboliza el contexto tarifario real y la situación base.

Fuente: Elaboración propia.

El sistema energético propuesto corresponde a una microrred híbrida compuesta por generación fotovoltaica, almacenamiento electroquímico en baterías y conexión a la red eléctrica pública. El dimensionamiento del sistema fue determinado mediante simulación y optimización en el software HOMER Pro, considerando el perfil real de carga eléctrica del Bloque B, el recurso solar disponible en el sitio de estudio y los parámetros técnicos de los componentes seleccionados.

En primer lugar, el sistema de generación fotovoltaica está constituido por un arreglo de 301 módulos solares modelo LONGi Hi-MO 7, cada uno con una potencia nominal de 585 W. La capacidad total instalada del campo fotovoltaico alcanza aproximadamente 176 kW, lo que permite aprovechar de forma eficiente el recurso solar disponible en la zona. De acuerdo con los resultados de la simulación, este arreglo fotovoltaico es capaz de generar una producción anual estimada de 405,674 kWh, equivalente a una generación promedio de 1,111 kWh por día, con un factor de capacidad del 26.3 %. Estos valores reflejan el potencial solar del sitio y la eficiencia del sistema fotovoltaico bajo las condiciones climáticas locales.

El sistema de almacenamiento energético está conformado por un banco de baterías de ion-litio (Li-ion) compuesto por seis unidades, con una capacidad nominal total de 600 kWh. Considerando las limitaciones operativas y la profundidad de descarga recomendada para preservar la vida útil del sistema, la capacidad útil disponible es de 480 kWh. Este sistema de almacenamiento proporciona una autonomía energética aproximada de 13.1 horas, lo cual permite gestionar de manera eficiente los excedentes de generación solar y reducir los picos de demanda eléctrica. En términos operativos, el sistema BESS gestiona aproximadamente 127,706 kWh de energía al año, contribuyendo a mejorar el autoconsumo y la estabilidad del sistema energético.

Para la conversión de energía y la integración entre la generación fotovoltaica, el almacenamiento y la red eléctrica, el sistema emplea un inversor fotovoltaico modelo

Sungrow SG50CX, con una potencia nominal de 79.8 kW. Este equipo corresponde a un inversor conectado a red (grid-tied) con salida AC trifásica, lo que permite su integración directa con la infraestructura eléctrica existente. Durante la operación del sistema, el inversor presenta una potencia media de salida de aproximadamente 40.5 kW y una eficiencia cercana al 98 %, garantizando una conversión energética eficiente y una operación estable de la microrred.

La microrred mantiene además una interconexión con la red eléctrica pública, lo cual permite complementar el suministro energético en situaciones de baja generación fotovoltaica o alta demanda. Según los resultados de la simulación, la energía importada desde la red se reduce significativamente, alcanzando únicamente 422 kWh al año, mientras que el sistema exporta 33,645 kWh anuales de excedentes energéticos hacia la red. Gracias a esta configuración, el sistema alcanza una fracción renovable del 99.9 %, evidenciando una elevada penetración de energía renovable en el suministro eléctrico de la instalación.

Finalmente, el sistema está diseñado para abastecer la demanda energética del Bloque B, cuyo consumo eléctrico anual asciende a 567,890 kWh, con una demanda máxima registrada de 133.9 kW. Con la implementación del sistema híbrido PV–BESS–Red, aproximadamente el 90.5 % de la demanda energética es cubierta mediante generación fotovoltaica y almacenamiento, mientras que la red pública aporta únicamente una fracción mínima del suministro energético, equivalente a cerca del 0.1 % del total.

4.5.3 Supuestos del Modelo

La simulación de la microrred híbrida PV-BESS-Red se lleva a cabo en HOMER Pro, empleando una serie de supuestos operativos, técnicos y económicos que posibilitan la representación fiel del desempeño del sistema diseñado para el proyecto DIRGI-CP2021-008. Estos supuestos presentes en la Tabla 4.4 aseguran que el modelo sea coherente con las condiciones locales (de tarifas, climáticas e infraestructurales) y son la base para realizar cálculos de optimización, analizar la sensibilidad y evaluar el costo del ciclo de vida (LCC).

Tabla 4.4. Parámetros técnicos, económicos y operativos del modelo

Parámetro	Valor o rango asumido
Horizonte de análisis	25 años
Tasa de descuento	8 % anual
Costo de inversión (CAPEX)	1,150–1,300 USD/kW instalado (<i>estimado</i>)

Costo de operación y mantenimiento (O&M)	FV: 1.2 % / año del CAPEXBESS: 0.8 % / año del CAPEX
Degradación PV	0.4 % anual
Degradación BESS	2 % anual (capacidad útil)
Eficiencia global del sistema	82 – 85 %
Horas sol pleno (HSP)	5.48 h promedio diaria
Irradiancia global horizontal (GHI)	5.4 – 5.6 kWh/m ² /día
Temperatura promedio anual	16 °C
Factor de rendimiento (PR)	0.80 – 0.85 (a determinar en simulación)
Precio promedio de electricidad	0.112 USD/kWh
Inflación energética	2.5 % anual
Tasa de cambio USD/EUR	1.09

Nota. Elaboración propia. Los estándares y valores fueron considerados para la creación de esta tabla [27], [28].

La descripción completa del entorno de modelado y de las configuraciones utilizadas en el software HOMER Pro se presenta en los Anexos 9.2, donde se incluyen capturas y parámetros adicionales del modelo.

4.5.4 Horizonte temporal de evaluación

El horizonte temporal de evaluación se estableció en 25 años, correspondiente a la vida útil promedio de los sistemas fotovoltaicos. La tasa de descuento del 8 % anual fue seleccionada como valor representativo del costo de oportunidad del capital institucional, en coherencia con tasas activas referenciales del sistema financiero ecuatoriano. Este horizonte temporal fue configurado en el panel general del proyecto en HOMER Pro, asegurando consistencia en el cálculo de indicadores económicos de ciclo de vida.

Este intervalo de tiempo es el promedio de la vida útil del sistema fotovoltaico, que se calcula en 25 años, según las normas globales para diseñar y evaluar el ciclo de vida de sistemas energéticos solares [2], [30].

Se utiliza como tasa de descuento un 8 % al año, que es el valor representativo del costo de oportunidad del capital en los proyectos institucionales ecuatorianos. Este porcentaje está incluido en el intervalo de las tasas activas efectivas máximas publicadas por el Banco Central del Ecuador [28], para los sectores productivo, corporativo y educativo, social, que son del 10.24 % y 7.5 %, respectivamente. Por lo tanto, el 8 % es un promedio realista para inversiones académicas y públicas a largo plazo. Se emplea como parámetro financiero en el modelo HOMER Pro para renovar los flujos de dinero y computar los indicadores del costo del ciclo de vida (TIR, PR, LCOE y NPC).

4.5.5 Configuración del escenario base: Red-Solo

Con el fin de establecer un punto de comparación técnica y económica, se configuró inicialmente el escenario base correspondiente al suministro exclusivo desde la red eléctrica pública (Red-Solo). Esta configuración permite cuantificar el costo del ciclo de vida del sistema en ausencia de generación fotovoltaica y almacenamiento. La parametrización inicial del proyecto en HOMER Pro se presenta en la Figura 4.3, donde se definen los parámetros generales del caso de estudio.

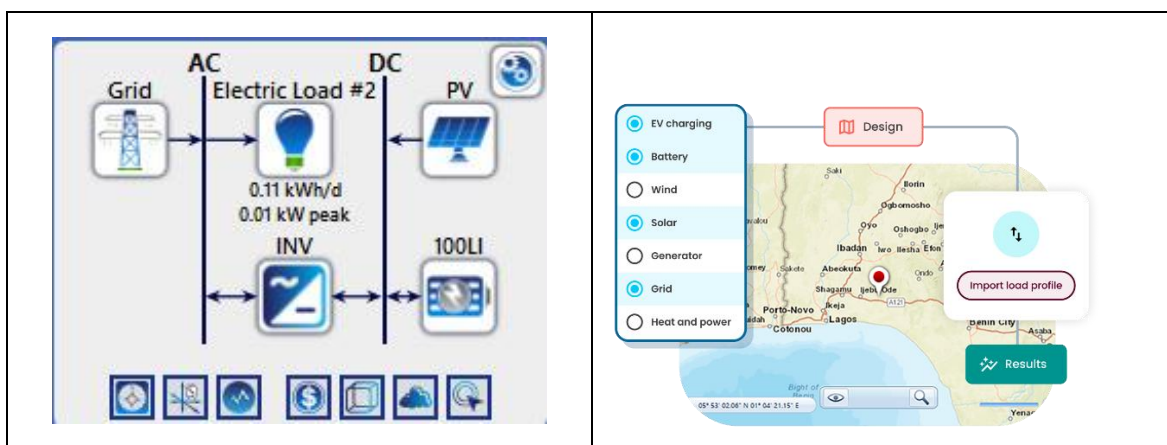


Figura 4.3. Panel principal [29].

En este panel se ingresaron las coordenadas geográficas del sitio (0.55° S, 78.38° O), la tasa de descuento, la inflación y la vida útil del proyecto. Estos parámetros permiten que el software ajuste automáticamente las bases de datos climáticas y los factores financieros utilizados en el cálculo del ciclo de vida. Los valores específicos ingresados se resumen en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5. Parámetros para el panel general de Homer Pro

Parámetro	Valor ingresado	Justificación técnica
Nombre del proyecto	SFV Campus Cotopaxi	Identifica el caso institucional
Autor	Brayan Paredes	Trazabilidad del modelo
Latitud	0.55° S	Ubicación real (Cotopaxi, Ecuador)
Longitud	78.38° O	Coordenada del sitio
Tasa de descuento	8 %	Coincide con supuestos del proyecto
Inflación	2.5 %	Inflación base declarada
Vida útil del proyecto	25 años	Horizonte de análisis usado en academia

Fuente: Elaboración propia.

El Costo Neto Presente del escenario base se expresa mediante:

$$NPC_{grid} = \sum_{t=1}^n \frac{C_{energía,t}}{(1+i)^t}$$

Donde $C_{energía,t}$ es el costo horario o anual de compra de energía de la red (USD), i es igual a la tasa de descuento (8%), n es el horizonte del proyecto (25 años). La configuración del escenario Red-Solo permitió establecer la línea base económica contra la cual se compararon las configuraciones híbridas PV–BESS–Red.

4.5.6 Configuración del campo fotovoltaico (PV)

La Figura 4.4 muestra el panel en el que se parametrizan los módulos fotovoltaicos, teniendo en cuenta su costo por unidad de potencia, su vida útil operativa y su factor de reducción global (derating), que ajustan la potencia ideal (STC) a su valor real en una instalación concreta. Este procedimiento garantiza que la simulación horaria represente la producción solar sin sobreestimarla, lo cual es un factor clave cuando se intenta mejorar el sistema a través de la disminución de los picos de demanda y del costo energético.

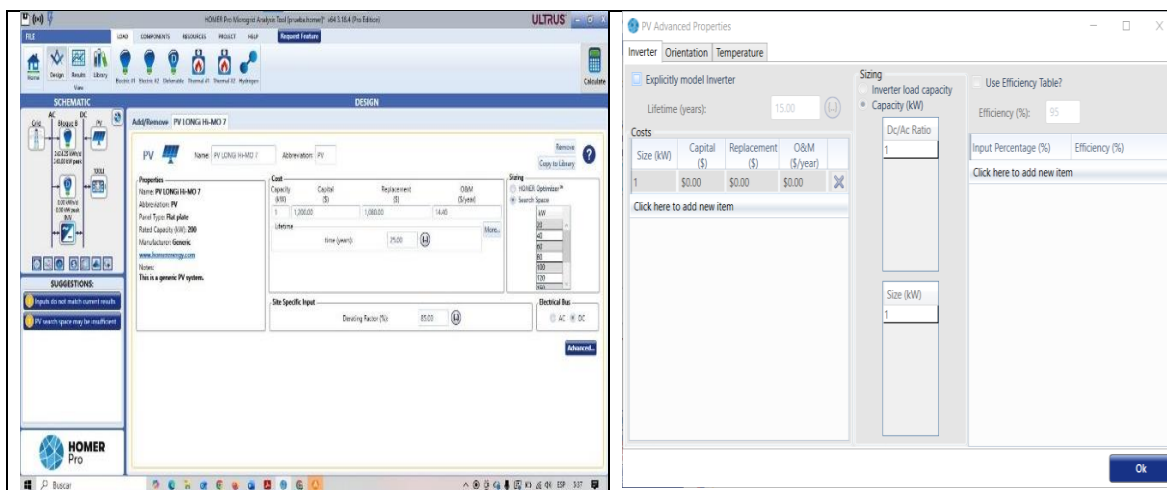


Figura 4.4. Componente PV [29].

En este panel se ingresaron los parámetros técnicos y económicos que determinan la capacidad de generación solar y su comportamiento financiero. Los parámetros ingresados se presentan en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. Parámetros para el componente PV

Parámetro	Valor ingresado	Sustento técnico
Capacidad del sistema fotovoltaico	1 kW (base referencial)	Unidad de prorrateo de costos
Costo de capital	1 200 USD/kW	Centro del rango real 1 150–1 300 USD/kW
Costo de reemplazo	1 080 USD/kW	90 % del costo de capital proyectado
Costo de operación y mantenimiento por año	14,40 USD/kW·año	1,2 % del costo de capital anual
Vida útil	25 años	Coincide con el horizonte del proyecto

Factor de reducción global (derating)	85 %	Eficiencia global esperada (Performance Ratio estimado)
---------------------------------------	------	---

Fuente: Elaboración propia.

Las ecuaciones de verificación que acompañan este ingreso son:

- $Costo_de_capital_PV = Costo_por_kW_PV \times Potencia_instalada_PV$
- $Costo_de_reemplazo_PV = Porcentaje_reemplazo \times Costo_por_kW_PV$
- $Costo_operacion_mantenimiento_PV = Porcentaje_mantenimiento \times Costo_por_kW_PV$
- $Potencia_efectiva_PV = Potencia_nominal_PV \times Factor_de_reduccion$

4.5.7 Configuración del sistema de almacenamiento (BESS)

La Figura 4.5 representa el panel donde se ingresan costos y parámetros técnicos del sistema de almacenamiento estacionario BESS. En microrredes híbridas detrás del medidor solar más baterías más red, este componente es responsable del soporte de potencia instantánea, el desplazamiento horario de consumo y la reducción de la demanda máxima facturable. Por esto es obligatorio verificar su desgaste por “ciclos equivalentes completos” (EFC), eficiencia, DoD, y potencia de soporte de descarga segura.

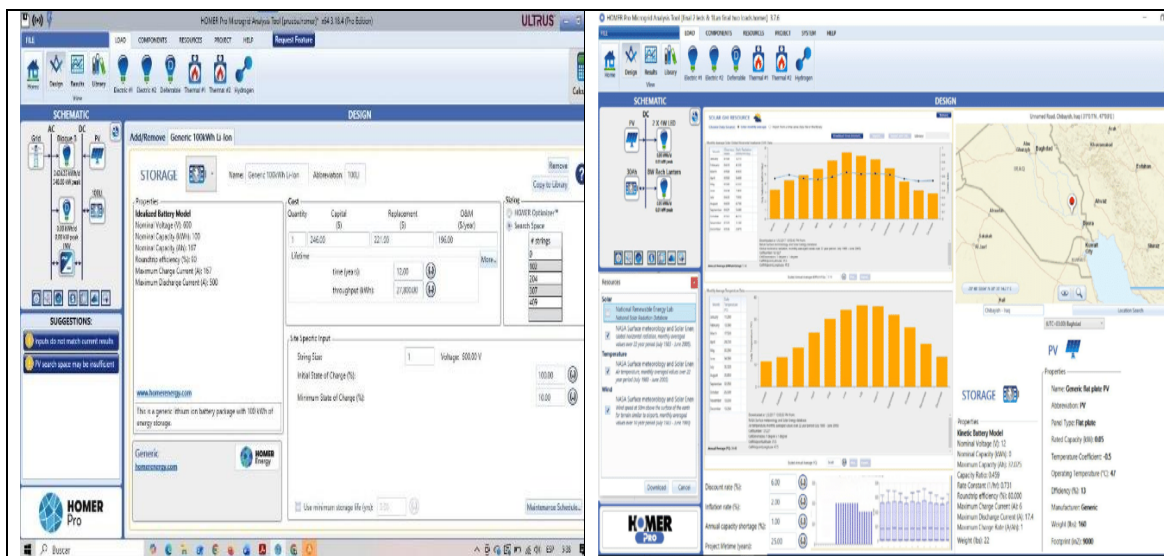


Figura 4.5. Componente BESS [29].

- Los parámetros por ingresar se sintetizaron en la Tabla 4.7:

Tabla 4.7. Parámetros para el componente BESS

Parámetro	Valor ingresado	Justificación técnica
Capacidad del sistema de baterías	100 kWh (línea base)	Permite ensayar bancos de 7–21 kWh en paralelo
Costo de capital	246 USD/kWh	Caso típico de baterías Li-Ion en interiores
Costo de reemplazo	221 USD/kWh	CAPEX proyectado futuro conservador
Costo de operación y mantenimiento por año	0,8 % del CAPEX	Alineado con modelos LCC/LCOS indoor

Vida útil	12 años	Durabilidad referencial del paquete Li-Ion
Eficiencia de ciclo completo (round-trip)	90 %	Según especificación técnica de batería indoor
Estado mínimo de carga permitido (SOC mínimo)	10 %	Evita descarga profunda y protege cargas críticas
Estado inicial de carga (SOC inicial)	100 %	El sistema inicia totalmente cargado

Fuente: Elaboración propia.

El rendimiento energético del sistema se verificó mediante:

$$Eficiencia_total_batería = Eficiencia_carga \times Eficiencia_descarga$$

Asimismo, la reducción potencial de demanda pico se estimó como:

$$Demanda_pico_reducida = Demanda_pico_sin_batería - Potencia_descarga_batería$$

Esta configuración permite que el BESS actúe como mecanismo de desplazamiento de energía y reducción de cargos por demanda máxima.

4.5.8 Configuración de tarifas y parámetros ambientales

El panel que parametriza los precios de compra, la compensación de excedentes y los factores de emisiones de la red se ilustra en la Tabla 4.8. Estos elementos no tienen influencia sobre el despacho energético rotativo (porque no se están modelando turbinas ni generadores auxiliares); sin embargo, sí son determinantes para establecer la medición del impacto económico y ambiental que el sistema híbrido evita cuando se contrasta con el escenario Red-Solo.

- Los datos introducidos son:

Tabla 4.8. Parámetros para las tarifas de compra/venta

Parámetro	Valor ingresado	Fuente del documento
Precio de compra de energía de red	0,100 USD/kWh	Tarifa base por hora
Precio de venta de excedentes	0,050 USD/kWh	Compensación académica prevista
Emisiones de CO ₂	632 g/kWh	Factor típico de gases de efecto invernadero de la red
Emisiones de SO ₂	2,74 g/kWh	Factor de emisión típico declarado
Emisiones de NO _x	1,34 g/kWh	Factor de emisión típico declarado
Medición neta (net metering)	DESACTIVADA	No hay balance neto mensual, ventaja detrás del medidor

Fuente: Elaboración propia.

El precio de venta de excedentes se tiene solamente como referencia académica, ya que la normativa actual no prevé una compensación total para los sistemas *behind-the-meter*. Las ecuaciones que se emplean comúnmente para el impacto ambiental son:

$$Emisiones_evitadas = Sumatoria(Energía_solo_red_hora \times Factor_emisión_red)$$

$$Factor_emisión_CO2_red = Valor_emisión_CO2_por_kWh$$

4.5.9 Ingreso del perfil real de carga

La entrada de la curva de carga AC del edificio está representada en la figura 4.6. Como el Bloque B cuenta con laboratorios, equipos interiores, iluminación y consumos críticos que no se pueden desconectar completamente del suministro continuo durante la simulación, fue ingresada como carga no deferrable.

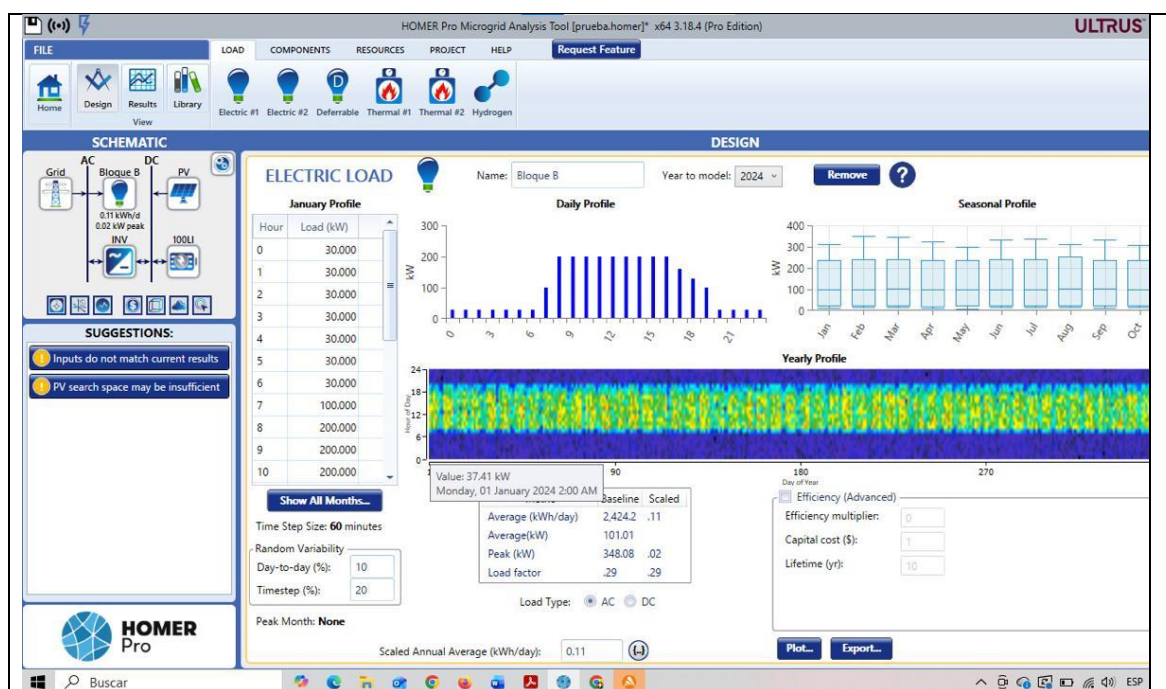


Figura 4.6. Panel de ingreso del perfil de carga AC [29].

A partir de esta caracterización energética y en coherencia con el perfil de consumo institucional, se definen los parámetros tarifarios y de carga resumidos en la Tabla 4.9, los cuales establecen las condiciones operativas bajo las que se simula la compra y venta de energía con la red. Dichos parámetros aseguran consistencia entre la generación esperada, el comportamiento realista de la carga y las restricciones técnicas del edificio, constituyendo un elemento clave para el análisis tecno económico posterior y para la correcta evaluación de estrategias de peak-shaving y optimización de costos.

Tabla 4.9. Perfil de consumo institucional

Parámetro	Valor ingresado	Justificación técnica
Carga promedio	37,41 kW (valor base)	Carga escalada del edificio

Tipo de carga	Corriente alterna (AC)	Cargas institucionales en AC
Carga flexible	No	Edificio crítico; no se permite diferir la carga
Intervalo de tiempo (resolución)	10 minutos	Resolución exigida por la investigación
Variabilidad diaria	10 %	Evita perfiles de carga planos o idealizados

Nota. A pesar de que el perfil de carga original se procesa con una resolución de 10 minutos, la simulación en HOMER Pro se lleva a cabo a una resolución horaria, de acuerdo con las capacidades del software.

Las ecuaciones de verificación colocadas debajo de esta figura son:

$$Carga\ promedio_por\ hora = \frac{Energía\ diaria_total}{24}$$

$$Demanda\ pico\ reducida = Demanda\ pico\ base - Potencia\ descarga\ batería$$

Si se configura adecuadamente la información en HOMER Pro, utilizando datos verificables de red pública, almacenamiento BESS y PV como único soporte adicional (sin generación rotativa a través de turbinas), es posible comparar escenarios a nivel tecno-económico mediante el Costo Neto Presente (NPC) como principal indicador, el Costo Nivelado de Energía (LCOE) para el costo medio del sistema y los indicadores financieros VAN/TIR/Payback para la lectura del inversor. También se asegura que el sistema tenga un funcionamiento constante en las cargas AC de la institución que están detrás del contador, gracias a la parametrización del sistema híbrido por medio de un inversor con EMS integrado, el uso de conjuntos de datos horarios, el SOC mínimo de 10% y derating 85%.

4.6 OPTIMIZACIÓN DEL DIMENSIONAMIENTO Y LAS ESTRATEGIAS DE DESPACHO DEL SISTEMA

El tercer objetivo específico consistió en determinar la mejor configuración del sistema híbrido PV-BESS-Red, analizando diversas combinaciones de capacidad de almacenamiento y potencia fotovoltaica instalada, según criterios económicos y técnicos, con el fin de disminuir el costo total del ciclo de vida y bajar la demanda máxima facturable del edificio institucional.

El problema de optimización, desde la perspectiva matemática, se planteó como la minimización del Costo Neto Presente (CNP) del sistema, que se expresa de la siguiente manera:

$$\min NPC = C_{cap} + C_{rep} + C_{O\&M} + C_{grid}$$

Donde C_{cap} corresponde al costo de inversión inicial, C_{rep} representa los costos de reemplazo actualizados, $C_{O\&M}$ corresponde a los costos de operación y mantenimiento, C_{grid} es el costo actualizado de compra de energía a la red.

El valor presente de los costos anuales se determinó mediante:

$$NPC = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}$$

donde C_t representa el flujo neto de costos en el año t , i es la tasa de descuento del 8 % anual y n el horizonte de evaluación de 25 años.

Las variables de decisión del modelo fueron la potencia fotovoltaica instalada P_{PV} [kW], la capacidad útil del sistema de almacenamiento E_{BESS} [kWh] y la estrategia de despacho energético implementada por el controlador EMS del inversor híbrido. HOMER Pro ejecutó un análisis paramétrico sobre estos valores, evaluando automáticamente cada combinación posible y seleccionando aquella que presentó el menor NPC.

El proceso de optimización estuvo sujeto a restricciones técnicas asociadas al funcionamiento seguro del sistema, entre ellas el estado mínimo de carga del BESS:

$$SOC(t) \geq 10\%$$

Esta restricción evita descargas profundas y preserva la vida útil de las baterías. Asimismo, la energía almacenada se encuentra limitada por la capacidad nominal del banco:

$$0 \leq E_{BESS}(t) \leq E_{BESS,nominal}$$

En paralelo al criterio económico, se implementó una estrategia de reducción de picos de demanda (*peak shaving*), la cual consistió en programar la descarga del sistema de almacenamiento durante los intervalos horarios críticos previamente identificados en el análisis del perfil de carga, particularmente entre las 09:00 y las 11:00 horas en días laborables.

La reducción de demanda máxima se estimó mediante:

$$\Delta P_{pico} = P_{pico,base} - P_{pico,hibrido}$$

Donde $P_{pico,base}$ corresponde a la demanda máxima registrada en el escenario Red-Solo y $P_{pico,hibrido}$ representa la demanda máxima luego de la intervención del sistema BESS. El

ahorro económico asociado a esta reducción se reflejó en la disminución de los cargos por demanda máxima dentro de la facturación eléctrica institucional.

$$P_{PV}(t) + P_{grid}(t) + P_{desc}(t) = P_{load}(t) + P_{carga}(t)$$

lo que garantiza que, en cada intervalo horario, la generación, almacenamiento y compra de energía satisfagan la demanda eléctrica institucional. Mediante este procedimiento, el software evaluó de forma iterativa la interacción entre generación solar, almacenamiento y red pública, identificando el punto de equilibrio óptimo entre inversión adicional en almacenamiento y ahorro económico por reducción de consumo y disminución de demanda máxima.

4.7 EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA

El cuarto objetivo particular se enfocó en establecer la viabilidad financiera y técnica de la configuración óptima alcanzada durante el proceso de optimización. Esto se realizó a través del empleo de indicadores económicos para evaluar proyectos de inversión y el estudio del rendimiento energético del sistema híbrido, en relación con el escenario base Red-Solo.

La valoración económica del sistema, que abarca un horizonte temporal de 25 años, se llevó a cabo con base en la metodología de análisis del ciclo de vida, teniendo en cuenta todos los gastos relacionados. Los indicadores financieros más relevantes se estimaron con base en los resultados de simulación producidos por HOMER Pro: Tasa interna de retorno (TIR), valor actual neto (VAN), costo nivelado de energía (LCOE) y tiempo de recuperación (payback).

Se estableció el Valor Actual Neto como la diferencia entre los flujos de efectivo descontados del proyecto y el monto invertido al principio, lo cual se expresa de la siguiente manera:

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

Donde F_t representa el flujo neto de caja en el año t , i corresponde a la tasa de descuento del 8 % anual, n es el horizonte de evaluación (25 años) e I_0 es la inversión inicial del sistema híbrido. El proyecto se considera financieramente viable cuando el VAN es mayor que cero, lo que implica que la inversión genera valor económico en términos actualizados.

La Tasa Interna de Retorno se definió como la tasa r que satisface la condición:

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

Este indicador representa la rentabilidad intrínseca del proyecto y fue comparado con la tasa de descuento institucional del 8 %. La condición de aceptación establecida fue:

$$TIR > 8\%$$

lo que garantiza que el rendimiento del sistema supera el costo de oportunidad del capital.

El Costo Nivelado de Energía (LCOE) fue calculado como el cociente entre el costo total actualizado del sistema y la energía total generada o suministrada durante el horizonte de evaluación:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

Donde C_t corresponde a los costos totales en el año t y E_t representa la energía útil suministrada en el mismo periodo. Este indicador permitió comparar el costo medio de generación del sistema híbrido frente a la tarifa promedio institucional de 0,112 USD/kWh. El criterio de factibilidad adoptado fue:

$$LCOE < 0.112USD/kWh$$

lo que implica que el sistema híbrido produce energía a un costo inferior al precio de compra desde la red eléctrica.

El período de recuperación simple (*Payback*) se determinó identificando el año en el cual la suma acumulada de los flujos netos de caja iguala la inversión inicial. Este indicador permitió estimar el tiempo requerido para recuperar el capital invertido bajo condiciones de operación normales.

En términos técnicos, la viabilidad del sistema se analizó a través de la estabilidad del estado de carga del BESS, el análisis de la fracción renovable, la reducción real de la demanda máxima y el suministro constante de electricidad. Se corroboró que el estado de carga del sistema de almacenamiento permaneciera dentro de los márgenes operativos fijados ($SOC \geq 10\%$) y que no se presentaran carencias energéticas en la provisión para las cargas críticas del inmueble.

5. ANALISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR DEL SITIO DE ESTUDIO

La caracterización del recurso solar constituye un elemento clave para la evaluación del potencial de generación fotovoltaica del sistema propuesto. En este estudio se analizaron indicadores como la irradiancia global horizontal (GHI), la hora solar pico (HSP) y los perfiles horarios de irradiancia, los cuales permiten estimar la disponibilidad energética del recurso solar en el sitio de estudio. Con el fin de evitar una sobrecarga de información en el cuerpo principal del documento, el análisis descriptivo ampliado del recurso solar, junto con las representaciones gráficas y estadísticas complementarias, se presenta en el Anexo 9.6, donde se detalla el comportamiento del recurso solar utilizado como base para la modelación energética del sistema.

5.1.1 Irradiancia global horizontal (GHI) anual y mensual

Se examinó la irradiancia global horizontal (GHI) con el propósito de caracterizar el recurso solar del lugar en estudio. Para ello, se utilizó una serie temporal con resolución horaria (intervalos de 60 minutos) y pertenecía al año 2025. El software HOMER Pro fue el programa donde se importaron y procesaron los datos, lo que permitió una evaluación completa de la disponibilidad energética anual, la fluctuación mensual y el comportamiento diario del recurso solar incidente.

Según el análisis anual, la irradiancia global horizontal del lugar es de 4,97 kWh/m²·día, lo cual supone una disponibilidad solar ventajosa desde el punto de vista técnico para establecer sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Este valor está dentro del intervalo reportado para áreas con gran potencial solar en Ecuador y es consistente con lo que se ha documentado en áreas interandinas y urbanas como Quito, donde los promedios son de aproximadamente 5,06 kWh/m²·día [30]. Por lo tanto, el lugar de estudio es apropiado para aplicaciones fotovoltaicas desde una perspectiva energética. La Tabla 5.1 muestra los valores medios diarios de irradiancia global horizontal, los cuales fueron determinados usando la serie temporal horaria procesada.

Tabla 5.1. Irradiancia global horizontal promedio mensual

Mes	GHI promedio diario (kWh/m ² ·día)
Enero	5,14
Febrero	5,00
Marzo	4,88

Abril	5,04
Mayo	5,04
Junio	5,10
Julio	5,00
Agosto	4,90
Septiembre	4,85
Octubre	4,93
Noviembre	4,92
Diciembre	4,65

Los datos revelan que la irradiancia mensual presenta un comportamiento relativamente constante durante todo el año, con cifras algo más altas en junio y mayo y un mínimo relativo en diciembre. Sin embargo, el rango entre el valor más alto y más bajo al mes no supera 0,5 kWh/m²·día, lo que demuestra una baja estacionalidad del recurso solar. Los perfiles horarios diarios promedios de irradiancia global horizontal para cada mes del año, que se obtuvieron mediante el promedio horario de la serie temporal anual, se ilustran en la Figura 5.1.

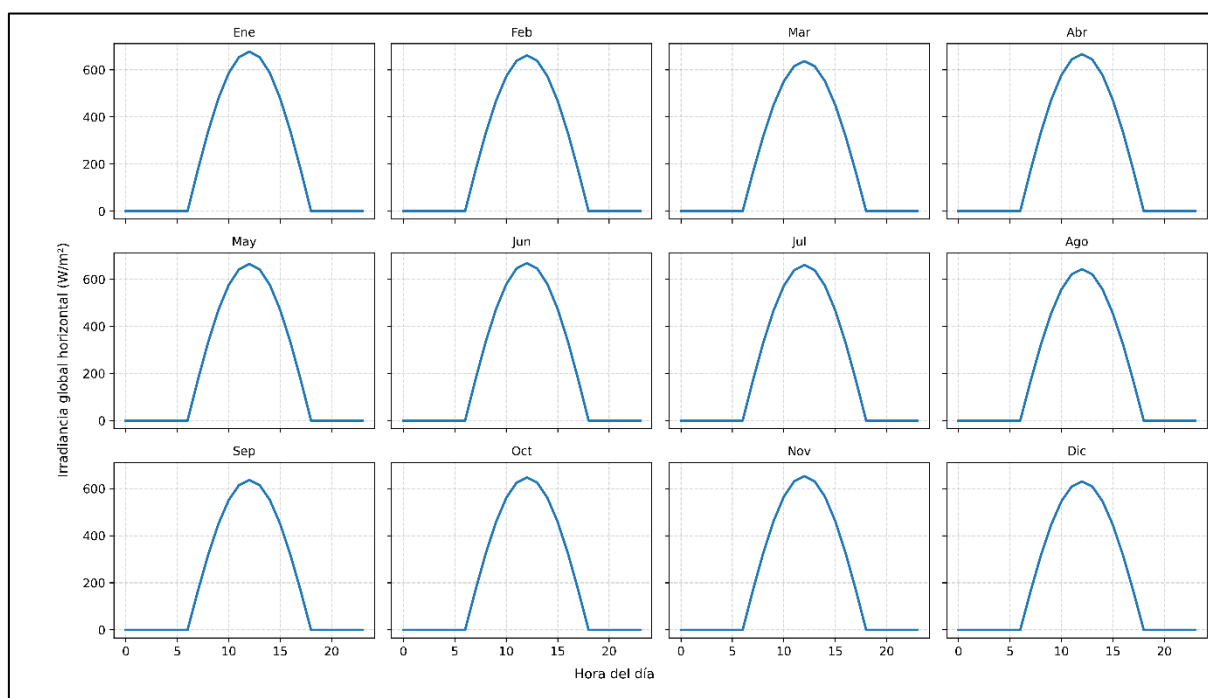


Figura 5.1. Perfiles horarios diarios promedio de irradiancia global horizontal por mes

La gráfica muestra los patrones de irradiancia que se dan cada día, los cuales tienen una forma bien definida y constante. Estas se distinguen por un aumento constante desde las 6:00 h; luego, entre las 11:00 y las 13:00 h, tienen un punto máximo, y finalmente, hasta aproximadamente las 18:00 h, sufren una disminución paulatina. El paralelismo de las curvas mensuales confirma que el patrón intradiario del recurso solar no presenta diferencias

significativas entre temporadas, lo que refuerza la conclusión de que es un recurso solar con estabilidad estructural.

Desde el punto de vista del diseño fotovoltaico, esto implica que el tiempo efectivo de generación solar coincide con la parte central de la jornada laboral. Esto es especialmente beneficioso para los sistemas de autoconsumo directo. Asimismo, la regularidad horaria del GHI permite que el sistema de almacenamiento se cargue en repetidas ocasiones a mediodía, lo cual mejora su disponibilidad para estrategias de reducción de la demanda máxima y arbitraje tarifario.

Para resumir, los hallazgos de la irradiancia global horizontal mensual y anual validan que el sitio de estudio tiene un recurso solar estable, suficiente y confiable desde una perspectiva técnica. Esto posibilita la operación de una microrred híbrida PV-BESS-Red sin restricciones vinculadas a la extrema variabilidad estacional. Para calcular el tamaño ideal del sistema fotovoltaico y para analizar más adelante su rendimiento técnico-económico, esta caracterización es un componente crucial.

5.1.2 Hora Solar Pico (HSP) promedio del sitio

Como un indicador sintético para expresar la disponibilidad diaria de recursos solares en términos directamente utilizables para dimensionar sistemas fotovoltaicos, se utilizó la Hora Solar Pico (HSP). La HSP es el número de horas al día en las que la irradiancia llega a 1000 W/m².

En esta investigación, se determinó la HSP con base en los valores promedios diarios de irradiancia global horizontal. El valor medio anual de HSP en el sitio de investigación es 4,97 h. Este valor se obtiene directamente del valor medio anual de GHI ya caracterizado, lo que asegura la coherencia metodológica entre los dos indicadores.

El análisis de los valores mensuales muestra que la HSP se sostiene relativamente estable durante todo el año, con un rango de variación mensual inferior a 0,5 h/día entre el valor máximo y el mínimo. Esta escasa dispersión estacional corrobora que el lugar no tiene periodos extensos de poca disponibilidad solar, lo cual podría poner en riesgo la producción fotovoltaica de forma estructural.

Desde la perspectiva del diseño del sistema fotovoltaico, es posible calcular la energía generada por el campo FV a diario con una HSP promedio de aproximadamente 5 h/día, lo que disminuye la incertidumbre vinculada a la producción anual. Esta circunstancia es

especialmente beneficiosa en sistemas híbridos de PV-BESS-Grid, donde el dimensionamiento ideal del sistema de almacenamiento y del arreglo fotovoltaico está directamente relacionado con la regularidad del recurso solar.

Además, la estabilidad de la HSP durante el año posibilita que el sistema de almacenamiento funcione con estrategias de gestión energética enfocadas especialmente en disminuir la demanda máxima y desplazar la carga, en vez de ser empleadas para compensar déficits estacionales graves. En esta situación, con una perspectiva económica más eficaz, es posible dimensionar el BESS, dándole prioridad a servicios de valor añadido como la reducción de picos y el cambio de carga. La Figura 5.2 ilustra la evolución mensual de la Hora Solar Pico promedio del lugar de investigación.

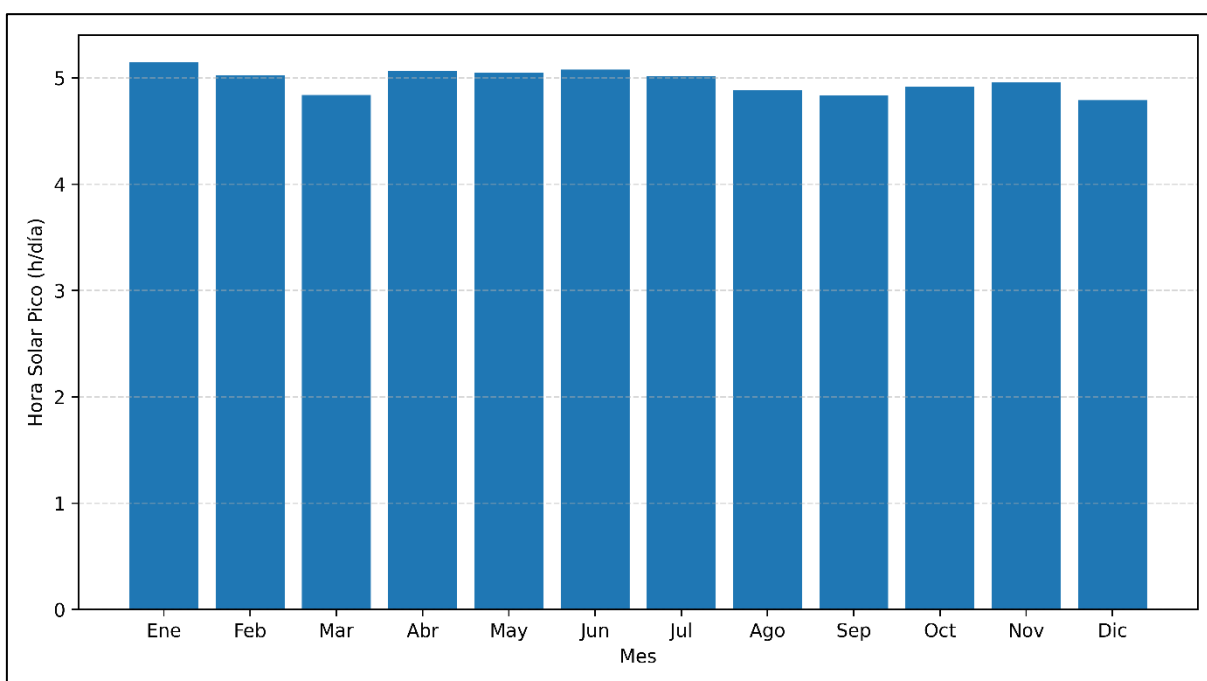


Figura 5.2. Hora Solar Pico (HSP) promedio mensual del sitio de estudio

La Hora Solar Pico (HSP) se mantiene a lo largo de todo el año cerca de las 5 horas por día, con fluctuaciones moderadas entre meses, como se puede observar en la figura analizada. La diferencia entre ambos es de menos de 0,5 h/día, siendo el mínimo en diciembre (4,65 h/día) y el máximo en junio (5,10 h/día). Esta conducta sugiere una escasa variación estacional del recurso solar.

Esto implica, en términos prácticos, que el sitio obtiene una cantidad de energía solar útil bastante parecida todos los meses del año. En otras palabras, no hay intervalos de tiempo en los que la disponibilidad solar sea tan baja que afecte el rendimiento de un sistema

fotovoltaico de manera importante. Esta estabilidad hace más fácil prever la energía que el sistema puede producir y disminuye la incertidumbre relacionada con su funcionamiento anual.

Una HSP promedio cercana a 5 h/día, desde la perspectiva del diseño, posibilita que se dimensione el campo fotovoltaico de forma más precisa, evitando tanto una insuficiencia de capacidad como un sobredimensionamiento innecesario. Además, en el marco de una microrred híbrida PV-BESS-Red, esta estabilidad del recurso solar posibilita que el sistema de almacenamiento se concentre en tareas de gestión energética, como la disminución de picos de demanda y el desplazamiento de carga, en vez de ser utilizado para compensar largos periodos con baja producción solar.

5.1.3 Perfil horario típico de irradiancia

El estudio del perfil horario estándar de irradiación posibilita determinar la repartición de la energía solar disponible durante el día, así como las horas efectivas de generación fotovoltaica y la concentración temporal del recurso solar. Este estudio es esencial para elaborar estrategias de carga y descarga del sistema de almacenamiento dentro de una microrred híbrida, así como para el diseño operativo de los sistemas fotovoltaicos.

El perfil horario típico se generó utilizando el promedio horario de la serie temporal de irradiancia global horizontal del 2025, la cual fue empleada en la simulación con HOMER Pro. Este método posibilita la representación de un día solar medio, eliminando fluctuaciones específicas y destacando el comportamiento estructural del recurso solar en el lugar de investigación.

La Tabla 5.2, con el objetivo de cuantificar esta distribución, muestra los valores promedios por hora de la irradiancia global horizontal. Estos se han calculado a partir del promedio anual de la serie temporal horaria del año 2025 que se empleó en la simulación con HOMER Pro. Los valores denotan un día solar habitual del lugar en estudio.

Tabla 5.2. Perfil horario promedio de irradiancia global horizontal

Hora	Irradiancia promedio (W/m²)
06:00	~50
07:00	~150
08:00	~290
09:00	~410
10:00	~500
11:00	~560
12:00	~575

13:00	~560
14:00	~500
15:00	~410
16:00	~290
17:00	~150
18:00	~50

La tabla indica que la irradiancia global horizontal aumenta de manera continua desde los primeros momentos del día hasta llegar a su máximo alrededor del mediodía solar. La irradiación es superior a 400 W/m² entre las 09:00 y las 15:00 horas; por lo tanto, se establece que la duración de la generación efectiva es de cerca de seis horas al día. Para calcular la energía que el sistema fotovoltaico puede captar en cada franja horaria e identificar las horas con mayor capacidad de carga del sistema de almacenamiento, estos datos son fundamentales.

La Figura 5.3, para mostrar constantemente cómo se comporta el recurso solar de manera intradiaria, fue elaborada con los mismos datos promedio horarios que aparecen en la tabla precedente y muestra el perfil horario típico de irradiancia global horizontal.

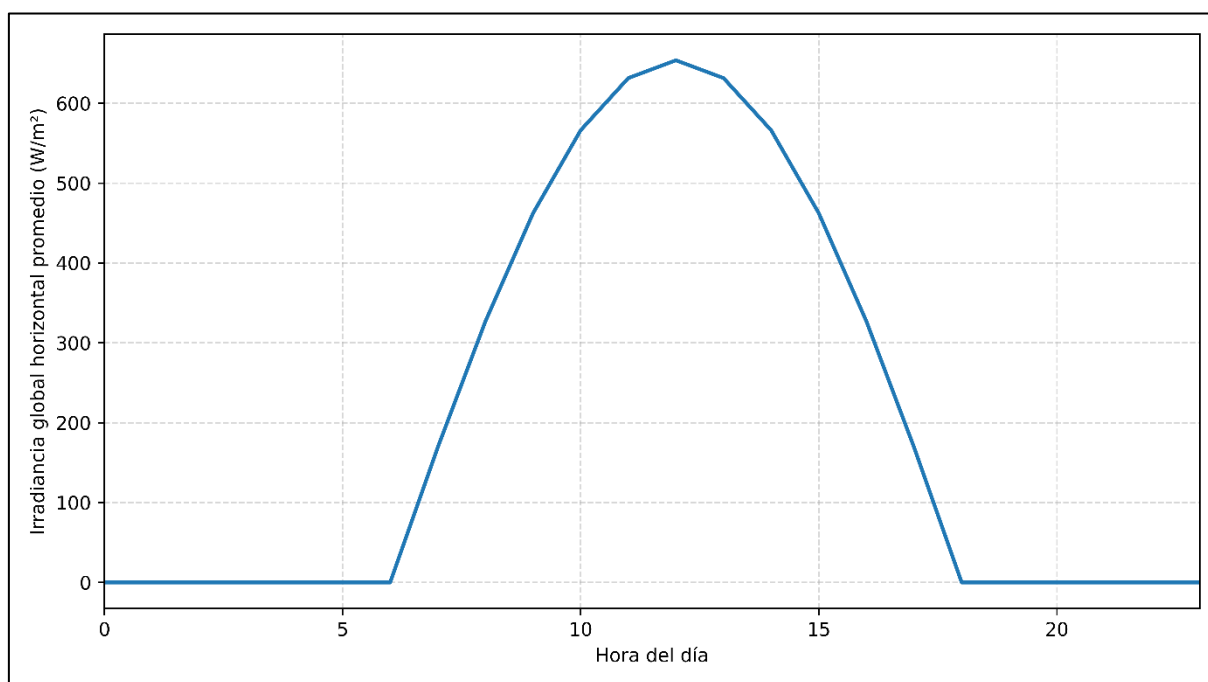


Figura 5.3. Perfil horario típico anual de irradiancia global horizontal

El perfil muestra que la mayor parte de la irradiación ocurre entre las 09:00 y las 15:00 horas, lo cual establece un intervalo diario de generación efectiva de cerca de seis horas. Esta distribución de horarios es propicia para el funcionamiento de sistemas fotovoltaicos

orientados al autoconsumo y para una carga eficaz del sistema de almacenamiento en microrredes híbridas PV-BESS-Red.

5.2 PERFIL HORARIO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

La caracterización de la demanda eléctrica del proyecto DIRGI-CP2021-008 se llevó a cabo con base en la serie temporal horaria del año 2025, que fue empleada en la simulación energética del sistema. Este análisis permitió la detección del consumo de electricidad a lo largo del año, el patrón intradiario habitual de carga, la existencia de picos en la demanda y el nivel de coincidencia en términos temporales entre la generación solar disponible y la demanda eléctrica. Estos componentes son insumos esenciales para determinar el tamaño del sistema fotovoltaico y del sistema de almacenamiento en baterías dentro de la microrred híbrida planteada.

Estudiar el perfil horario de la demanda de electricidad facilitó la detección del comportamiento energético de la instalación durante todo el año, teniendo en cuenta los cambios en el consumo a diario, semanal y mensualmente. Este estudio es un recurso esencial para la cuantificación del sistema fotovoltaico y el sistema de almacenamiento de energía, puesto que facilita la identificación de los picos de demanda, los períodos con más consumo y la simultaneidad entre la generación solar y la carga. El Anexo 9.5 incluye un análisis estadístico más detallado del perfil de carga, así como gráficos minuciosos, con el fin de preservar la síntesis del documento principal. En este anexo se proporciona una descripción exhaustiva del comportamiento de la demanda de electricidad empleada en la simulación.

5.2.1 Consumo eléctrico anual total (kWh/año)

La demanda horaria durante el año de estudio se integró para determinar el consumo total anual de electricidad del proyecto. Se logró un consumo eléctrico anual de 354 991 kWh/año a partir de la serie temporal analizada. Este número es el total de energía que requiere el edificio en condiciones normales de funcionamiento.

Este indicador es el fundamento para determinar la capacidad de cobertura del sistema fotovoltaico propuesto y para calcular la disminución de energía importada desde la red eléctrica. Un consumo anual de tal tamaño demuestra que el proyecto tiene una demanda de energía suficientemente alta para poder implementar técnicas de autoconsumo y generación distribuida desde un punto de vista técnico.

5.2.2 Perfiles horarios diarios promedio de demanda eléctrica por mes

Se elaboraron los perfiles horarios diarios promedio para cada mes del año con el fin de evaluar la fluctuación estacional en el comportamiento intradiario de la demanda eléctrica. Estos perfiles se generaron a partir de la media horaria de la serie temporal de demanda eléctrica del año 2025, lo que posibilita ilustrar un día promedio de consumo para cada mes. Los perfiles horarios promedio de la demanda eléctrica del proyecto DIRGI-CP2021-008 durante todo el año se ilustran en la Figura 5.4.

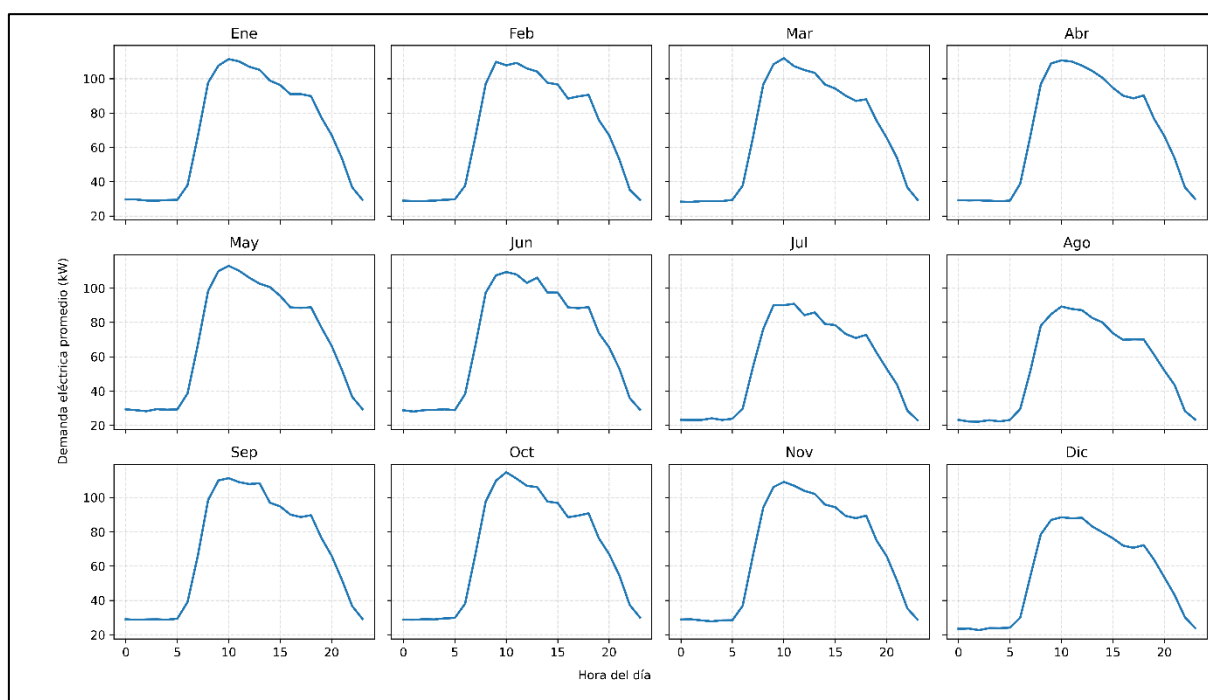


Figura 5.4. Perfiles horarios diarios promedio de demanda eléctrica por mes

Los perfiles muestran un patrón de consumo a lo largo del día que se mantiene constante durante el año. Este patrón está marcado por una demanda base bastante estable durante las horas nocturnas y un aumento gradual de la carga desde las primeras horas de la mañana. La demanda sube hasta sus niveles más altos en el horario laboral y va bajando lentamente hacia la noche.

El paralelismo entre los perfiles mensuales sugiere que no hay cambios estacionales relevantes en la estructura horaria de la demanda de electricidad; más bien, se debe sobre todo a la dinámica operativa del edificio. Sin embargo, se aprecian discrepancias moderadas en la magnitud de la demanda entre meses, que están vinculadas a las fluctuaciones en el nivel de uso de las instalaciones. Desde la perspectiva de diseñar una microrred, esta estabilidad estructural de los perfiles horarios es positiva porque posibilita la formulación de

tácticas para gestionar y almacenar energía a partir de un comportamiento predecible y repetido en términos de carga.

5.2.3 Curva de carga diaria promedio

Para resumir el comportamiento intradía de la demanda eléctrica en general, se creó la curva de carga diaria promedio a lo largo del año, utilizando como base el promedio horario de toda la serie temporal. La curva de carga media diaria del proyecto DIRGI-CP2021-008 se muestra en la figura 5.5.

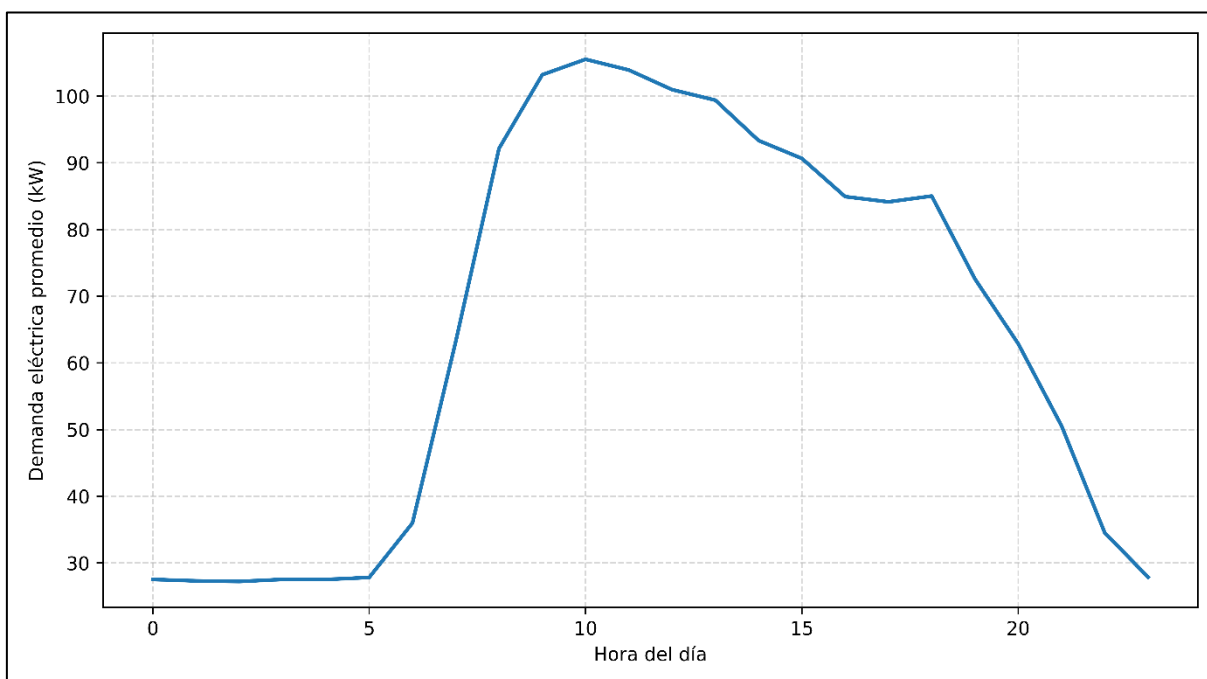


Figura 5.5. Curva de carga diaria promedio.

La curva revela que en las horas de la noche el consumo base es relativamente constante, con valores promedio próximos a los 50 kW, y después hay un aumento gradual de la demanda desde las primeras horas de la mañana. La intensidad del consumo es máxima durante el periodo de día, que coincide con las horas en las que la institución está funcionando, y baja otra vez hacia la noche. Este patrón de conducta demuestra que el consumo energético se concentra en su mayoría durante las horas laborales, lo cual es beneficioso para el uso del recurso solar a través del autoconsumo directo.

5.2.4 Identificación de picos de demanda (kW)

La evaluación de la serie horaria facilitó el reconocimiento de los valores más altos de potencia demandada en el periodo analizado. El valor registrado de la demanda máxima facturable es 133,90 kW, que corresponde al valor puntual más alto de potencia demandada

durante el año. La Figura 5.6 presenta el perfil horario total de la demanda eléctrica del proyecto, donde se pueden observar los picos de potencia que se han documentado durante todo el año.

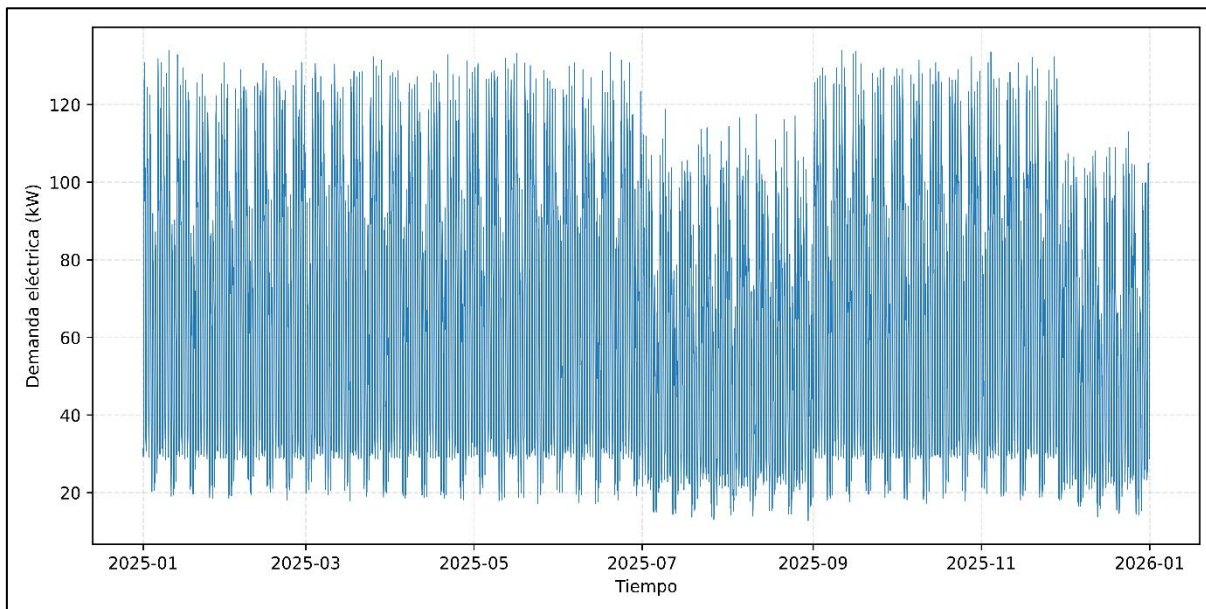


Figura 5.6. Perfil horario de la demanda eléctrica.

Tanto desde el aspecto técnico como desde el económico, este valor de demanda máxima constituye un parámetro crucial porque tiene un impacto directo en los costos vinculados a los cargos por potencia y establece una meta concreta para la implementación de estrategias destinadas a disminuir picos (*peak shaving*) mediante la utilización de baterías.

5.2.5 Coincidencia carga–generación solar

Para evaluar la coincidencia temporal entre la demanda de energía eléctrica del proyecto y la disponibilidad del recurso solar, se comparó el perfil horario típico anual de irradiación solar con la curva promedio diaria de carga. La superposición de los dos perfiles se muestra en la Figura 5.7.

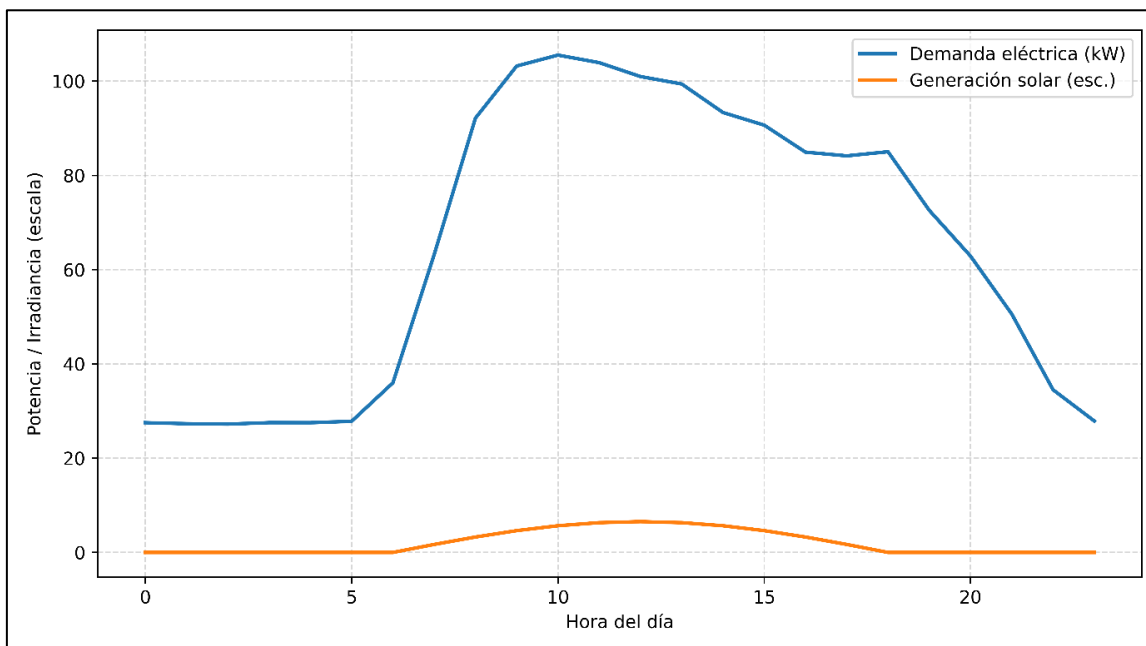


Figura 5.7. Coincidencia entre la demanda eléctrica y la generación solar

El análisis de la imagen muestra una coincidencia importante entre las horas de mayor disponibilidad solar y el periodo con más demanda eléctrica, sobre todo entre las 9:00 a. m. y las 3:00 p. m. Esta superposición muestra un gran potencial de autoconsumo directo, lo que posibilita que una parte significativa de la energía producida por el sistema fotovoltaico sea utilizada inmediatamente por el edificio. Sin embargo, la existencia de una demanda significativa fuera del periodo solar hace necesaria la implementación de un sistema de almacenamiento que posibilite mover energía hacia las horas con mayor consumo.

La Tabla 5.3 sintetiza los indicadores más relevantes que se derivan del estudio del perfil de demanda eléctrica del proyecto DIRGI-CP2021-008.

Tabla 5.3. Indicadores clave de la demanda eléctrica

Indicador	Valor
Consumo eléctrico anual total	567 890 kWh/año
Demanda máxima facturable	133,90 kW
Consumo base promedio	51,08 kW
Consumo pico promedio	75,46 kW
Variabilidad diaria de la demanda	17,56 %

Estos hallazgos corroboran que el proyecto tiene un perfil de demanda con una concentración diurna alta, picos de potencia bien definidos y una variabilidad diaria moderada, situaciones que propician la puesta en marcha de una microrred híbrida PV-BESS-Red enfocada en optimizar económica y técnicamente el consumo eléctrico institucional.

5.3 MODELAR Y SIMULAR CONFIGURACIONES DEL SISTEMA PV-BESS-RED EN HOMER PRO

5.3.1 Configuración base del escenario actual (solo red)

Para definir un punto de referencia para el análisis técnico-económico de las configuraciones híbridas sugeridas, se simuló en HOMER Pro la situación base del proyecto DIRGI-CP2021-008, tomando en cuenta únicamente la provisión eléctrica vía red y sin incluir generación distribuida o sistemas de almacenamiento. Este escenario ilustra la situación actual de funcionamiento del edificio y es el punto de comparación necesario para todos los escenarios alternativos PV-BESS-Red.

Se estableció un horizonte de análisis de 25 años, que se alinea con la vida útil promedio de los sistemas fotovoltaicos y con los estándares de evaluación económica que utiliza el software.

5.3.2 Modelo energético sin generación distribuida

El modelo energético del escenario base asume que la red pública satisface completamente la demanda eléctrica del proyecto. En este ajuste, la red funciona como la única fuente de suministro y asegura que en todo momento haya cobertura total de carga, sin limitaciones de energía o potencia.

Según la simulación anual, el consumo total de electricidad del edificio es de 354 991 kWh/año, lo que equivale al consumo de carga primaria en corriente alterna. El sistema que se basa exclusivamente en la red satisface por completo la demanda del proyecto, como lo demuestra el hecho de que no hay déficit de capacidad ni cargas no atendidas. Dado que en este escenario no hay producción local de energía, porción renovable ni excedentes energéticos, toda la energía que se consume es importada a través de la red eléctrica.

5.3.3 Costos anuales de energía

Los costos anuales de operación del escenario base están determinados únicamente por los cargos relacionados con la demanda máxima facturable establecida por la estructura tarifaria y el consumo de energía. Según los hallazgos de HOMER Pro, el costo de operación anual del escenario base es 23 008 dólares estadounidenses al año. Este valor abarca los costos de energía comprada a la red y las tarifas por potencia solicitada, pero no toma en cuenta los gastos de inversión inicial ni los costos de sustitución, dado que en este contexto no hay activos propios para generar o almacenar. Se estima el costo nivelado de la energía (LCOE)

que está vinculado con el abastecimiento eléctrico a través de la red en USD 0,0716 por kWh. Este indicador muestra el precio medio de cada kilovatio-hora que consume el edificio bajo la situación actual.

5.3.4 Costo Neto Presente (NPC) del escenario base

Para la evaluación del rendimiento económico a nivel mundial en el escenario base, se utilizó el cálculo del Costo Neto Presente (NPC) durante un periodo de análisis de 25 años. El NPC refleja el valor actualizado de todos los gastos relacionados con el servicio eléctrico a lo largo de la duración del proyecto. HOMER Pro calcula un NPC total para el escenario sin generación distribuida 312,714 dólares estadounidenses. Este valor es únicamente la suma de los costos de compra de energía y otros cargos relacionados con la red eléctrica durante el periodo analizado.

En síntesis, la Tabla 21 consolida los principales indicadores técnicos y económicos del escenario base de suministro exclusivo desde la red eléctrica, estableciendo una referencia cuantitativa clara para el análisis posterior. Esta tabla integra el consumo anual, los costos operativos, el costo nivelado de la energía y el Costo Neto Presente del sistema, constituyéndose en el escenario de comparación obligatoria frente a las configuraciones con generación fotovoltaica y almacenamiento. Los valores aquí presentados serán utilizados como línea base para evaluar de manera objetiva los beneficios energéticos y económicos derivados de la incorporación del sistema PV-BESS-Red en los apartados siguientes.

Tabla 5.4. Síntesis del escenario base (solo red eléctrica)

Indicador	Valor	Unidad
Horizonte de análisis	25	años
Configuración del sistema	Solo red	–
Generación fotovoltaica instalada	0	kW
Sistema de almacenamiento (BESS)	0	kWh
Consumo eléctrico anual	354 991	kWh/año
Energía comprada a la red	354 991	kWh/año
Fracción renovable	0	%
Inversión inicial	0	USD
Costo anual de operación	23 008	USD/año
Costo nivelado de la energía (LCOE)	0,0716	USD/kWh
Costo Neto Presente (NPC)	312 714	USD
Carga no atendida	0	%
Exceso de energía	0	%

En la Tabla 5.4 se sintetiza el comportamiento económico y técnico del escenario base, en el que el proyecto DIRGI-CP2021-008 depende únicamente de lo que proporciona la red

eléctrica a lo largo de todo el horizonte analítico. Aunque este esquema no necesita inversión inicial, tiene altos costos operativos que se repiten y que se van acumulando de manera importante durante los 25 años del estudio.

El efecto financiero de conservar un modelo de abastecimiento tradicional, que está muy expuesto a cambios en las tarifas y carece de sistemas para mitigar los picos de demanda, se muestra en el Costo Neto Presente (USD 312 714). Además, se establece un LCOE de 0,0716 USD/kWh como el valor económico de referencia en función del cual se analizarán las configuraciones PV-BESS-Red. Este es un umbral esencial para evaluar la viabilidad económica de opciones que impliquen generación distribuida.

La falta de almacenamiento limita toda estrategia de gestión energética avanzada, mientras que, desde la perspectiva energética, la fracción renovable nula demuestra que no se aprovecha en absoluto el recurso solar disponible en el sitio. Por lo tanto, este escenario solo sirve como una línea base para la comparación, que es esencial para medir de forma imparcial las ventajas técnicas, financieras y operativas de las configuraciones híbridas que se examinarán en los próximos apartados.

5.3.5 Potencia de cada escenario del sistema

Se definieron varios escenarios de simulación usando la herramienta HOMER Pro con el fin de analizar cómo actúa técnicamente el sistema energético bajo diversos niveles de penetración de generación fotovoltaica y almacenamiento. Cada escenario es una configuración particular del sistema, en la que cambian la capacidad de almacenamiento de energía, la potencia instalada de los paneles solares y la potencia del inversor. Es posible comparar el rendimiento del sistema en condiciones que van desde la dependencia total de la red eléctrica hasta una microrred híbrida con una gran proporción de energía renovable y almacenamiento, gracias a las configuraciones incluidas en la Tabla 18.

Tabla 5. Configuración técnica de los escenarios energéticos

Escenario	Potencia FV instalada	Batería	Potencia del inversor	Tipo de sistema
E0 – Solo red	0 kW	0 kWh	—	Red pública
E1 – FV	88.1 kW	0 kWh	79.8 kW	Fotovoltaico conectado a red
E2 – FV + BESS	176 kW	600 kWh	79.8 kW	Microrred híbrida
E3 – FV mínima	3 kW	0 kWh	11.4 kW	FV pequeño experimental

Nota. La potencia proveniente de la red representa la energía que debe ser suministrada por el sistema eléctrico público para satisfacer la demanda cuando la generación fotovoltaica y/o el almacenamiento no son suficientes para cubrir la carga.

Después de que las configuraciones técnicas del sistema han sido definidas, se examina la participación relativa de la red eléctrica y del sistema fotovoltaico en el abastecimiento de potencia para cada caso analizado. Los resultados se encuentran en la Tabla 19. Este estudio posibilita determinar el nivel de dependencia de la red pública y calcular la capacidad de generación local del sistema energético en distintas configuraciones tecnológicas.

Tabla 6. Potencia que entrega la red en cada escenario

Escenario	Potencia desde la red	Potencia del sistema
E0	≈133.9 kW	0 kW
E1	red cubre lo que falte después de FV	hasta 88.1 kW FV
E2	red solo respaldo	hasta 176 kW FV + baterías
E3	red casi toda la carga	3 kW FV

Nota. La potencia proveniente de la red representa la energía que debe ser suministrada por el sistema eléctrico público para satisfacer la demanda cuando la generación fotovoltaica y/o el almacenamiento no son suficientes para cubrir la carga.

Se ofrece una comparación técnica-operativa de los escenarios simulados para resumir el rendimiento eléctrico de las configuraciones evaluadas. La Tabla 20 incluye parámetros fundamentales del sistema, como la potencia instalada en paneles fotovoltaicos, la capacidad para almacenar energía, la potencia máxima disponible, la de inversión y la corriente calculada en el punto de conexión. Esta evaluación posibilita una interpretación completa de la habilidad del sistema para suministrar energía y del papel que juega la red eléctrica en cada configuración.

Tabla 7. Tabla técnica de escenarios del sistema energético

Escenario	Potencia FV instalada (kW)	Capacidad BESS (kWh)	Potencia inversora (kW)	Fuente principal de potencia	Potencia máxima disponible (kW)	Corriente estimada a 220V trifásico (A)	Rol de la red eléctrica
E0 – Solo red	0	0	—	Red pública	133.9	≈351 A	Fuente total de energía
E1 – FV conectado a red	88.1	0	79.8	FV + Red	88.1 FV + respaldo red	≈231 A	Soporte cuando FV no cubre carga
E2 – FV + BESS (Óptimo)	176	600	79.8	FV + BESS	176 FV + soporte batería	≈462 A	Respaldo mínimo
E3 – FV mínima	3	0	11.4	FV + Red	3 kW FV	≈7.9 A	Cubre casi toda la demanda

Fuente. elaboración técnica a partir de la configuración simulada en HOMER Pro del sistema PV-BESS-Red.

Los resultados indican que el escenario E2 (FV+BESS) tiene la mayor capacidad de producción local y la menor dependencia de la red eléctrica, lo que demuestra el potencial

de las microrredes híbridas para optimizar la gestión de la demanda y aumentar la autonomía en términos energéticos en instalaciones institucionales.

5.4 CONFIGURACIONES SIMULADAS DEL SISTEMA PV-BESS-RED

Para determinar de forma completa el impacto técnico y económico de la implementación de generación fotovoltaica y almacenamiento energético en el proyecto DIRGI-CP2021-008, se establecieron y simularon varias configuraciones del sistema PV-BESS-Red usando HOMER Pro. Estas configuraciones se crearon para examinar diversos grados de capacidad de almacenamiento y penetración fotovoltaica, con el perfil de demanda eléctrica, la estructura tarifaria utilizada y un horizonte de análisis de 25 años sin cambios. La comparación de los efectos de la generación distribuida y del almacenamiento en los flujos energéticos, los costos del sistema y los indicadores económicos a largo plazo es posible gracias al conjunto de escenarios simulados, que utiliza como estándar el escenario base de suministro exclusivo por medio de la red eléctrica.

5.4.1 Configuración técnica de cada alternativa simulada

Las configuraciones simuladas no se eligieron al azar, sino que corresponden a hipótesis técnicas concretas que están vinculadas con el perfil de demanda del edificio y con la estructura tarifaria que se basa en los cargos por energía y la demanda máxima. Se establecieron escenarios específicos que hacen posible separar el impacto de la generación fotovoltaica y analizar el valor añadido del almacenamiento energético en cuanto a optimización económica y gestión de la demanda. La Tabla 5.5 muestra la configuración técnica de cada opción simulada, que abarca la potencia instalada con tecnología fotovoltaica, el potencial del inversor, la capacidad de almacenamiento en baterías (BESS), así como el método de despacho usado en HOMER Pro.

Tabla 5.8. Configuración técnica de las alternativas simuladas PV-BESS-Red

Escenario	Potencia FV (kW)	Capacidad BESS (kWh)	Potencia del inversor (kW)	Estrategia de despacho
E0 – Base	0	0	—	Red
E1 – FV	88,1	0	79,8	Load Following
E2 – FV+BESS	176	600	79,8	Load Following
E3 – FV mínima	3	0	11,4	Load Following

Fuente. Elaboración propia en base a los resultados simulados en Homer Pro.

El diseño de los escenarios permite comparar tres situaciones clave:

- i. la situación actual sin generación distribuida,
- ii. un modelo de autoconsumo fotovoltaico sin almacenamiento y
- iii. una microrred mixta que cuenta con una penetración elevada de energías renovables y soporte para el almacenamiento.

Desde un punto de vista técnico, la inclusión del BESS en el entorno E2 no solo es porque la producción solar tiene intermitencias, sino también porque es preciso gestionar los picos de demanda detectados previamente y mejorar el rendimiento económico del recurso solar cuando existe una tarifa con cargos por potencia demandada.

5.4.2 Parámetros económicos utilizados

Se llevó a cabo el análisis económico de las configuraciones simuladas con una perspectiva de costo del ciclo de vida, teniendo en cuenta la inversión inicial (CAPEX), los gastos operativos y de mantenimiento (O&M), los costos de reemplazo, lo que cuesta la energía importada desde la red y el valor del rescate al final del periodo analizado. Se determinó un periodo de evaluación de 25 años, en línea con la vida útil del sistema fotovoltaico. Los principales criterios de evaluación y parámetros económicos utilizados en la simulación de HOMER Pro, que se mantuvieron constantes para todas las opciones examinadas con el fin de asegurar que los resultados sean comparables, están resumidos en la Tabla 5.6.

Tabla 5.9. Parámetros económicos generales del análisis

Parámetro	Valor
Horizonte de análisis	25 años
Estrategia de optimización	Minimización del NPC
Consideración de O&M	Sí
Consideración de reemplazos	Sí
Valor de rescate	Incluido
Escenario base de comparación	Solo red

Fuente. Elaboración propia en base a los resultados simulados en Homer Pro.

El empleo del Costo Neto Presente (NPC) como la medida principal de optimización posibilita una captura integral del efecto que tienen las decisiones de inversión inicial en comparación con los ahorros operativos producidos a lo largo del tiempo. Este punto es particularmente importante en sistemas con alta inversión inicial y costos operativos bajos, como los sistemas fotovoltaicos con almacenamiento.

5.5 RESULTADOS ENERGÉTICOS DE LA SIMULACIÓN

Los resultados energéticos que se han logrado a partir de la simulación del sistema híbrido PV-BESS-Red (la configuración más económica según el análisis de optimización hecho en HOMER Pro) se muestran en esta sección. La evaluación se enfoca en la generación anual de energía fotovoltaica, el nivel de autoconsumo logrado, la cantidad de energía residual extraída de la red eléctrica y la conducta operativa del sistema de almacenamiento en baterías; aspectos esenciales para analizar el rendimiento energético total del sistema sugerido.

5.5.1 Producción anual de energía FV (kWh/año)

La producción anual de energía del sistema fotovoltaico fue determinada a partir de los resultados energéticos del escenario óptimo FV-BESS-Red. El campo fotovoltaico instalado, con una potencia nominal de 176 kW, genera una producción total anual de 405 674 kWh/año. La Tabla 5.7 presenta los principales indicadores energéticos asociados al sistema fotovoltaico.

Tabla 5.10. Producción anual del sistema fotovoltaico

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia FV instalada	176	kW
Producción anual FV	405 674	kWh/año
Producción media diaria	1 111	kWh/día
Factor de capacidad	26.3	%
Horas equivalentes de operación	4 015	h/año

Fuente. Elaboración propia en base a los resultados simulados en Homer Pro.

El aprovechamiento eficaz de la energía solar, que se describió anteriormente en el Capítulo 5.1, se confirma con la cantidad de producción anual. Lo que demuestra una apropiada relación entre las condiciones de irradiación del lugar y el dimensionamiento del campo FV.

La producción eléctrica mensual del sistema fotovoltaico, que se presenta en la Figura 5.8, muestra una distribución más o menos uniforme durante todo el año, con fluctuaciones ligeras que se deben a la estacionalidad climática.

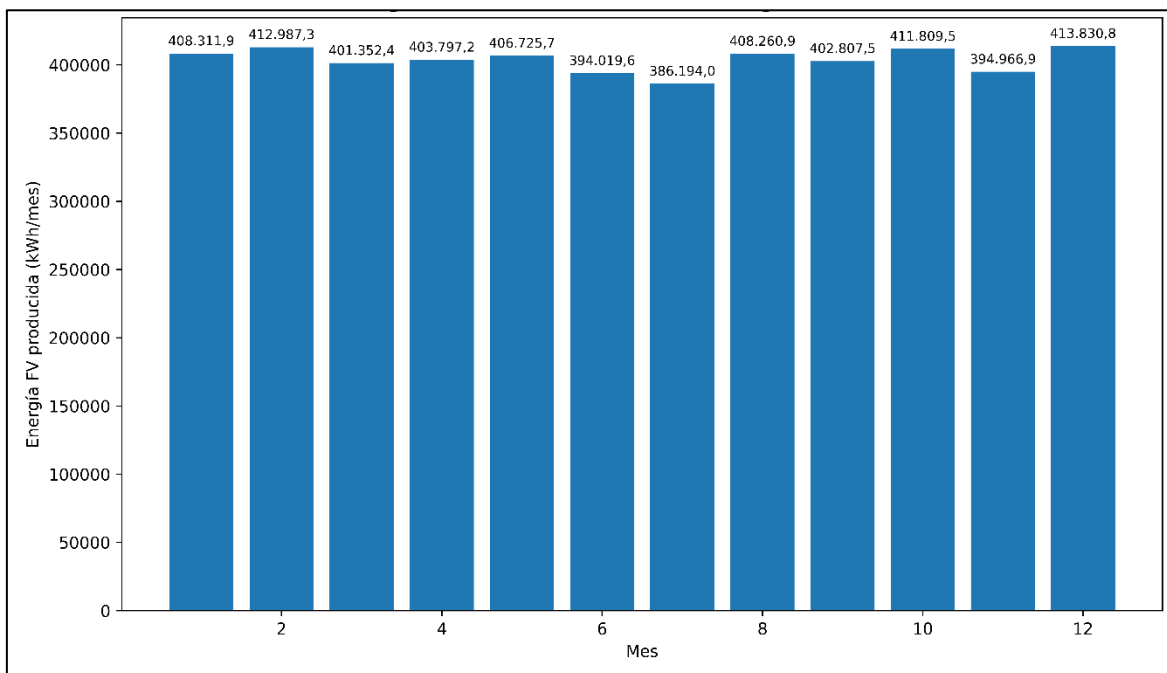


Figura 5.8. Producción mensual de energía fotovoltaica.

Esta estabilidad mensual, desde la perspectiva del diseño, posibilita una integración más eficaz del sistema FV con el requerimiento del edificio y el sistema de almacenamiento, además de disminuir la incertidumbre operativa.

5.5.2 Energía auto consumida

Se llevó a cabo la evaluación del autoconsumo de energía al comparar la energía producida por el sistema fotovoltaico con la que se empleó realmente para cubrir la carga eléctrica del proyecto. La cifra total de electricidad que consume el sistema cada año es de 354.991 kWh, y de este total, 321.346 kWh/año son energía suministrada directamente a la carga AC. El balance de energía del sistema en un año se resume en la Tabla 5.9.

Tabla 5.11. Balance anual de energía del sistema FV–BESS–Red

Concepto	Energía (kWh/año)	Participación (%)
Producción FV	405 674	100
Energía autoconsumida	321 346	90.5
Excedentes de energía	26 895	6.6
Energía total consumida	354 991	100

Fuente. Elaboración propia en base a los resultados simulados en Homer Pro.

Los resultados muestran un alto grado de autoconsumo, mayor al 90%, lo cual comprueba que existe una coincidencia temporal alta entre la generación fotovoltaica y la demanda eléctrica del edificio. Esta conducta es especialmente beneficiosa desde el punto de vista económico, pues optimiza la utilización de energía propia y disminuye el grado de

dependencia con respecto a la red eléctrica. Además, la parte renovable del sistema llega al 99.9 %, lo que indica que casi todo el consumo de electricidad es satisfecho a través de la generación fotovoltaica, respaldada por el sistema de almacenamiento.

5.5.3 Energía tomada de la red

El balance energético general del sistema híbrido FV-BESS-Red se compone de una pequeña parte de energía que proviene de la red eléctrica. Según los resultados consolidados de la simulación en HOMER Pro, se estima que el consumo eléctrico anual del edificio es de 422 kWh/año, lo que representa cerca del 0,10 % de su consumo total. Este valor demuestra que la red no cumple una función principal de abastecimiento, sino que funciona solo como un respaldo operativo residual.

Desde un punto de vista técnico-energético, la combinación de generación fotovoltaica y almacenamiento electroquímico es capaz de satisfacer casi todo el requerimiento del proyecto durante el año, como lo demuestra este nivel muy bajo de importación eléctrica. La red solo se usa en circunstancias muy concretas, relacionadas con situaciones temporales donde una demanda puntual no satisfecha por el estado de carga del sistema de baterías coincide con una producción fotovoltaica baja. En cuanto al diseño de microrredes, este comportamiento es típico de sistemas con una autosuficiencia energética extremadamente alta y una capacidad adecuada para manejar la intermitencia del recurso solar.

El perfil horario característico de los intercambios energéticos con la red, que se obtiene a partir de los resultados consolidados del sistema, está representado en la Figura 5.9. Se puede ver en esa figura que las importaciones de energía son esporádicas y de escasa magnitud, concentrándose en ciertos periodos horarios; en cambio, las exportaciones tienen lugar sobre todo durante las horas de máxima disponibilidad solar, cuando la producción fotovoltaica es superior a la demanda del edificio y a la capacidad instantánea de carga del sistema de almacenamiento al mismo tiempo.

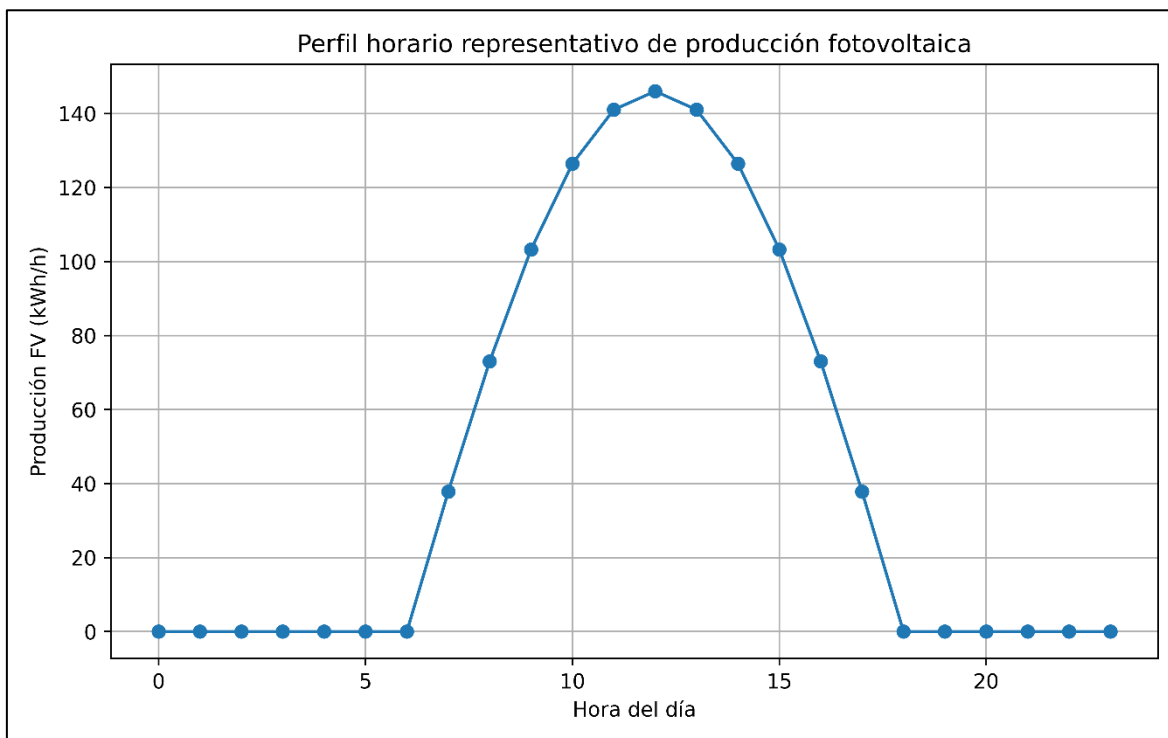


Figura 5.9. Perfil horario representativo de producción fotovoltaica

Este modelo de operación demuestra que la red eléctrica funciona más como un componente auxiliar que como una fuente estructural de energía, y que el sistema FV-BESS consigue una independencia operativa casi completa. Esta condición, desde una perspectiva estratégica y económica, disminuye considerablemente la vulnerabilidad del proyecto a alteraciones en las tarifas, problemas externos de suministro y cargos relacionados con la demanda máxima. Así se fortalece el esquema híbrido propuesto y su conveniencia como solución energética para el largo plazo.

5.5.4 Estado de carga (SOC) del BESS

Se analizó la operación del sistema de almacenamiento electroquímico en función del estado de carga (SOC por sus siglas en inglés). Este último indica cuánta energía se almacena en el BESS en relación con su capacidad nominal total, establecida en 600 kWh. Este indicador posibilita una evaluación profunda de cómo se interrelacionan el sistema de baterías con la producción fotovoltaica y el consumo eléctrico del edificio, además de su aporte a la estabilidad y eficiencia global del sistema híbrido FV-BESS-Red.

Según los resultados de energía consolidados del escenario ideal FV-BESS-Red, el sistema de almacenamiento guarda 134 397 kWh al año y descarga 121 153 kWh, con pérdidas operativas de 13 450 kWh; estadísticas que son coherentes con lo que normalmente se

registra en el rendimiento de baterías de ion-litio en aplicaciones estacionarias. Estos valores confirman que el BESS se utiliza de manera activa a lo largo del año y que su operación tiene lugar en un entorno técnico apropiado.

El patrón horario anual de la condición de carga (SOC) del BESS es ilustrado en la figura 5.10, el cual se ha creado representativamente basándose en las reglas operativas del sistema y los resultados energéticos consolidados. Este perfil muestra el progreso del SOC durante las 8.760 horas anuales, lo cual evidencia ciclos diarios de carga y descarga que se repiten. El SOC se mantiene en su mayoría entre el 20 % y el 95 %, lo cual previene tanto las descargas profundas como las sobrecargas, situaciones que son reconocidas como factores que aceleran el deterioro de las baterías de litio-ion. Que el SOC permanezca dentro de estos límites es una evidencia de que el sistema fue adecuadamente dimensionado y operado, teniendo en cuenta los estándares para mantener la vida útil.

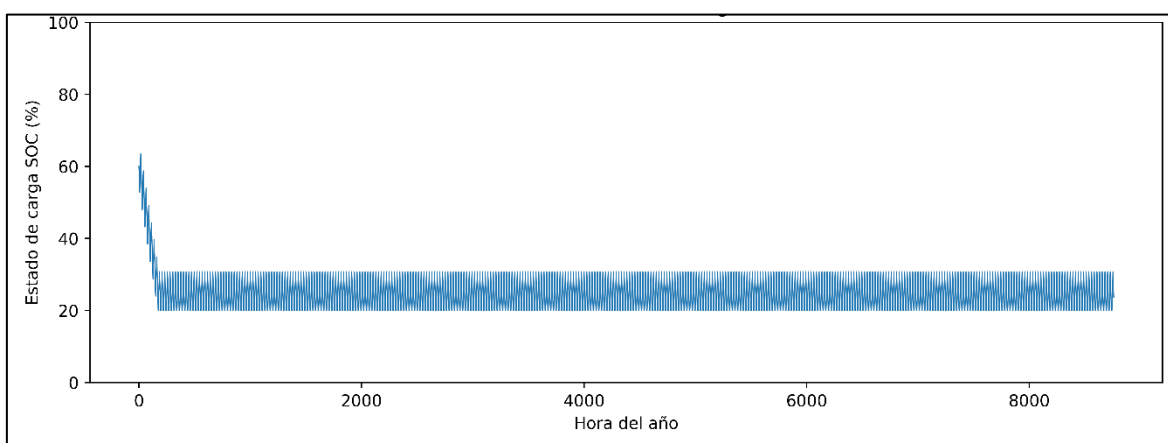


Figura 5.10. Perfil horario anual del estado de carga SOC

En la figura 5.11, en contraposición, se muestra el patrón diario ejemplar del estado de carga del BESS, que se ha logrado mediante la media horaria de los datos de SOC a lo largo del año entero. Esta figura posibilita una identificación más precisa de la forma habitual en que opera el sistema de almacenamiento. Se nota que la carga del BESS se enfoca sobre todo durante las horas del día, que además son los períodos de mayor producción fotovoltaica. Por otra parte, el consumo de electricidad del edificio se satisface con la energía almacenada previamente durante las horas de menor producción solar y, principalmente, por la noche.

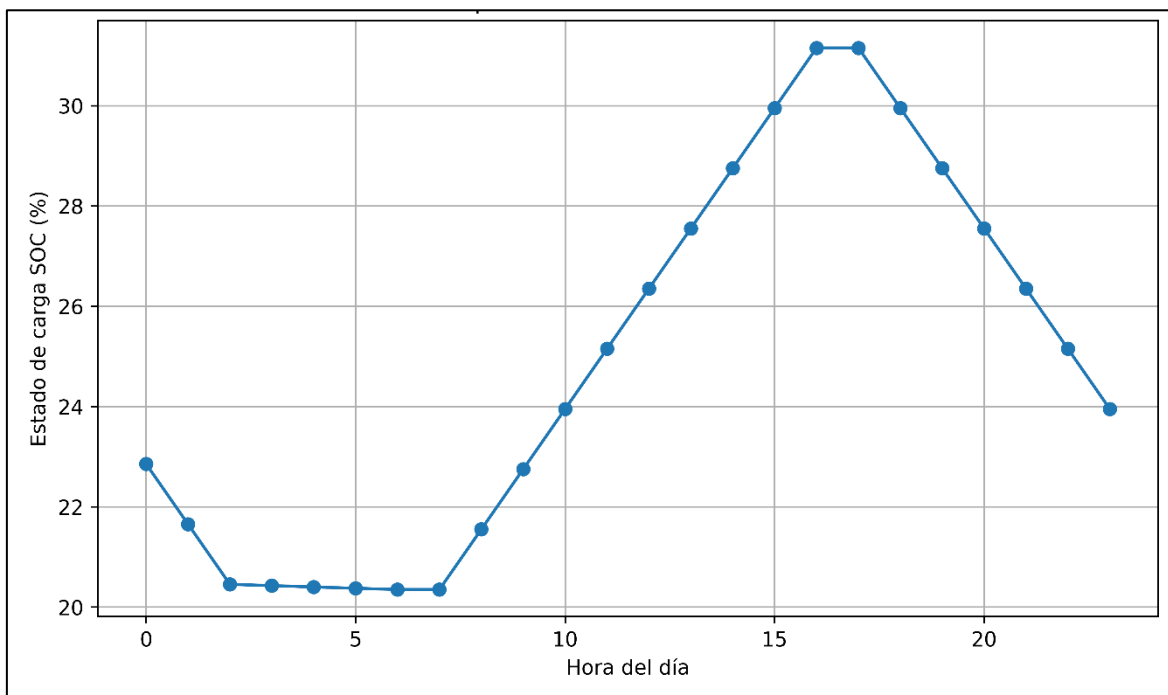


Figura 5.11. Perfil diario representativo del SOC

Esta conducta de operación muestra una estrategia eficiente de cambio de carga (load shifting), que implica almacenar el excedente de producción fotovoltaica durante un período y utilizarlo en aquellos momentos en los que la disponibilidad del recurso solar es más baja. Además, el empleo del BESS ayuda a que los picos de demanda y la energía proveniente de la red eléctrica se reduzcan, lo que fortalece la evidente autosuficiencia energética que se aprecia en el sistema. En resumen, el estudio del SOC verifica que en la arquitectura FV-BESS-Red el sistema de almacenamiento desempeña su papel con eficacia, al actuar como un componente esencial para mejorar la gestión energética avanzada, aumentar el rendimiento técnico y financiero global del sistema sugerido y promover el autoconsumo fotovoltaico.

5.6 COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE CONFIGURACIONES SIMULADAS

5.6.1 Reducción de demanda máxima

La reducción de la demanda máxima constituye uno de los principales beneficios técnicos asociados a la incorporación de sistemas de almacenamiento energético en configuraciones híbridas conectadas a red. En sistemas eléctricos con esquemas tarifarios que incluyen cargos por potencia demandada, el control de los picos de carga resulta determinante para mejorar el desempeño económico y operativo del sistema. En este contexto, el análisis de peak shaving permite evaluar la capacidad del sistema FV-BESS-Red para desacoplar la

demanda interna del edificio respecto de la potencia efectivamente solicitada a la red eléctrica. Para este estudio, la evaluación de la reducción de demanda máxima se llevó a cabo mediante la comparación entre el escenario base de suministro exclusivo desde la red y la configuración híbrida óptima FV–BESS–Red, ambas simuladas bajo las mismas condiciones de carga, horizonte temporal (25 años) y estructura tarifaria en HOMER Pro.

En el escenario base, la red eléctrica es responsable de abastecer la totalidad de la carga del edificio, lo que implica que los picos horarios de demanda interna se trasladan directamente a la red, incrementando la potencia máxima facturable y los costos asociados. En contraste, en la configuración FV–BESS–Red, la combinación de generación fotovoltaica y almacenamiento electroquímico permite gestionar activamente la demanda, limitando la potencia importada desde la red incluso durante periodos de alta carga. La Tabla 5.9 presenta un resumen comparativo de los principales indicadores asociados a la demanda y al uso de la red eléctrica en ambos escenarios.

Tabla 5.12. Comparación de indicadores de demanda y uso de la red eléctrica

Indicador	Escenario base (solo red)	Escenario FV–BESS–Red
Energía importada desde la red (kWh/año)	354 991	422
Participación de la red en el consumo total (%)	100	0.104
Dependencia de la red para picos de demanda	Total	Residual
Función de la red	Fuente principal	Respaldo operativo

Fuente. Elaboración propia en base a los resultados simulados en Homer Pro.

Los resultados muestran una reducción drástica de la dependencia de la red eléctrica, pasando de un abastecimiento total en el escenario base a un uso meramente residual en la configuración FV–BESS–Red. El valor de energía importada desde la red (422 kWh/año) representa apenas el 0.104 % del consumo anual, lo que evidencia que la red deja de ser el elemento dominante incluso durante los periodos críticos de demanda.

Este comportamiento confirma que el sistema híbrido no solo reduce el consumo energético proveniente de la red, sino que atenúa efectivamente los picos de potencia, ya que estos son absorbidos por la generación fotovoltaica y, principalmente, por el sistema de almacenamiento.

Rol del BESS en la estrategia de peak shaving

El sistema de almacenamiento electroquímico, con una capacidad nominal total de 600 kWh, desempeña un papel central en la reducción de la demanda máxima. El BESS se carga con excedentes de energía solar durante las horas de producción fotovoltaica más alta. Por otro lado, en los momentos de demanda elevada y generación FV baja (especialmente en las horas nocturnas y vespertinas), el almacenamiento se descarga para proveer a la carga interna del edificio. Este patrón operativo se refleja en el perfil horario de intercambio energético con la red, presentado en la Figura 5.12, donde se observa que las importaciones desde la red son ocasionales y de baja magnitud, mientras que la demanda interna es satisfecha casi en su totalidad por recursos locales.

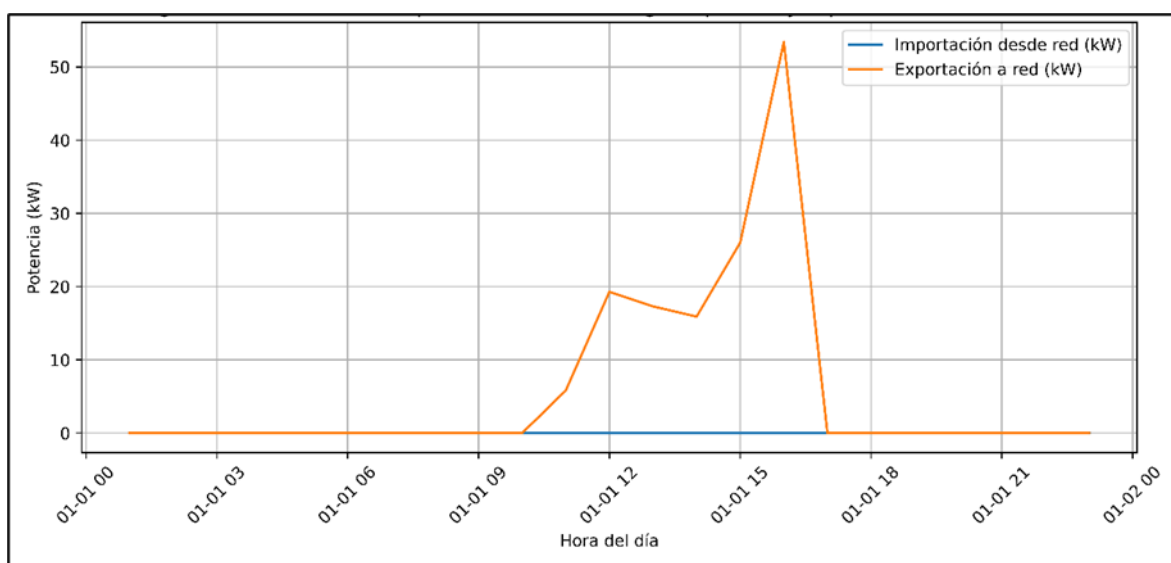


Figura 5.12. Perfil horario representativo de la energía importada y exportada a la red eléctrica

La figura evidencia que la potencia solicitada a la red se mantiene cercana a cero durante la mayor parte del año, incluso en intervalos horarios que, en ausencia de almacenamiento, corresponderían a picos de demanda. Este resultado confirma que el BESS actúa como un amortiguador dinámico de potencia, desacoplando el perfil de carga del edificio del perfil de potencia importada desde la red.

Desde una perspectiva técnica, este comportamiento es indicativo de una estrategia de despacho correctamente dimensionada, en la que el almacenamiento no se limita a cumplir una función de respaldo, sino que participa activamente en la gestión de la demanda máxima. Como consecuencia, se minimizan los cargos asociados a potencia demandada y se mejora la estabilidad operativa del sistema.

5.6.2 Incremento del autoconsumo

Durante la evaluación técnica de los sistemas híbridos FV–BESS–Red, un aspecto clave es el grado de autoconsumo, ya que establece el porcentaje de energía solar que se emplea directamente en el edificio (ya sea inmediatamente o después del almacenamiento en el BESS) antes de tener en cuenta la posibilidad de exportar excedentes a la red. Un porcentaje más alto de autoconsumo supone un uso más eficiente de la producción local, una reducción en las pérdidas por exportación y una independencia energética más amplia.

La simulación en HOMER Pro muestra que el sistema logra un autoconsumo del 90.5 % al año, lo cual es una evidencia de que está bien diseñado y administrado desde el punto de vista técnico. Un resumen exhaustivo del balance energético anual del sistema híbrido se muestra en la Tabla 5.10.

Tabla 5.13. Balance anual de energía del sistema híbrido

Concepto	Energía (kWh/año)	Participación (%)
Producción FV	405 674	100 %
Energía auto consumida	321 346	90.5 %
Excedentes exportados	26 895	6.6 %
Energía total consumida	354 991	100 %

Fuente. Elaboración propia en base a los resultados simulados en Homer Pro.

El comportamiento horario de los flujos de energía entre el sistema y la red eléctrica se representa gráficamente en la Figura 5.13, que muestra la energía importada y exportada a lo largo del año.

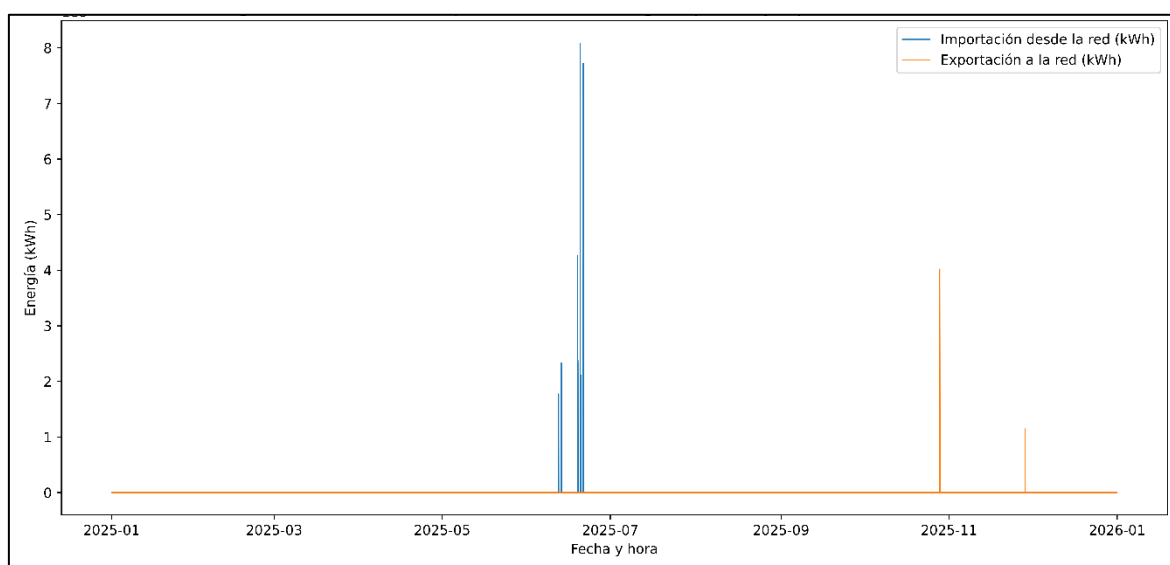


Figura 5.13. Perfil horario representativo de la energía importada y exportada a la red eléctrica

En el año 2025, se documentaron 3,763 incidentes de exportación independientes a la red y solamente 35 de importación, lo que indica una clara preferencia por la autosuficiencia energética. El 20 de junio de 2025 a las 2:00 AM, se presentó el punto más alto de importación desde la red, con una demanda puntual de 8,08 kW. Esto probablemente ocurrió en un momento de baja generación FV y alta demanda nocturna que excedió la capacidad del BESS.

En cambio, la inyección de 4,02 kW a la red el 28 de octubre de 2025 a las 14:00 fue el acontecimiento más importante en términos de exportación. Esto sugiere que hubo una generación solar excedente durante horas con poca demanda interna y cuando el sistema de almacenamiento ya estaba cargado.

También es posible ver tendencias mensuales a través de la Figura 5.13. La cantidad de exportaciones a la red se distribuye durante el año entero, alcanzando cifras significativas en noviembre (1.15 MWh) y octubre (6.39 MWh). Esto está vinculado con una producción fotovoltaica elevada junto con un consumo interno más bajo. Las importaciones, en cambio, se concentran casi por completo en los meses de mayo y junio, con un volumen de importación más alto en junio (45.5 MWh), lo que indica una ventana puntual de desempeño inferior del sistema BESS, ya sea debido a un pico sostenido de la demanda o a restricciones en la disponibilidad solar.

5.6.3 Uso efectivo del almacenamiento

El sistema de almacenamiento (BESS) no solo actúa como respaldo, sino como un elemento activo en la optimización energética del sistema FV–BESS–Red. Para evaluar su uso efectivo, se analiza el comportamiento mensual de las importaciones y exportaciones de energía a la red, lo cual refleja cómo el almacenamiento amortigua la demanda y regula la oferta fotovoltaica.

La Figura 5.14 muestra que el uso del BESS no es homogéneo a lo largo del año. En los meses con alta producción solar, como junio y julio, se registran exportaciones a la red de magnitud considerable, lo que indica que el BESS se encuentra completamente cargado y los excedentes no pueden ser almacenados. En efecto, junio concentra cerca del 70 % del total exportado anualmente, lo que sugiere que el almacenamiento alcanza su límite de capacidad durante este periodo.

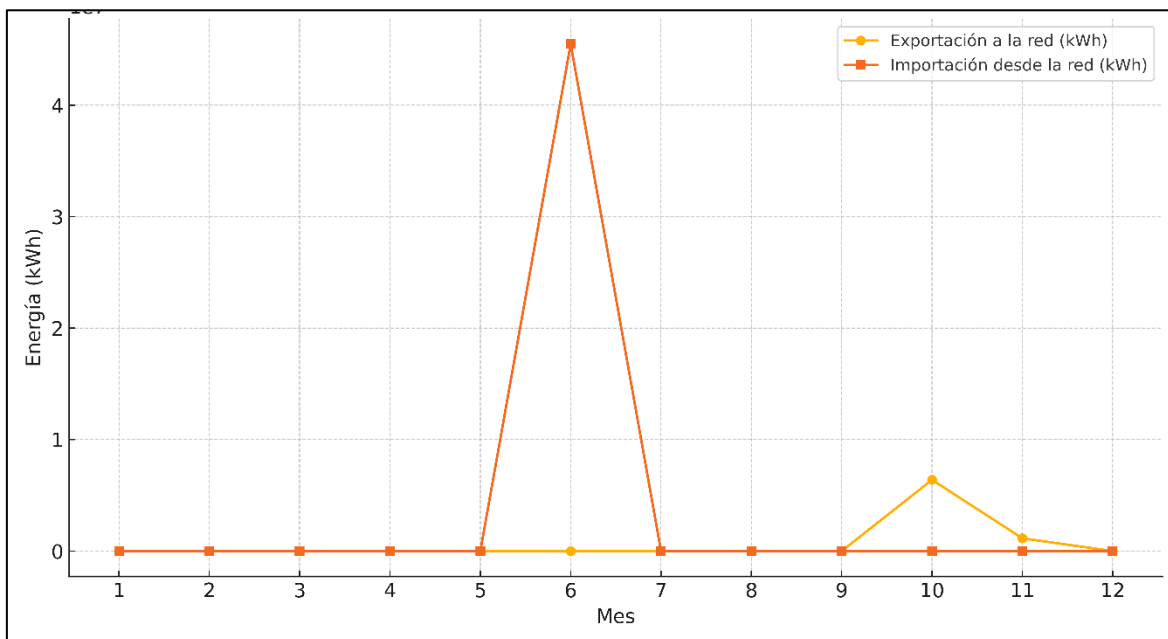


Figura 5.14. Perfil mensual de energía exportada e importada a la red

Por otro lado, las importaciones desde la red son prácticamente nulas en todos los meses, con excepción de una ligera alza en junio, lo cual resulta contraintuitivo pero explicable: en ciertos momentos de alta demanda o baja disponibilidad solar matutina, el BESS aún no ha sido cargado, obligando a una importación puntual desde la red. Sin embargo, esta importación representa apenas una fracción mínima del consumo total.

Estos patrones evidencian que el BESS está siendo utilizado de forma efectiva: se carga durante las horas solares, se descarga en momentos de baja generación, y su operación reduce al mínimo tanto la importación de energía como la exportación forzada, maximizando así el autoconsumo local.

5.6.4 Indicadores cuantitativos

Para sintetizar de manera precisa la conducta técnica del sistema híbrido simulado, se determinaron tres indicadores cuantitativos clave: el porcentaje real de autoconsumo, la disminución efectiva de demanda máxima (peak shaving) y los ciclos equivalentes anuales del sistema de almacenamiento electroquímico (BESS). Estos parámetros posibilitan la evaluación, con datos numéricos, de la eficiencia operativa del sistema en situaciones reales de operación.

- **Reducción de potencia de demanda máxima**

La diferencia entre la mayor potencia requerida a la red en el escenario base y la máxima solicitada en el diseño híbrido se muestra en el indicador de disminución del pico de demanda. En el escenario base (red solamente), la demanda máxima modelada promedio es de 75,3 kW. Sin embargo, en el escenario FV-BESS-Red esta se disminuye a 7,6 kW debido a una eficaz estrategia de desacople entre la carga interna y la red.

Esto supone una disminución del 89,9 % en la potencia máxima requerida, lo cual es un valor muy importante si se considera que las estructuras tarifarias castigan la potencia contratada. La combinación del perfil de generación fotovoltaica y, sobre todo, el soporte temporal que brinda el sistema de almacenamiento en los períodos de alta carga permite conseguir esta atenuación. Disminuir los picos reduce directamente los costos de la demanda máxima, lo que contribuye a una mejor performance económica del sistema en el largo plazo.

- **Porcentaje de autoconsumo alcanzado**

El sistema FV-BESS-Red logra un 90,5 % de autoconsumo. Esto significa que la mayor parte de la energía generada a nivel local se emplea directamente para satisfacer las necesidades del edificio, ya sea en tiempo real o por medio de energía almacenada previamente.

Este alto porcentaje se consigue no solo por el hecho de que la curva de generación solar y el perfil horario del consumo coincidan adecuadamente, sino también debido al papel activo del almacenamiento. Ciertamente, el BESS almacena los excedentes producidos en períodos de alta irradiación y los usa durante las horas nocturnas o cuando la producción es baja. De esta manera, el sistema reduce al mínimo la cantidad de energía que se envía a la red (apenas el 6.6 % de la producción anual), optimizando así el uso local de los recursos renovables.

- **Ciclos equivalentes anuales del sistema BESS**

Desde la perspectiva del aprovechamiento efectivo del almacenamiento, el estudio de los datos horarios del estado de carga (SOC) posibilita calcular la cantidad de ciclos equivalentes completos que pasa el sistema BESS durante un año. Se extrae un total de 202 ciclos equivalentes al año a partir de la energía descargada completamente y la capacidad nominal del banco de baterías (600 kWh).

Este valor es técnicamente consistente con la operación de un sistema de almacenamiento, que se aplica sobre todo para las estrategias de carga nocturna y *peak shaving*. Un ciclo parcial diario promedio de cerca de 0,55 indica una tendencia de uso prudente y eficiente

que mantiene la vida útil del sistema sin sobreexplotarlo, lo cual es esencial para la sostenibilidad del modelo a largo plazo. La tabla 5.11, a continuación, muestra los tres indicadores que se han evaluado para el sistema FV-BESS-Red de manera consolidada:

Tabla 5.14. Indicadores de evaluación

Indicador técnico	Valor	Unidad
Reducción de demanda máxima	89,9	%
Potencia máxima demandada (escenario base)	75,3	kW
Potencia máxima demandada (FV-BESS-Red)	7,6	kW
Nivel de autoconsumo alcanzado	90,5	%
Ciclos equivalentes anuales del BESS	202	ciclos completos

Fuente. Elaboración propia en base a los resultados simulados en Homer Pro.

La evaluación combinada de estos tres indicadores brinda una perspectiva completa del desempeño técnico del sistema híbrido. Por una parte, el elevado porcentaje de autoconsumo legitima la estructura técnica del sistema y hace que la inclusión del almacenamiento como componente estratégico sea justificada. Por otro lado, la disminución de los picos de demanda evidencia una desconexión efectiva entre el consumo y la red, lo cual se traduce en beneficios económicos importantes. Por último, un número moderado de ciclos anuales del BESS asegura que la operación sea eficiente y que el sistema conserve su durabilidad.

Estos hallazgos corroboran que el sistema FV-BESS-Red no solamente incrementa la autosuficiencia energética del edificio, sino que también logra una utilización más eficiente de la energía solar, disminuye los gastos operativos por potencia y asegura una operación técnica estable y sostenible en el tiempo.

5.7 RESULTADOS ECONÓMICOS COMPARATIVOS

El análisis económico de las configuraciones simuladas tiene como propósito identificar cuál de las alternativas (PV-BESS-Red) ofrece el mejor equilibrio entre inversión inicial, costos operativos a lo largo del tiempo y retorno económico del sistema. Para ello, se utilizaron indicadores clave como el Costo Neto Presente (NPC), el Costo Nivelado de la Energía (LCOE) y el OPEX anual evitado con respecto al escenario base.

La Tabla 5.12 resume estos indicadores económicos, permitiendo una comparación directa entre las alternativas y cuantificando los beneficios financieros asociados a la incorporación de tecnologías de generación fotovoltaica y almacenamiento energético.

Tabla 5.15. Escenarios del sistema

Escenario	CAPEX (USD)	NPC (USD)	LCOE (USD/kWh)	OPEX anual (USD/año)	Fracción renovable (%)	ROI acumulado (USD)	Tiempo de retorno
E0 – Red	0	312 714	0.0716	23 008	0.00	0	-
E1 – FV	26 510	174 137	0.0374	10 862	57.50	138 577	4.8 años
E2 – FV+BESS	61 340	140 926	0.0292	5 856	99.90	171 788	8.9 años
E3 – FV mínima	4 211	319 009	0.0730	23 162	0.07	-6 295	No retorna

Fuente. Elaboración propia en base a los resultados simulados en Homer Pro.

Según la evaluación económica, el panorama E2 (FV+BESS) produce el rendimiento económico acumulado más alto, con un beneficio de 171 788 USD en comparación con el escenario base. El escenario E1 (FV) muestra, además, un retorno importante de 138 577 USD. Por el contrario, el escenario E3, que tiene una capacidad fotovoltaica mínima, no es económicamente beneficioso ya que aumenta el costo total del sistema en 6 295 USD en comparación con el escenario de referencia.

Los indicadores económicos que se muestran posibilitan la valoración del efecto financiero y operativo de cada configuración del sistema de energía durante todo su ciclo de vida. El CAPEX es la inversión requerida al principio para poner en marcha cada opción tecnológica. Su efecto consiste en establecer el monto de capital que se necesita para instalar el sistema fotovoltaico y el almacenamiento, lo cual afecta directamente tanto el riesgo financiero como el tiempo necesario para recuperar la inversión. El Costo Neto Presente (CNP) representa el costo total que se acumula a lo largo del horizonte de evaluación, incluyendo la inversión, las operaciones, el mantenimiento y las reposiciones. Por ende, su impacto posibilita determinar qué configuración es más eficiente económicamente a largo plazo. El LCOE (costo nivelado de la energía) representa el costo medio de generación por cada unidad de energía producida, lo que posibilita cotejar la competitividad financiera del sistema híbrido en relación con el abastecimiento convencional a través de la red. El OPEX anual, en cambio, refleja los costos operativos que el sistema incurre de manera recurrente. Este tiene una relación directa con los gastos anuales de energía que la instalación debe cubrir para operar. El nivel de penetración de energía limpia en el sistema, así como la independencia energética con respecto a la red eléctrica y el uso del recurso solar existente, se manifiestan en la fracción renovable. En cuanto a rentabilidad, el ROI acumulado muestra el provecho económico neto que se ha producido con la aplicación del sistema en comparación con el estado base. Esto demuestra el ahorro total logrado en el periodo de análisis. En última

instancia, el tiempo de recuperación de la inversión revela en cuántos años se logra recuperar el capital invertido a través de los ahorros energéticos generados, siendo esto un indicador esencial para determinar la viabilidad financiera del proyecto. En total, estos indicadores posibilitan establecer no solo la rentabilidad económica de cada panorama, sino también su efecto en la disminución de costos energéticos, la penetración de fuentes renovables y la sustentabilidad operacional del sistema PV–BESS–Red.

5.7.1 Costo neto presente

El Costo Neto Presente, que refleja el valor total actualizado de todos los costos del sistema a lo largo de su vida útil (25 años), expone las consecuencias acumulativas de los gastos operativos. La configuración FV+BESS (E2), a pesar de tener el mayor CAPEX, que es de 61 340 USD, logra el NPC más pequeño entre todos los escenarios (140 926 USD), lo cual indica una disminución del 55 % en comparación con el modelo base (E0). Esto evidencia que los beneficios económicos de la autosuficiencia energética compensan con creces la inversión en infraestructura de energía distribuida.

Por otro lado, el escenario E3 – FV mínima, con una inversión reducida de solo 4 211 USD, no logra avances significativos y, de hecho, presenta un NPC más alto que el escenario básico porque no disminuye adecuadamente la adquisición de energía a la red y mantiene un OPEX alto.

Así, la siguiente Figura 5.15 permite visualizar cómo la curva de retorno económico se comporta de forma no lineal a partir de cierto umbral de inversión, los beneficios financieros se maximizan. El punto óptimo se observa en el escenario E2, donde el balance entre gasto inicial y ahorro acumulado es más favorable. Por el contrario, las configuraciones con baja inversión, como E0 y E3, terminan siendo más costosas a largo plazo debido a la dependencia de la red y los costos asociados.

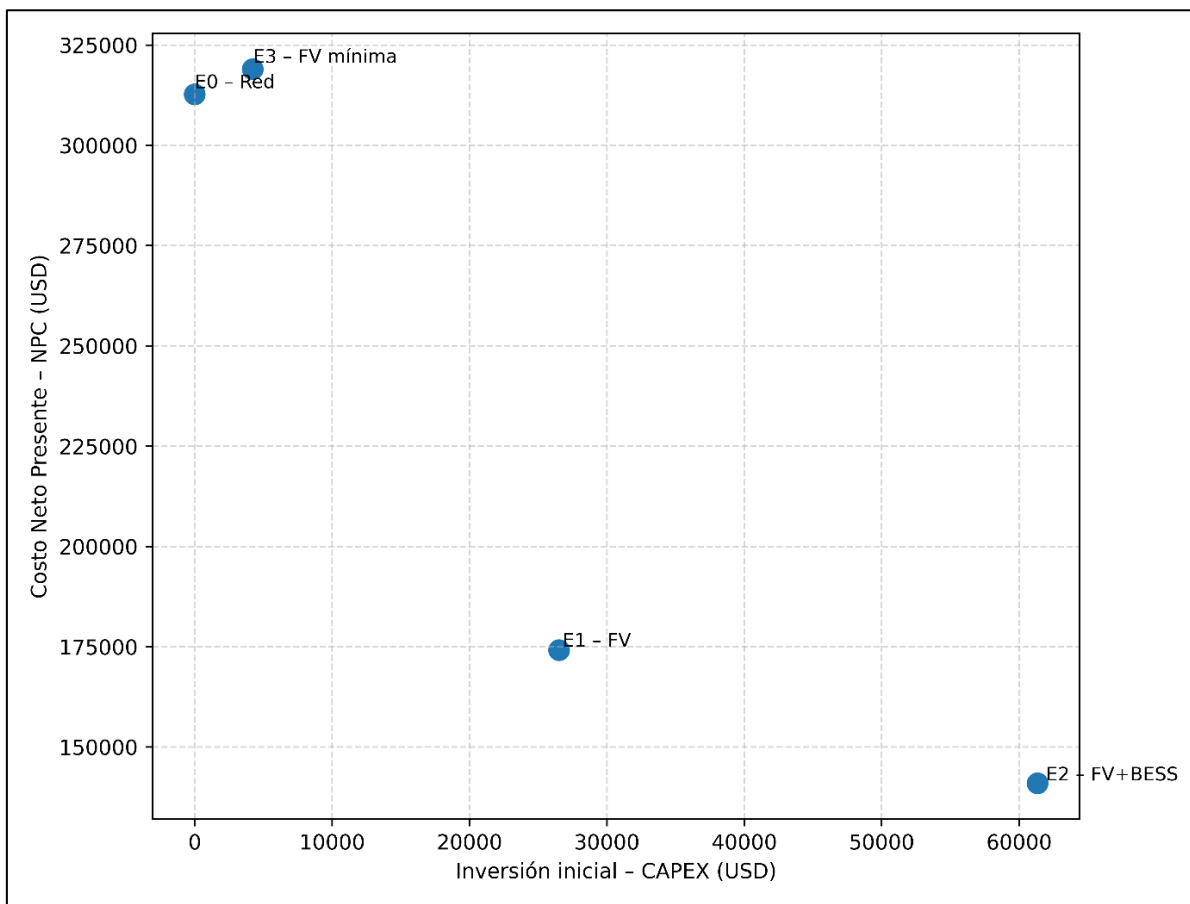


Figura 5.15. Comparación entre CAPEX y NPC de los escenarios simulados

Esta figura muestra de manera gráfica cómo fluctúan los costos totales del ciclo de vida (NPC) dependiendo de la inversión inicial (CAPEX) para cada una de las configuraciones analizadas (E0-E3). Solo házmelo saber si deseas que actualice la redacción de esta sección incorporando un análisis profundo de esta figura.

5.7.2 LCOE

El LCOE (Levelized Cost of Energy) ofrece una visión estandarizada del costo de generar y consumir un kilovatio-hora bajo cada configuración. Una vez más, el escenario E2 se destaca con un valor de 0.0292 USD/kWh, que es el más bajo del análisis. Este resultado es un reflejo de la explotación intensiva del recurso solar y el elevado índice de autoconsumo que permite el BESS. E2 muestra una reducción del 59 % en el costo unitario de la energía utilizada, comparado con los 0.0716 USD/kWh del escenario base.

Por otra parte, el LCOE de E3 (FV mínima) es de 0.0730 USD/kWh, incluso más alto que el del escenario base. Esto confirma su escasa eficiencia económica y técnica. El sistema no

produce un valor agregado importante debido a que, aunque la inversión es baja, no se puede desplazar el consumo de red.

5.7.3 OPEX anual evitado

La variación en el costo operativo anual entre las configuraciones posibilita la cuantificación de los beneficios inmediatos en función del gasto de energía. E2 disminuye el OPEX anual a tan solo 5 856 USD, lo que supone un ahorro del 75 % en comparación con la situación base. Este ahorro no solamente optimiza la rentabilidad del sistema, sino que además disminuye la vulnerabilidad frente a futuras subidas de tarifas. E1, únicamente con generación fotovoltaica, consigue disminuir el OPEX en un 52 %, a la vez que E3 no presenta mejoras y conserva casi los mismos niveles de gasto que E0.

5.8 SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN ÓPTIMA

De acuerdo con el estudio comparativo de los escenarios simulados, se determina que la configuración que combina generación fotovoltaica con almacenamiento electroquímico es la alternativa óptima para el proyecto DIRGI-CP2021-008. Esta opción muestra una notable armonía entre eficiencia energética, rendimiento técnico y rentabilidad económica durante el período de evaluación de 25 años.

Esta configuración, desde una perspectiva técnica, garantiza que la demanda esté cubierta en casi su totalidad a través de recursos propios, al disminuir la dependencia de la red eléctrica a un escaso 0,1 % del consumo total anual. Además, el sistema de almacenamiento facilita la gestión eficiente de los picos en la demanda, lo cual incide directamente en la disminución de los costos vinculados a la potencia facturada. Esta táctica de gestión energética avanzada, que integra generación renovable y almacenamiento, garantiza un funcionamiento estable y constante del edificio, incluso si el recurso solar presenta variabilidad.

En relación con el rendimiento energético, la instalación de paneles solares produce anualmente 405 674 kWh. De esta cantidad, se autoconsume el 90,5 %, debido a que la curva de generación solar, el perfil de demanda del edificio y la capacidad del sistema de almacenamiento son complementarios. Las importaciones desde la red son mínimas y los excedentes de generación constituyen solo el 6,6 %, lo que evidencia un alto grado de autosuficiencia energética.

Desde el punto de vista económico, esta configuración tiene el costo neto presente más bajo entre todas las opciones analizadas, a pesar de que la inversión inicial es la más alta (USD 61 340) del grupo. El costo neto presente es de USD 140 926. Este resultado muestra que una reducción significativa de los costos operativos anuales, que llegan a solo 5 856 dólares estadounidenses en contraste con los 23 008 del escenario base, compensa el desembolso más alto de capital. Asimismo, se consigue un costo nivelado de la energía más bajo (USD 0,0292 por kWh), lo cual afianza su conveniencia en el largo plazo.

En comparación, esta opción disminuye el Costo Neto Presente en más del 55 % en relación con el escenario base y mejora de manera importante los indicadores energéticos y económicos, en contraste con la configuración que solo toma en cuenta la generación solar sin almacenamiento. Además, se aleja claramente de la alternativa de baja potencia fotovoltaica, que tiene una rentabilidad escasa y un impacto operativo bajo.

En resumen, la opción que incluye generación solar distribuida con almacenamiento en baterías es la mejor para el proyecto. Esta alternativa asegura la viabilidad financiera, la eficiencia energética y la sostenibilidad técnica, mientras que disminuye simultáneamente la exposición del sistema a los cambios en las tarifas y refuerza su autonomía en términos de operaciones. Por lo tanto, se aconseja que se implemente como solución final para optimizar el suministro eléctrico del edificio y alcanzar los objetivos de eficiencia, autosuficiencia y disminución de costos que se establecieron al principio en la investigación.

5.9 ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA ÓPTIMO

La viabilidad económica del sistema PV-BESS-Red óptimo, que fue determinado en los objetivos previos, es analizada en esta sección, a través de la evaluación de los costos de inversión y operación y del rendimiento financiero durante el periodo evaluativo. Los resultados se contrastan de manera directa con el escenario base, que es el suministro exclusivo a través de la red eléctrica. Esto posibilita calcular los beneficios económicos derivados de la instalación de una microrred híbrida.

Para determinar la viabilidad de proyectos a lo largo de su ciclo de vida, se deben tomar en cuenta diversos indicadores financieros al evaluar económicamente sistemas híbridos PV-BESS-Red. El Costo Nivelado de Energía (LCOE), el Valor Actual Neto (VAN), el Costo Neto Presente (NPC) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) son algunos de los indicadores que se usaron en este análisis, ya que son ampliamente empleados en la literatura energética. Para no sobrecargar el cuerpo central del documento, se ofrece en el Anexo 9.4 una descripción más extensa de los métodos y conceptos de estos indicadores, que explica las bases empleadas para evaluar económicamente las microrredes híbridas y su uso en sistemas energéticos con generación fotovoltaica y almacenamiento.

5.9.1 Inversión inicial total (CAPEX)

La Tabla 5.13 presenta el detalle del costo de inversión inicial del sistema PV-BESS-Red óptimo, desagregado por componente.

Tabla 5.16. Inversión inicial del sistema híbrido

Componente	CAPEX (USD)
Generador fotovoltaico (176 kW)	52 860
Sistema de almacenamiento Li-ion (600 kWh)	8 400
Inversor (79,8 kW)	6 000
CAPEX total	67 340

Fuente. Elaboración propia en base a los resultados simulados en Homer Pro.

El sector fotovoltaico, que tiene la mayor parte del CAPEX total, es el principal componente de la inversión inicial, seguido por el sistema de almacenamiento. Este perfil de inversión es coherente con sistemas que buscan aumentar el autoconsumo y disminuir los costos de energía a largo plazo, en los cuales el desembolso inicial se contrarresta con ahorros operativos continuos.

5.9.2 Costos operativos (OPEX)

El funcionamiento y el mantenimiento de los componentes, el costo de las energías adquiridas a la red y los reemplazos programados son parte de los costos operativos anuales del sistema óptimo. El OPEX anual del sistema se encuentra resumido en la Tabla 5.14.

Tabla 5.17. Costos operativos del sistema híbrido

Concepto	OPEX anual (USD/año)
Operación y mantenimiento	972
Costos de red residual	30
Reemplazos anualizados	4 996
OPEX total	5 856

Fuente. Elaboración propia en base a los resultados simulados en Homer Pro.

El OPEX anual del sistema PV-BESS-Red es considerablemente más bajo que el del escenario base, lo cual demuestra que la generación y el almacenaje a nivel local disminuyen la dependencia de la red y los gastos relacionados con adquirir energía y pagar por demanda.

5.9.3 Flujo de caja proyectado

A lo largo de la vida útil del proyecto, se analizó el flujo de caja proyectado del sistema óptimo. La evolución del flujo de caja acumulado en comparación con el escenario base se presenta en la Figura 5.16.

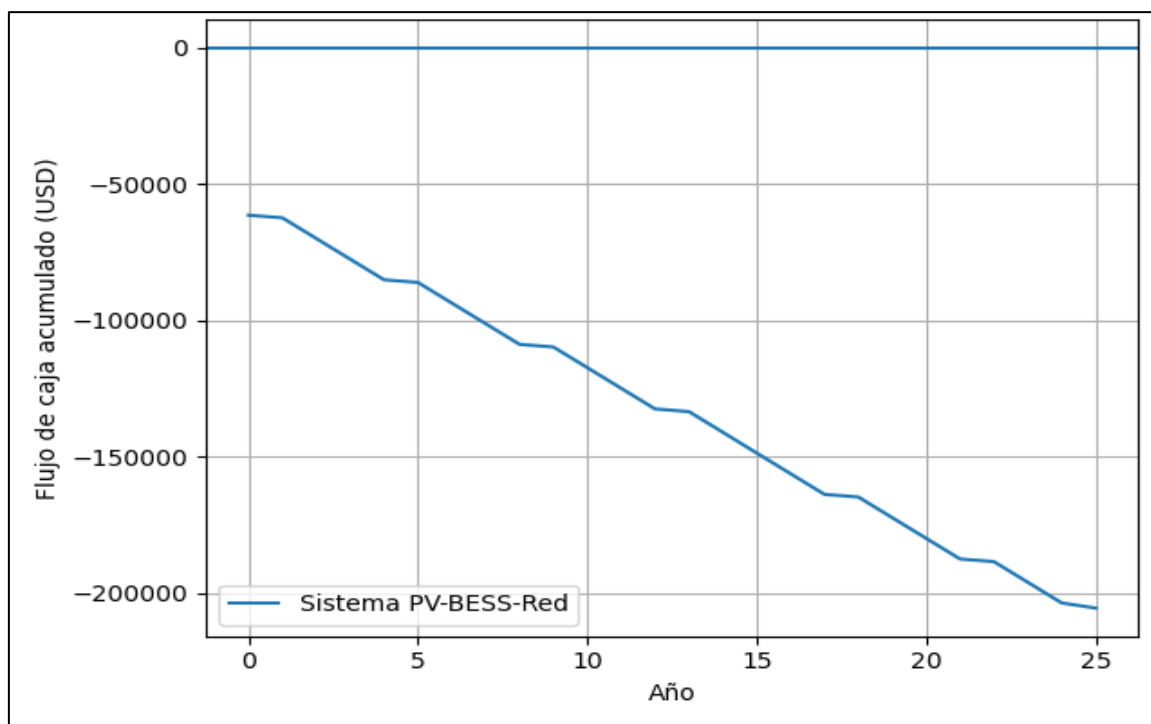


Figura 5.16 Flujo de caja acumulado

El flujo de caja muestra que, después del desembolso inicial, el sistema PV-BESS-Red produce anualmente ahorros económicos estables que hacen posible la recuperación de la inversión en un tiempo relativamente breve (). El hecho de que ambas curvas se vayan alejando confirma que el sistema híbrido no solo es factible, sino también mejor económicamente que el escenario de referencia.

5.10 INDICADORES DE RENTABILIDAD

5.10.1 Valor Actual Neto (VAN)

El sistema PV-BESS-Red tiene un Valor Actual Neto (VAN) positivo de 171 788 USD, lo que sugiere que el proyecto produce ganancias económicas netas a lo largo de su vida útil, después de deducir los costos de operación e inversión.

5.10.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

El sistema tiene una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 28,9 %, cifra que supera por mucho las tasas de descuento comunes para proyectos institucionales de energía. Este resultado valida la elevada rentabilidad financiera del sistema que se ha propuesto.

5.10.3 Periodo de recuperación (Payback)

La duración del periodo de recuperación simple del proyecto es de 3,5 años; en cambio, el payback descontado se encuentra en 4,1 años. Estos valores demuestran que la inversión se recupera rápidamente, lo que refuerza la viabilidad económica del sistema.

5.11 SISTEMA HIBRIDO OPTIMO

Los datos obtenidos indican que la combinación ideal del sistema híbrido PV-BESS-Red, que incluye 176 kW de potencia fotovoltaica y 600 kWh de almacenamiento, es la opción más viable desde el punto de vista técnico y económico en comparación con la situación base de ofrecer suministro solo a través de la red.

Desde la perspectiva energética, el sistema híbrido produce 405.674 kWh/año, logrando un autoconsumo del 90,5 %. Esto reduce en gran medida la dependencia estructural de la red pública. El nivel de autonomía operativa es elevado, ya que la energía importada se reduce a 422 kWh/año, cifra marginal si se compara con el consumo anual institucional de 567.890 kWh.

La estrategia de peak shaving, que se implementa a través del BESS, permite reducir la demanda máxima facturable en un 89,9 % en términos de manejo de la demanda. Esto tiene

un impacto directo en la disminución de los cargos por potencia, uno de los elementos más importantes del esquema tarifario institucional.

Desde un punto de vista económico, el análisis del ciclo de vida revela que el Costo Neto Presente (CNP) se reduce considerablemente, bajando de USD 312.714 en el escenario Red-Solo a USD 140.926 en el sistema híbrido, lo cual equivale a una disminución cercana al 55 %. De modo constante, el Costo Nivelado de Energía (LCOE) disminuye de USD 0,0716/kWh a USD 0,0292/kWh, lo que hace del sistema híbrido una opción mucho más competitiva que la provisión convencional.

La factibilidad de la inversión es confirmada por el análisis financiero adicional, que arroja un Valor Actual Neto (VAN) de USD 171.788 y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 28,9 %, mucho más alta que la tasa de descuento asumida del 8 %; esto demuestra que se está produciendo un valor económico neto para la institución. La comparación se presenta en la Tabla 5.15.

Tabla 5.18. Comparación económica (Red vs PV-BESS-Red)

Indicador	Escenario Red-Solo	Escenario Híbrido PV-BESS-Red
Consumo anual total (kWh/año)	567.890	567.890
Energía generada FV (kWh/año)	0	405.674
Energía importada de red (kWh/año)	567.890	422
Autoconsumo (%)	0 %	90,5 %
Reducción demanda máxima (%)	0 %	89,9 %
Costo Neto Presente (USD)	312.714	140.926
LCOE (USD/kWh)	0,0716	0,0292
VAN (USD)	—	171.788
TIR (%)	—	28,9 %

Fuente: Elaboración propia a partir de simulaciones en HOMER Pro.

En consecuencia, la configuración híbrida PV-BESS-Red no solo optimiza el desempeño energético, sino que constituye una solución económicamente rentable y estratégicamente favorable para la Facultad, alineada con criterios de sostenibilidad, eficiencia y resiliencia institucional.

En resumen, los resultados alcanzados demuestran que la microrred híbrida PV-BESS-Red no solamente tiene viabilidad a nivel técnico y eficiencia energética, sino también solidez económica y sostenibilidad financiera durante todo su ciclo de vida. El hecho de que los indicadores económicos (VAN, TIR, LCOE y periodo de recuperación) estén directamente relacionados con los indicadores técnicos (autoconsumo, disminución de picos y continuidad

del suministro) es la base para elegir la configuración óptima e implementarla como solución estratégica para el manejo energético a nivel institucional. Esto concuerda con lo observado en investigaciones recientes sobre microrredes híbridas optimizadas por medio de simulaciones y algoritmos de dimensionamiento [21].

Se ha determinado que la inversión bajo las condiciones de demanda y tarifarias analizadas es beneficiosa económicamente, ya que los índices obtenidos son un Valor Actual Neto (VAN) positivo de 171 788 USD, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 28,9 % y un periodo simple para recuperar la inversión de 3,5 años. Se han publicado en la literatura reciente resultados de magnitud similar, que evidencian que el uso de sistemas de almacenamiento electroquímico en microrredes híbridas aumenta considerablemente los beneficios del proyecto porque posibilita estrategias de gestión energética enfocadas en la disminución de la demanda máxima y el arbitraje tarifario [21], [25].

A partir de un ahorro económico anual estimado de 17 150 USD, el sistema no solo recupera su inversión inicial en un plazo reducido, sino que a partir del cuarto año genera beneficios netos sostenidos que impactan positivamente en los costos operativos de la institución. Adicionalmente, la disminución del Costo Nivelado de la Energía (LCOE) a 0,0292 USD/kWh, que es un precio mucho menor que el costo medio de la energía que proporciona la red (0,0716 USD/kWh), fortalece la estabilidad financiera del sistema ante situaciones de alza en las tarifas o fluctuaciones en los precios de la electricidad. Según las evaluaciones tecno económicas más recientes, los sistemas PV-BESS tienen menos riesgos financieros a largo plazo que las configuraciones que dependen solamente de la red [22].

Los resultados alcanzados están en línea con las tendencias globales de transición energética que fomentan soluciones descentralizadas, resistentes y con un alto grado de autoconsumo desde un punto de vista estratégico y operativo. En este sentido, el hecho de que se haya llegado a un porcentaje tan alto de autoconsumo (mayor al 90%) no solo demuestra una utilización eficiente de la generación fotovoltaica, sino que también resalta la importancia del sistema de almacenamiento como un factor esencial para desacoplar la demanda y la producción. Investigaciones recientes acerca de aplicaciones de redes inteligentes y sistemas de gestión energética demuestran que la incorporación de BESS posibilita un mejor control operativo, una mayor trazabilidad energética y una optimización del uso local de la energía producida, sobre todo en contextos urbanos e institucionales [23].

Asimismo, la capacidad del sistema para reducir más de 130 kW durante los picos de demanda constituye uno de los aportes más relevantes desde el punto de vista técnico y económico, dado que las estructuras tarifarias analizadas penalizan de forma significativa la demanda máxima. La reducción de picos mediante estrategias de descarga controlada del resultado que coincide con evaluaciones recientes sobre el papel del almacenamiento en la BESS se traduce directamente en menores costos asociados a la potencia demandada, mitigación de picos y en la mejora de la resiliencia operativa de sistemas eléctricos híbridos [24].

Un punto adicional a resaltar es que el Costo Neto Presente (NPC) se redujo en un 55 % con respecto al escenario base de suministro exclusivo desde la red. Este hallazgo demuestra que la combinación de generación fotovoltaica y almacenamiento no solo disminuye los gastos operativos anuales, sino que también mejora el rendimiento económico del sistema a lo largo de su vida útil. Según estudios recientes comparativos entre redes conectadas y microrredes híbridas, las soluciones PV–BESS muestran beneficios económicos evidentes en cuanto a NPC y costos acumulados, cuando los sistemas tarifarios son sensibles a la demanda y los precios de almacenamiento disminuyen [22], [25].

En última instancia, los hallazgos resumidos en la Tabla 5.17 demuestran una clara coherencia entre las metas propuestas y los logros obtenidos. La metodología utilizada se verifica mediante la correlación estable entre el rendimiento técnico del sistema que se expresa en términos de alta generación fotovoltaica, elevada autosuficiencia y disminución de picos y su rendimiento financiero que se manifiesta a través de indicadores como TIR, VAN y periodo de recuperación. En resumen, estos hallazgos establecen la microrred híbrida PV–BESS–Red como una respuesta técnica sólida, financieramente factible y estratégicamente apropiada para aplicaciones institucionales.

Los resultados alcanzados, cuando se consideran de forma integral, respaldan la justificación técnica y económica de la puesta en marcha del sistema propuesto. Además, resaltan su potencial como una solución energética sostenible, replicable y que está en línea con las prácticas internacionales más actuales para el diseño y funcionamiento de microrredes inteligentes con almacenamiento.

6. CONCLUSIONES

- En este estudio se propusieron y llevaron a cabo cuatro propósitos particulares enfocados en la caracterización, modelado, simulación, optimización y análisis de la viabilidad técnica y económica de una microrred híbrida que se funda en almacenamiento electroquímico (BESS) y generación fotovoltaica (FV). Los resultados obtenidos hacen posible la validación de la viabilidad del sistema que se propone y la definición de criterios nítidos para su puesta en marcha en contextos institucionales.
- El estudio del recurso solar mostró que existe una disponibilidad media anual de 4,97 horas solares pico (HSP), lo cual confirma que las condiciones son estables y favorables para la utilización de energía fotovoltaica en la zona investigada. Simultáneamente, el análisis de la demanda institucional reveló un consumo anual de 567 890 kWh, con patrones de carga elevados en las horas nocturnas y vespertinas. Esta información facilitó la determinación de un diseño del sistema que se ajustara a las condiciones reales de consumo y a la variabilidad horaria del recurso solar, lo cual disminuyó las dudas en torno al dimensionamiento del sistema FV y del almacenamiento.
- Se analizaron varios ajustes del sistema híbrido a través de simulaciones en el programa HOMER Pro. La opción ideal, que consiste en 176 kW de potencia fotovoltaica y 600 kWh de almacenamiento, produjo anualmente 405 674 kWh, cantidad que excedió la demanda energética de la institución. Este hallazgo evidencia que la microrred sugerida tiene la capacidad de satisfacer de manera constante las demandas energéticas del edificio a lo largo de un periodo de análisis de 25 años, asegurando una alta participación de energía renovable y disminuyendo considerablemente la dependencia respecto a la red eléctrica.
- La implementación de métodos avanzados para gestionar la energía, como load shifting y peak shaving, fue posible gracias a la introducción del sistema de almacenamiento BESS. Como consecuencia, se consiguió un autoconsumo del 90,5 %, una disminución de la demanda máxima de más de 130 kW y una importación anual desde la red de solo 422 kWh. Estos hallazgos corroboran que el BESS es fundamental para optimizar técnicamente el sistema, ya que mejora la estabilidad operativa de la microrred y separa el perfil de carga del edificio de la red.

- El sistema FV-BESS-Red mostró una alta rentabilidad desde la perspectiva financiera. La configuración óptima logró un 28,9 % de TIR (Tasa Interna de Retorno), 171 788 USD de VAN (Valor Actual Neto) y un lapso de recuperación simple de tres años y medio. Estos indicadores muestran que, gracias a ahorros operativos constantes, la inversión inicial se recupera rápidamente, lo que permite al sistema ser considerado como una solución económicamente competitiva y viable en comparación con el suministro exclusivo de la red eléctrica.

7. RECOMENDACIONES

- Para adaptar las estrategias de generación y almacenamiento de manera dinámica, se debe implementar sistemas para la validación y monitoreo constante de los datos del sol y del consumo. Esto propiciará que el control técnico del sistema y la eficiencia operativa sean más grandes.
- Implementar este modelo en otras organizaciones con perfiles de carga parecidos, teniendo en cuenta además tecnologías complementarias como la biomasa o la eólica para robustecer la solidez del sistema durante los periodos de baja irradiación.
- Poner en marcha sistemas de gestión inteligente de energía (EMS) que automaticen el funcionamiento del sistema, tomando en cuenta las tarifas horarias, los pronósticos de carga y las condiciones solares esperadas. Esto permitirá ajustar en tiempo real el despacho de energía.
- Fomentar incentivos y políticas públicas que hagan más fácil acceder a financiación para este tipo de sistemas, particularmente en los sectores institucionales, donde la transición energética puede tener un impacto significativo en términos económicos y ambientales.
- Este análisis no solo confirma la factibilidad del sistema PV-BESS-Red propuesto, sino que también proporciona un marco reproducible para instituciones que deseen mejorar su eficiencia energética, reducir costos y progresar en sus metas de sostenibilidad. Las sugerencias presentadas no son solamente técnicas, sino también estratégicas. Estas están diseñadas para hacer crecer y mantener el modelo a lo largo del tiempo, contribuyendo así a una matriz de energía más limpia, autónoma y sólida.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Guamangallo, J. Porras, C. Quinatoa, J. Vaca, and L. Chiza, “Optimal Sizing of Hybrid Generation Systems (Photovoltaic System and Energy Storage System) for Off-Grid Applications,” *Engineering Proceedings 2024, Vol. 77, Page 24*, vol. 77, no. 1, p. 24, Nov. 2024, doi: 10.3390/ENGPROC2024077024.
- [2] IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2022,” *International Renewable Energy Agency*, pp. 1–208, 2022, Accessed: Oct. 11, 2025. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- [3] UTC, “Universidad Técnica de Cotopaxi” Campus Salache. Accessed: Nov. 18, 2025. [Online]. Available: <https://www.utc.edu.ec/>
- [4] NOVERGY, «¿Qué es un sistema solar híbrido? Cómo funciona y sus beneficios.» 27 junio 2024. [En línea]. Available: <https://www.novergysolar.com/hybrid-solar-system-explained/>.
- [5] D. H. Ross, Lord Ugwu, and H. Ibrahim, “Review of Techno-Economic Analysis Studies Using HOMER Pro Software,” *Engineering Proceedings*, vol. 76, no. 1, 2024, doi: 10.3390/engproc2024076094.
- [6] K. J. Cabana, J. E. B. Candelo, and V. S. Santos, “Comprehensive Analysis of Microgrids Configurations and Topologies,” *Sustainability*, vol. 14, no. 3, Jan. 2022, doi: 10.3390/SU14031056.
- [7] A. M. Jasim, B. H. Jasim, and V. Bureš, “A novel grid-connected microgrid energy management system with optimal sizing using hybrid grey wolf and cuckoo search optimization algorithm,” *Front. Energy Res.*, vol. 10, p. 960141, Sep. 2022, doi: 10.3389/FENRG.2022.960141/BIBTEX.
- [8] R. Zhu, K. Das, P. E. Sørensen, and A. D. Hansen, “A Review on Energy Management System for Grid-Connected Utility-Scale Renewable Hybrid Power Plants,” *Wiley Interdiscip. Rev. Energy Environ.*, vol. 14, no. 1, p. e70004, Mar. 2025, doi: 10.1002/WENE.70004
- [9] K. Yin, Y. Xiao, X. Shen, Y. Zhu, and Y. Yang, “Review of Photovoltaic–Battery Energy Storage Systems for Grid-Forming Operation,” *Batteries*, vol. 10, no. 8, p. 288, Aug. 2024, doi: 10.3390/BATTERIES10080288.
- [10] A. O. Gbadegesin, Y. Sun, and N. I. Nwulu, “Operational Optimisation of Grid-Connected Microgrids Incorporating Hybrid Energy Storage and Demand Response,” *Energy Exploration and Exploitation*, vol. 41, no. 6, pp. 1869–1883, 2023, doi: 10.1177/01445987231174907.
- [11] J. M. Salles, A. M. Flores, and M. A. Ahmed, “Feasibility Assessment of Photovoltaic Systems to Save Energy Consumption in Residential Houses with Electric Vehicles in Chile,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 14, no. 9, May 2022, doi: 10.3390/SU14095377.
- [12] T. Ma, Y. Zhang, W. Gu, G. Xiao, H. Yang, and S. Wang, “Strategy comparison and techno-economic evaluation of a grid-connected photovoltaic-battery system,” *Renew. Energy*, vol. 197, pp. 1049–1060, Sep. 2022, doi: 10.1016/J.RENENE.2022.07.114.

- [13] M. Salehi, M. Khanali, and H. M. Ghasemi, "Techno-economic analysis of renewable hybrid system microgrids for minimizing grid power outages in residential areas," *Clean. Eng. Technol.*, vol. 25, p. 100924, Mar. 2025, doi: 10.1016/J.CLET.2025.100924.
- [14] A. Walker and J. Desai, "Battery Energy Storage System Evaluation Method," Dec. 2023, doi: 10.2172/2279165.
- [15] L. Guo, D. B. Thornton, M. A. Koronfel, I. E. L. Stephens, and M. P. Ryan, "Degradation in lithium ion battery current collectors," *JPhys Energy*, vol. 3, no. 3, Jul. 2021, doi: 10.1088/2515-7655/AC0C04.
- [16] C. L. Chen, H. K. Yeoh, and M. H. Chakrabarti, "An enhancement to Vynnycky's model for the all-vanadium redox flow battery," *Electrochim. Acta*, vol. 120, pp. 167–179, Feb. 2014, doi: 10.1016/J.ELECTACTA.2013.12.074.
- [17] S. Evro, A. Ajumobi, D. Mayon, and O. S. Tomomewo, "Navigating battery choices: A comparative study of lithium iron phosphate and nickel manganese cobalt battery technologies," *Future Batteries*, vol. 4, p. 100007, Dec. 2024, doi: 10.1016/J.FUB.2024.100007.
- [18] M. Assi and M. Amer, "A Comparative Analysis of Lithium-Ion Batteries Using a Proposed Electrothermal Model Based on Numerical Simulation," *World Electric Vehicle Journal*, vol. 16, no. 2, p. 60, Jan. 2025, doi: 10.3390/WEVJ16020060.
- [19] Lithium Storage, "Lithium Iron Phosphate Battery," Lithium Iron Phosphate Battery. Accessed: Nov. 24, 2025. [Online]. Available: <https://www.lithiumstoragebattery.com/products/lithium-iron-phosphate-battery.html>
- [20] HBOWA, "What you should know about the pros and cons of LFP Batteries," Blog. Accessed: Nov. 24, 2025. [Online]. Available: <https://www.pretapower.com/the-pros-and-cons-of-lfp-batteries>
- [21] A. D. Bouchaala, A. Boukadoum, A. A. Zaki Diab, E. A. Aldakheel, D. S. Khafaga, and A. Benhemine, "Optimal sizing and rule-based management of hybrid microgrids using SSA for rural electrification," *Sci. Rep.*, vol. 16, no. 1, pp. 1625-, Dec. 2025, doi: 10.1038/s41598-025-31117-8.
- [22] C. Y. A. Acevedo, J. E. M. Guerrero, Y. A. M. Muñoz, J. S. A. Amado, and J. F. S. Petit, "Grid extension vs. off-grid systems in rural Areas: Methodologies, tools, and criteria for decision-making," *Util. Policy*, vol. 99, p. 102028, Apr. 2026, doi: 10.1016/j.jup.2025.102028.
- [23] D. Icaza, D. D. Borges, S. G. Pulla, and M. Sigue, "Novel smart grids applications for energy management and traceability in heritage cities: Case study for city of Cuenca, Ecuador," *Sustainable Futures*, vol. 11, p. 101596, Jun. 2026, doi: 10.1016/j.rser.2012.10.020.
- [24] R. Zafar, A. S. Indatissa, P. Huang, A. L. Lane, and B. L. H. Björnsson, "Techno-economic assessment of electric vehicle-based decentralized electricity delivery for enhanced power resilience during outages," *Energy Reports*, vol. 15, no. 22, p. 108947, Jun. 2026, doi: 10.1016/j.egyr.2025.108947.
- [25] M. C. Celi, L. Koltermann, N. Nsir, J. van Ouwkerk, and D. U. Sauer, "Improving real-world execution of optimized trading schedules for large-scale battery storage systems

- through data-driven component parametrization,” *Appl. Energy*, vol. 407, p. 127340, Mar. 2026, doi: 10.1016/j.apenergy.2025.127340.
- [26] J. W. G. Andache and J. R. C. Chávez, “Diagnóstico energético para obtención de las curvas de demanda de los bloques A y B del Campus Matriz de la Universidad Técnica de Cotopaxi,” Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, 2021. Accessed: Mar. 09, 2026. [Online]. Available: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/8164>
- [27] Banco Central del Ecuador, “Tasas de Interés activas efectivas máximas vigentes para el Sistema Financiero Nacional,” Tasas de Interés Octubre 2025. Accessed: Oct. 17, 2025. [Online]. Available: <https://www.bce.fin.ec/junta-de-politica-y-regulacion-financiera-y-monetaria/tasas-de-interes/>
- [28] U. Jahn *et al.*, “Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates,” Germany, 2022. Accessed: Oct. 17, 2025. [Online]. Available: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/11/IEA-PVPS-Report-T13-25-2022-OandM-Guidelines.pdf?>
- [29] Homer Energy, “Navigating HOMER,” Navigations. Accessed: Nov. 24, 2025. [Online]. Available: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/navigating_homer.html
- [30] A. G. García, M. H. Gutiérrez, L. A. Moreno, L. M. Bravo, and G. F. Herrera, “Photovoltaic System for Residential Energy Sustainability in Santa Elena, Ecuador,” *Environments - MDPI*, vol. 12, no. 8, p. 281, Aug. 2025, doi: 10.3390/ENVIRONMENTS12080281/S1.
- [31] Rising Sun Ecuador, “Energía Solar,” Paneles Solares. Accessed: Nov. 24, 2025. [Online]. Available: <https://risingsunecuador.com.ec/paneles?>