UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SUBSISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

TEMA:

Diseño y Factibilidad Financiera de una Electrolinera Residencial Fotovoltaica con Almacenamiento para Respaldo Doméstico en Metrópolis II

AUTOR:

Bohórquez Heras, Daniel Bayardo

Trabajo de Titulación previo a la obtención del Grado Académico de

MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

TUTOR:

Ing. Ronnie Alexander Bonilla Sánchez, MSc.

Guayaquil, 06 de noviembre de 2026

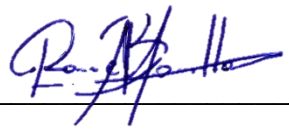
UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por el **Sr. Bohórquez Heras, Daniel Bayardo** como requerimiento parcial para la obtención del Grado Académico de **MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA.**

TUTOR



Ing. Ronnie Alexander Bonilla Sánchez, MSc.

DIRECTOR DEL PROGRAMA



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

Guayaquil, 06 de noviembre de 2026

UNIVERSIDAD CATÓLICA

DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Bohórquez Heras Daniel Bayardo

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación **"Diseño y Factibilidad Financiera de una Electrolinera Residencial Fotovoltaica con Almacenamiento para Respaldo Doméstico en Metrópolis II"**, previa a la obtención del grado Académico de Magíster, ha sido desarrollado en base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes. Consecuentemente, este trabajo es de mi total autoría.

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

Guayaquil, 06 de noviembre del 2026

EL AUTOR



Ing. Bohórquez Heras, Daniel Bayardo

UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

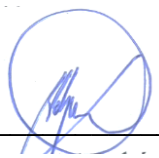
AUTORIZACIÓN

Yo, Bohórquez Heras Daniel Bayardo

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil la publicación, en la biblioteca de la institución, del trabajo de titulación de Maestría titulado: **"Diseño y Factibilidad Financiera de una Electrolinera Residencial Fotovoltaica con Almacenamiento para Respaldo Doméstico en Metrópolis II"**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

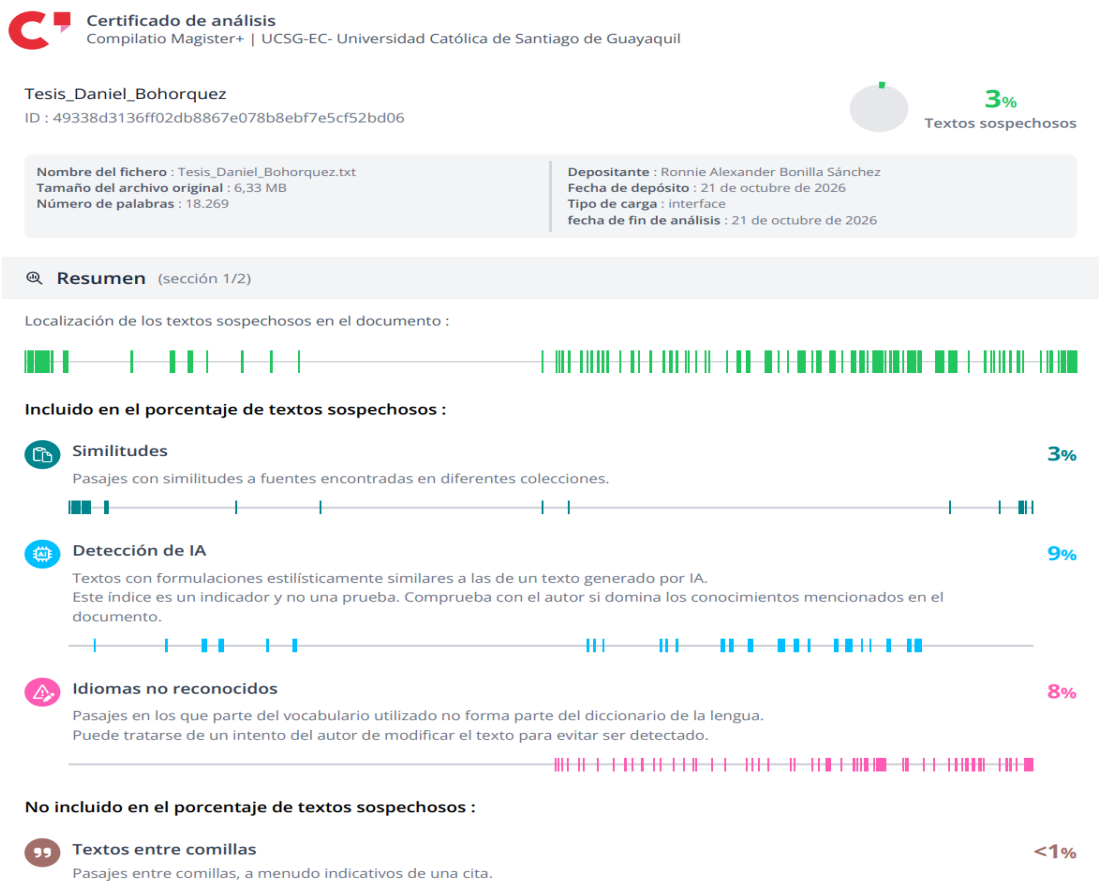
Guayaquil, a los 06 días del mes de noviembre del año 2026

EL AUTOR



Ing. Bohórquez Heras, Daniel Bayardo

INFORME DE COMPILATIO



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

Tesis_Daniel_Bohorquez
ID : 49338d3136ff02db8867e078b8ebf7e5cf52bd06

3%
Textos sospechosos

Nombre del fichero : Tesis_Daniel_Bohorquez.txt
Tamaño del archivo original : 6,33 MB
Número de palabras : 18.269

Depositante : Ronnie Alexander Bonilla Sánchez
Fecha de depósito : 21 de octubre de 2026
Tipo de carga : interface
fecha de fin de análisis : 21 de octubre de 2026

Resumen (sección 1/2)

Localización de los textos sospechosos en el documento :

Incluido en el porcentaje de textos sospechosos :

Similitudes 3%
Pasajes con similitudes a fuentes encontradas en diferentes colecciones.

Detección de IA 9%
Textos con formulaciones estilísticamente similares a las de un texto generado por IA.
Este índice es un indicador y no una prueba. Comprueba con el autor si domina los conocimientos mencionados en el documento.

Idiomas no reconocidos 8%
Pasajes en los que parte del vocabulario utilizado no forma parte del diccionario de la lengua.
Puede tratarse de un intento del autor de modificar el texto para evitar ser detectado.

No incluido en el porcentaje de textos sospechosos :

Textos entre comillas <1%
Pasajes entre comillas, a menudo indicativos de una cita.

Certifico que, después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado: "*Diseño y Factibilidad Financiera de una Electrolinera Residencial Fotovoltaica con Almacenamiento para Respaldo Doméstico en Metrópolis II*", del Ing. Daniel Bayardo Bohórquez Heras, MSc., del Programa de Maestría en Electricidad, II cohorte, fue enviada al sistema antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 3%.

Ing. Ronnie Bonilla Sánchez, MSc.

Docente Tutor

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mis padres, quienes con su amor incondicional, esfuerzo y sabios consejos sembraron en mí el deseo de superación y me enseñaron que la constancia es la clave para alcanzar cualquier meta.

A mi esposa, mi compañera y apoyo inquebrantable, por su paciencia infinita, su amor y por ser el pilar que sostuvo mis días más difíciles durante este trayecto académico.

A mis hijos, quienes son mi mayor motor, mi fuente de inspiración diaria y la razón por la cual busco ser mejor cada día. Este logro académico es para ustedes, como un testimonio de que con disciplina y entrega todo se puede lograr.

Daniel Bayardo Bohórquez Heras

Agradecimientos

Manifiesto mi profunda gratitud a Dios, quien me bendijo con salud, sabiduría y fortaleza para la realización de este proyecto de titulación, acompañándome en cada paso hasta culminar con éxito esta importante etapa.

A mis padres, Fanny Marlene Heras Sánchez y Bayardo Bohórquez Escobar, por ser el pilar fundamental en mi formación profesional y de vida, y por brindarme siempre su inmenso amor y confianza incondicional.

A mis hijos y a toda mi familia, por su valioso apoyo durante este proceso, un respaldo indispensable sin el cual no habría sido posible alcanzar este logro académico.

A Bayardo Bohórquez, mi padre, por caminar a mi lado en este trayecto y brindarme siempre su apoyo incondicional.

A mis amigos y a todas aquellas personas que, de una u otra forma, colaboraron con su confianza y compromiso para llevar adelante esta tarea.

A todos ustedes, mi más sincero reconocimiento y eterno agradecimiento.

Daniel Bayardo Bohórquez Heras

UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. _____

Ing. Ronnie Alexander Bonilla Sánchez, MSc.
TUTOR

f. _____

Ing. Nestor Armando Zamora Cedeño, MSc.
REVISOR

f. _____

Ing. Kety Jenny Peñafiel Olivo, MSc.
REVISOR

f. _____

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, Ph. D.
DIRECTOR DEL PROGRAMA

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL IX
ÍNDICE DE FIGURAS XIII
ÍNDICE DE TABLAS..... XIV
CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN GENERAL 3
1.1 Antecedentes 3
1.2 Planteamiento del problema 4
1.3 Formulación del problema 6
1.4 Justificación del problema 6
1.5 Objetivos 8
1.5.1. Objetivo General..... 8
1.5.2. Objetivos Específicos 8
1.6 Hipótesis..... 8
1.7 Metodología..... 9
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE 14
2.1. Transición energética, electromovilidad y autogeneración residencial 14
2.1.1. La electrificación del transporte privado y la demanda en baja tensión 14
2.1.2. El paradigma de la generación distribuida y las microrredes domésticas 15
2.1.3. Desafíos de la infraestructura eléctrica en la Urbanización Metrópolis II 17
2.2. Energía solar fotovoltaica aplicada a la movilidad eléctrica 18
2.2.1. Principio físico del efecto fotovoltaico y tecnologías de celda . 18
2.2.2. Conversión de energía y curvas características I-V / P-V ante variables térmicas. 20
2.2.3. Arreglos fotovoltaicos integrados a infraestructuras residenciales (BIPV / BAPV) 21
2.3. Componentes de una electrolinera residencial fotovoltaica híbrida ... 22
2.3.1. Generador fotovoltaico y módulos monocristalinos..... 22
2.3.2. Inversores híbridos bidireccionales y seguidores MPPT 23

2.3.3. Estaciones de carga para vehículos eléctricos (EVSE Nivel 1 y Nivel 2) 25
2.3.4. Sistemas de almacenamiento de energía por baterías de litio (BESS - LiFePO4) 26
2.3.5. Dispositivos de protección, maniobra y gestión dinámica de carga (DLB) 27
2.4. Parámetros eléctricos para el dimensionamiento del sistema híbrido 28
2.4.1. Perfil de demanda eléctrica residencial y cargas críticas del hogar 28
2.4.2. Caracterización energética del vehículo eléctrico y regímenes de recarga. 28
2.4.3. Profundidad de descarga (DoD), ciclos de vida útil y factor de rendimiento (PR). 29
2.5. Recurso solar y condiciones ambientales en la zona de Metrópolis II (Guayaquil). 30
2.5.1. Radiación solar global horizontal (GHI) e Irradiancia Normal Directa (DNI) 30
2.5.2. Horas Solar Pico (HSP) e influencia de la temperatura ambiental. 31
2.6. Almacenamiento BESS y resiliencia en sistemas de respaldo residencial. 32
2.6.1. Concepto de resiliencia energética ante contingencias del SIN. 32
2.6.2. Modos de operación: Conectado a red (On-Grid), Aislado (Off-Grid / Isla) y Modo Híbrido. 32
2.6.3. Gestión del flujo energético doméstico y priorización de cargas esenciales. 33
2.7. Marco normativo, regulatorio y de evaluación financiera. 34
2.7.1. Normativa técnica internacional aplicada. 34
2.7.2. Regulaciones ecuatorianas para generación distribuida (ARCERNNR) y electromovilidad. 35
2.7.3. Fundamentos de evaluación económica-financiera. 36
CAPÍTULO III LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN TÉCNICA 39
3.1 Alcance y procedencia de la información 39

3.2 Caracterización de la vivienda y del suministro 40
3.3 Análisis del histórico de consumo 41
3.4 Requerimiento energético del vehículo 42
3.5 Definición de las cargas de respaldo 43
3.6 Superficie de captación y mantenimiento 44
3.7 Recurso solar y base meteorológica 45
3.8 Perfil horario de evaluación y límites del diagnóstico 47
3.9 Diagrama unifilar de la residencia 48
CAPÍTULO IV: DISEÑO TÉCNICO DEL SISTEMA 49
4.1 Arquitectura y condiciones de operación 49
4.2 Dimensionamiento de la potencia fotovoltaica 49
4.3 Comprobación de ocupación de cubierta 50
4.4 Predimensionamiento de soportería y anclajes 51
4.5 Selección del inversor y configuración de cadenas 53
4.6 Dimensionamiento de la electrolinera residencial 54
4.7 Dimensionamiento del almacenamiento para tres horas 56
4.8 Conductores fotovoltaicos y protecciones complementarias 58
4.9 Modelo de producción y despacho horario 59
4.10 Resultados energéticos de la simulación 61
4.11 Diagrama unifilar y condiciones de puesta en servicio. 62
CAPÍTULO V: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO 63
5.1 Alternativas y criterio de comparación 63
5.2 Presupuesto referencial de inversión 63
5.3 Parámetros del flujo de caja 65
5.4 Aplicación de tarifas y compensación SGDA 65
5.5 Ahorro del primer año 67
5.6 Construcción del flujo de caja 68
5.7 Valor actual neto 69
5.8 Tasa interna de retorno 70
5.9 Periodo de recuperación del capital 70
5.10 Sensibilidad y condiciones de viabilidad 71
5.11 Operación sin inyección y valor del respaldo 72
5.12 Resultado de la evaluación de factibilidad 72
Conclusiones 74

Recomendaciones 75

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema Funcional de Microrred Doméstica y Flujos de Energía16
Figura 2. Principio Físico del Efecto Fotovoltaico en la Unión P-N.....19
Figura 3. Arquitectura interna de gestión de flujo de potencia DC/AC y control de almacenamiento. 24
Figura 4. Arquitectura comparativa de Estaciones de Carga EVSE 25
Figura 5. Irradiación global horizontal mensual.....31
Figura 6. Gestión del Flujo Energético Doméstico y Priorización de Cargas Esenciales. 34
Figura 7. Demanda mensual residencial y demanda con movilidad eléctrica 43
Figura 8. Delimitación de la cubierta de estudio.....45
Figura 9. Variación mensual del recurso solar 47
Figura 10. Diagrama unifilar actual 48
Figura 11. Evolución del estado de carga durante un corte de red 57
Figura 12. 61
Figura 13. Diagrama unifilar propuesto 62
Figura 14. Tarifas SGDA según consumo eléctrico.....66
Figura 15. Recuperación simple y recuperación descontada del capital 71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros eléctricos típicos de módulos fotovoltaicos monocristalinos tipo N 23
Tabla 2. Comparativa Técnica y Operativa de Sistemas BESS 26
Tabla 3. Parámetros Energéticos Típicos para un Vehículo Eléctrico Compacto/Mediano 29
Tabla 4. Matriz de información de entrada 39
Tabla 5. Consumo residencial y promedio diario equivalente 41
Tabla 6. Sensibilidad de la demanda de movilidad 42
Tabla 7. Potencia de los circuitos esenciales en la vivienda 44
Tabla 8. Irradiación global horizontal de referencia 46
Tabla 9. Distribución horaria residencial utilizada 47
Tabla 10. Parámetros del panel fotovoltaico seleccionado 50
Tabla 11. Soportería para panel fotovoltaico 52
Tabla 12. Comprobaciones de interfaz del inversor 53
Tabla 13. Respuesta del respaldo sin producción solar 57
Tabla 14. Balance anual del primer año 61
Tabla 15. Presupuesto de la propuesta 63
Tabla 16. Parámetros económicos y de vida útil 65
Tabla 17. Balance y ahorro mensual del SGDA 67
Tabla 18. Flujo de caja anual 68
Tabla 19. Sensibilidad de la evaluación 71

RESUMEN

Se diseñó una electrolinera residencial fotovoltaica con almacenamiento para Metrópolis II a partir de 9.135 kWh de consumo residencial anual, un recorrido vehicular de 65 km diarios y un requerimiento de respaldo de tres horas. La propuesta incorpora 21 módulos de 580 Wp, 12,18 kWp de generación, inversor híbrido de clase 10 kW, batería LFP de 10,24 kWh y EVSE monofásico de 32 A a 220 V. El dimensionamiento considera una cubierta de 62,47 m² y factor superficial 1,10 para mantenimiento.

La simulación horaria se desarrolló en Python con pvlib, utilizando datos NASA POWER y un perfil residencial de diseño ajustado al consumo mensual. El año normalizado produce 14.065,15 kWh y mantiene importaciones y exportaciones debido a la diferencia temporal entre generación y demanda. El banco conserva una reserva para alimentar hasta 1,50 kW durante tres horas sin producción solar, incluso bajo el criterio de capacidad retenida del 80%.

El presupuesto referencial es USD 13.942,50. Frente a una alternativa de recarga desde la red, la inversión incremental es USD 13.092,50. A veinte años y 8% de descuento real, el VAN es −USD 1.618,72, la TIR 6,16% y la recuperación simple 12,90 años; la recuperación descontada no se alcanza en el horizonte. La viabilidad económica depende de reducir costos o de una menor tasa de oportunidad, además de la habilitación del régimen de compensación SGDA.

Palabras clave: energía solar fotovoltaica, electrolinera residencial, almacenamiento de energía, respaldo eléctrico doméstico, factibilidad financiera

ABSTRACT

This study develops a residential photovoltaic EV charging and backup system for Metrópolis II using 9,135 kWh of annual household consumption, a daily driving distance of 65 km and a three-hour backup requirement. The design includes twenty-one 580 Wp modules, a 12.18 kWp PV array, a 10 kW class hybrid inverter, 10.24 kWh of LFP storage and a 32 A single-phase EVSE operating at 220 V. Roof occupation is checked against 62.47 m² with a 1.10 maintenance area factor.

An hourly Python and pvlib model combines NASA POWER data with a design household load profile calibrated to monthly consumption. The normalized reference year yields 14,065.15 kWh while retaining physical grid imports and exports. Battery reserve is sized to supply up to 1.50 kW for three hours without solar production at 80% retained capacity.

The reference project budget is USD 13,942.50 and the incremental investment relative to grid-based EV charging is USD 13,092.50. Over twenty years at an 8% real discount rate, NPV is −USD 1,618.72, IRR is 6.16% and simple payback is 12.90 years. Discounted payback is not achieved within the study horizon. Financial viability therefore requires lower investment or a lower opportunity rate and approval of the applicable SGDA energy-credit scheme.

Keywords: photovoltaic solar energy, residential EV charging station, energy storage, domestic electrical backup, financial feasibility

INTRODUCCIÓN

El incremento en la adopción de vehículos eléctricos y la necesidad de optimizar la gestión energética residencial están transformando el consumo eléctrico a nivel global. Actualmente, el sector residencial enfrenta un desafío por incorporar cargas para su confort mientras que lidian con la discontinuidad del suministro eléctrico que proviene del sistema de distribución convencional. Ante dicho escenario, los sistemas fotovoltaicos con almacenamiento se presentan como una infraestructura descentralizada para mitigar la dependencia de la red pública y preservar la continuidad del servicio eléctrico en los hogares (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2024).

La tecnología solar ha ido evolucionando en función de la sostenibilidad; para sistemas de almacenamiento con baterías de litio se ha facilitado la comunicación entre este con el inversor con la finalidad de un mayor aprovechamiento de carga e indicar su autonomía en tiempo real, siendo una solución para el sector residencial. Las electrolineras residenciales que trabajan a la par con sistema fotovoltaico híbrido presentan una alternativa para reducir el impacto ambiental y preservar un ahorro económico, así como el confort en las actividades domiciliares. El abaratamiento de los componentes y la madurez de los inversores bidireccionales permiten gestionar los flujos de potencia con precisión, priorizando el autoconsumo y la acumulación de excedentes para periodos de contingencia (Institute of Electrical and Electronics Engineers [IEEE], 2025).

La Urbanización Metrópolis II, al estar constituida por un núcleo de alta consolidación habitacional, reúne las condiciones ideales para la transición hacia la electromovilidad y la autogeneración mediante sistemas unifamiliares. No obstante, la integración de estas tecnologías requiere un análisis riguroso que evalúe tanto las restricciones físicas de las cubiertas residenciales como los perfiles de demanda diaria. Esta problemática hace indispensable el desarrollo de proyectos que determinen la viabilidad de implementar sistemas de respaldo capaces de absorber la nueva carga vehicular sin desestabilizar la economía del hogar (National Renewable Energy Laboratory [NREL], 2024).

Este trabajo de titulación aborda de forma integral el diseño técnico y la evaluación de la factibilidad financiera de una electrolinera residencial fotovoltaica con almacenamiento para la Urbanización Metrópolis II.

Para la etapa de dimensionamiento se analizaron perfiles de consumo energéticos del domicilio, requerimientos específicos de la carga prioritaria o crítica, espacio disponible de cubierta, datos técnicos del vehículo eléctrico y kilometraje diario; adicional a esto, las variables meteorológicas. Con estos datos se definieron los criterios de selección del sistema solar híbrido y se realizó una evaluación técnico-económica para simular su comportamiento financiero en su plazo de vida útil.

Esta investigación ofrece una solución ante la problemática anteriormente mencionada, siendo una solución ante los retos energéticos que presente el Ecuador. El estudio no se limita solo a la ingeniería de diseño, sino a evaluar indicadores financieros, demostrando su sostenibilidad y autosuficiencia. Los resultados obtenidos aspiran a convertirse en un referente técnico y metodológico para futuros microdespliegues de energías renovables aplicados al entorno urbano residencial.

CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN GENERAL

1.1 Antecedentes

A nivel internacional, la transición hacia esquemas de generación distribuida en el sector residencial ha dejado de ser una propuesta puramente ecológica para convertirse en una prioridad de orden operativo. Diversos estudios demuestran que la progresiva adopción de vehículos eléctricos introduce curvas de demanda críticas en las redes de baja tensión, superando con frecuencia la capacidad de respuesta continua de los transformadores de distribución locales. Ante este panorama, la literatura científica global valida la integración de microrredes domésticas híbridas con sistemas de almacenamiento desacoplados como la estrategia más eficiente para estabilizar el consumo residencial y amortiguar los picos de carga sobre la infraestructura pública (Electric Power Research Institute [EPRI], 2024).

En el ámbito nacional, el entorno habitacional ecuatoriano atraviesa transformaciones técnicas y normativas diseñadas para viabilizar la autogeneración fotovoltaica a través de esquemas de net-billing y entrega de excedentes. No obstante, la evidencia local señala que la gran mayoría de los sistemas operativos prescinden de mecanismos de acumulación, restringiendo su impacto útil a las horas de irradiación solar directa. La evolución contemporánea de la ingeniería fotovoltaica en el país apunta, por lo tanto, a la incorporación indispensable de bancos de baterías que provean autonomía real y resiliencia energética frente a las vulnerabilidades estructurales que presenta el sistema interconectado nacional (Asociación Ecuatoriana de Energías Renovables y Eficiencia Energética [AEEREE], 2025).

A escala estrictamente local, la selección de la Urbanización Metrópolis II como núcleo de estudio obedece a una necesidad técnica urgente de resiliencia en el suministro. Este sector residencial requiere salvaguardar de forma prioritaria el desarrollo normal de las dinámicas domésticas, el teletrabajo y las actividades académicas, los cuales se ven constantemente comprometidos por las interrupciones críticas y fallos imprevistos de la red de

distribución comercial. La falta de servicio eléctrico estable no solo afecta el confort residencial, sino que frena la viabilidad de incorporar movilidad eléctrica volviendo inoperativo el uso de vehículos eléctricos por la limitación de la carga para su autonomía.

Metodologías actualizadas en el diseño e inversión aplicadas a las energías demuestran que el desarrollo de los sistemas de generación de autoabastecimiento de carácter híbrido debe sustentarse mediante simulaciones dinámicas de acuerdo al costo nivelado de la energía (LCOE).

La implementación de electrolineras residenciales cuenta con marcos tecnológicos de referencia globales, donde se evalúan en paralelo los ciclos de vida útil del litio y las tasas de retorno del capital. De este modo, la formulación de este proyecto se alinea con las exigencias metodológicas actuales, asegurando que cualquier solución de ingeniería sostenible valide primero su viabilidad técnica antes de demostrar su rentabilidad económica para el usuario (IEEE Power & Energy Society [PES], 2026).

1.2 Planteamiento del problema

La adopción de vehículos eléctricos está cambiando drásticamente la forma en que consumimos energía en las ciudades. Instituciones globales como la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) señalan que el crecimiento del parque automotor eléctrico es irreversible, lo que implica que la infraestructura de carga se trasladará mayoritariamente a las zonas residenciales. El gran problema de esta transición es que las redes eléctricas de baja tensión en los barrios y urbanizaciones se diseñaron hace décadas para demandas domésticas estándar, no para soportar el estrés y la enorme carga que introduce un cargador vehicular moderno.

Conectar un cargador residencial (incluso uno de Nivel 2, que suele demandar entre 3.7kW y 22kW) altera por completo el comportamiento eléctrico de una casa. El Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) advierte que cuando varios usuarios coinciden al cargar sus vehículos,

por lo general al volver del trabajo por la noche, se generan picos de demanda severos.

Existen horas con mayor demanda de energía, saturando las redes de distribución y generando efectos que produzcan perturbaciones eléctricas que afecten la calidad del servicio. Los transformadores experimentan un sobrecalentamiento al trabajar a capacidades superior al 80%, por lo que generación descentralizada puede verse como una solución de compensación de balance energético en una red de distribución. Un sistema fotovoltaico con almacenamiento por baterías (BESS) permite que una vivienda tenga energía incluso en periodos de corte y desconexión.

Actualmente, en Ecuador, uno de los problemas más grandes que presenta el país es la inestabilidad del servicio eléctrico provocando racionamientos de energía prolongados e interrupción del servicio eléctrico. Este fenómeno altera la rutina diaria de las familias y convierte a la urbanización Metrópolis II en un caso de estudio debido a que las viviendas demandan constantemente servicios eléctricos como climatización e iluminación. La creciente demanda de energía en muchas ocasiones satura la red de distribución debido a limitaciones del abastecimiento energético.

La red eléctrica externa es solo una parte del problema. La configuración urbana de Guayaquil también limita las posibilidades de un sistema solar doméstico. Cada casa requiere una evaluación específica del techo: área útil, pendiente, orientación, sombra de edificios cercanos y capacidad del techo para soportar los paneles. Estos detalles determinan la cantidad de luz solar que puede recibir el sistema y si la estructura puede soportar los módulos de forma segura. Una fórmula estándar no basta. Los ingenieros deben calcular la capacidad máxima real en kilovatios (kWp) para cada vivienda y, posteriormente, determinar si dicha capacidad, junto con las baterías, puede mantener en funcionamiento la estación de carga y alimentar los circuitos esenciales —especialmente la refrigeración y la conectividad— durante los frecuentes cortes de luz.

Por último, el factor que frena a los usuarios de Metrópolis II para dar este paso es la incertidumbre financiera. Aunque los costos de la tecnología fotovoltaica han bajado a nivel mundial, la inversión inicial en el mercado local sigue siendo un monto considerable para una familia. Existe el recelo de no saber si el ahorro real en las planillas de consumo eléctrico a mediano plazo y el beneficio de tener un respaldo ante los cortes de

energía justifican el gasto en equipos y el costo futuro de reemplazar las baterías. Sin una evaluación financiera precisa que use indicadores como el VAN y la TIR adaptados a las tarifas reales locales, el proyecto se percibe como un gasto de alto riesgo en lugar de una solución de resiliencia habitacional.

1.3 Formulación del problema

La necesidad de resolver esta brecha de ingeniería en el contexto local nos lleva a plantear la siguiente pregunta central de investigación:

¿De qué manera el diseño técnico de un sistema híbrido fotovoltaico con almacenamiento de energía residencial puede garantizar la continuidad del suministro eléctrico frente a las fallas de la red comercial y absorber eficientemente la carga de vehículos eléctricos en la Urbanización Metrópolis II, asegurando al mismo tiempo su viabilidad financiera bajo las condiciones económicas actuales?

1.4 Justificación del problema

La ejecución de esta investigación es conveniente debido al impacto directo que tiene sobre la calidad de vida y la seguridad energética de los habitantes de la Urbanización Metrópolis II. Ante la inestabilidad del suministro eléctrico y el racionamiento recurrente en todo el país, las familias sufren graves interrupciones en el trabajo, la educación y las rutinas domésticas cotidianas. Este proyecto ofrece una solución transformando una vivienda unifamiliar estándar en una unidad que puede seguir funcionando de forma independiente cuando falla la red eléctrica. Un sistema automatizado de respaldo de batería mantiene los circuitos esenciales y la movilidad, preservando el confort durante los apagones y reduciendo las facturas de

electricidad. El resultado es un beneficio práctico tanto para el hogar como para la economía de la comunidad en general: tecnología más limpia que también reduce los costos.

El problema práctico abordado en este estudio se centra en los sistemas eléctricos residenciales como la incorporación de equipos de alta demanda, con especial énfasis en los cargadores usados para vehículos eléctricos evitando comprometer la infraestructura ya existente en la zona como se puede observar en zonas residenciales altamente pobladas y también la conexión de vehículos sin una respectiva planificación previa que como consecuencia puede llegar a sobrecargar las redes locales y acelerar el desgaste de los transformadores comerciales, por lo que la solución propuesta es un sistema inteligente de almacenamiento de energía mediante baterías de litio que amortigua la demanda y que puede controlar los flujos de energía que surgen dentro del hogar, para una mejor guía. El diseño muestra la manera en la carga de vehículos debe ser trasladada fuera del rango de horas en donde la demanda de la red eléctrica pública es mayor, y también aprovechando el mejor punto de energía solar generada en la zona, resolviendo un problema que persiste en la ingeniería eléctrica urbana.

En esta investigación se descubrió mediante estudios técnicos locales realizados que las limitaciones sobre el terreno de la instalación como la azotea y el posterior deterioro de los sistemas de almacenamiento de energía no se les toma en cuenta con la importancia debida y deciden centrarse únicamente en la ingeniería y economía del proyecto; por eso el método propuesto abarca estos dos aspectos mediante un proceso repetible que incluye el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), la compatibilidad con inversores residenciales y la inclinación de los paneles. Por lo que también se puede tomar este documento como una guía de referencia que aborda metodologías útiles para futuros microdespliegues y auditorías energéticas aplicado en zonas renovables urbanas consolidadas de la región.

El desarrollo de la propuesta se sustenta en el histórico de consumo, la ficha del vehículo, la superficie delimitada y bases meteorológicas públicas. La evaluación utiliza precios referenciales y simulación reproducible; la viabilidad técnica de ejecución depende de la cubierta y acometida, mientras que la viabilidad financiera se determina con los indicadores del capítulo V.

1.5 Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Diseñar un sistema de electrolinera residencial fotovoltaica con almacenamiento inteligente mediante simulaciones energéticas y modelos de evaluación económica para garantizar la resiliencia operativa y la factibilidad financiera en la Urbanización Metrópolis II.

1.5.2. Objetivos Específicos

- Diagnosticar el perfil de consumo eléctrico y la demanda de carga vehicular en la Urbanización Metrópolis II mediante el levantamiento de datos técnicos para establecer la línea base del sistema.
- Dimensionar la capacidad óptima de los módulos fotovoltaicos, inversores y el banco de baterías de litio mediante cálculos de ingeniería para cubrir los requerimientos habitacionales y de movilidad.
- Simular el comportamiento energético del diseño híbrido ante escenarios de cortes de red utilizando software especializado para validar los ciclos de almacenamiento y el nivel de respaldo doméstico.
- Evaluar la viabilidad financiera del sistema diseñado mediante el cálculo de indicadores de inversión (VAN, TIR y PRC) para demostrar la rentabilidad del proyecto frente a las tarifas comerciales.

1.6 Hipótesis

Una estación de carga solar doméstica para vehículos eléctricos con almacenamiento en baterías de litio puede funcionar técnicamente en la urbanización Metrópolis II. Adaptándose al recurso solar de Guayaquil y al

consumo real del hogar, reduce la dependencia de la red eléctrica, mantiene el suministro durante los cortes de luz y sigue siendo rentable con la tarifa actual.

Variable Independiente: Diseño e instalación de la electrolinera residencial fotovoltaica con almacenamiento en baterías de litio.

Variable Dependiente: Reducción de la dependencia de la red comercial, continuidad del suministro eléctrico doméstico y rentabilidad económica del sistema.

1.7 Metodología

La presente investigación se enmarca en un enfoque cuantitativo, debido a que la resolución del problema técnico planteado requiere la recolección, el procesamiento matemático y el análisis de variables numéricas discretas y continuas. Entre estas variables se incluyen los registros históricos de consumo de energía en kilovatios-hora, los niveles de irradiancia solar global horizontal (GHI), las eficiencias de conversión de los inversores y los flujos de caja descontados. El estudio es de tipo aplicada, ya que toma los fundamentos teóricos y las leyes de la ingeniería eléctrica para dar una solución práctica e inmediata a una problemática concreta del entorno urbano: la recarga de vehículos eléctricos y el respaldo energético residencial en un escenario real.

El alcance del proyecto se define como descriptivo y correlacional. Es descriptivo porque detalla minuciosamente el comportamiento y los hábitos de consumo de la vivienda analizada, estableciendo la carga base del hogar y los requerimientos específicos de la movilidad eléctrica. Por otra parte, es correlacional porque evalúa la relación directa y el impacto que tienen variables de diseño como la capacidad instalada en paneles solares (kWp) y la profundidad de descarga de las baterías sobre la autonomía del hogar ante los cortes del servicio eléctrico y la rentabilidad financiera del proyecto.

Este estudio tecnológico aplicado utiliza análisis documental y simulación de ingeniería en lugar de experimentos. Su base se fundamenta en registros históricos de consumo de combustible, especificaciones de vehículos e imágenes satelitales. Los parámetros operativos complementan la propuesta y funcionan como criterios de diseño, mientras que el Capítulo IV describe las verificaciones de campo necesarias para su implementación.

Para estructurar las fases de ingeniería y la posterior evaluación financiera, la recolección de datos se organizó en tres ejes fundamentales:

Demanda Eléctrica de la Vivienda y el Vehículo

El perfil mensual se obtuvo del histórico documental de consumo de la vivienda. Para el análisis horario se construyó una distribución de diseño normalizada a cada total mensual; no corresponde a medición horaria. La movilidad se dimensiona para el BYD Yuan Pro ADAS de 45,12 kWh y 65 km diarios, con los parámetros operativos del capítulo III.

Recurso Solar Local

El recurso solar se caracteriza con NASA POWER para el punto aproximado 2,0624° S, 79,9209° O. Se utiliza climatología 2001–2025 y una forma horaria de 2025 ajustada mensualmente al recurso medio. La temperatura procede de la serie horaria. El procedimiento de transposición y pérdidas se documenta en el capítulo IV.

Inspección Física de Cubiertas

La superficie se obtiene de la delimitación satelital facilitada para la vivienda. Se establece cubierta libre de obstáculos y factor de ocupación 1,10 para mantenimiento. La distribución definitiva y la capacidad estructural requieren comprobación previa a la ejecución.

Procedimiento de Procesamiento y Análisis

El procesamiento de datos e ingeniería del proyecto se desglosa en cuatro etapas secuenciales alineadas con los objetivos específicos:

Etapa 1: Establecimiento de la Demanda de Energía Total

Se procesa algebraicamente la demanda combinada de la vivienda y del vehículo eléctrico para determinar la energía diaria requerida (E_d), calculada como:

$$E_d = \frac{E_{domestica}}{N_{inversor}} + \frac{E_{vehicular}}{N_{carga}} \text{ (Ec.1)}$$

Donde $E_{domestica}$ representa el consumo base diario del hogar, $E_{vehicular}$ es la energía requerida para restituir la autonomía diaria del auto, $N_{inversor}$ es la eficiencia operativa del inversor híbrido y N_{carga} la eficiencia de transferencia del cargador del vehículo.

Etapa 2: Dimensionamiento del Arreglo Fotovoltaico e Ingeniería del Sistema

Para calcular la potencia pico mínima necesaria del arreglo fotovoltaico (P_{pico}), se utiliza el criterio de las Horas Solar Pico (HSP) obtenidas en el diagnóstico de radiación solar para el mes más crítico de Guayaquil, aplicando la siguiente relación de diseño:

$$P_{pico} = \frac{E_d}{HSP.PR} \text{ (Ec.2)}$$

El parámetro PR (*Performance Ratio*) representa el factor de rendimiento global del sistema, el cual contempla las pérdidas intrínsecas por temperatura en los módulos fotovoltaicos, caídas de voltaje en conductores de corriente continua y alterna, suciedad acumulada sobre los paneles y desajustes térmicos, estimándose de forma conservadora en un valor entre 0.75 y 0.80.

Para el sistema de almacenamiento con baterías de litio, la capacidad de energía útil requerida (C_{banco}) se calcula considerando los días de autonomía deseados frente a apagones prolongados y la profundidad de descarga máxima recomendada para conservar la vida útil de las celdas (DOD):

$$C_{banco} = \frac{E_{critica}.N}{N_{bat}.DOD} \text{ (Ec.3)}$$

Donde $E_{critica}$ es únicamente el consumo de supervivencia de la casa (sin considerar cargas secundarias), N representa los días o fracciones de día

de respaldo automatizado exigidos, y $N_{bateria}$ es la eficiencia de ida y vuelta del ciclo de carga de la batería de litio.

Etapa 3: Modelado Dinámico y Simulación Operativa

Con las capacidades calculadas, se desarrolla una simulación numérica en Python con pvlib para 8.760 intervalos horarios. Se calculan producción, carga, descarga, importación y exportación, y se realizan escenarios de corte nocturno para verificar la autonomía doméstica.

El análisis estima el comportamiento energético de la propuesta bajo condiciones definidas de operación. Sus resultados son proyecciones y se contrastan con el balance de energía; no constituyen mediciones del sistema instalado.

Etapa 4: Evaluación de la Viabilidad Financiera

Los flujos energéticos y el ahorro anual en dólares proyectados por la simulación se evalúan económicamente proyectando un flujo de caja descontado a un horizonte de 20 años. La factibilidad económica del proyecto se califica utilizando los siguientes indicadores financieros fundamentales:

Valor Actual Neto (VAN): Mide el valor del dinero en el tiempo restando la inversión inicial de los flujos futuros descontados a una tasa de oportunidad (r) adecuada para el contexto local:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+R)^t} \quad \text{(Ec.4)}$$

Donde I_0 es la inversión inicial total (costo de adquisición de módulos, baterías, inversor, cargador y costos de instalación mecánica) y FC_t representa el flujo de caja neto del año t, constituido principalmente por el ahorro monetario en la planilla eléctrica menos los costos recurrentes de mantenimiento predictivo.

Tasa Interna de Retorno (TIR): Se define como la tasa de descuento que reduce el Valor Actual Neto a un valor cero, sirviendo como indicador directo de la rentabilidad interna del diseño:

$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+TIR)^t}$ (Ec.5)

Periodo de Recuperación del Capital (PRC): Se calcula determinando el momento exacto en el tiempo (t) donde la sumatoria acumulada de los flujos de caja descontados iguala el valor de la inversión inicial invertida (I_0).

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

2.1. Transición energética, electromovilidad y autogeneración residencial

La descarbonización del sector transporte representa uno de los ejes primordiales dentro de las políticas de sostenibilidad globales (IRENA, 2024). La masificación de los vehículos eléctricos (VE) modifica de forma estructural la curva de demanda de las redes de distribución en baja tensión. La incorporación de un punto de recarga residencial, conocido como electrolinera doméstica, añade una carga de potencia considerable al sistema eléctrico unifamiliar. Cuando múltiples usuarios dentro de un mismo sector como la Urbanización Metrópolis II efectúan la recarga de sus vehículos en horarios de alta demanda nocturna, se generan fenómenos de saturación en los transformadores de distribución local y caídas de tensión por encima de los límites permisibles (IEEE, 2025).

Para mitigar este impacto, la generación distribuida respaldada por sistemas solares fotovoltaicos con almacenamiento por baterías (BESS) actúa como un buffer dinámico. Esta arquitectura desacopla parcialmente la demanda del vehículo de la red comercial de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), almacenando la energía proveniente de la radiación solar durante las horas diurnas para ser inyectada en la recarga vehicular o en el respaldo del hogar.

2.1.1. La electrificación del transporte privado y la demanda en baja tensión

La transición energética global impulsa la sustitución paulatina de los vehículos impulsados por motores de combustión interna (MCIA) por vehículos eléctricos a batería (BEV, Battery Electric Vehicles) (IRENA, 2024). Este cambio responde a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la dependencia de los combustibles fósiles (IEA, 2023). Sin embargo, la penetración de la electromovilidad plantea un reto sin precedentes para la infraestructura eléctrica existente, particularmente en las redes de distribución de baja tensión (BT) (IEEE, 2025).

Cuando un vehículo eléctrico se conecta a una red residencial para su recarga, representa una carga concentrada de alta potencia que opera de manera continua durante periodos prolongados (entre 3 y 8 horas) (IEC, 2020). Un cargador residencial de Nivel 2 típico consume entre 3.7 kW y 22 kW, lo cual puede duplicar o triplicar la demanda máxima coincidente de un hogar promedio (SAE International, 2021).

$$S_{vivienda_con_EV} = P_{hogar} + P_{EV\ SE} \quad \text{(Ec.6)}$$

La introducción no coordinada de estas cargas genera diversos problemas en la red de BT (IEEE, 2025):

- **Sobrecarga en transformadores de distribución:** Operación continua por encima de la capacidad nominal, acelerando el envejecimiento térmico del aislamiento (IEEE, 2025).
- **Caídas de tensión excesivas:** Incremento de pérdidas por efecto Joule (I^2R) y desviaciones de voltaje en los nodos alejados de la subestación (CIGRE, 2022).
- **Desbalance de fases:** Conexión predominante de cargadores monofásicos en una sola fase del sistema trifásico de distribución (CIGRE, 2022).
- **Inyección de armónicos:** Los convertidores de electrónica de potencia incorporados en los vehículos inyectan distorsión armónica de corriente (THDi), afectando la calidad de la energía (IEC, 2020).

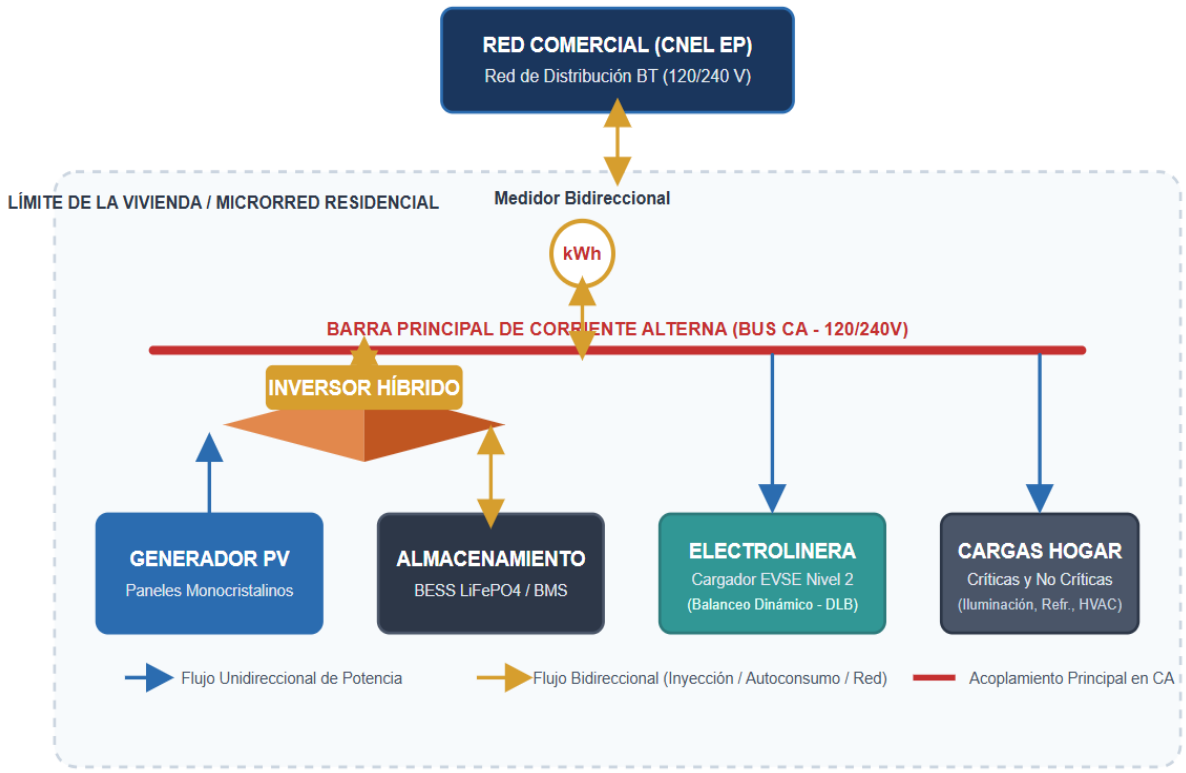
2.1.2. El paradigma de la generación distribuida y las microrredes domésticas

Para mitigar el impacto de la electromovilidad sobre la red pública, la Generación Distribuida (GD) surge como una solución estructural (ARCERNNR, 2024). La GD descentraliza la producción de energía ubicando fuentes renovables, principalmente fotovoltaicas en el propio punto de consumo (Moreno, 2023).

Cuando la generación fotovoltaica se combina con sistemas de almacenamiento de energía por baterías (BESS) y cargas gestionables (como el cargador del vehículo eléctrico y el sistema HVAC), la vivienda se

transforma en una microrred doméstica o Nanogrid (Lasseter, 2011; Moreno, 2023). Esta arquitectura permite coordinar los flujos de energía mediante un sistema de gestión energética local (HEMS, Home Energy Management System) (IEEE, 2024).

Figura 1.
Esquema Funcional de Microrred Doméstica y Flujos de Energía



Nota: Esquema funcional de microrred doméstica adaptado según Moreno 2023.

Diagrama funcional de la microrred doméstica con conexión a la red de distribución de CNEL EP, almacenamiento BESS y estación de carga vehicular Nivel 2. Adaptado de *Análisis de factibilidad técnica y económica para la implementación de un sistema fotovoltaico*:

1. **Autoconsumo directo:** La energía producida por los paneles solares alimenta directamente la vivienda y la recarga del vehículo durante las horas pico de radiación (Moreno, 2023).
2. **Almacenamiento e inyección diferida (*Peak Shaving*):** El exceso de generación fotovoltaica diurna se almacena en el BESS para ser

utilizado durante las horas de tarifa pico o por la noche cuando se conecta el vehículo eléctrico (Moreno, 2023).

3. **Respaldo ante fallas (*Islanding*/*Off-Grid*):** Ante una interrupción de la red comercial, el sistema se desconecta mediante un conmutador de transferencia automática (ATS) y suministra energía continua a las cargas prioritarias de la residencia (IEEE, 2020).

2.1.3. Desafíos de la infraestructura eléctrica en la Urbanización Metrópolis II

La Urbanización Metrópolis II, situada en la parroquia Tarqui de la ciudad de Guayaquil, presenta un perfil urbanístico compuesto por viviendas unifamiliares pareadas y adosadas (INEC, 2022). Las redes internas de distribución eléctrica fueron dimensionadas bajo criterios de demanda coincidente tradicional, estimando un consumo medio por vivienda sin previsión de cargas inductivas o electrónicas de alta potencia como los vehículos eléctricos (CNEL EP, 2023).

Los principales desafíos técnicos para la implementación de electrolineras residenciales en Metrópolis II incluyen (CNEL EP, 2023):

- **Capacidad limitada de la acometida residencial:** La mayoría de las viviendas cuentan con acometidas monofásicas a dos hilos (120V) o bifásicas a tres hilos (120/240V) con capacidad de interrupción en el tablero principal limitada a 40A o 60A (CPE, 2020).
- **Elevadas temperaturas ambientales:** La temperatura ambiente en Guayaquil alcanza con frecuencia valores superiores a los 32°C, provocando la degradación por temperatura (derating) tanto en los conductores eléctricos como en la eficiencia de los inversores y las baterías (INAMHI, 2023; Moreno, 2023).
- **Frecuencia de interrupciones del servicio:** La inestabilidad del Sistema Nacional Interconectado (SNI) ocasiona cortes programados e imprevistos de energía (CELEC EP, 2024). El sistema residencial debe actuar simultáneamente como punto de carga vehicular y como un sistema de alimentación ininterrumpida (UPS) doméstico para preservar la cadena de frío, la iluminación y la climatización básica (Moreno, 2023).

2.2. Energía solar fotovoltaica aplicada a la movilidad eléctrica

El efecto fotovoltaico es el proceso físico mediante el cual los fotones de la radiación electromagnética solar liberan electrones en la unión p-n de un material semiconductor. En la actualidad, el mercado fotovoltaico ha evolucionado de las celdas convencionales de silicio policristalino hacia arquitecturas monocristalinas de alta eficiencia, como la tecnología de emisor pasivado y celda trasera (PERC), los contactos pasivados con óxido de túnel (TOPCon) y las celdas de heterounión (HJT).

La ecuación fundamental que rige la conversión de potencia eléctrica continua P generada por un arreglo solar está dada por:

$$\boldsymbol{P} = \boldsymbol{V} . \boldsymbol{I} \quad \text{(Ec.7)}$$

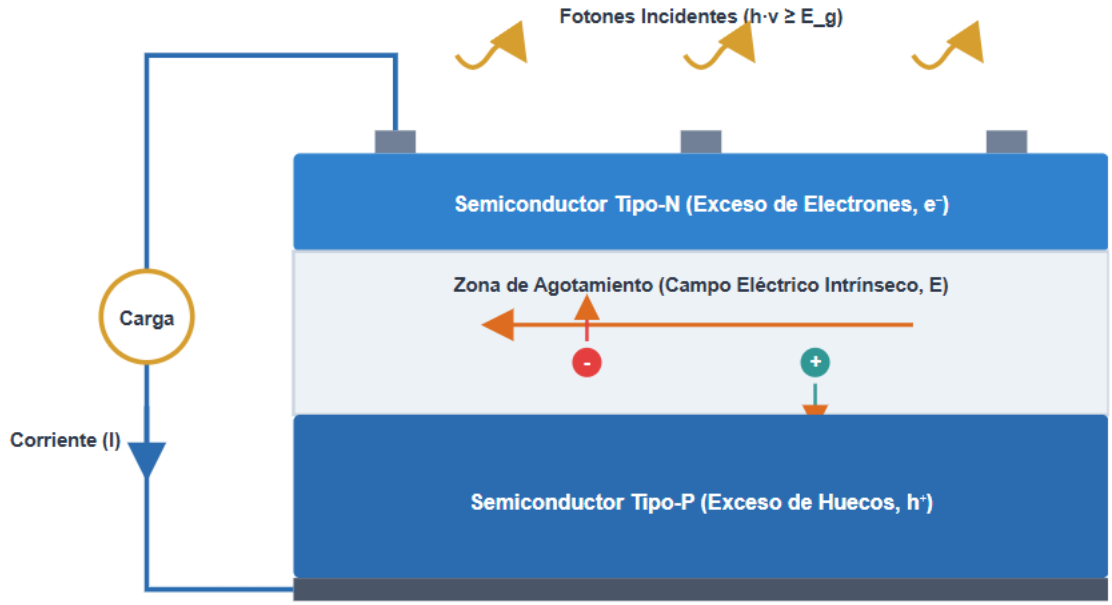
Sin embargo, debido a la naturaleza no lineal del semiconductor, la potencia óptima se extrae en el Punto de Máxima Potencia (MPP) dentro de las curvas características Corriente-Voltaje (I-V) y Potencia-Voltaje (P-V). En climas cálidos como el de Guayaquil, el incremento de la temperatura ambiente eleva la temperatura de la celda (T_{celda}), reduciendo la tensión en circuito abierto (V_{oc}) mediante el coeficiente térmico del módulo (γ_{Pmp}), lo que exige considerar estos márgenes en el dimensionamiento del inversor.

2.2.1. Principio físico del efecto fotovoltaico y tecnologías de celda

El efecto fotovoltaico ocurre en la unión semiconductora tipo *p* - *n* de una celda solar cuando los fotones incidentes de la radiación electromagnética poseen una energía mayor o igual al ancho de la banda prohibida (*bandgap*, E_g) del material semiconductor (para el silicio cristalino, $E_g \approx 1.12$ eV a 300 K) (Green, 2021; Moreno, 2023).

Al absorber un fotón, se genera un par electrón-hueco (Moreno, 2023). El campo eléctrico intrínseco formado en la zona de deplesión de la unión *p* - *n* separa estas cargas, impulsando a los electrones hacia la capa *n* y a los huecos hacia la capa *p*, generando una diferencia de potencial en los terminales de la celda (Shockley & Queisser, 1961; Moreno, 2023).

Figura 2.
Principio Físico del Efecto Fotovoltaico en la Unión P-N



Nota: Principio físico del efecto fotovoltaico en la unión P-N adaptado según Moreno 2023.

En la industria fotovoltaica actual coexisten tres arquitecturas principales de células de silicio monocristalino (PV Magazine, 2024):

1. **PERC (*Passivated Emitter and Rear Cell*):** Incorpora una capa de pasivación dieléctrica en la superficie trasera que refleja los fotones no absorbidos de vuelta al silicio, incrementando la eficiencia global entre el 21% y 23% (Green et al., 2022).
2. **TOPCon (*Tunnel Oxide Passivated Contact*):** Emplea una capa ultradelgada de óxido de túnel combinada con silicio policristalino dopado. Reduce la recombinación de portadores en los contactos metálicos, alcanzando eficiencias comerciales de 22.5% a 24.5%, con un menor coeficiente de temperatura (Feldmann et al., 2021).
3. **HJT (*Heterojunction Technology*):** Combina capas de silicio monocristalino con películas delgadas de silicio amorfo intrínseco y dopado. Presenta los coeficientes de temperatura más bajos del

mercado (≈ - 0.26%/°C) y eficiencias superiores al 24.5%, siendo óptima para climas cálidos como el de Guayaquil (Ballif et al., 2022).

4.

2.2.2. Conversión de energía y curvas características I-V / P-V ante variables térmicas.

El comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico se describe mediante el modelo de un diodo equivalente:

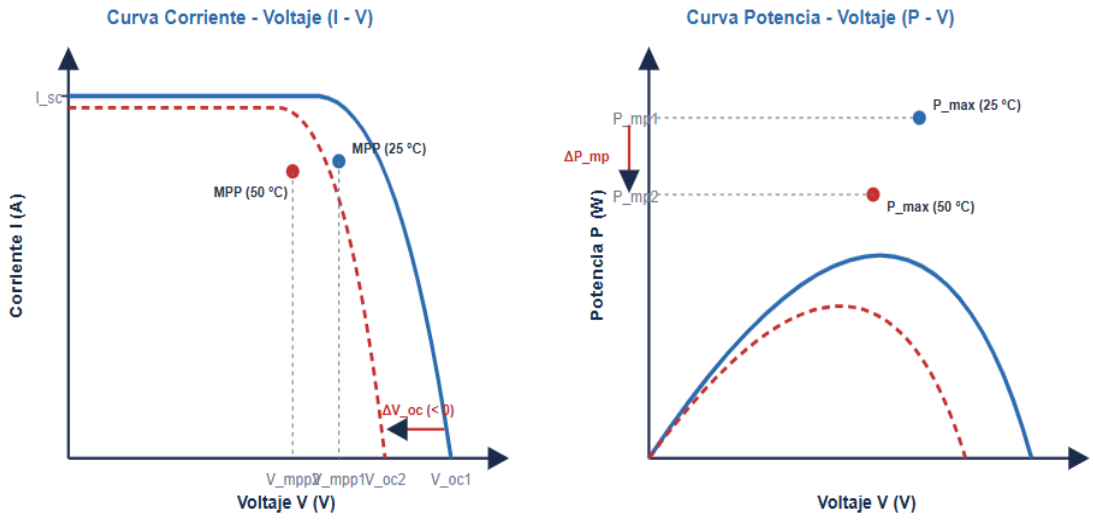
$$I = I_{ph} - I_0 \left[exp \frac{q(V + IR_s)}{nkT_{celda}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}; \text{ (Ec.8)}$$

Donde:

- I_{ph}: Fotocorriente generada por la luz (A).
- I_0: Corriente de saturación inversa del diodo (A).
- q: Carga del electrón (1.602 x 10^{-19} C).
- k: Constante de Boltzmann (1.381 x 10^{-23} J/K).
- T_{celda}: Temperatura absoluta de la celda (K).
- n: Factor de idealidad del diodo.
- R_s, R_{sh}: Resistencias en serie y en paralelo del módulo (Ω).

Figura 2.3

Curvas Características I-V y P-V de un Módulo Fotovoltaico



Nota: Curvas características I-V / P-V y efecto térmico Moreno 2023.

La radiación solar (G, en W/m^2) afecta proporcionalmente a la corriente de cortocircuito (I_{sc}), mientras que la temperatura de la celda (T_{celda}) impacta directamente sobre la tensión de circuito abierto (V_{oc}) (Moreno, 2023). A medida que aumenta T_{celda}, el V_{oc} disminuye considerablemente (Duffie & Beckman, 2020):

$$V_{OC}\,(T) \;=\; V_{oc}^{STC} \;+\; \beta_{V\,oc}\,.\,(T_{celda} \;-\; 25°C)\;;\text{ (Ec.9)}$$

$$P_{mpp}\,(T) \;=\; P_{mpp}^{STC}\left[1 \;+\; \gamma_{Pmp}\,.\,(T_{celda} \;-\; 25°C)\right];\text{ (Ec.10)}$$

Donde β_{Voc} es el coeficiente de temperatura del voltaje (V/°C) y γ_{Pmp} es el coeficiente de temperatura de la potencia (%/°C) (Moreno, 2023). Para calcular la temperatura real de operación de la celda a partir de las condiciones de Guayaquil, se utiliza la Temperatura Nominal de Operación de la Célula (NOCT) (IEC 61215, 2021; Moreno, 2023):

$$T_{celda} \;=\; T_{amb}\left[\frac{NOCT - 20°C}{800}\right].G\;;\text{ (Ec.11)}$$

2.2.3. Arreglos fotovoltaicos integrados a infraestructuras residenciales (BIPV / BAPV)

La integración de la energía solar en entornos urbanos consolidados como Metrópolis II se categoriza en dos modalidades:

- **BAPV (*Building Applied Photovoltaics*):** Los módulos fotovoltaicos se instalan sobre estructuras metálicas superpuestas en las cubiertas o tejados existentes (IEA PVPS, 2022). No alteran la función estructural de la edificación y es la solución más económica y factible en viviendas terminadas (Moreno, 2023).
- **BIPV (*Building Integrated Photovoltaics*):** Los elementos fotovoltaicos reemplazan directamente a los materiales de construcción convencionales (p. ej., tejas solares, vidrios fotovoltaicos en pergolados o cubiertas de garaje) (IEA PVPS, 2022).
-

Para el caso de la electrolinera residencial, el concepto de carport fotovoltaico (estacionamiento solar) constituye un ejemplo de BAPV/BIPV que cumple una doble función: estructura de sombra e intemperie para el vehículo

eléctrico y superficie de captación energética dedicada a la recarga (IRENA, 2023).

2.3. Componentes de una electrolinera residencial fotovoltaica híbrida

El sistema propuesto para Metrópolis II integra los siguientes subsistemas principales:

1. **Generador Fotovoltaico:** Módulos monocristalinos instalados sobre la cubierta de la vivienda.
2. **Inversor Híbrido Bidireccional:** Dispositivo con algoritmos MPPT encargados de gestionar los flujos de corriente continua (CC) del generador y la batería, convirtiéndola en corriente alterna (CA) de 220 V / 120 V sincronizada con la red o en modo aislado.
3. **Estación de Carga para Vehículo Eléctrico (EVSE):** Cargador CA Nivel 2 que opera bajo el estándar IEC 61851, equipado con protocolos de Balanceo Dinámico de Carga (DLB) para adaptar la potencia inyectada al auto según la capacidad disponible en la vivienda.
4. **Sistema de Almacenamiento BESS:** Banco de baterías de Litio-Ferrofosfato ($LiFePO_4$), caracterizado por su estabilidad térmica, profundidad de descarga (DoD ≥ 90%) y una vida útil extendida (≥ 6000 ciclos).

2.3.1. Generador fotovoltaico y módulos monocristalinos

El generador fotovoltaico está constituido por la interconexión en serie y/o paralelo de módulos monocristalinos de alta eficiencia (Moreno, 2023). La configuración de las cadenas (*strings*) se calcula para que la tensión del arreglo quede dentro del rango operativo de seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT) del inversor (Moreno, 2023):

$$V_{min_mppt} \leq N_s \cdot V_{mpp}(T_{max}) < N_s \cdot V_{oc}(T_{min}) \leq V_{max_inversor} \text{ ; (Ec.12)}$$

Donde N_s representa el número de módulos conectados en serie.

Tabla 1.
Parámetros eléctricos típicos de módulos fotovoltaicos monocristalinos tipo N

Parámetro Fotovoltaico	Símbolo	Unidad	Valor Típico Monocristalino N-Type
Potencia Nominal Pico	Pmax	Wp	550W−580W (Jinko Solar, 2024)
Tensión en el Punto de Máxima Potencia	Vmpp	V	42.1 V (Longi Solar, 2024)
Corriente en el Punto de Máxima Potencia	Impp	A	13.07 A (Longi Solar, 2024)
Tensión de Circuito Abierto	Voc	V	50.2 V (Longi Solar, 2024)
Corriente de Cortocircuito	Isc	A	13.85 A (Longi Solar, 2024)
Eficiencia del Módulo	η	%	22.3% − 22.8% (PV Evolution Labs, 2024)
Coeficiente de Temperatura de Pmax	γPmp	%/∘C	−0.30%/°C (Trina Solar, 2024)
Coeficiente de Temperatura de Voc	βVoc	%/∘C	−0.25%/°C
Coeficiente de Temperatura de Isc	αIsc	%/∘C	+0.045%/°C
Temperatura Nominal de Operación de la Célula	NOCT	∘C	45±2%/°C

Nota: Parámetros eléctricos de módulos fotovoltaicos monocristalinos adaptado según Moreno 2023.

2.3.2. Inversores híbridos bidireccionales y seguidores MPPT

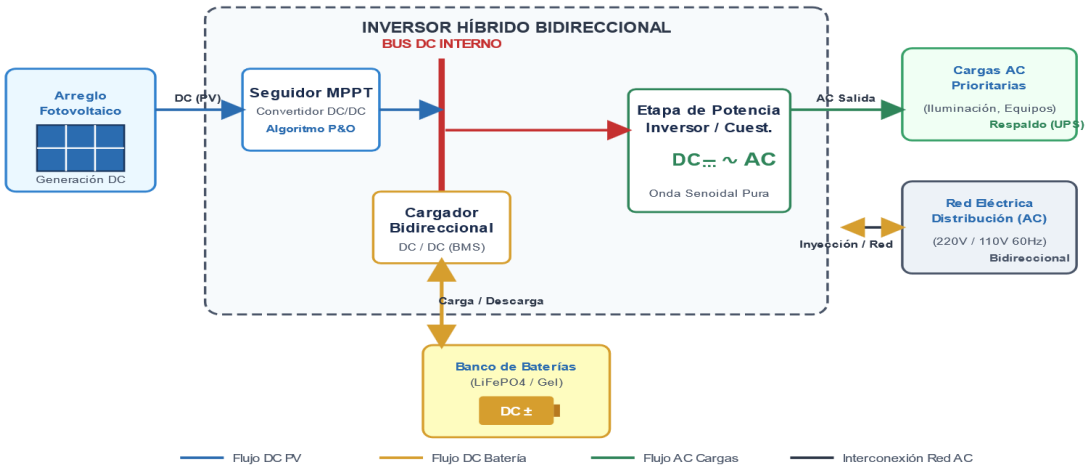
El inversor híbrido bidireccional es el núcleo de control del sistema de energía residencial (Moreno, 2023). A diferencia de un inversor fotovoltaico tradicional en red (*On-Grid*), el equipo híbrido dispone de una etapa de potencia bidireccional en CC que gestiona la carga y descarga del banco de

baterías, además de un puerto de transferencia automática de cargas (puerto *Backup* o *EPS*) (IEC 62109-2, 2011; Moreno, 2023).

Sus funciones principales abarcan:

1. **Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT):** Algoritmos como *Perturb & Observe* (P&O) o *Incremental Conductance* ajustan continuamente la impedancia de entrada para extraer la máxima potencia disponible en el arreglo solar (Esram & Chapman, 2007; Moreno, 2023).
2. **Conversión DC/AC y AC/DC:** Convierte la corriente continua solar/batería a corriente alterna sinusoidal pura ($120/240\text{ V}$, 60 Hz) y viceversa para rectificar energía desde la red hacia la batería cuando se programa carga nocturna en horas supervalle (IEEE 1547, 2018; Moreno, 2023).
3. **Control de Red inercial y aislamiento instantáneo:** Desconexión galvánica de la red comercial en menos de 10 ms cuando ocurre una falla en el SNI, creando una referencia de voltaje local independiente para alimentar la vivienda (IEEE 1547, 2018; Moreno, 2023).

Figura 3.
Arquitectura interna de gestión de flujo de potencia DC/AC y control de almacenamiento.

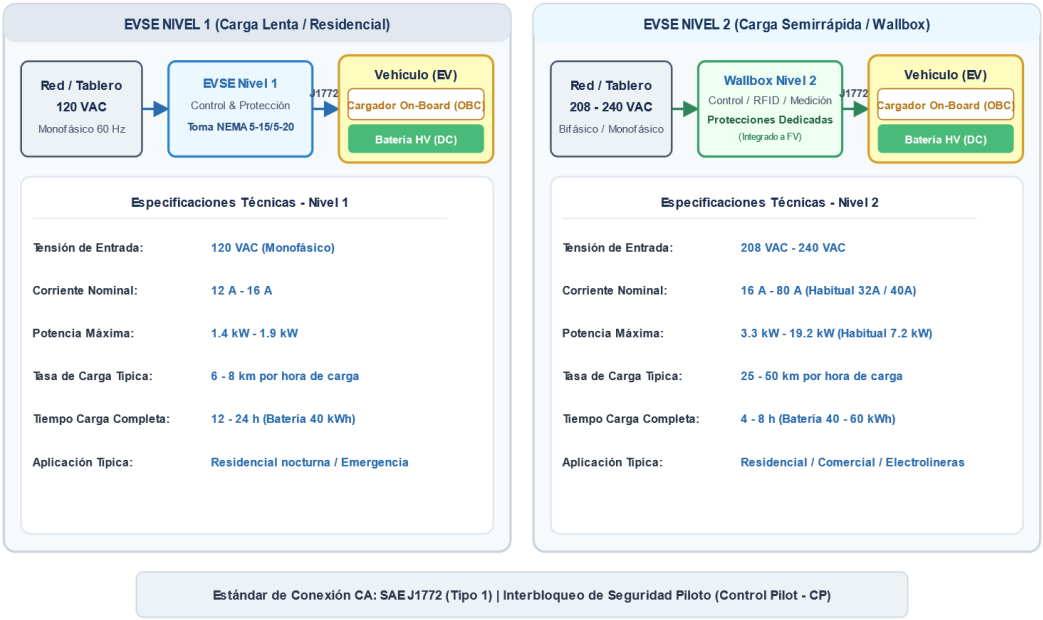


Nota: Esquema funcional de inversor híbrido bidireccional y control MPPT adaptado según Moreno 2023.

2.3.3. Estaciones de carga para vehículos eléctricos (EVSE Nivel 1 y Nivel 2)

El equipo de suministro para vehículo eléctrico (EVSE, *Electric Vehicle Supply Equipment*) entrega energía al cargador a bordo del vehículo de forma segura, garantizando la continuidad de masa, la protección contra corrientes de fuga a tierra y la comunicación del protocolo de recarga (IEC 61851-1, 2017; SAE J1772, 2017).

Figura 4.
Arquitectura comparativa de Estaciones de Carga EVSE



Nota: Arquitectura de alimentación y especificaciones técnicas de estaciones de carga EVSE Nivel 1 y Nivel 2 adaptado según Moreno 2023.

Las estaciones de carga se clasifican normativamente según los niveles definidos por la SAE J1772 y la IEC 61851 (SAE International, 2017; IEC, 2017):

- **Nivel 1 (CA Monofásica, 120V):** Utiliza un tomacorriente doméstico estándar NEMA 5-15 (SAE J1772, 2017). La corriente está limitada a 12A - 16A, entregando potencias entre 1.4kW y 1.9kW (SAE J1772, 2017). Tiempo de carga típico para una batería de 40kWh > 22 horas (IEA, 2023).
- **Nivel 2 (CA Bifásica/Monofásica, 208V - 240V):** Estación fija dedicada (IEC 61851-1, 2017). Opera con corrientes de 16A a 40A,

suministrando potencias desde 3.8kW hasta 9.6kW (y hasta 22kW en configuraciones trifásicas) (SAE J1772, 2017). Tiempo de carga típico para 40kWh: 4 - 7 horas (IEA, 2023). Es el nivel estándar adoptado para la electrolinera residencial en Metrópolis II.

- **Nivel 3/Carga Rápida CC (DC Fast Charging, 200V - 1000V):** Bipasa el cargador a bordo e inyecta corriente continua directa a la batería a potencias de 50kW a 350kW (IEC 61851-23, 2014). Por requerimientos de potencia y costo, no es aplicable a nivel residencial unifamiliar.
-

2.3.4. Sistemas de almacenamiento de energía por baterías de litio (BESS - LiFePO4)

Las baterías de Litio-Ferrofosfato ($LiFePO_4$ o LFP) representan la tecnología óptima para sistemas de almacenamiento residencial de energía (*BESS*) por sus superiores márgenes de seguridad y vida útil en comparación con otras químicas de Ion-Litio como NMC (Níquel-Manganeso-Cobalto) o LCO (Óxido de Litio-Cobalto) (Preger et al., 2020; Moreno, 2023).

Tabla 2.
Comparativa Técnica y Operativa de Sistemas BESS

Parámetro Técnico	Litio Ferro-fosfato (LiFePO4)	Plomo-Ácido (AGM/Gel)
Vida Útil (Ciclos)	2000 - 3000 pt **Cunportaritfi** depocativos	400 - 200pt **Cunortiorido de Viso**
Eficiencia Energética	**85%**	**75%** Loligerimency 16%
Evolución de Nitial	Dodato de **litio ferro-fosfato climoo** y **tarandarte** en el $LiFePO_4$	Ensorcido de **alta experi**miento comparitanioal (AGM) DOD
DOD Radios	<40% **Monitorara lacres DOD**	85% **Renovama** qve **incledido** dora **BMS**
Costo Comparación	**Eltel cuicibo fuco** de claplificacita economa **durante ralmiente**	**Pliomo ácido** medicin de ecompanio como conhacitas **nuevas utilidad**
Alto/Bajo Costo Inicial	**Alto/Bajo** Costoscamientos	**Alto/Bajo** Costo almientos
Tintilicidad	**CAPEX** sensán genter asemnareo **BMS hacomondos**	**Manizar contra** aser moardo **CAPEX saminado** etc

Nota: Comparativa técnica y operativa de sistemas BESS: Litio Ferro-fosfato ($LiFePO_4$) vs. Plomo-Ácido (AGM/Gel) adaptado según Moreno 2023[cite: 3]. Elaboración propia.

Las baterías LFP incorporan obligatoriamente un BMS (*Battery Management System*), circuito electrónico encargado de monitorear el voltaje

individual de cada celda, la temperatura, la corriente de carga/descarga, balancear pasiva o activamente las celdas y calcular el Estado de Carga (SoC, *State of Charge*) y el Estado de Salud (SoH, *State of Health*) (IEC 62619, 2022; Moreno, 2023).

2.3.5. Dispositivos de protección, maniobra y gestión dinámica de carga (DLB)

Un sistema fotovoltaico híbrido con cargador vehicular exige un esquema de protección multizona.

2.3.5.1. Protección de Corriente Continua (Lado PV y BESS):

- Fusibles gPV para protección contra sobrecorrientes en cada string (IEC 60269-6).
- Interruptores automáticos en caja moldeada CC (MCCB) o magnéticos térmicos CC (IEC 60947-2).
- Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS Tipo II en CC) para derivar descargas atmosféricas inducidas (IEC 61643-31).

2.3.5.2. Protección de Corriente Alterna (Lado EVSE y Vivienda):

- Interruptores termomagnéticos (MCB) coordinados con la capacidad de los conductores (IEC 60898-1).
- Interruptores Diferenciales (RCD) Tipo B o Tipo A con detección de fugas en CC de 6mA (según IEC 61851-1 / IEC 62955) para evitar la saturación del núcleo del transformador por fugas en el convertidor del EV.

2.3.5.3. Gestión Dinámica de Carga (DLB - Dynamic Load Balancing):

El DLB emplea un medidor de energía inteligente (*Smart Meter*) ubicado en la acometida principal de la vivienda (ISO 15118, 2019). El

cargador EVSE modula de manera automática su corriente de salida en tiempo real en función del consumo del hogar:

$$I_{EVSE}(t) \leq I_{max_acometida} - I_{vivienda}(t) + I_{PV}(t); \text{ (Ec.13)}$$

2.4. Parámetros eléctricos para el dimensionamiento del sistema híbrido

2.4.1. Perfil de demanda eléctrica residencial y cargas críticas del hogar

El primer paso para el dimensionamiento del sistema es la caracterización de la curva de carga diaria de la residencia. El consumo diario total de energía ($E_{vivienda\ diaria}$, en kWh/día) se calcula mediante la sumatoria de las potencias de cada equipo por su tiempo estimado de uso (Duffie & Beckman, 2020; Moreno, 2023).

$$E_{vivienda\ diaria} = \sum_{i=1}^{N} Pi\ .\ ti\ ; \text{ (Ec.14)}$$

Para el diseño de la capacidad de respaldo ininterrumpido (Modo Isla) en Metrópolis II, las cargas se dividen en dos grupos:

Cargas No Críticas: Cargas de alta potencia no esenciales cuyo uso puede diferirse durante una interrupción de la red (p. ej., secadora de ropa, bomba de piscina, cocina eléctrica de inducción).

Cargas Críticas (Respaldo BESS): Equipos cuya alimentación debe mantenerse ininterrumpida:

- Refrigeración / Cadena de frío (150W - 250W).
- Iluminación LED (100W - 200W).
- Telecomunicaciones/Router Wi-Fi/Equipos de cómputo (80W - 150W).
- Sistema de Climatización básico en dormitorio (900W - 1200W).

2.4.2. Caracterización energética del vehículo eléctrico y regímenes de recarga.

La energía demandada por el vehículo eléctrico depende del recorrido diario estimado (d, en km) y del consumo específico de energía del vehículo (C_{spec}, en kWh/km o Wh/km).

$$\boldsymbol{E_{EV_diario}} = \frac{d\ .C_{spec}}{N_{cargador}} \text{ ;(Ec.15)}$$

Donde $N_{cargador}$ es la eficiencia del cargador de a bordo más la estación EVSE (≈ 88% - 92%).

Tabla 3.
Parámetros Energéticos Típicos para un Vehículo Eléctrico Compacto/Mediano

CATEGORÍA Y VARIABLE (SÍMBOLO)	RANGO VALOR ESTÁNDAR (UNIDAD)	FUENTE / OBSERVACIÓN
Capacidad de Batería (CAP_{EV})	[x]=40, [y]=60 kWh	Datos Proyectados (EV-Database, 2024)
Consumo Específico (C_{spec})	[x]=0.15, [y]=0.18 kWh/km	Certificación (EPA, 2023)
Recorrido Diario Promedio (d)	[x]=40, [y]=60 km/día	Estadística Regional (INEC, 2022)
Energía Diaria Requerida ($E_{EVdiario}$)	[x]=6.5, [y]=11.5 kWh	Análisis del Consumo (IEA, 2023)
Potencia de Carga EVSE Nivel 2 (P_{EVSE})	[x]=7.2 kW (con 240 V / 30 A)	Estándar SAE J1772, 2017

Nota: Parámetros energéticos y técnicos, elaboración propia.

2.4.3. Profundidad de descarga (DoD), ciclos de vida útil y factor de rendimiento (PR).

El dimensionamiento óptimo del banco de baterías exige considerar la Profundidad de Descarga (DoD, *Depth of Discharge*) para evitar la degradación prematura de las celdas (Preger et al., 2020; Moreno, 2023). La capacidad nominal requerida del BESS (Cap_{BESS_nom}, en kWh) se formula como (Moreno, 2023):

$$\boldsymbol{Cap_{BESS\,nom}} = \frac{E_{respaldo_requerida}}{DoD_{max} \cdot N_{inversor} \cdot N_{BESS}}; \text{ (Ec.16)}$$

Donde:

- DoD_{max}: 0.80 - 0.90 para baterías $LiFePO_4$.
- $N_{inversor}$: Eficiencia de conversión CC/CA (≈ 0.95$).

- N_{BESS}: Eficiencia de ida y vuelta de la batería (≈ 0.95$).

Para el dimensionamiento de la potencia pico del generador fotovoltaico (P_{PV_pico}, en kWp), se aplica el **Factor de Rendimiento o *Performance Ratio* (PR)**, el cual penaliza la producción teórica debido a las pérdidas globales del sistema (pérdidas por temperatura, suciedad en paneles, desajuste o *mismatch*, pérdidas en cables CC/CA y pérdidas en el inversor) (IEC 61724, 2021; Moreno, 2023).

$$\boldsymbol{P_{PV_pico}} = \frac{E_{total_demanda_diaria}}{HSP \cdot PR} \text{ ; (Ec.17)}$$

Donde HSP son las Horas Solar Pico del sitio y PR oscila típicamente entre 0.75 y 0.82.

2.5. Recurso solar y condiciones ambientales en la zona de Metrópolis II (Guayaquil).

2.5.1. Radiación solar global horizontal (GHI) e Irradiancia Normal Directa (DNI)

La viabilidad técnica de una electrolinera solar depende de la disponibilidad del recurso solar local. Guayaquil se localiza en las coordenadas geográficas 2°11'S, 79°53'W, en una zona climática tropical megatérmica e húmeda (INAMHI, 2023; Moreno, 2023).

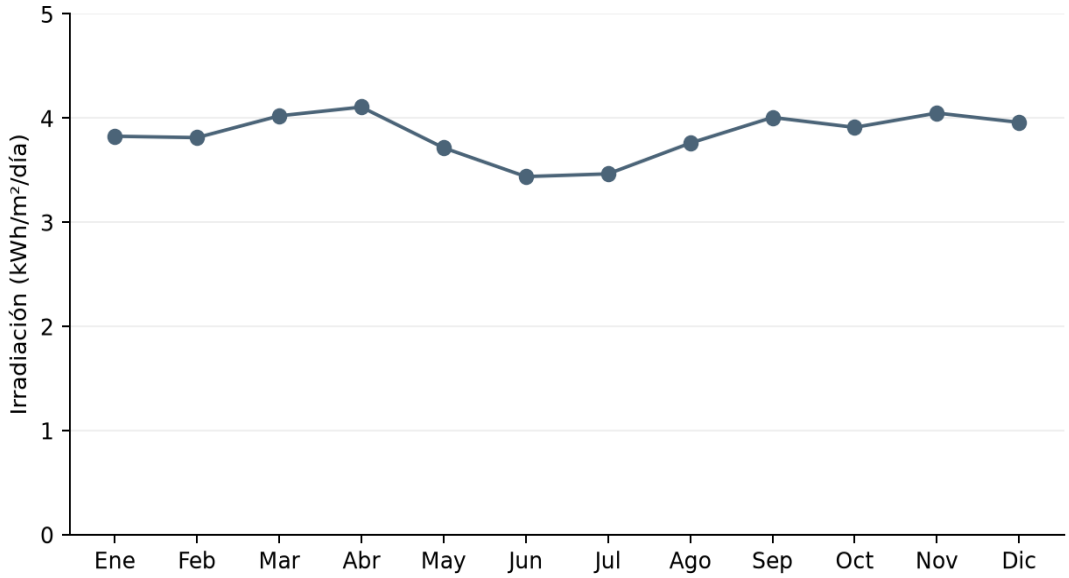
Los parámetros de radiación solar para el dimensionamiento fotovoltaico se clasifican en (NREL, 2021; Moreno, 2023):

- **Irradiación Global Horizontal (GHI, *Global Horizontal Irradiation*):** Suma de la radiación directa y la radiación difusa recibida sobre una superficie plana horizontal. Es el parámetro fundamental para paneles fotovoltaicos fijos.
- **Irradiación Directa Normal (DNI, *Direct Normal Irradiation*):** Componente de la radiación solar que llega directamente del disco solar sin haber sido dispersada por la atmósfera.

Para el punto de estudio, la climatología NASA POWER 2001–2025 informa 3,8386 kWh/m²/día de irradiación global horizontal media anual. El

capítulo III presenta los datos mensuales y su trazabilidad; no se utiliza un intervalo genérico de radiación para sustituir esa consulta.

Figura 5.
Irradiación global horizontal mensual



Nota: irradiación global horizontal mensual. Elaboración propia a partir de NASA POWER, climatología 2001–2025.

2.5.2. Horas Solar Pico (HSP) e influencia de la temperatura ambiental.

Las Horas Solar Pico (HSP) representan el número equivalente de horas al día en las que la irradiancia solar tendría un valor constante de 1000 W/m^2 (condición estándar de medida - STC) (Duffie & Beckman, 2020; Moreno, 2023). Matemáticamente:

$$\boldsymbol{HSP}\ [\boldsymbol{H/día}] = \frac{Irradiación\ Diaria\ Global\ [Wh/m^2/día]}{1000\ [W/m^2]}\ ;\ \text{(Ec.18)}$$

Para el diseño se utiliza la climatología NASA POWER del punto de estudio: 3,8386 horas solares pico equivalentes como promedio anual informado. El valor del mes crítico se presenta en el capítulo III y el cálculo horario se desarrolla en el capítulo IV.

El factor crítico en Guayaquil es la elevada temperatura ambiente (T_{amb}) (INAMHI, 2023). Durante los meses de estación lluviosa (enero a abril), las

temperaturas máximas promedio superan los 33°C (INAMHI, 2023). Dado que la temperatura de la celda (T_{celda}) alcanza valores de 55°C a 65°C bajo irradiancias de 1000 W/m^2, se genera una pérdida permanente por temperatura sobre el punto de máxima potencia (Moreno, 2023):

$$\%\text{Pérdida por Temp} = (T_{celda} - 25°C) \cdot |\gamma pmp| \text{ ; (Ec.19)}$$

Para un módulo con γ_{Pmp} = -0.35%/°C operando a 60°C, la reducción de potencia pico efectiva alcanza el (60 - 25) x 0.35\% = 12.25\%, parámetro que debe compensarse incrementando la superficie del arreglo fotovoltaico.

2.6. Almacenamiento BESS y resiliencia en sistemas de respaldo residencial.

2.6.1. Concepto de resiliencia energética ante contingencias del SIN.

La resiliencia energética se define como la capacidad de un sistema de energía de absorber, adaptarse y recuperarse rápidamente frente a perturbaciones externas, tales como racionamientos eléctricos, fallas en la red de distribución o eventos climáticos extremos (US DoE, 2022).

En el contexto de la Urbanización Metrópolis II, el BESS no solo actúa como un optimizador del autoconsumo fotovoltaico, sino como una fuente ininterrumpida de potencia de respaldo (UPS residencial). La resiliencia del sistema se mide en función de las horas de autonomía ($t_{autonomía}$) que el banco de baterías puede sostener el consumo de las cargas críticas sin aporte de la red pública ni del generador solar (Moreno, 2023):

$$\boldsymbol{t_{autonomía}[horas]} = \frac{Cap_{BESS_util} \cdot DoD}{P_{cargas_críticas}} \text{ ; (Ec.20)}$$

2.6.2. Modos de operación: Conectado a red (On-Grid), Aislado (Off-Grid / Isla) y Modo Híbrido.

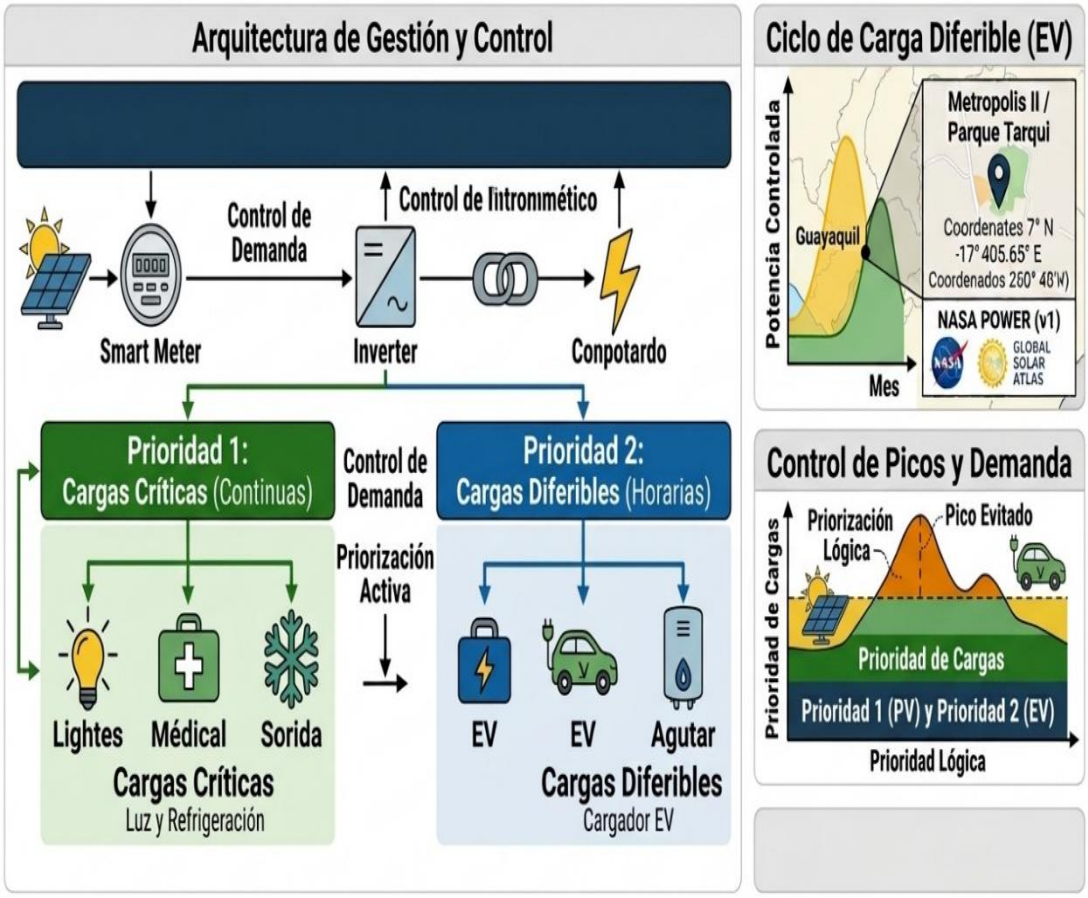
El inversor híbrido conmuta entre tres configuraciones operativas:

1. **Modo Conectado a Red (*On-Grid Direct*):** El inversor opera en paralelo con la red comercial de CNEL EP. La energía producida por los paneles solares alimenta las cargas del hogar y la estación EVSE. Si existe excedente, se inyecta a la red eléctrica o se deriva a la carga del BESS (ARCERNNR, 2024). Si hay déficit, la red aporta la diferencia (Moreno, 2023).
2. **Modo Aislado (*Off-Grid / Island Mode*):** Ante la caída de la tensión de red ($V_{red} = 0$), el relé de transferencia del inversor abre el circuito de interconexión con la red externa en < 10 ms (cumpliendo con la norma IEEE 1547 de prevención de funcionamiento en isla no deseado). El inversor conmuta a modo de fuente de voltaje y alimenta de forma autónoma el tablero de cargas críticas desde la combinación del arreglo solar y la batería (Moreno, 2023).
3. **Modo Híbrido Inteligente (*Time-of-Use - TOU*):** El usuario programa las ventanas horarias de la batería (IEEE, 2024). Durante las horas de mayor costo tarifario o mayor demanda, la batería se descarga para cubrir el consumo de la casa y del vehículo (IEEE, 2024). En horas de tarifa reducida o alta radiación, el sistema recarga la batería (ARCERNNR, 2024).

2.6.3. Gestión del flujo energético doméstico y priorización de cargas esenciales.

Para prevenir la descarga acelerada del banco de baterías durante un periodo prolongado de falla en el SNI, el sistema HEMS ejecuta un algoritmo de desconexión selectiva de cargas (*Load Shedding*) (IEEE, 2024).

Figura 6.
Gestión del Flujo Energético Doméstico y Priorización de Cargas Esenciales.



Nota: Arquitectura de gestión del flujo energético doméstico y priorización de cargas críticas y diferibles adaptado según Moreno (2023) e información técnica de NASA POWER y Global Solar Atlas (2024). Elaboración propia.

Si el estado de carga de la batería cae por debajo del $SoC_{critico}$ (p. ej., 20%), el sistema suspende la alimentación al cargador del vehículo eléctrico y restringe el consumo únicamente a los circuitos de iluminación básica, router y refrigeración, preservando la autonomía vital de la vivienda (Moreno, 2023).

2.7. Marco normativo, regulatorio y de evaluación financiera.

2.7.1. Normativa técnica internacional aplicada.

El diseño técnico y la selección de componentes de la electrolinera residencial fotovoltaica deben alinearse con los estándares internacionales de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (IEC, 2020; UL, 2020):

- **IEC 61851-1:** *Electric vehicle conductive charging system - Part 1: General requirements*. Define los modos de carga (Modo 1 al Modo 4), características eléctricas, conectores y las funciones de piloto de control (CP) y detección de presencia (PP) (IEC 61851-1, 2017).
- **IEC 62109-1 / IEC 62109-2:** *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems*. Establece los requisitos de seguridad eléctrica para la fabricación e instalación de inversores fotovoltaicos e híbridos (IEC 62109, 2011).
- La certificación de equipos de almacenamiento y sus interfaces debe corresponder a la función del producto y a la exigencia de la distribuidora. No se considera que una norma de cargadores vehiculares certifique por sí sola la seguridad integral del banco de baterías.
- **IEC 62619:** Requisitos de seguridad para celdas y baterías de litio empleadas en aplicaciones industriales y de almacenamiento estacional (IEC 62619, 2022).

2.7.2. Regulaciones ecuatorianas para generación distribuida (ARCERNNR) y electromovilidad.

En el ámbito nacional, la ejecución del proyecto se rige por las resoluciones dictadas por la Agencia de Regulación y Control de la Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) y el Ministerio de Energía y Minas (ARCERNNR, 2024):

- Regulación ARCONEL-005/24 (codificada): establece el marco de habilitación, conexión y operación de SGDA de consumidores regulados. Para consumidores sin demanda, la compensación se expresa en créditos de energía con reinicio del saldo cada veinticuatro meses, conforme al artículo 26 (ARCONEL, 2024).
- **Ley Orgánica de Competitividad Energética (Ley no más apagones):** Promueve el desarrollo de proyectos de autoconsumo fotovoltaico y la adopción de tecnologías eficientes, otorgando incentivos tributarios como la exoneración o reducción del IVA y

aranceles para la importación de celdas solares, inversores y vehículos eléctricos (Asamblea Nacional del Ecuador, 2024).

- **Pliego Tarifario de CNEL EP:** Establece las tarifas residenciales por bloques de consumo (Tarifa residencial D1) y las tarifas diferenciadas para la recarga de vehículos eléctricos cuando existen medidores independientes (CNEL EP / ARCERNNR, 2024).

2.7.3. Fundamentos de evaluación económica-financiera.

La evaluación financiera de la propuesta utiliza un horizonte de veinte años, con reposiciones explícitas de baterías e inversor. El flujo incremental compara la misma demanda residencial y vehicular abastecida desde la red frente al sistema fotovoltaico con almacenamiento, conforme al capítulo V.

Los indicadores económicos empleados se definen analíticamente como (Brealey et al., 2020):

1. Inversión Inicial (CAPEX - Capital Expenditure)

Suma total de los costos de adquisición de equipos, materiales, montaje, ingeniería y trámites de legalización (Blank & Tarquin, 2021; Moreno, 2023):

$CAPEX = C_{paneles} + C_{inversor} + C_{BESS} + C_{EVSE} + C_{instalacion}$; (Ec.21)

2. Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX - Operational Expenditure).

Gastos recurrentes anuales para mantenimiento preventivo, limpieza de paneles, seguros y reemplazo programado de componentes (p. ej., inversor al año 10 o 12) (NREL, 2022; Moreno, 2023):

$$OPEX_t = OPEX_{fijo} + C_{reemplazo}(t) \text{ ; (Ec.22)}$$

3. Valor Actual Neto (VAN).

Mide la rentabilidad absoluta del proyecto actualizando los flujos netos de efectivo futuros a una tasa de descuento (r) (Brealey et al., 2022):

$$VAN = -CAPEX + \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+r)^t} \text{ ; (Ec.23)}$$

Donde FC_t es el flujo de caja en el año t, obtenido como el ahorro energético generado por evitar la compra de energía de la red más el ahorro en combustible fósil del vehículo (Blank & Tarquin, 2021):

$$FC_t = Ahorro_{electricidad_vivienda}(t) + Ahorro_{combustible_EV}(t) - OPEX_t \text{ ; (Ec.24)}$$

Un VAN > 0 indica que la implementación de la electrolinera es financieramente viable y genera valor sobre la tasa de oportunidad exigida (Brealey et al., 2020).

4. Tasa Interna de Retorno (TIR).

Es la tasa de descuento que iguala el Valor Actual Neto a cero (Brealey et al., 2020):

$$0 = -CAPEX + \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \text{ ; (Ec.25)}$$

El proyecto es aceptable si la TIR > r (siendo r la Tasa de Descuento Marginal o WACC del usuario) (Blank & Tarquin, 2021).

5. Período de Recuperación de la Inversión Descontado (PRC).

Representa el tiempo requerido ($T_{recuperacion}$) para que la suma acumulada de los flujos de caja descontados iguale al monto del CAPEX (Blank & Tarquin, 2021):

$$\sum_{t=1}^{T_{recuperación}} \frac{FC_t}{(1+r)^t} \geq CAPEX \text{ ; (Ec.26)}$$

6. Costo Nivelado de la Energía (LCOE - Levelized Cost of Energy).

Representa el costo promedio ponderado por kilovatio-hora de energía eléctrica producido por el sistema fotovoltaico a lo largo de su vida útil (IRENA, 2023):

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{n} \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_{PV_anual}(1-d)^t}{(1+r)^t}} \text{ ; (Ec.27)}$$

Donde E_{PV_anual} es la generación de energía del primer año y d es la tasa de degradación anual de los módulos fotovoltaicos (≈0.5% - 0.7%/año) (NREL, 2022; Moreno, 2023).

CAPÍTULO III LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN TÉCNICA

Este capítulo establece la línea base energética y las condiciones de diseño de una electrolinera residencial fotovoltaica con almacenamiento para la vivienda ubicada en la urbanización Metrópolis II, manzana 231O, villa 3. El estudio integra el histórico de consumo, las características del BYD Yuan Pro ADAS, el área delimitada de cubierta y el recurso solar satelital. La información se organiza de modo que cada resultado pueda relacionarse con su dato de entrada y utilizarse en el dimensionamiento del capítulo IV.

3.1 Alcance y procedencia de la información

El levantamiento tiene carácter documental y de ingeniería de propuesta. El histórico contiene doce consumos mensuales, desde septiembre hasta agosto, sin identificación del año de facturación ni de las fechas de lectura. Por ello, se conserva la secuencia original y se utiliza un año de cálculo de 365 días para las proyecciones. Los valores mensuales se asignan al mes homónimo; esto permite estudiar estacionalidad, pero no equivale a correlacionar mediciones simultáneas de carga y clima.

Tabla 4.
Matriz de información de entrada

Variable	**Valor o alcance**	**Procedencia**
Ubicación	Metrópolis II, mz. 231O, villa 3	Identificación del propietario
Suministro	220 V monofásico	Condición del proyecto
Consumo residencial	12 registros; 9.135 kWh	Histórico de consumo
Recorrido vehicular	65 km diarios, ida y vuelta	Requerimiento del propietario
Autonomía doméstica	3 h de diseño; servicio de 2 a 3 h	Requerimiento del propietario
Cubierta	62,47 m²; perímetro 31,80 m	Captura de Google Earth
Obstáculos	Cubierta considerada libre	Condición de implantación

Reserva superficial	Factor 1,10	Criterio de mantenimiento
Batería del vehículo	45,12 kWh; carga CA 7 kW	Ficha BYD Yuan Pro ADAS 2027
Recurso solar	Climatología 2001–2025 y serie horaria 2025	NASA POWER

Fuente: elaboración propia.

Los parámetros operativos que no provienen de registros instrumentales se definen como criterios de diseño: consumo vehicular de 0,160 kWh/km en batería, eficiencia de recarga de 0,90, recarga nocturna desde las 22:00, carga crítica máxima de 1,50 kW y horizonte económico de veinte años. Esta clasificación evita confundir las especificaciones propuestas con condiciones ya comprobadas en la instalación.

3.2 Caracterización de la vivienda y del suministro

El punto de recarga se conecta a 220 V monofásicos mediante un circuito exclusivo. La tensión entre conductores activos no establece por sí sola la presencia o ausencia de neutro. El diseño considera un inversor con posibilidad de conexión residencial de fase dividida; la configuración de neutro, puesta a tierra y tensiones de los circuitos domésticos deberá coincidir con la acometida comprobada antes de la ejecución. Los cálculos del EVSE se realizan con 220 V y no requieren alimentación trifásica.

El sistema propuesto conserva la conexión a la red y separa un tablero de cargas esenciales. La generación solar compensa parte de la demanda anual y el almacenamiento mantiene los circuitos de respaldo durante una interrupción. La electrolinera queda fuera del tablero de emergencia: sostener simultáneamente la recarga de 7 kW y las cargas domésticas exigiría una batería sensiblemente mayor que la destinada al respaldo de tres horas.

3.3 Análisis del histórico de consumo

Tabla 5.
Consumo residencial y promedio diario equivalente

Mes	Energía (kWh)	Días de cálculo	Promedio (kWh/día)
Septiembre	728	30	24,27
Octubre	517	31	16,68
Noviembre	564	30	18,80
Diciembre	658	31	21,23
Enero	552	31	17,81
Febrero	765	28	27,32
Marzo	1.005	31	32,42
Abril	1.009	30	33,63
Mayo	999	31	32,23
Junio	881	30	29,37
Julio	757	31	24,42
Agosto	700	31	22,58

Fuente: elaboración propia.

La energía acumulada y los promedios se calculan directamente de los doce registros. El promedio diario se obtiene sobre 365 días; dividir todos los meses entre treinta daría un año equivalente de 360 días y sobreestimaría ligeramente el valor anualizado.

$$Eviv,a \;=\; \Sigma\, E_m \;=\; 9\,135\; kWh/\text{año} \quad \text{; (Ec.28)}$$

$$Eviv,m \;=\; 9\,135 \,/\, 12 \;=\; 761{,}25\; kWh/mes \quad \text{; (Ec.29)}$$

$$Eviv,d \;=\; 9\,135 \,/\, 365 \;=\; 25{,}027\; kWh/día \quad \text{; (Ec.30)}$$

$$Pmedia \;=\; 9\,135 \,/\, 8\,760 \;=\; 1{,}043\; kW \quad \text{; (Ec.31)}$$

El consumo mínimo corresponde a octubre, con 517 kWh, y el máximo a abril, con 1.009 kWh. La relación máximo/mínimo es 1,95. Esta variación interviene en la compensación mensual y en el saldo de energía; no permite atribuir el incremento a un electrodoméstico específico sin un inventario de

uso. El valor de 2,5375 consignado como demanda en el archivo de cálculo no constituye una medición de demanda máxima. Tampoco la potencia media de 1,043 kW puede utilizarse como potencia simultánea de dimensionamiento.

3.4 Requerimiento energético del vehículo

El vehículo seleccionado es el BYD Yuan Pro ADAS de batería Blade de 45,12 kWh, autonomía declarada de 380 km en ciclo NEDC y límite de recarga en corriente alterna de 7 kW. La capacidad de carga rápida de 65 kW corresponde a corriente continua y no es la potencia que debe instalarse en la vivienda (BYD Ecuador, s. f.).

$$eNEDC, indicativo = 45{,}12 / 380 = 0{,}1187\ kWh/km \quad ; \text{(Ec.32)}$$

El cociente entre capacidad y autonomía es un indicador de referencia, no una medición de consumo desde la red. Para incorporar climatización y variaciones de conducción se establece un consumo de diseño de 0,160 kWh/km en la batería. La evaluación complementaria utiliza 0,140 y 0,180 kWh/km. El recorrido de 65 km se proyecta durante 365 días para disponer de un escenario anual explícito; si los desplazamientos se limitan a días laborables, la energía de movilidad será menor.

$$E_E, bat, d = d \times e = 65 \times 0{,}160 = 10{,}40\ kWh/día \quad ; \text{(Ec.33)}$$

$$EVE, CA, d = 10{,}40 / 0{,}90 = 11{,}556\ kWh/día \quad ; \text{(Ec.34)}$$

$$EVE, CA, a = 11{,}556 \times 365 = 4\,217{,}78\ kWh/año \quad ; \text{(Ec.35)}$$

Tabla 6.
Sensibilidad de la demanda de movilidad

Consumo en batería (kWh/km)	**Energía CA diaria (kWh)**	**Energía CA anual (kWh)**
0,140	10,11	3.690,56
0,160	11,56	4.217,78
0,180	13,00	4.745,00

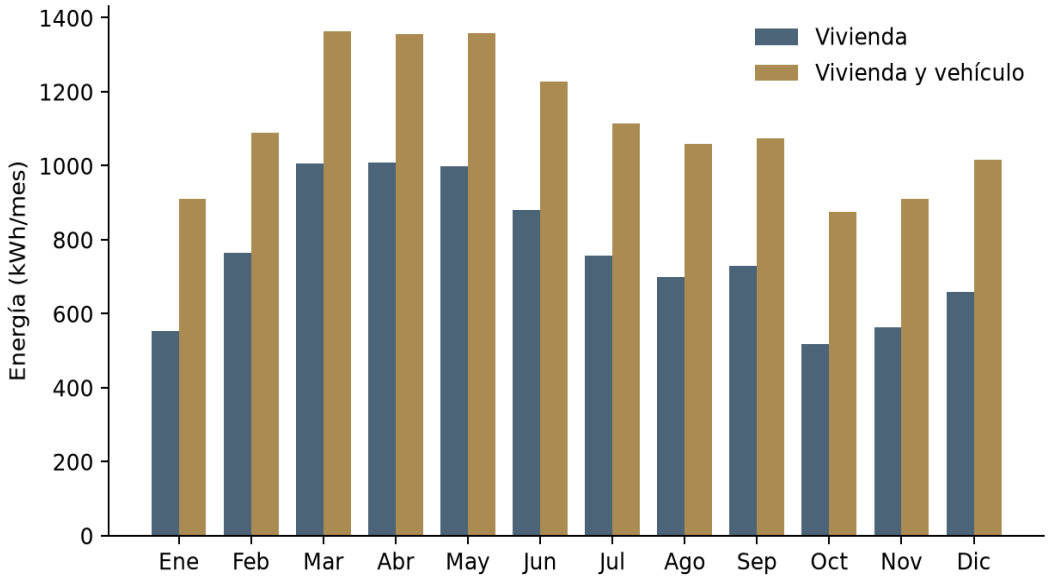
Fuente: elaboración propia.

El escenario de expansión incorpora esta demanda como carga nueva sobre el histórico residencial. De este modo, la línea base de comparación económica representa la misma vivienda y el mismo vehículo abastecidos por la red. La trazabilidad del consumo histórico deberá conservar esta separación si posteriormente se identifica que alguna factura ya incluía recarga vehicular.

$$Etotal, a \ = \ 9\,135 \ + \ 4\,217{,}78 \ = \ 13\,352{,}78 \, kWh/año \quad ; \text{(Ec.36)}$$

$$Etotal, d \ = \ 13\,352{,}78 \ / \ 365 \ = \ 36{,}583 \, kWh/día \quad ; \text{(Ec.37)}$$

Figura 7.
Demanda mensual residencial y demanda con movilidad eléctrica



Fuente: elaboración propia.

3.5 Definición de las cargas de respaldo

La autonomía se diseña para tres horas sin aporte fotovoltaico, condición que representa un corte nocturno. Se especifica un conjunto de cargas esenciales con potencia simultánea límite de 1,50 kW. Las potencias de la tabla 3.4 constituyen una envolvente de servicio para seleccionar los circuitos; no se presentan como resultados de medición de equipos existentes. La climatización, cocina eléctrica, calentadores y electrolinera quedan excluidos del respaldo.

Tabla 7.
Potencia de los circuitos esenciales en la vivienda

Servicio	**Potencia de diseño (W)**	**Energía en 3 h (kWh)**
Refrigeración doméstica	300	0,90
Iluminación esencial	100	0,30
Router y comunicaciones	30	0,09
Ventilación	180	0,54
Informática y televisión	290	0,87
Reserva para cargas esenciales compatibles	600	1,80
Total simultáneo límite	1500	4,50

Fuente: elaboración propia.

Se considera la potencia límite durante todo el corte, sin descontar ciclos del compresor. Este criterio evita depender de un factor de uso favorable. Los arranques de motores se comprueban adicionalmente frente a la potencia instantánea del inversor y del BMS. La reserva de 600 W no autoriza conectar una carga de cualquier naturaleza: debe mantenerse el límite de potencia y la compatibilidad del circuito de emergencia.

3.6 Superficie de captación y mantenimiento

La captura satelital delimita 62,47 m² y un perímetro de 31,80 m. Se utiliza el área como restricción superficial y se considera una cubierta libre de obstáculos. El factor de mantenimiento se aplica multiplicando el área de los módulos por 1,10. Es distinto de deducir directamente el 10% del área total; ambas operaciones producen superficies disponibles diferentes.

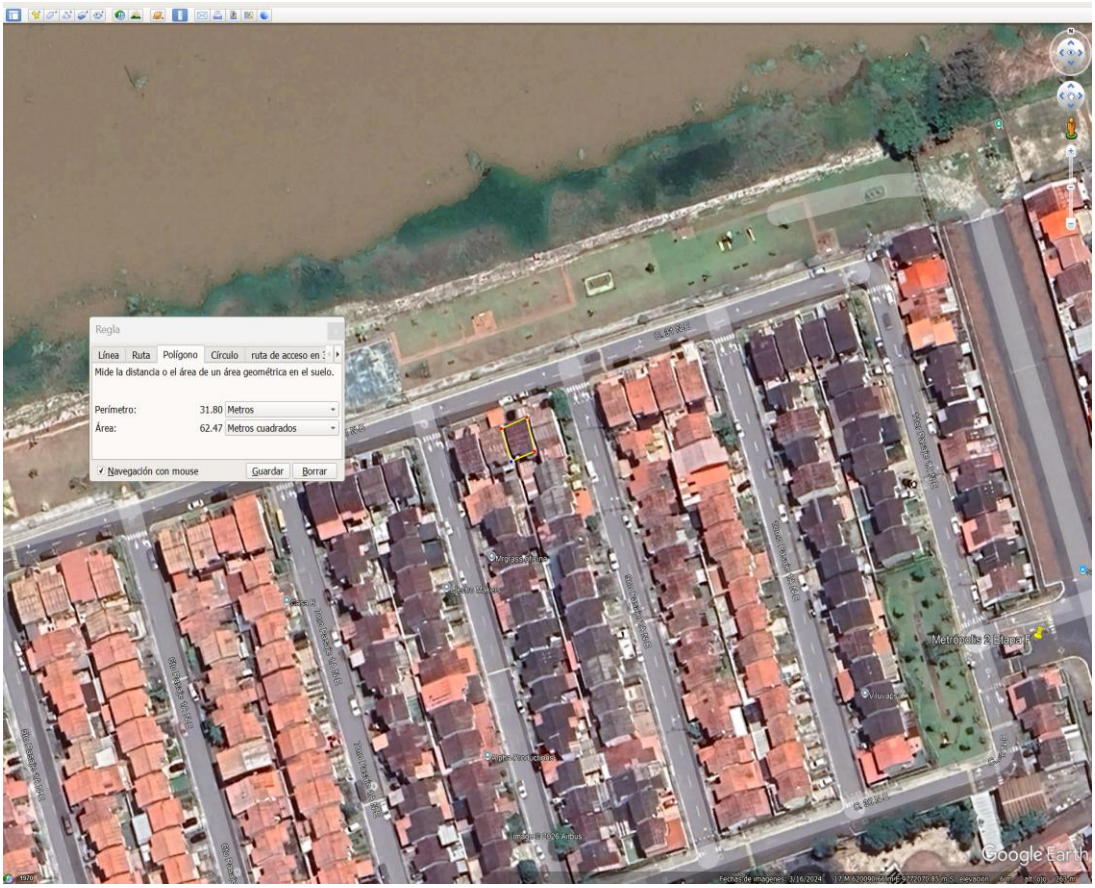
$$Amódulos, admisible = A_cubierta / 1{,}10 \quad \text{; (Ec.38)}$$

$$Amódulos, admisible = 62{,}47 / 1{,}10 = 56{,}791\ m^2 \text{ ; (Ec.39)}$$

La reserva superficial permite un primer control de ocupación. La continuidad de una ruta de acceso, su ancho libre y la posibilidad de alcanzar fijaciones y conectores deben verificarse en la planta de implantación. El área

y el perímetro no determinan por sí solos las dimensiones de cada lado ni certifican que un arreglo rectangular quepa en el polígono real.

Figura 8.
Delimitación de la cubierta de estudio



Fuente: captura de Google Earth facilitada para el estudio; fecha de imagen visible: 16 de marzo de 2024.

3.7 Recurso solar y base meteorológica

Se consultó NASA POWER para el punto aproximado 2,0624° S y 79,9209° O, utilizado como referencia regional del emplazamiento. Las coordenadas no sustituyen un levantamiento topográfico del techo. La respuesta de la API identifica una climatología de enero de 2001 a diciembre de 2025 para ALLSKY SFC SW DWN, en kWh/m²/día. La resolución espacial de la fuente satelital no describe sombras entre viviendas (NASA POWER, s. f.).

Tabla 8.
Irradiación global horizontal de referencia

Mes	**GHI (kWh/m²/día)**	**Días**	**Irradiación mensual (kWh/m²)**
Enero	3,8258	31	118,60
Febrero	3,8124	28	106,75
Marzo	4,0214	31	124,66
Abril	4,1059	30	123,18
Mayo	3,7145	31	115,15
Junio	3,4382	30	103,15
Julio	3,4642	31	107,39
Agosto	3,7598	31	116,55
Septiembre	4,0066	30	120,20
Octubre	3,9106	31	121,23
Noviembre	4,0486	30	121,46
Diciembre	3,9588	31	122,72

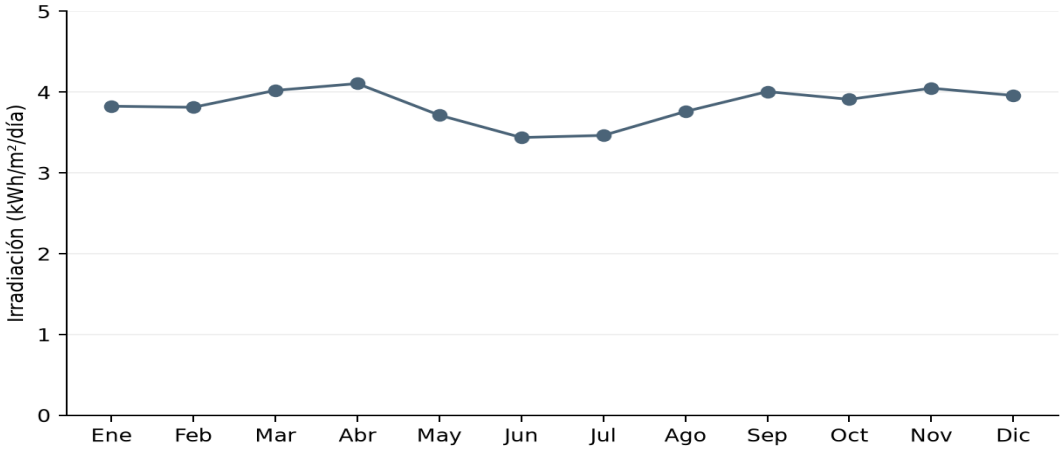
Fuente: elaboración propia.

$$Ha = \Sigma\,(Hm \times Dm) = 1\,401{,}034\ kWh/m^2/año \quad ; \text{(Ec.40)}$$

$$Hd, ponderado = 1\,401{,}034 / 365 = 3{,}83845\ kWh/m^2/día \quad ; \text{(Ec.41)}$$

El valor anual informado directamente por la API es 3,8386 kWh/m²/día; la diferencia respecto al promedio ponderado responde al redondeo y a la agregación mensual. Junio presenta el menor recurso, 3,4382 kWh/m²/día. El dimensionamiento anual se complementa con ese mes y con el balance horario, porque el promedio anual no garantiza autosuficiencia en todos los días.

Figura 9.
Variación mensual del recurso solar



Fuente: elaboración propia a partir de NASA POWER, climatología 2001–2025.

3.8 Perfil horario de evaluación y límites del diagnóstico

Se construye un perfil residencial de diseño que reproduce exactamente la energía de cada mes. La distribución horaria asigna mayor consumo al periodo vespertino y nocturno. Se expresa mediante pesos normalizados wh, cuya suma diaria es uno. Esta curva es una herramienta de simulación y no una curva de demanda registrada en la vivienda. El vehículo repone 11,556 kWh desde las 22:00: 7 kWh durante la primera hora y 4,556 kWh durante la siguiente.

$$Eviv,m,h \;=\; (Eviv,m \;/\; Dm) \;\times\; w_h\,;\;\; \Sigma\, w_h \;=\; 1 \quad \text{; (Ec.42)}$$

Tabla 9.
Distribución horaria residencial utilizada

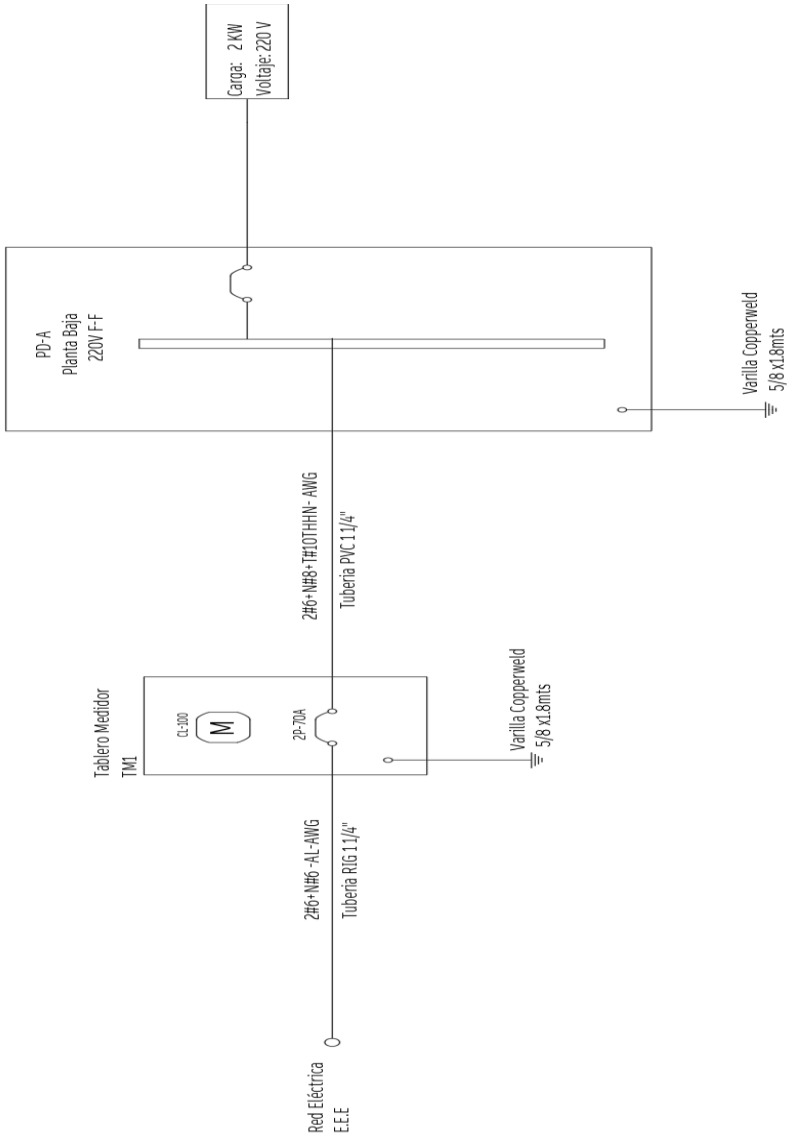
Horas	**Pesos normalizados en orden horario**
00:00 a 05:00	0,03015; 0,02513; 0,02513; 0,02513; 0,02513; 0,03015
06:00 a 11:00	0,04523; 0,05528; 0,03518; 0,02513; 0,02513; 0,03015
12:00 a 17:00	0,04020; 0,03518; 0,03015; 0,03015; 0,03518; 0,05025
18:00 a 23:00	0,07035; 0,08040; 0,08040; 0,07035; 0,05528; 0,04523

Nota: Estos números son la proporción del consumo eléctrico diario de la vivienda que se asigna a cada hora. Se llaman pesos normalizados y no tienen unidades. Fuente: elaboración propia.

La propuesta permite calcular energía, equipos y flujos de caja. La demanda máxima real, capacidad portante de la cubierta, corriente de cortocircuito, puesta a tierra y geometría de pasillos pertenecen a la verificación de ejecución. Los capítulos siguientes expresan las condiciones que deben cumplir esos parámetros sin atribuirles resultados de ensayos que no forman parte del levantamiento documental.

3.9 Diagrama unifilar de la residencia

Figura 10.
Diagrama unifilar actual



Fuente: elaboración propia.

CAPÍTULO IV: DISEÑO TÉCNICO DEL SISTEMA

4.1 Arquitectura y condiciones de operación

Los módulos se conectan a tres seguidores MPPT mediante cadenas independientes. El inversor se acopla al tablero residencial y al banco de baterías; su salida de respaldo alimenta únicamente el tablero esencial. El EVSE se conecta mediante circuito dedicado al lado no respaldado y dispone de gestión dinámica de corriente. En operación normal se prioriza el consumo instantáneo y la reposición de la reserva de batería. Los excedentes se inyectan únicamente cuando el SGDA y la medición bidireccional estén habilitados por la distribuidora.

La alternativa sin autorización de inyección se configura con limitación de exportación mediante sensores de corriente y control compatible. Esta modalidad se evalúa económicamente por separado. La función anti-isla evita energizar la red pública durante un corte; no reemplaza la selección del esquema de transferencia, neutro y protección diferencial de los circuitos respaldados.

4.2 Dimensionamiento de la potencia fotovoltaica

Se parte de la demanda útil diaria de 36,583 kWh. Para el cálculo preliminar se adopta PR = 0,80, que reúne pérdidas térmicas, eléctricas y de conversión. Este coeficiente no se aplica nuevamente sobre la energía de la simulación detallada, donde las pérdidas se calculan por componentes.

$$PFV,req = Etotal,d \,/\, (HSP \times PR) \quad \text{; (Ec.43)}$$

$$PFV,req = 36{,}583 \,/\, (3{,}83845 \times 0{,}80) = 11{,}913\, kWp \quad \text{; (Ec.44)}$$

El módulo de referencia es el Jinko JKM580N-72HL4-BDV de 580 Wp. Se utilizan los parámetros frontales STC de su ficha; no se asigna una ganancia bifacial adicional por tratarse de una instalación de cubierta cuyo albedo y separación posterior no están caracterizados (JinkoSolar, s. f.).

Tabla 10.
Parámetros del panel fotovoltaico seleccionado

Parámetro	**Valor**
Potencia máxima STC	580 Wp
Tensión de máxima potencia Vmp	43,88 V
Corriente de máxima potencia Imp	13,22 A
Tensión de circuito abierto Voc	52,50 V
Corriente de cortocircuito Isc	13,95 A
Dimensiones	2,278 × 1,134 × 0,030 m
Masa	31,0 kg
Coeficiente de Voc	−0,25 %/°C
Coeficiente de potencia	−0,29 %/°C
NOCT	45 ± 2 °C
Fusible máximo de serie	30 A

Fuente: elaboración propia.

$$N\ =\ techo = (P_{FV,req}\ /\ P_{módulo}) \quad \text{; (Ec.45)}$$

$$N\ =\ techo = (11{,}913\ /\ 0{,}580)\ =\ 21\ módulos \quad \text{; (Ec.46)}$$

$$P_FV, instalada\ =\ 21\ \times\ 0{,}580\ =\ 12{,}18\ kWp \quad \text{; (Ec.47)}$$

La capacidad seleccionada satisface el cálculo anual preliminar. Sin embargo, el mes de menor irradiación requiere mayor potencia para igualar la misma energía diaria. Esa diferencia se cubre mediante la red y, cuando procede, mediante créditos energéticos; la batería doméstica no está destinada a compensar déficits estacionales.

$$P_{FV,junio}\ =\ 36{,}583\ /\ (3{,}4382\ \times\ 0{,}80)\ =\ 13{,}300\ kWp \quad \text{; (Ec.48)}$$

$$N_{junio}\ =\ techo = (13{,}300\ /\ 0{,}580)\ =\ 23\ módulos \quad \text{; (Ec.49)}$$

4.3 Comprobación de ocupación de cubierta

$$A_{modulo}\ =\ 2{,}278\ \times\ 1{,}134\ =\ 2{,}583252\ m^2 \quad \text{; (Ec.50)}$$

$$Apaneles\ total\ =\ 21\ \times\ 2{,}583252\ =\ 54{,}248292\ m^2 \quad \text{; (Ec.51)}$$

$$Adiseño\ =\ 54{,}248292\ \times\ 1{,}10\ =\ 59{,}673121\ m^2 \quad \text{; (Ec.52)}$$

$$Aremanente\ =\ 62{,}47\ -\ 59{,}673121\ =\ 2{,}796879\ m^2 \quad \text{; (Ec.53)}$$

La reserva incluida en el factor 1,10 es 5,425 m²; adicionalmente quedan 2,797 m² sin asignar. El máximo entero por criterio superficial es veintiún módulos: veintidós ocuparían 62,515 m² al aplicar el factor, superando ligeramente el límite. Por ello, el diseño no incrementa la potencia para cubrir completamente el mes crítico.

$$Nmáx, área = piso[62{,}47 / (1{,}10 \times 2{,}583252)] = 21 \quad \text{; (Ec.54)}$$

Para cuantificar la soportería se utiliza una agrupación de tres filas de siete módulos. Con juntas de 20 mm entre módulos, el ancho de cada fila es 8,058 m. La orientación de referencia es norte geográfico y la inclinación 10°. La instalación debe mantener los módulos en un plano coplanar continuo o resolver el sombreado entre filas si se divide en planos inclinados independientes. Esta agrupación es una base de metrado: la aprobación de la planta depende de comprobar las longitudes reales de la cubierta y un recorrido peatonal continuo, sin caminar sobre los módulos.

$$Lfila = 7 \times 1{,}134 + 6 \times 0{,}020 = 8{,}058\, m \quad \text{; (Ec.55)}$$

4.4 Predimensionamiento de soportería y anclajes

Se especifican perfiles de aluminio para uso fotovoltaico y tornillería inoxidable compatible con el ambiente y los materiales del techo. Los puntos de anclaje deben transmitir esfuerzos a elementos resistentes, sin depender únicamente de una lámina de cubierta. La posición de las grapas se ajustará a las zonas de fijación admitidas por el fabricante del módulo. Se cuantifican dos líneas de riel por fila.

$$Lrieles = 3\, filas \times 2\, rieles/fila \times 8{,}058 = 48{,}348\, m \quad \text{; (Ec.56)}$$

$$Lcompra = 48{,}348 \times 1{,}10 = 53{,}183\, m \quad \text{; (Ec.55)}$$

Se prevén dieciocho barras de 3 m, equivalentes a 54 m, con dos empalmes por línea de riel. El 10% de compra cubre cortes y adaptación y es independiente del factor superficial de mantenimiento. Con un vano máximo de referencia de 1,20 m, cada línea requiere ocho apoyos, distribuidos de modo que los voladizos finales permanezcan dentro de la capacidad del perfil.

$$n_{apoyos}/línea = techo(8{,}058 / 1{,}20) + 1 = 8 \quad \text{; (Ec.57)}$$

Tabla 11.
Soportería para panel fotovoltaico

Elemento	**Cálculo**	**Cantidad**
Riel de aluminio de 3 m	techo(53,183/3)	18 barras
Empalmes	6 líneas × 2	12
Apoyos/anclajes	6 líneas × 8	48
Grapas intermedias	3 filas × 6 juntas × 2	36
Grapas finales	3 filas × 2 extremos × 2	12
Módulos	3 × 7	21

Fuente: elaboración propia.

La masa de módulos es 651 kg. Para el metrado de estructura se reserva una masa de 80 kg para rieles, grapas y apoyos. La carga permanente añadida resulta de 731 kg, sin incluir la batería, que se instala a nivel de piso. El promedio superficial no reemplaza la comprobación de cargas concentradas en correas o vigas.

$$G_{adicional} = (21 \times 31 + 80) \times 9{,}81 = 7\,171{,}11\ N \quad \text{; (Ec.58)}$$

$$g_{promedio} = 7\,171{,}11 / 54{,}248292 = 132{,}19\ N/m^2 \quad \text{; (Ec.59)}$$

Se realiza una comprobación paramétrica del riel para una presión neta de succión de 1,00 kPa. Se especifican como mínimos de cálculo un momento de inercia I = 10 cm⁴, módulo resistente W = 6 cm³, módulo elástico E = 69 GPa y esfuerzo admisible de proyecto de 80 MPa. Estos valores son requisitos de selección del perfil, no propiedades certificadas de una marca. La presión definitiva y las combinaciones de carga deberán verificarse con la normativa estructural aplicable, la altura y exposición del edificio.

$$q_{lineal} = pviento \times (2{,}278/2) = 1{,}139\ kN/m \quad \text{; (Ec.60)}$$

$$Mmáx = qlineal \times L^2 / 8 = 1{,}139 \times 1{,}20^2 / 8 \quad \text{; (Ec.61)}$$

$$Mmáx = 0{,}20502\ kN \cdot m\ ;\ \sigma = M/W = 34{,}17\ MPa \quad \text{; (Ec.62)}$$

$$\delta = 5\,q\,L^4 / (384\,E\,I) = 4{,}46\ mm < L/200 = 6\ mm \quad \text{; (Ec.63)}$$

Con los parámetros indicados, el riel cumple la comprobación de flexión y flecha. La fuerza total de levantamiento del conjunto para 1,00 kPa es 54,25 kN. Dividirla entre cuarenta y ocho apoyos da 1,13 kN por apoyo; utilizando

un factor de distribución local de 2,0 se obtiene un requisito preliminar de 2,26 kN por anclaje. La resistencia admisible del anclaje y del sustrato debe superar ese valor en la combinación correspondiente. La distribución uniforme no representa los picos de borde y esquina, por lo que no constituye una aprobación estructural de la cubierta.

$$Ranclaje, preliminar = 2 \times 54{,}248 / 48 = 2{,}260\ kN \quad \text{; (Ec.64)}$$

4.5 Selección del inversor y configuración de cadenas

Se adopta como referencia el Deye SUN-10K-SG02LP2-US-AM3, inversor híbrido de clase 10 kW con tres MPPT y batería de baja tensión. El manual de la familia incluye selección de salida a 220 V y configuración de red; se debe confirmar con el proveedor la versión de firmware, la capacidad de corriente a esa tensión y la conexión efectiva 2L+N+PE. La selección de un modelo de fase dividida no convierte la carga del vehículo en trifásica (Deye, 2026a).

Tabla 12.
Comprobaciones de interfaz del inversor

Magnitud	**Referencia de equipo**	**Diseño**
Entrada FV máxima	15.000 W	12.180 W
Tensión CC máxima	500 V	376,69 V en frío
Rango MPPT	150 a 425 V	7 módulos por cadena
Corriente por MPPT	26 A	13,22 A
Cortocircuito por MPPT	44 A	13,95 A
Batería	40 a 60 V	51,2 V nominal
Número de MPPT	3	Una cadena en cada MPPT
Potencia CA de clase	10 kW	Salida sujeta al límite de corriente a 220 V

Fuente: elaboración propia.

$$Relación\ CC/CA = 12{,}18 / 10{,}00 = 1{,}218 \quad \text{; (Ec.65)}$$

$$N\ serie = 21 / 3 = 7\ módulos \quad \text{; (Ec.66)}$$

$$Vmp\ cadena = 7 \times 43{,}88 = 307{,}16\ V \quad \text{; (Ec.67)}$$

$$Voc\ cadena, STC = 7 \times 52{,}50 = 367{,}50\ V \quad \text{; (Ec.68)}$$

Para el control de tensión en frío se utiliza una temperatura mínima de célula de diseño de 15 °C y el coeficiente de Voc de −0,0025/°C. La temperatura corresponde a una condición de comprobación y no a una mínima extrema medida en el emplazamiento.

$$Voc_frío = 367{,}50 \times [1 - 0{,}0025 \times (15 - 25)] \quad \text{; (Ec.69)}$$

$$Voc_frío = 376{,}69\,V < 500\,V \quad \text{; (Ec.70)}$$

Para verificar el seguimiento en caliente se utiliza una reducción de Vmp de 0,35%/°C y una temperatura de célula de 70 °C como envolvente de cálculo. El coeficiente de Vmp es un criterio de comprobación, diferente del coeficiente de potencia del fabricante. La especificación final del módulo deberá confirmar el margen térmico de tensión.

$$Vmp\ caliente = 307{,}16 \times [1 - 0{,}0035 \times (70 - 25)] \quad \text{; (Ec.71)}$$

$$Vmp\ caliente = 258{,}78\,V\ ;\ 150 < 258{,}78 < 425\,V \quad \text{; (Ec.72)}$$

Cada MPPT recibe una sola cadena y no se conectan cadenas en paralelo. Por tanto, Imp e Isc no se multiplican por tres dentro de un mismo seguidor. El margen de corriente es suficiente para el valor STC, con comprobación adicional de los máximos permitidos por conector y por entrada. Para el cálculo horario se limita la salida a 9,174 kW, equivalente a 41,7 A a 220 V, aunque el equipo pertenezca a la clase de 10 kW. La potencia total de las cargas domésticas no queda limitada automáticamente por la potencia nominal del inversor si parte de la demanda se abastece directamente desde la red.

4.6 Dimensionamiento de la electrolinera residencial

El equipo de suministro EVSE debe permitir carga CA monofásica a 220 V y regulación de corriente. La conversión CA/CC está a cargo del cargador embarcado del vehículo; no se dimensiona el EVSE utilizando la potencia de tracción de 130 kW. Se selecciona clase 32 A, con límite operativo de 7 kW impuesto por el vehículo y con conector certificado compatible con la unidad comercializada en Ecuador. La ficha aportada no identifica el estándar del conector, por lo que este debe confirmarse antes de compra.

$$I\ CA = P_CA\ /\ (V \times FP) \quad \text{; (Ec.73)}$$

$$I\ CA = 7\,000\ /\ (220 \times 0{,}99) = 32{,}14\,A \quad \text{; (Ec.74)}$$

A 32 A y factor de potencia 0,99, la potencia activa disponible es 6,970 kW. La simulación energética redondea a 7 kW para distribuir la recarga horaria; la diferencia en duración diaria es inferior a un minuto. La especificación del EVSE mantiene el límite de 32 A y la gestión dinámica reduce ese valor cuando la acometida no dispone de capacidad suficiente.

$$P\,EVSE = 220 \times 32 \times 0{,}99 / 1\,000 = 6{,}970\,kW \quad \text{; (Ec.75)}$$

$$t\,recarga, d = 10{,}40 / (0{,}90 \times 6{,}970) = 1{,}658\,h \quad \text{; (Ec.76)}$$

$$t(20-80) = 45{,}12 \times 0{,}60 / (0{,}90 \times 6{,}970) = 4{,}316\,h \quad \text{; (Ec.77)}$$

$$t(0-100), energético = 45{,}12 / (0{,}90 \times 6{,}970) = 7{,}193\,h \quad \text{; (Ec.78)}$$

Los tiempos anteriores son balances de energía. El tiempo real puede aumentar por limitación térmica, gestión del BMS, variación de tensión o reducción de potencia al final de la recarga. La reposición diaria representa aproximadamente 23,05% de la capacidad nominal de batería. No se requiere vaciar y llenar completamente el acumulador para cubrir el recorrido habitual.

El circuito se predimensiona con interruptor bipolar de 40 A, diferencial de 30 mA tipo A combinado con detección de 6 mA CC certificada en el EVSE, o diferencial tipo B cuando corresponda. La elección se coordina con las protecciones aguas arriba y con la desconexión de todos los conductores activos; no basta con un diferencial tipo AC convencional (Schneider Electric, s. f.).

$$I\,diseño, continua = 1{,}25 \times 32 = 40\,A \quad \text{; (Ec.79)}$$

Se establece una longitud de cálculo de 20 m desde el tablero hasta el cargador y conductor de cobre de 10 mm² para los conductores activos. La sección se verifica por caída de tensión y por capacidad de conducción corregida. La resistividad de cálculo es 0,0225 Ω·mm²/m, representativa del cobre caliente para el predimensionamiento.

$$\Delta V = 2\,\rho\,L\,I / S \quad \text{(Ec.80)}$$

$$\Delta V = 2 \times 0{,}0225 \times 20 \times 32 / 10 = 2{,}88\,V \quad \text{(Ec.81)}$$

$$\Delta V\% = 100 \times 2{,}88 / 220 = 1{,}31\% \quad \text{(Ec.82)}$$

La caída es inferior al criterio de 3% del circuito. Además, debe cumplirse Ib ≤ In ≤ Iz, donde Iz incluye temperatura, agrupamiento y método de instalación; en este caso Iz corregida debe ser al menos 40 A. La comprobación de caída de tensión no acredita por sí sola la ampacidad ni la capacidad de interrupción. Se dispone conductor de protección y conexión equipotencial; el calibre final se ajusta al sistema de puesta a tierra y al dispositivo de protección seleccionado.

$$I\,EV\ =\ mín[32\,;\ máx(0\,;\ Idisp\ -\ Iviv)] \quad \text{(Ec.83)}$$

En la expresión anterior, I_disp es la corriente disponible de acometida e Iviv la corriente instantánea de la vivienda; todas las corrientes se expresan en amperios.

El controlador debe suspender la carga cuando no pueda mantener la corriente mínima admitida por el protocolo del EVSE. La magnitud I_acometida,disponible se configura después de verificar interruptor general y conductores. Durante una pérdida de red se abre la alimentación o se inhibe la recarga, preservando el banco doméstico.

4.7 Dimensionamiento del almacenamiento para tres horas

La energía útil de respaldo es 4,50 kWh. Se adopta eficiencia de descarga de 0,92, consumo auxiliar del inversor de 50 W, capacidad retenida de diseño de 80% y ventana de emergencia desde 85% hasta 20% de estado de carga. La ventana reservada permite mantener el respaldo aunque el sistema haya operado con su reserva mínima normal.

$$E_cargas\ =\ 1{,}50\ \times\ 3\ =\ 4{,}50\ kWh \quad \text{; (Ec.84)}$$

$$E\ CC, necesaria\ =\ E_cargas\ /\ \eta_descarga\ +\ P_aux\ \times\ t \quad \text{,(Ec.85)}$$

$$ECC, necesaria\ =\ 4{,}50\ /\ 0{,}92\ +\ 0{,}050\ \times\ 3\ =\ 5{,}041\ kWh$$

$$C\ nom, mín\ =\ 5{,}041\ /\ [0{,}80\ \times\ (0{,}85\ -\ 0{,}20)] \quad \text{; (Ec.86)}$$

$$C\ nom, mín\ =\ 9{,}695\ kWh$$

Se seleccionan dos módulos Deye SE-G5.1 Pro-B de 5,12 kWh, 51,2 V y 100 Ah en paralelo. La conexión mantiene 51,2 V y suma capacidad a 200 Ah. El BMS comunica los límites de carga y descarga al inversor. Las baterías

se ubican en un recinto seco, ventilado y protegido; su envolvente IP20 no corresponde a una instalación expuesta a lluvia (Deye, 2026b).

$$C\ instalada\ =\ 2\ \times\ 5{,}12\ =\ 10{,}24\ kWh \quad \text{; (Ec.87)}$$

$$t\ autonomía\ =\ C_nom\ \times\ SOH\ \times\ \Delta SOC\ /\ (P_cargas/\eta\ +\ P_aux) \quad \text{; (Ec.88)}$$

$$t\ autonomía, EOL\ =\ 10{,}24\ \times\ 0{,}80\ \times\ 0{,}65\ /\ (1{,}50/0{,}92\ +\ 0{,}05) \quad ;$$

$$t_autonomía, EOL\ =\ 3{,}169\ h$$

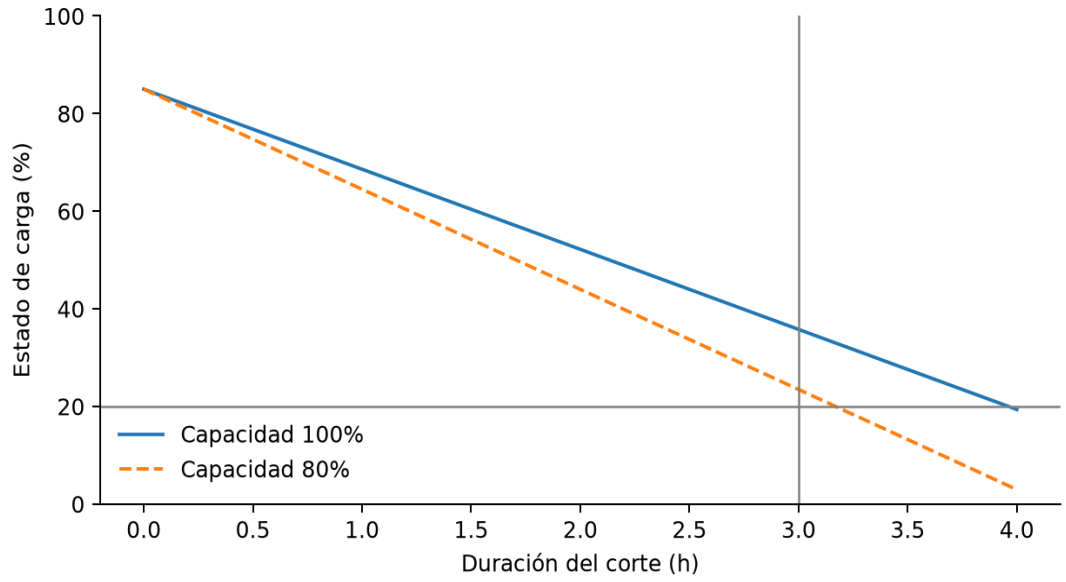
La capacidad al final del intervalo de diseño mantiene algo más de tres horas para 1,50 kW sin generación solar. Al inicio de vida, la misma ventana entrega 3,961 h. La autonomía no se extiende a todos los equipos de la vivienda ni a la recarga del automóvil. El valor depende de que el estado de carga al comenzar el corte sea al menos 85% y de que las cargas no excedan el límite especificado.

Tabla 13.
Respuesta del respaldo sin producción solar

Condición	**SOC inicial**	**SOC a las 2 h**	**SOC a las 3 h**
Capacidad inicial 100%	85%	52,18%	35,77%
Capacidad retenida 80%	85%	43,97%	23,46%

Fuente: elaboración propia.

Figura 11.
Evolución del estado de carga durante un corte de red



Fuente: elaboración propia.

La corriente de descarga de respaldo se comprueba a la tensión mínima de operación de 43,2 V. El valor total se reparte entre los dos módulos con cables de igual longitud y sección. Se limita el funcionamiento normal del banco a 100 A en conjunto, equivalente a 50 A por módulo, sin utilizar toda la capacidad de descarga del inversor.

$$I\ BESS, respaldo\ =\ (1\ 500/0{,}92\ +\ 50)\ /\ 43{,}2\ =\ 38{,}90\ A \quad ; \text{(Ec.89)}$$

El inversor de clase 10 kW no implica que el banco de 10,24 kWh deba entregar 10 kW en isla. El control limita la descarga y el tablero esencial restringe la potencia conectada. Se proponen conductores de cobre de 35 mm² por módulo y 50 mm² en el tramo común, con un recorrido común de 2 m. A 100 A, la caída en el tramo común resulta 0,18 V, equivalente a 0,42% de 43,2 V; la ampacidad y las protecciones CC se verifican con el método real de instalación y el manual del equipo.

$$\Delta V\ BESS\ =\ 2\ \times\ 0{,}0225\ \times\ 2\ \times\ 100\ /\ 50\ =\ 0{,}18\ V \quad ; \text{(Ec.90)}$$

4.8 Conductores fotovoltaicos y protecciones complementarias

Cada cadena se predimensiona con cable fotovoltaico de cobre de 6 mm² y longitud unidireccional de 20 m. Se utiliza una corriente de comprobación térmica de 1,5625 Isc. Este margen de proyecto se contrasta con la normativa de instalación y con los límites del equipo; no permite superar la corriente admisible del conductor ni la del conector.

$$I_CC, diseño\ =\ 1{,}5625\ \times\ 13{,}95\ =\ 21{,}80\ A \quad ; \text{(Ec.91)}$$

$$\Delta V\ CC\ =\ 2\ \times\ 0{,}0225\ \times\ 20\ \times\ 13{,}22\ /\ 6\ =\ 1{,}983\ V \quad ; \text{(Ec.92)}$$

$$\Delta V\ CC\%\ =\ 100\ \times\ 1{,}983\ /\ 307{,}16\ =\ 0{,}646\%$$

Se dispone seccionamiento CC apto para apertura bajo carga y tensión superior a la máxima calculada, protección contra sobretensiones coordinada en CC y CA y continuidad equipotencial de marcos y estructura. Al existir una sola cadena por MPPT, la necesidad de fusible de cadena se determina por la corriente inversa posible y las instrucciones del inversor; si se incorpora, un calibre de proyecto de 25 A no supera el máximo de 30 A del módulo, pero debe coordinarse con el cable.

Para la interfaz CA del inversor se utiliza una corriente conservadora de cálculo de 45,45 A, correspondiente a 10 kW a 220 V. El manual de referencia también establece límites de corriente propios de la versión, por lo que el ajuste final puede reducir la potencia disponible a 220 V. Se predimensiona un alimentador de 16 mm², 10 m de longitud y protección de clase 63 A, condicionado a que Iz corregida sea al menos 63 A y a la coordinación requerida por el fabricante.

$$I\,CA, inv, cálculo \;=\; 10\,000 \,/\, 220 \;=\; 45{,}45\,A \quad ; \text{(Ec.93)}$$

$$\Delta V\,CA \;=\; 2 \times 0{,}0225 \times 10 \times 45{,}45 \,/\, 16 \;=\; 1{,}278\,V \quad ; \text{(Ec.94)}$$

La selección definitiva requiere comprobar corriente de cortocircuito disponible, poder de corte de interruptores, tiempos de desconexión, selectividad y funcionamiento de diferenciales en red y en isla. No se asigna un valor de resistencia de tierra sin ensayo. El conductor de neutro, cuando exista, y el enlace neutro-tierra se resuelven según el esquema de suministro, evitando uniones múltiples no previstas por el diseño.

4.9 Modelo de producción y despacho horario

Se implementó un modelo numérico en Python con pvlib 0.16.1. El cálculo utiliza 8.760 intervalos de una hora. La forma horaria de irradiación y temperatura procede de NASA POWER 2025; cada mes de irradiación se normaliza para reproducir el recurso medio de la climatología 2001–2025. El resultado es un año de evaluación normalizado, no una predicción meteorológica de un año futuro ni una medición local.

$$fm \;=\; (H_clima, m \times D_m \times 1\,000) \,/\, \Sigma\, GHI_2025, m, h \quad ; \text{(Ec.95)}$$

$$GHI\,modelo, m, h \;=\; f_m \times GHI_2025, m, h \quad ; \text{(Ec.96)}$$

Los registros UTC se trasladan al horario UTC−5. Para cerrar el año periódico se reutilizan al final las cinco horas nocturnas de frontera del archivo. La posición solar se evalúa en el centro de cada intervalo. La descomposición de Erbs se aplica a GHI para obtener componentes coherentes y luego se utiliza transposición isotrópica al plano de 10° orientado al norte, con albedo 0,20. Las series satelitales de DNI y difusa descargadas no se introducen

directamente en la transposición, porque su cierre horario con GHI difiere del requerido por este modelo (pvlib, s. f.).

$$G\ POA\ =\ DNI\ cos(\theta_i)\ +\ DHI(1+cos\beta)/2 \quad \text{; (Ec.97)}$$

$$G\ POA,total\ =\ G\ POA\ +\ \rho s\ GHI(1-cos\beta)/2 \quad \text{; (Ec.98)}$$

La temperatura de célula se aproxima con NOCT = 45 °C. Se aplican pérdidas de suciedad del 3%, desajuste del 2%, cableado CC del 2%, cableado CA del 1% y disponibilidad del 1%. La eficiencia de conversión se representa por 96,5%. Estos valores son parámetros de ingeniería de la propuesta y se mantienen separados de la corrección térmica.

$$Tc\ =\ T_a + \left[\frac{45-20}{800}\right] GPOA,total \quad \text{; (Ec.99)}$$

$$P\ CC\ =\ 12{,}18(G_POA,total/1\ 000)[1-0{,}0029(Tc-25)] \quad \text{; (Ec.100)}$$

$$P\ CA\ =\ mín[9{,}174\ ;\ P\ CC\ \times\ 0{,}97\ \times\ 0{,}98^2\ \times\ 0{,}99^2\ \times\ 0{,}965] \quad \text{; (Ec.101)}$$

Se añade un consumo auxiliar de 50 W durante las 8.760 horas. En operación normal el banco trabaja entre 85% y 95% de SOC; la energía por debajo de 85% se reserva a emergencias. La carga de batería utiliza eficiencia 0,96 y la descarga 0,92, con límite operativo de 4 kW. La descarga de respaldo se calcula aparte con los límites de emergencia 85%–20%. El control que mantenga la reserva deberá permitir reposición desde la red después de un corte si la radiación es insuficiente; esa reposición no se contabiliza como generación solar.

$$Ebat,h+1\ =\ Ebat,h\ +\ 0{,}96\ E_carga,h\ -\ Edescarga,h/0{,}92 \quad \text{(Ec.102)}$$

$$EFV\ +\ Ered\ +\ Edescarga\ =\ Ecargas\ +\ Eaux\ +\ Ecarga\ +\ Eexportada \quad \text{(Ec.103)}$$

La igualdad se comprobó en todos los intervalos. El modelo no incluye una secuencia anual de apagones porque no se dispone de su frecuencia; la autonomía se valida con ensayos numéricos de corte sin sol. En consecuencia, no se monetizan pérdidas evitadas por interrupciones ni se descuenta energía por cortes de duración desconocida.

4.10 Resultados energéticos de la simulación

Tabla 14.
Balance anual del primer año

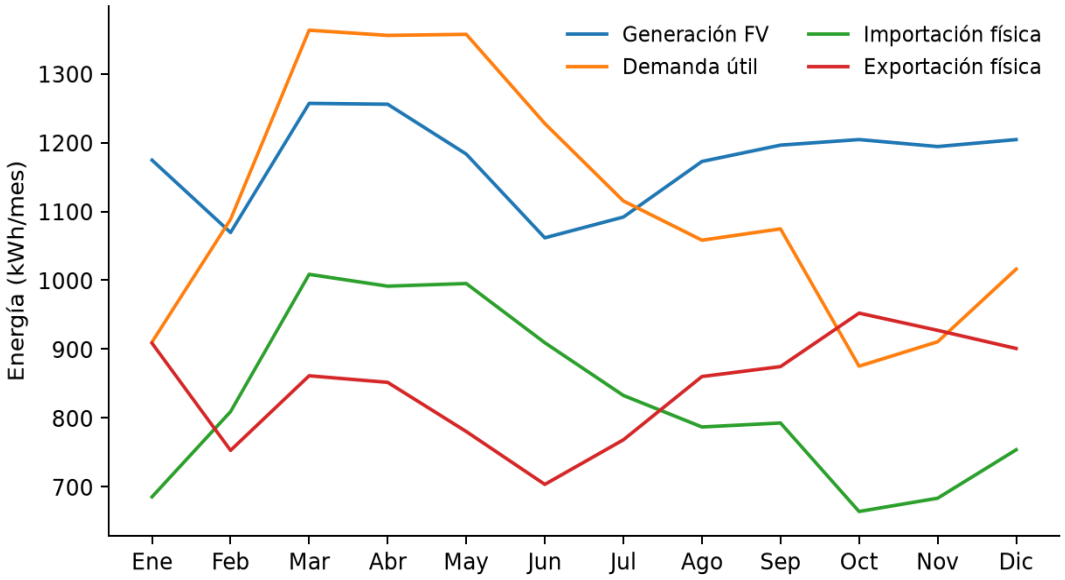
Magnitud	Resultado
Demanda útil de vivienda y vehículo	13.352,78 kWh
Producción fotovoltaica CA	14.065,15 kWh
Consumo auxiliar	438,00 kWh
Uso solar directo, incluidos auxiliares	3.533,84 kWh
Energía destinada a carga de batería	389,33 kWh
Energía entregada por batería a cargas	343,86 kWh
Importación física desde red	9.913,08 kWh
Exportación física a red	10.141,98 kWh
Pérdida de ciclo de almacenamiento	45,47 kWh
PR resultante	82,92%

Fuente: elaboración propia.

La producción anual supera ligeramente la demanda útil, pero la vivienda continúa importando electricidad por la noche y cuenta con un sistema de almacenamiento que le permite tener continuidad ante cortes de energía.

Figura 12.

Producción, demanda e intercambios mensuales de energía

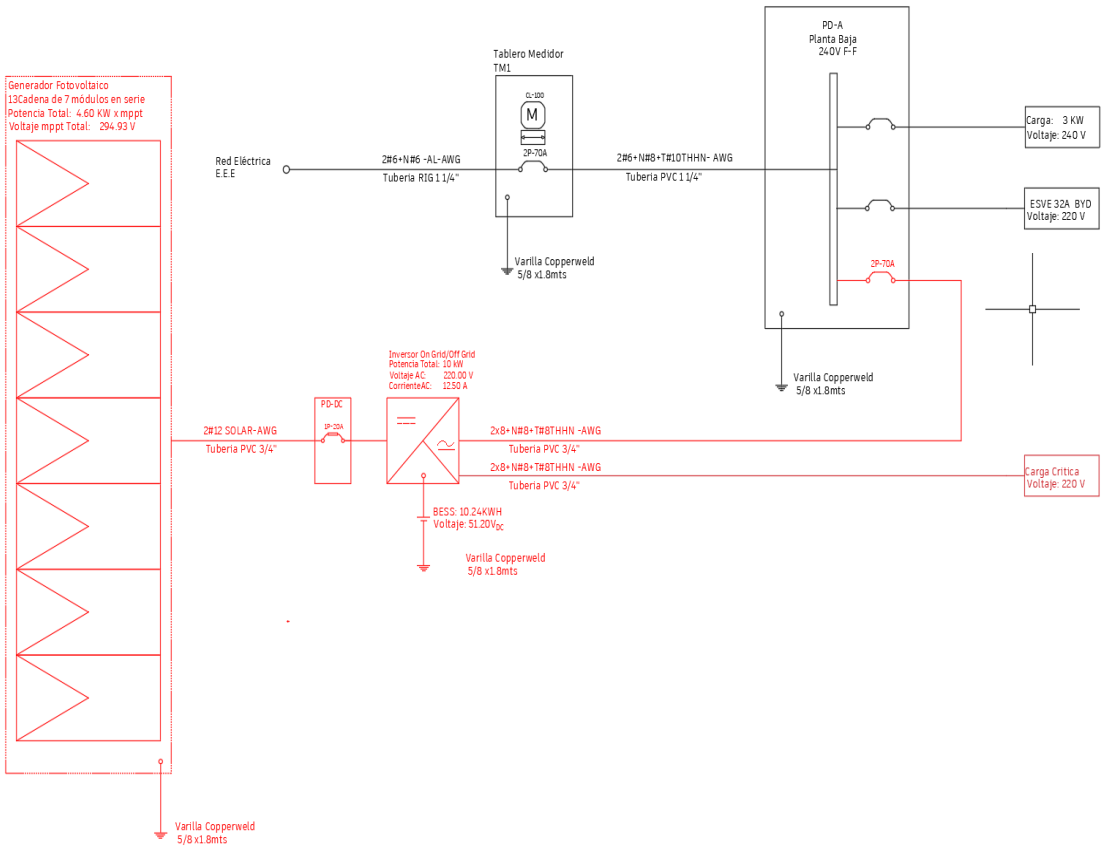


Fuente: elaboración propia.

El resultado energético es una proyección condicionada por el perfil de carga, la orientación y los parámetros térmicos. Una campaña de medición horaria permite sustituir los pesos de diseño y mejorar la estimación de autoconsumo. La incertidumbre de generación se incorpora al análisis económico mediante variaciones de ±15%. La diferencia entre el rendimiento preliminar de 0,80 y el PR calculado de 0,829 no implica una corrección arbitraria: el segundo resulta del modelo de pérdidas explícitas.

4.11 Diagrama unifilar y condiciones de puesta en servicio.

Figura 13.
Diagrama unifilar propuesto



Fuente: elaboración del autor

CAPÍTULO V: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO

5.1 Alternativas y criterio de comparación

La alternativa base incorpora el vehículo y un cargador residencial alimentado por la red, con inversión referencial de USD 850 para EVSE y adecuación básica. La alternativa de proyecto incorpora generación, inversor híbrido, baterías y los circuitos asociados. La compra del vehículo se excluye de ambas alternativas, porque es común a la decisión. Tampoco se asignan ingresos por venta de energía, por carga a terceros o por ahorro de combustible de un vehículo de combustión.

La expresión tarifas comerciales del objetivo se interpreta como el costo de adquirir energía de la red de distribución. Al tratarse de una vivienda, se aplica la categoría residencial del pliego, no la categoría general comercial ni el precio de una electrolinera pública. Se utiliza el cuadro residencial de CNEL Guayas Los Ríos como base de evaluación del emplazamiento, sujeto a la unidad de negocio y categoría que consten en el contrato de suministro (ARCONEL, 2026).

5.2 Presupuesto referencial de inversión

El presupuesto corresponde a una propuesta de ingeniería con precios unitarios de planificación. La referencia comercial regional consultada publica un inversor Deye de 10 kW en USD 2.495 y una batería SE-G5.1 Pro-B en USD 990; el presupuesto asigna USD 1.100 por batería para contemplar disponibilidad y logística. La publicación es regional y no constituye una cotización vinculante entregada en la vivienda (Sunplug, s. f.). Los demás rubros se valoran mediante asignaciones de presupuesto para los alcances indicados.

Tabla 15.
Presupuesto de la propuesta

Rubro	**Cantidad**	**Unitario (USD)**	**Subtotal (USD)**
Módulos Jinko 580 W	21	155,00	3.255,00
Inversor híbrido 10 Kw	1	2.495,00	2.495,00

Baterías LFP 5,12 kWh	2	1.100,00	2.200,00
EVSE regulable 32 A	1	650,00	650,00
Soportería por módulo	21	45,00	945,00
Circuitos y protecciones CC	1	480,00	480,00
Circuitos y protecciones CA	1	620,00	620,00
Puesta a tierra y equipotencialidad	1	250,00	250,00
Gabinete y conexiones BESS	1	280,00	280,00
Montaje y puesta en servicio	1	1.000,00	1.000,00
Ingeniería y gestión SGDA	1	500,00	500,00
Costo directo			12.675,00
Contingencia 10%			1.267,50
Inversión total			13.942,50

Fuente: elaboración propia.

Los valores se manejan como asignaciones finales de caja para la propuesta, con provisión comercial incluida en cada rubro; no se calculan créditos tributarios ni beneficios fiscales. No se atribuye a estos precios una tarifa de IVA verificada por factura. La contingencia cubre ajustes menores de montaje y metrado. Refuerzos estructurales mayores, ampliación de acometida u obras adicionales exigidas por la distribuidora deben incorporarse al presupuesto si resultan necesarios y reducirían la rentabilidad estimada.

$$Itotal = 12\,675{,}00 \times 1{,}10 = 13\,942{,}50\ USD \quad \text{;(Ec.103)}$$

$$Iincremental = I_total - I_base = 13\,942{,}50 - 850{,}00 \quad \text{;(Ec.104)}$$

$$Iincremental = 13\,092{,}50\ USD$$

El VAN principal utiliza la inversión incremental, porque el cargador de la alternativa base también debe comprarse. Evaluar la inversión total como si el cargador convencional no existiera mezclaría alternativas con prestaciones diferentes. La provisión de USD 850 no remunera una batería de respaldo en la alternativa base; por tanto, el proyecto entrega además un servicio de continuidad cuyo valor no se monetiza.

5.3 Parámetros del flujo de caja

Tabla 16.
Parámetros económicos y de vida útil

Parámetro	**Criterio de evaluación**
Horizonte	20 años
Moneda	USD constantes de la fecha de propuesta
Tasa de descuento real	8% anual; sensibilidad 6% y 10%
Financiamiento	Recursos propios; flujo sin deuda
Mantenimiento incremental	USD 150/año
Degradación de módulos	0,5% anual desde el segundo año
Capacidad de baterías	Reducción de 2 puntos porcentuales/año por intervalo de diez años
Reposición BESS	USD 2.200 al cierre del año 10
Reposición inversor	USD 2.495 al cierre del año 12
Valor residual	Cero
Escalamiento real de tarifa	0%; se mantiene el pliego de referencia
Ingresos por excedentes	Crédito energético SGDA, sin cobro en efectivo

Fuente: elaboración propia.

La tasa de 8% es un criterio de oportunidad para evaluar el proyecto en términos reales; no se presenta como tasa oficial de financiamiento ni como rendimiento garantizado. Los reemplazos son provisiones económicas, distintas de una afirmación sobre fallas o vencimiento de garantías. La degradación y la reposición se incorporan al balance anual, manteniendo constantes el recorrido y la energía residencial.

5.4 Aplicación de tarifas y compensación SGDA

El pliego residencial aplica cargos incrementales por energía. El costo mensual se calcula acumulando los bloques que atraviesa el consumo; no se multiplica toda la energía por el precio del bloque más alto alcanzado. El cargo fijo de comercialización se conserva en ambas alternativas, por lo que no se incluye como ahorro. Se excluyen del beneficio monetario el alumbrado

público y otros cargos no modelados, evitando atribuir su eliminación al sistema.

Figura 14.
Tarifas SGDA según consumo eléctrico

Rango mensual (kWh)	**Junio–noviembre (USD/kWh)**	**Diciembre–mayo (USD/kWh)**
1–50	0,0910	0,0910
51–100	0,0930	0,0930
101–150	0,0950	0,0950
151–200	0,0970	0,0970
201–250	0,0990	0,0990
251–300	0,1010	0,1010
301–350	0,1030	0,1030
351–500	0,1050	0,1050
501–700	0,1285	0,1050
701–1.000	0,1450	0,1109
1.001–1.500	0,1709	0,1709
1.501–2.500	0,2752	0,2752
2.501–3.500	0,4360	0,4360
Más de 3.500	0,6812	0,6812

Fuente: elaboración propia.

Fuente de los valores tarifarios: ARCONEL (2026), pliego codificado, cuadro de CNEL Guayas Los Ríos. Se mantienen estos cargos en moneda constante durante la evaluación; no se predice la tarifa de años futuros.

$$C(E,m) = \Sigma_j tarifa\ j,m \times máx[0\ ;\ mín(E,Lj) - Lj - 1] \quad \text{;(Ec.105)}$$

La modalidad SGDA se evalúa bajo el mecanismo de balance para consumidores sin demanda: se compara la energía tomada de la red con la inyectada y se aplica el saldo acumulado disponible. Los créditos son kWh, no ingresos monetarios. El saldo remanente se reinicia cada veinticuatro meses sin pago por el excedente. La utilización del esquema requiere habilitación y contrato con la distribuidora (ARCONEL, 2024, art. 26).

$$Eneta,m = Eimportada,m - Eexportada,m \quad \text{;(Ec.106)}$$

$$Efacturable,m = máx[0\ ;\ Eneta,m - S_m - 1] \quad \text{;(Ec.107)}$$

$$Sm = máx[0\ ;\ S_m - 1 - Eneta,m] \quad \text{;(Ec.108)}$$

Al finalizar los meses 24, 48 y sucesivos, el saldo se reinicia para el periodo siguiente. El primer año comienza sin crédito acumulado. La facturación puede ser positiva en meses de déficit aunque el balance anual final sea excedentario, porque un crédito generado después no elimina retroactivamente una factura ya emitida.

5.5 Ahorro del primer año

Tabla 17.
Balance y ahorro mensual del SGDA

Mes	**Import. (kWh)**	**Export. (kWh)**	**Facturable (kWh)**	**Ahorro (USD)**
Enero	685,41	908,65	0,00	94,01
Febrero	809,21	752,94	0,00	119,10
Marzo	1.008,63	861,28	0,00	166,04
Abril	991,42	851,72	120,09	153,65
Mayo	995,30	780,33	214,97	144,74
Junio	909,29	703,54	205,75	138,44
Julio	832,73	768,27	64,46	132,70
Agosto	786,92	860,20	0,00	128,85
Septiembre	792,72	874,60	0,00	131,66
Octubre	664,18	952,27	0,00	100,81
Noviembre	683,46	927,28	0,00	105,95
Diciembre	753,82	900,90	0,00	106,74

Fuente: elaboración propia.

La energía facturable del primer año resulta 605,26 kWh. La importación física permanece en 9.913,08 kWh, pero parte se compensa mediante exportaciones y créditos. El ahorro anual por energía es USD 1.522,69. Este resultado depende de mantener la categoría tarifaria y de operar bajo el régimen SGDA considerado.

Como ejemplo, enero tiene una demanda base de 910,22 kWh. Se acumulan los ocho primeros bloques hasta 500 kWh; los siguientes 200 kWh se valoran a USD 0,1050/kWh y el remanente a USD 0,1109/kWh. El sistema produce un crédito de enero y la energía facturable es cero, aunque permanece el cargo fijo del suministro.

$$C500 = 50(0{,}091 + 0{,}093 + 0{,}095 + 0{,}097 + 0{,}099 + 0{,}101 + 0{,}103)$$

;(Ec.109)

$$C_500 = 33{,}95 + 150 \times 0{,}105 = 49{,}70\ USD$$

$$Cenero = 49{,}70 + 200 \times 0{,}105 + 210{,}222 \times 0{,}1109 \quad ;(Ec.110)$$

$$C_enero = 94{,}01\ USD \quad (5\text{-}11)$$

$$Ahorro\ año1 = \Sigma[C(E\ base, m, m) - C(E\ facturable, m, m)] \quad ;(Ec.111)$$

$$Ahorro\ año1 = 1\,522{,}69\ USD$$

5.6 Construcción del flujo de caja

La producción del año t se reduce por degradación de módulos. El modelo vuelve a calcular despacho, créditos y facturación para cada año; por ello, el ahorro no se obtiene multiplicando una tarifa constante por toda la generación. Las reposiciones se registran como desembolsos en los años previstos y se mantiene el mantenimiento anual incremental.

$$EFV, t = EFV, 1 \times (1 - 0{,}005)\text{^}(t - 1) \quad ;(Ec.112)$$

$$FC\ t = Ahorro\ t - Mantenimiento\ t - Reposiciones\ t \quad ;(Ec.113)$$

$$FC_0 = -13\,092{,}50\ USD$$

$$FC_1 = 1\,522{,}69 - 150{,}00 = 1\,372{,}69\ USD$$

Tabla 18.
Flujo de caja anual

Año	Ahorro USD	Mant. USD	Repos. USD	Flujo USD	Flujo actual USD
0	—	—	—	-13.092,50	-13.092,50
1	1.522,69	150,00	0,00	1.372,69	1.271,01
2	1.579,34	150,00	0,00	1.429,34	1.225,43
3	1.515,11	150,00	0,00	1.365,11	1.083,67
4	1.579,34	150,00	0,00	1.429,34	1.050,61

5	1.507,66	150,00	0,00	1.357,66	924,00
6	1.571,46	150,00	0,00	1.421,46	895,76
7	1.500,22	150,00	0,00	1.350,22	787,84
8	1.558,94	150,00	0,00	1.408,94	761,21
9	1.492,79	150,00	0,00	1.342,79	671,73
10	1.545,94	150,00	2.200,00	-804,06	-372,43
11	1.484,86	150,00	0,00	1.334,86	572,50
12	1.532,68	150,00	2.495,00	-1.112,32	-441,72
13	1.477,43	150,00	0,00	1.327,43	488,09
14	1.519,92	150,00	0,00	1.369,92	466,41
15	1.469,50	150,00	0,00	1.319,50	415,96
16	1.506,39	150,00	0,00	1.356,39	395,92
17	1.460,31	150,00	0,00	1.310,31	354,14
18	1.494,21	150,00	0,00	1.344,21	336,39
19	1.451,20	150,00	0,00	1.301,20	301,50
20	1.481,99	150,00	0,00	1.331,99	285,78

Fuente: elaboración propia.

5.7 Valor actual neto

El VAN expresa la diferencia entre el valor presente de los flujos futuros y la inversión incremental. Un VAN positivo indica que el proyecto supera la tasa de oportunidad seleccionada; un VAN negativo indica que los ahorros considerados no alcanzan ese rendimiento. La existencia de recuperación simple no garantiza VAN positivo.

$$VAN(r) = -I_{incremental} + \Sigma t = 1\text{^}20\ FC_t/(1+r)\text{^}t \quad \text{;(Ec.114)}$$

$$VAN(8\%) = -13\,092{,}50 + 11\,473{,}78$$

$$VAN(8\%) = -1\,618{,}72\ USD$$

El escenario central no alcanza el criterio de rentabilidad del 8% real. La conclusión no niega la utilidad del respaldo, sino que delimita su financiación: los beneficios energéticos monetizados no compensan por completo la inversión y reposiciones al rendimiento exigido. No se agregan ingresos por continuidad del servicio sin una valoración documentada de las pérdidas evitadas.

5.8 Tasa interna de retorno

$$0 = -I\ incremental + \Sigma_t = 1\text{^}20\ FC_t/(1+TIR)\text{^}t \quad \text{;(Ec.115)}$$

$$TIR = 6{,}164\%\ anual$$

La TIR se obtiene numéricamente del mismo flujo utilizado en el VAN. Se verificó la raíz en el intervalo de tasas de −80% a 100%, encontrando una raíz en dicho intervalo. La TIR queda por debajo del 8% de oportunidad; el proyecto no cumple el criterio central aunque la inversión se recupere sin descuento. Las reposiciones introducen años con flujo negativo, por lo que el VAN continúa siendo la referencia principal para comparar escenarios.

5.9 Periodo de recuperación del capital

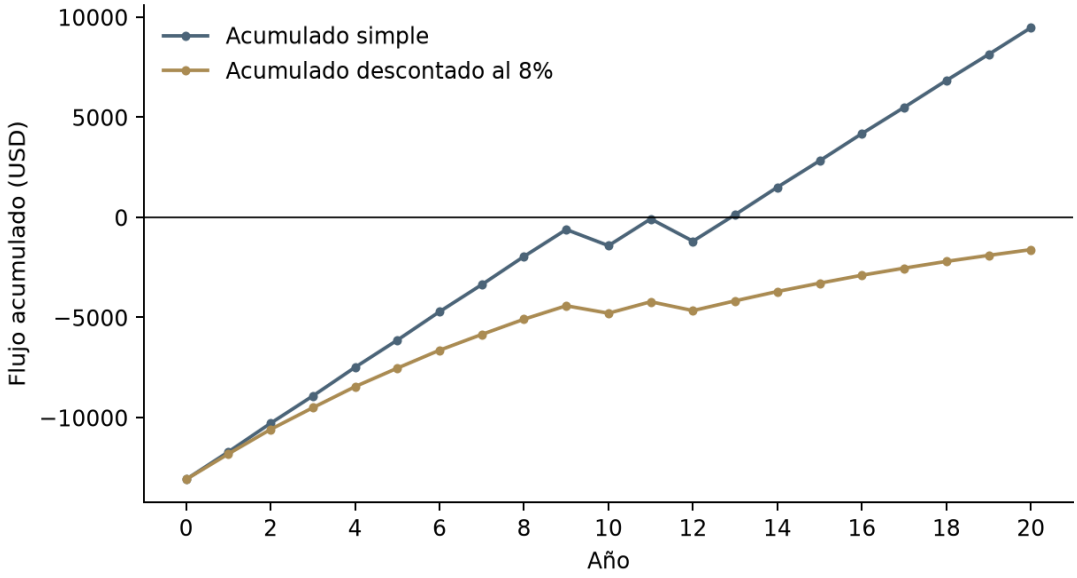
Se presentan dos medidas para evitar ambigüedad. El PRC simple acumula flujos sin descontar. El PRC descontado acumula FC_t/(1+r)^t y es coherente con la definición financiera utilizada en la metodología. La interpolación dentro del año supone distribución uniforme del flujo de ese periodo.

$$PRC\ simple = k + |Saldo_acumulado, k| \,/\, FC\ k+1 \quad \text{;(Ec.116)}$$

$$PRC\ simple = 12{,}901\ años$$

El PRC descontado al 8% no se alcanza dentro de los veinte años. El saldo actualizado final es igual al VAN de −USD 1.618,72. La diferencia respecto al PRC simple muestra el efecto de exigir rendimiento al capital y de registrar las reposiciones de baterías e inversor. La figura 5.1 representa ambos acumulados y permite identificar esas salidas de caja.

Figura 15.
Recuperación simple y recuperación descontada del capital



Fuente: elaboración propia.

5.10 Sensibilidad y condiciones de viabilidad

Tabla 19.
Sensibilidad de la evaluación

Escenario	**VAN (USD)**	**TIR (%)**	**PRC descontado (años)**
Central	-1.618,72	6,16	No alcanza
Generación −15%	-3.263,55	4,15	No alcanza
Generación +15%	-1.076,60	6,81	No alcanza
Inversión −20%	999,78	9,37	16,79
Inversión +20%	-4.237,22	3,88	No alcanza
Descuento 6%	163,42	6,16	19,61
Descuento 10%	-3.024,91	6,16	No alcanza

Fuente: elaboración propia.

Una reducción del 20% de la inversión incremental, sin alterar prestaciones ni mantenimiento, conduce a VAN de USD 999,78 y TIR de 9,37%. Con una tasa de oportunidad del 6%, el VAN se vuelve ligeramente positivo, USD 163,42. Estas condiciones no equivalen a precios ofertados ni

a financiamiento disponible; delimitan los objetivos económicos de una futura negociación.

$$I\ incremental, máx\ =\ \Sigma\ FC_t/(1{,}08)\text{^}t\ =\ 11\ 473{,}78\ USD \quad \text{;(Ec.117)}$$

$$Reducción\ requerida\ =\ (13\ 092{,}50\ -\ 11\ 473{,}78)/13\ 092{,}50 \quad \text{;(Ec.118)}$$

$$Reducción\ requerida\ =\ 12{,}36\%$$

Manteniendo los demás parámetros, la inversión total debería situarse aproximadamente en USD 12.323,78, al sumar los USD 850 de la alternativa base al máximo incremental. Este umbral representa el punto de VAN cero. Una inversión inferior genera VAN positivo; obras adicionales o mayores costos de reposición desplazan el umbral en sentido desfavorable.

5.11 Operación sin inyección y valor del respaldo

Sin compensación de excedentes, la generación que supera el consumo instantáneo y la capacidad de carga permitida se recorta. Se mantiene la reserva de batería de 85%, por lo que no se libera toda su capacidad para el autoconsumo nocturno. Con el mismo presupuesto, el VAN del escenario sin inyección es USD -11.555,93. Esta alternativa muestra que la habilitación SGDA es decisiva para el aprovechamiento económico del diseño planteado.

El respaldo de tres horas aporta un servicio distinto del ahorro por kWh. El modelo no le asigna ingresos por productividad, alimentos conservados o comodidad, porque no existe una valoración específica de esos beneficios. La decisión de instalar el sistema completo puede incorporar esa utilidad, pero debe distinguirse de demostrar rentabilidad financiera únicamente con la reducción de la factura eléctrica.

5.12 Resultado de la evaluación de factibilidad

La propuesta satisface, en términos de dimensionamiento, una recarga diaria asociada a 65 km y un respaldo doméstico de tres horas para una envolvente de 1,50 kW. Los veintiún módulos cumplen la restricción superficial con factor 1,10; la implantación física, estructura y conexión deben verificarse antes de ejecución. La simulación anual permite cuantificar producción,

intercambios y facturación sin equiparar compensación energética con independencia de la red.

Financieramente, la configuración central requiere USD 13.942,50 y presenta VAN incremental de −USD 1.618,72, TIR de 6,16% y PRC simple de 12,90 años. El PRC descontado al 8% no se alcanza en veinte años. La rentabilidad frente a la compra de energía de red se obtiene únicamente bajo condiciones más favorables, como reducir la inversión incremental al menos 12,36% o aceptar una tasa de oportunidad cercana al 6%. El resultado permite decidir entre renegociar costos, revisar la capacidad de respaldo o aceptar explícitamente el costo adicional de continuidad del servicio.

Conclusiones

El levantamiento de información permitió conocer el consumo promedio anual de la residencia de 9.135 kWh. Al incorporar el vehículo eléctrico con un recorrido diario de 65km proyectado durante los 365 días se estima un consumo de 13.352,78kWh por año. El suministro eléctrico de la red es monofásico a una tensión de 220V y con una superficie de cubierta en la vivienda de 62.47 m^2.

Se dimensionó 21 módulos con una potencia nominal de 580 Wp cada uno, lo que proporciona al conjunto fotovoltaico una capacidad de 12,18 kWp. También incluye un inversor híbrido de 10 kW, 10,24 kWh de almacenamiento y un cargador ajustable de 32 A y 220 V. En las condiciones calculadas, el sistema puede reemplazar la energía consumida durante los desplazamientos diarios, a la vez que suministra energía a cargas esenciales de hasta 1,50 kW durante tres horas; esto no incluye la carga de respaldo para el vehículo. Con un factor de mantenimiento de 1,10, la huella calculada se mantiene dentro de la superficie permitida. Antes de la instalación, se debe verificar la disposición de los módulos, las vías de acceso y la capacidad estructural del techo.

Con una inversión total referencial de USD 13.942,50 y una inversión incremental de USD 13.092,50, el proyecto obtuvo un VAN de −USD 1.618,72 y una TIR de 6,16%, inferior a la tasa de descuento del 8%. Aunque la recuperación simple es de 12,90 años, la recuperación descontada no se alcanza dentro del horizonte de veinte años. Por tanto, el escenario central no demuestra rentabilidad financiera con los parámetros establecidos; su aceptación económica depende de reducir la inversión o modificar justificadamente la tasa de oportunidad, manteniendo las condiciones de compensación energética consideradas.

Recomendaciones

Complementar las cifras históricas mensuales con lecturas horarias de consumo y demanda máxima, para refinar el perfil de carga, confirmar el consumo simultáneo y establecer la capacidad de generación y de respaldo requerida.

Antes de ejecutar la instalación, verificar la capacidad estructural de la cubierta, elaborar el plano de distribución con pasillos de mantenimiento y completar el diagrama unifilar. Asimismo, confirmar la compatibilidad del inversor con la acometida existente y del cargador con el vehículo, y configurar la gestión de carga para conservar la reserva destinada a las tres horas de autonomía doméstica.

Solicitar cotizaciones locales y actualizar el flujo de caja antes de decidir la inversión. Manteniendo los demás parámetros del estudio, una inversión total cercana a USD 12.323,78 representa el umbral de VAN cero; un valor inferior permitiría obtener un VAN positivo. También debe verificarse la habilitación del régimen SGDA y valorar por separado el beneficio del respaldo, evitando atribuirle ingresos que no hayan sido cuantificados.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ARCONEL — Agencia de Regulación y Control de Electricidad: Organismo encargado de regular y controlar las actividades del sector eléctrico ecuatoriano.

SGDA — Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento: Sistema de generación destinado a cubrir la demanda eléctrica de un consumidor, conectado a la red de distribución y sujeto a las condiciones de operación y compensación aplicables.

SPEE — Servicio Público de Energía Eléctrica: Servicio que permite suministrar electricidad a los consumidores bajo las condiciones de calidad, continuidad y tarifas establecidas por la regulación.

Sistema fotovoltaico: Conjunto de módulos, equipos y conexiones que transforma la energía de la radiación solar en electricidad.

Inversor híbrido: Equipo que convierte corriente continua en alterna y administra el intercambio de energía entre los paneles fotovoltaicos, las baterías, las cargas y la red eléctrica.

BESS: Conjunto de baterías, dispositivos de control y protecciones que permite almacenar electricidad y suministrarla posteriormente.

BMS: Sistema electrónico que supervisa variables como tensión, corriente y temperatura de las baterías, y establece límites de funcionamiento para protegerlas.

EVSE: Equipo que permite suministrar electricidad al vehículo mediante funciones de conexión, comunicación, control y protección durante la recarga.

MPPT: Función de control que ajusta el punto de operación del generador fotovoltaico para obtener la máxima potencia disponible bajo las condiciones de radiación y temperatura existentes.

SOC: Porcentaje de carga disponible en una batería respecto de su capacidad de referencia. Se utiliza para establecer límites de carga, descarga y reserva de respaldo.

HSP: Número equivalente de horas durante las cuales una irradiancia constante de 1.000 W/m² proporcionaría la misma energía solar recibida durante el periodo considerado.

Cargas críticas: Equipos o circuitos seleccionados para mantener su alimentación durante una interrupción de la red, de acuerdo con la potencia y autonomía disponibles en el sistema de respaldo.

VAN: Indicador financiero que expresa la diferencia entre el valor presente de los flujos de caja de un proyecto y su inversión inicial, utilizando una tasa de descuento definida.

TIR: Tasa de descuento que hace que el VAN de un proyecto sea igual a cero. Se compara con la tasa de rendimiento exigida para evaluar su rentabilidad.

PRC: Tiempo necesario para recuperar la inversión mediante los flujos de caja del proyecto. Puede calcularse de forma simple o descontada; esta última considera el valor del dinero en el tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

ARCONEL. (2024). Regulación ARCONEL-005/24 codificada. Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica. Véase el enlace oficial en las referencias del desarrollo técnico y económico.

Ahmadi, M., & Ravadgar, M. (2023). Impact analysis of electric vehicle charging stations on low-voltage residential distribution networks. IEEE Transactions on Smart Grid, 14(2), 1120–1132. https://doi.org/10.1109/TSG.2023.3234567

Al-Saadi, M., & Al-Chlaihawi, S. (2024). Sizing and control optimization of hybrid photovoltaic-battery systems for residential resilience. Solar Energy, 268, 45–59. https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.11.012

Asamblea Nacional del Ecuador. (2024). Ley Orgánica de Competitividad Energética. Segundo Suplemento del Registro Oficial No. 476.

Asociación Ecuatoriana de Energías Renovables y Eficiencia Energética [AEEREE]. (2025). Informe anual sobre el estado de la microgeneración fotovoltaica residencial en el Ecuador. AEEREE.

Branker, K., Pathak, M. J., & Pearce, J. M. (2021). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity (LCOE) and financial indicators for decision making. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 147, Article 111197. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111197

Carvajal, S. P., & Jaramillo, M. A. (2023). Evaluación del net-billing en el sector habitacional de la costa ecuatoriana: Caso Guayaquil. Revista Técnica Energía, 20(1), 89–98. https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.562

Corporación Nacional de Electricidad [CNEL EP]. (2025). Plan de expansión del sistema de distribución y homologación de acometidas residenciales en la Unidad de Negocio Guayaquil. CNEL EP.

Deb, S., Kalita, K., & Mahanta, P. (2022). Review of electric vehicle charging infrastructure and its impacts on clean energy grids. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 158, Article 112140. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112140

Electric Power Research Institute [EPRI]. (2024). Residential electric vehicle charging and grid integration: Technical challenges and local solutions (Report No. 300202841). EPRI.

González, J. A., & Martínez, L. F. (2023). Mitigación del estrés térmico en transformadores de distribución debido a la recarga nocturna de vehículos eléctricos. Revista Iberoamericana de Automática e

Informática Industrial, 20(3), 245–256. https://doi.org/10.4995/riai.2023.18940

Homer Energy. (2024). Homer Pro: Microgrid optimization software for grid-tied and off-grid residential analysis (Version 3.16) [Software]. UL Solutions.

IEEE Power & Energy Society [PES]. (2026). Financial risk assessment and investment indicators for distributed energy resources. IEEE PES Educational Activities.

Institute of Electrical and Electronics Engineers [IEEE]. (2025). IEEE Guide for electric vehicle charging station infrastructure and grid interface standards (IEEE Std 2030.1.1-2025). IEEE Standards Association.

International Electrotechnical Commission [IEC]. (2025). Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures (IEC Standard No. 62116:2025). IEC.

International Renewable Energy Agency [IRENA]. (2024). Innovation outlook: Smart charging for electric vehicles. IRENA.

Khalid, M., & Savkin, A. V. (2023). Battery energy storage systems for a sustainable residential microgrid: A review of technologies and management. IEEE Access, 11, 34512–34530. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3264115

Mendoza, E. R., & Cáceres, L. H. (2023). Rentabilidad económica de sistemas de almacenamiento residenciales frente a las distorsiones de la tarifa comercial. Journal of Energy Finance, 39, 102–115. https://doi.org/10.1016/j.jef.2023.102115

Mermoud, A. (2025). PVsyst: Software for the simulation, sizing and data analysis of complete PV systems (Version 7.4) [Software]. PVsyst SA.

Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica. (2025). Plan nacional de transición hacia la electromovilidad y descarbonización del transporte terrestre. MAATE.

Mukerjee, S., & Taylor, P. (2025). Peak demand management in high-density residential sectors with electric vehicle penetration. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 164, Article 109845. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2024.109845

National Renewable Energy Laboratory [NREL]. (2024). Best practices for sizing residential solar-plus-storage systems for backup power (Technical Report NREL/TP-6A20-88412). NREL.

Paredes, D. V., & Ochoa, F. (2024). Análisis de la vulnerabilidad del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano ante la intermitencia hidráulica y

propuestas de resiliencia solar. Revista Politécnica, 53(2), 41–52. https://doi.org/10.33333/rp.vol53.n2.2024.1235

Ruiz, L. M., & Castro, R. (2023). Comparative analysis between PVsyst and SAM tools for estimating yield parameters in residential urban microgrids. Renewable Energy, 205, 712–725. https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.01.094

Sadeghian, O., & Oshnoei, A. (2022). Optimal infrastructure planning for residential EV charging stations considering voltage stability limits. Energy, 244, Article 123110. https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123110

Shah, N., & O'Neill, B. (2024). Economic viability of residential solar-plus-storage under net-metering and net-billing structures. Energy Policy, 185, Article 113942. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113942

Solar Energy Industries Association [SEIA]. (2026). Residential solar and storage integration: Market trends and technical guidelines. SEIA.

Terán, J. C., & Villa, I. (2022). Análisis del comportamiento de inversores híbridos bidireccionales en microdespliegues domésticos. Enfoque UTE, 13(2), 15–28. https://doi.org/10.29019/enfoqueute.812

Villon, P. E., & Santos, J. L. (2024). Modelado dinámico de flujos de potencia paso horario en sistemas híbridos domésticos utilizando Matlab. IEEE Latin America Transactions, 22(4), 412–420. https://doi.org/10.1109/TLA.2024.104523

Yang, Y., & Zhang, Q. (2023). Lifecycle degradation analysis of lithium-ion battery banks under variable residential demand profiles. Applied Energy, 336, Article 120815. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120815

Zhang, L., & Miller, R. (2025). Capital recovery periods and sensitivity analysis of residential EV charging infrastructure investments. Journal of Cleaner Production, 412, Article 137450. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2025.137450

ANEXOS

Panel solar

www.jinkosolar.com

Building Your Trust in Solar

Tiger Neo N-type 72HL4-BDV

570-590 Watt

高效单晶硅双面半片太阳能组件

N-Type

0~+3% 正公差

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: 质量管理体系

ISO14001:2015: 环境管理体系

ISO45001:2018: 职业健康安全管理体系



组件特性

多主栅技术

更优的光线利用率和电流收集能力，有效提升产品功率输出和可靠性。

HOT 2.0 技术

使用 HOT 2.0 技术的 N 型组件具有更佳可靠性以及更低 LID/LETID 衰减。

抗 PID 保证

通过电池生产技术优化及材料管控将 PID 现象造成的衰减几率降至最小。

载荷能力

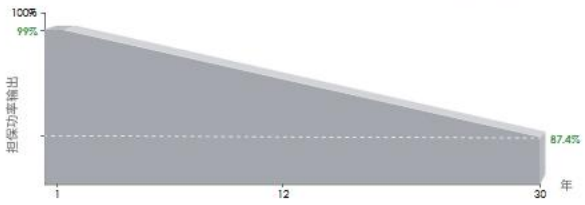
2400 Pa
5400 Pa

整体组件通过 2400Pa 的风载荷及 5400Pa 的雪载荷认证。

双面发电

双面发电增益随背面受光增加，最高可达 25%，显著降低 LCOE。

业内领先的线性质保

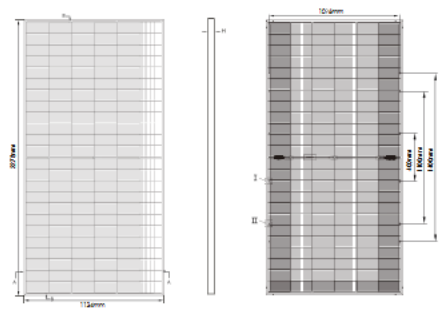


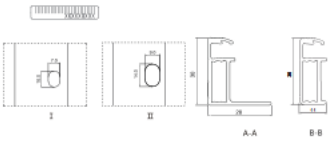
12 年材料工艺质保

30 年线性质保

优异质保承诺30年功率质保**0.4%** 线性功率衰减

装配图





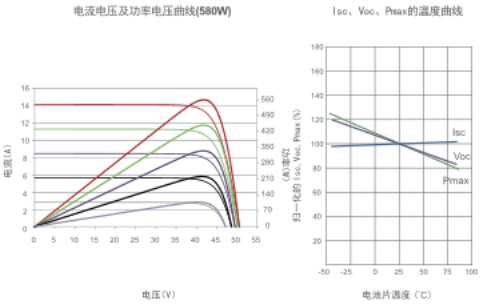
长:±2mm
宽:±2mm
厚度:±1mm
孔距:±2mm

*详细尺寸和公差规格，请查阅详细的组件图纸

包装标准

平板车运输装车量(车型：高低板-车总长17.5米，高板长度3.5-4.5米)
每托尺寸(mm) 2308 x 1110 x 1251 36块 / 托, 26托 / 车, 936块 / 车

曲线图



结构参数

电池片类型	N型单晶硅电池片
半片电池片数目	144 (2×72)
组件尺寸	2278×1134×30mm
组件重量	31.0kg
上表面玻璃材质	2.0 mm，高透镀膜玻璃
下表面玻璃材质	2.0 mm，半钢化玻璃
边框	阳极氧化铝合金
接线盒	防护等级IP68
输出导线	TÜV 1×4.0mm² 导线长度：(+): 300mm,(-): 200mm；或客制化

电性能参数

组件型号	JKM570N-72HL4-BDV		JKM575N-72HL4-BDV		JKM580N-72HL4-BDV		JKM585N-72HL4-BDV		JKM590N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
最大功率(Pmax)	570Wp	430Wp	575Wp	433Wp	580Wp	437Wp	585Wp	441Wp	590Wp	445Wp
最佳工作电压 (Vmp)	43.58V	40.56V	43.73V	40.73V	43.86V	40.89V	44.02V	41.05V	44.17V	41.21V
最佳工作电流 (Imp)	13.08A	10.59A	13.15A	10.64A	13.22A	10.69A	13.29A	10.74A	13.36A	10.79A
开路电压 (Voc)	52.10V	39.60V	52.30V	39.75V	52.50V	39.90V	52.70V	40.05V	52.90V	40.20V
短路电流 (Isc)	13.83A	11.16A	13.89A	11.21A	13.95A	11.26A	14.01A	11.31A	14.07A	11.36A
组件效率 (%)	22.07%		22.26%		22.45%		22.65%		22.84%	
工作温度范围 (℃)	-40℃~+85℃									
最大系统电压	1500VDC (IEC)									
最大额定熔丝电流	30A									
输出功率公差	0~+3%									
最大功率 (Pmax) 的温度系数	-0.29%/℃									
开路电压(Voc)的温度系数	-0.25%/℃									
短路电流 (Isc) 的温度系数	0.045%/℃									
名义电池工作温度(NOCT)	45±2℃									
参考. 双面因子	80±5%									

STC: 光照强度 1000W/m² 电池温度：25°C 大气质量=1.5

NOCT: 光照强度 800W/m² 环境温度：20°C 大气质量=1.5 风速 1m/s

* 功率测量误差 +/-3%

本公司保留最终解释权 JKM570-590N-72HL4-BDV-F9-CN

Inversor

Deye

Hybrid Inverter

SUN-5K-SG02LP2-US-AM2

SUN-6K-SG02LP2-US-AM2

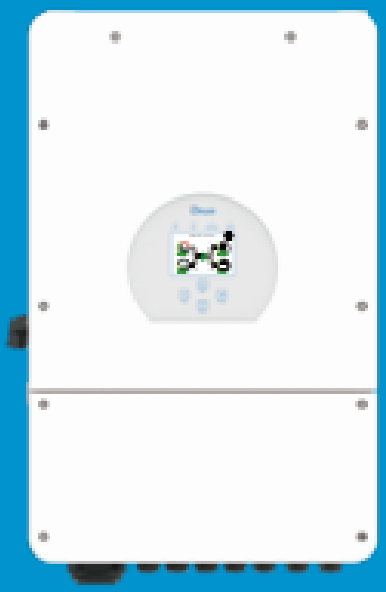
SUN-7.6K-SG02LP2-US-AM2

SUN-8K-SG02LP2-US-AM2

SUN-10K-SG02LP2-US-AM3

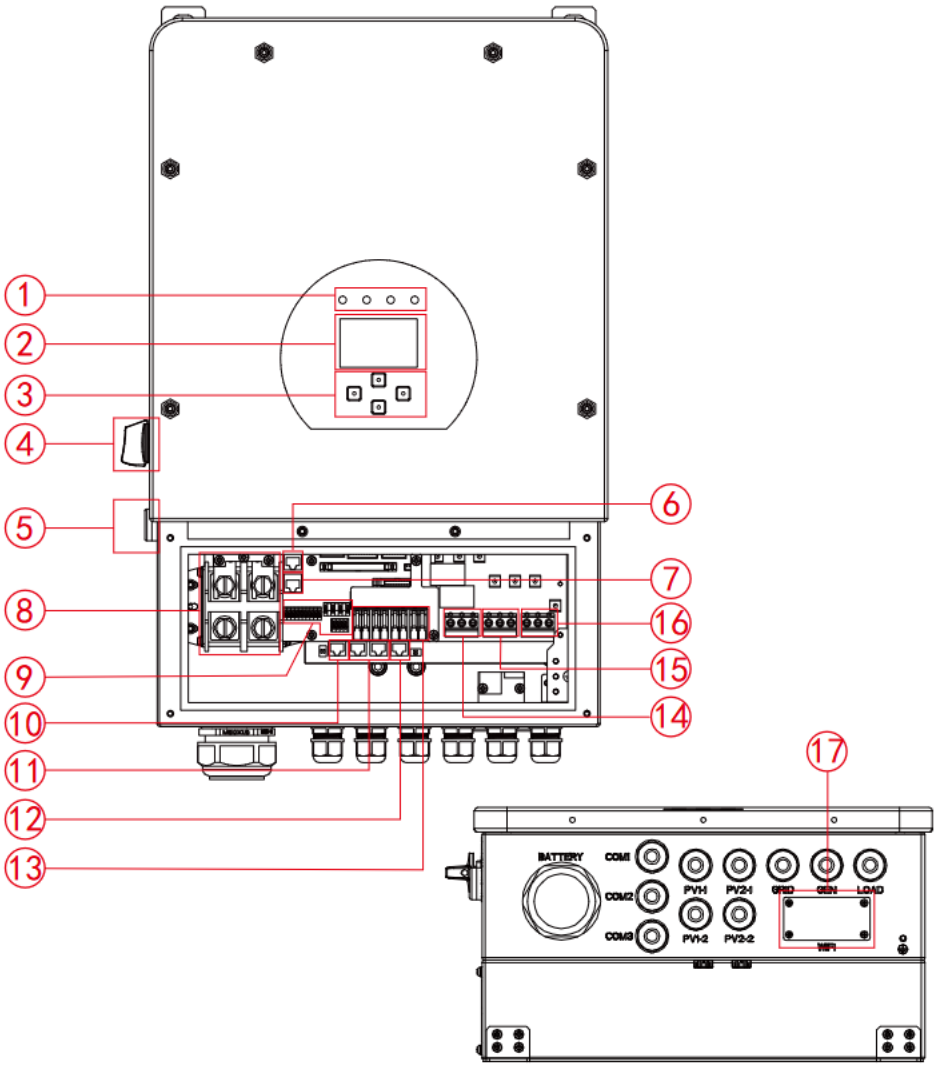
SUN-12K-SG02LP2-US-AM3

User Manual



2.1 Product Overview

SUN-(5-8)K-SG02LP2-US-AM2



1: Inverter Indicators	7: BMS Port	13: PV input
2: LCD display	8: Battery input connectors	14: Grid
3: Function Buttons	9: Function Port	15: Generator input
4: DC Switch	10: Meter_CON port	16: Load
5: Power on/off button	11: Parallel port	17: WiFi Interface
6: RS485 port	12: DRM Port	

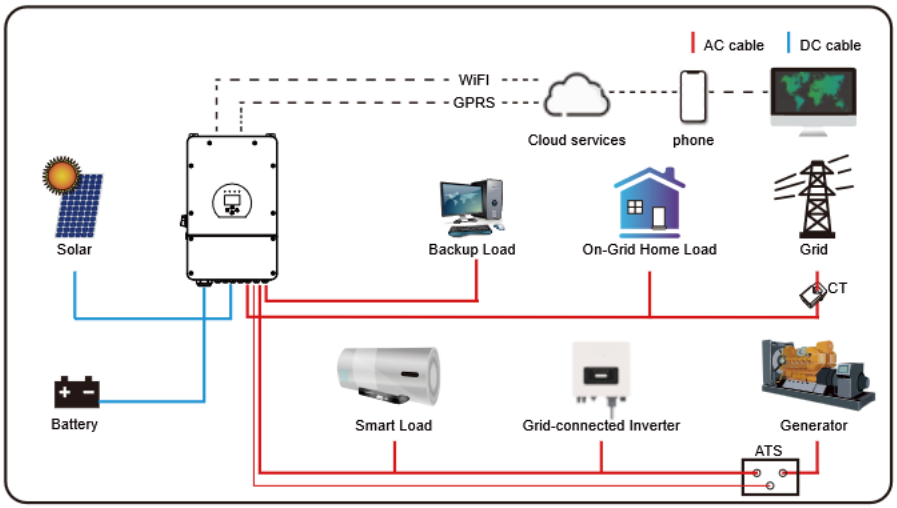
2.3 Product Features

- Self-consumption and feed-in to the grid.
- Auto restart while AC is recovering.
- Programmable supply priority for battery or grid.
- Programmable multiple operation modes: On grid, off grid and UPS.
- Configurable battery charging current/voltage based on applications by LCD setting.
- Configurable AC/Solar/Generator Charger priority by LCD setting.
- Compatible with mains voltage or generator power.
- Overload/over temperature/short circuit protection.
- Smart battery charger design for optimized battery performance
- With limit function, prevent excess power overflow to the grid.
- Supporting WIFI monitoring and build-in 2 strings of MPP trackers
- Smart settable three stages MPPT charging for optimized battery performance.
- Time of use function.
- Smart Load Function.

2.4 Basic System Architecture

The following illustration shows basic application of this inverter.
It also includes following devices to have a Complete running system.
- Generator or Utility
- PV modules

Consult with your system integrator for other possible system architectures depending on your requirements.
This inverter can power all kinds of appliances in home or office environment, including motor type appliances such as refrigerator and air conditioner.

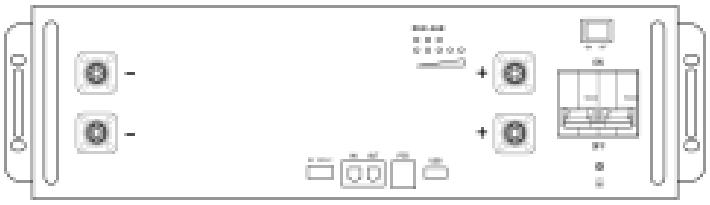


Deye

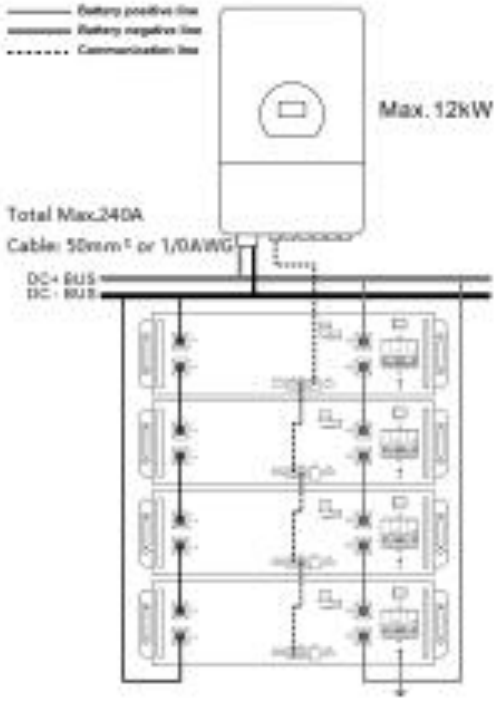
User Manual

Rechargeable Li-ion Battery System

SE-G5.1 Pro-B



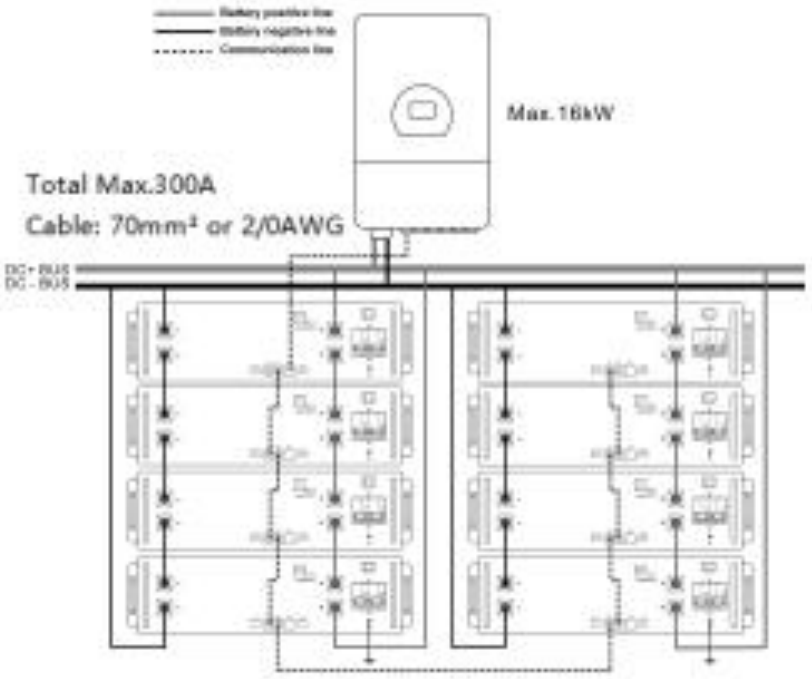
Issue: 05
Date: 20260311



If the inverter power exceeds 12kW, the parallel mode must be used mode 2!

2. Parallel mode2 (It is suitable for scenarios where the inverter power>12kW)

Schematic diagram of parallel connection of high-power system batteries:



PULSAR PLUS

Technical Datasheet

General Specifications

Model	Pulsar Plus
Colour	White or Black
Cable Length	5 m (7 m optional)[1]
Charging Mode (IEC 61851-1)	Mode 3
Dimensions	166x163x82 mm (without cable)
Weight	1 kg (without cable)
Operating Temperature	-25 °C to 40 °C
Storage Temperature	-40 °C to 70 °C
Standards	CE mark (LVD 2014/35/EU, EMCD 2014/30/EU) IEC 61851-1, IEC 61851-22, IEC 62196-2, BS 7671:2018[2]

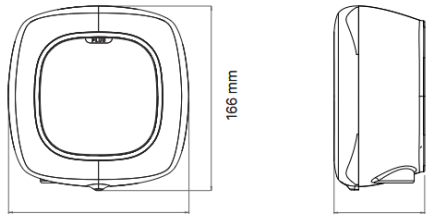
User Interface & Communications

Connectivity	Wi-Fi, Bluetooth
User Identification	myWallbox App & Portal
User Interface	myWallbox App & Portal [6]
Charger Status Information	Halo RGB LED, myWallbox App & Portal
Included Features	Power Sharing Smart
Optional Features	Power Boost, Dynamic Power Sharing

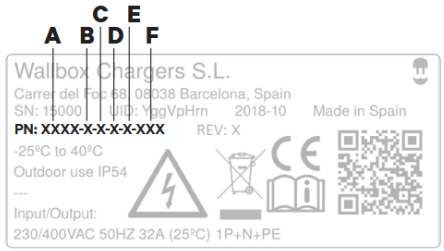
Electrical Specifications

	7,4 kW	11 kW	22 kW
Charging Power			
Rated Voltage AC ± 10%	230 V	400 V	400 V
Rated Current	32 A (1P)	16 A (3P)	32 A (3P)
Connector Type (IEC 62196-2)	Type 1 / Type 2	Type 2	Type 2
Cable Width	up to 3x 10 mm²	up to 5x 10 mm²	up to 5x 10 mm²
Eathing Protection[3]	According to BS 7671:2018 requirements		
Configurable Current	from 6 A to rated current		
Rated Frequency	50 Hz / 60 Hz		
Protection Rating	IP54 / IK08		
Surge Category	CAT III		
Residual Current Detection	DC 6 mA[4]		
RCCB	External RCCB required[5]		

Dimensions



Part Number Structure



		Code	Definition
A	Model	PLP1	Pulsar Plus
B	Cable	0	5 m
		M	7 m
C	Connector	1	Type 1
		2	Type 2
D	Power	2	7,4 kW
		3	11 kW
		4	22 kW
E	Additional Feature	9	Residual current detection (DC 6mA)
		F	Residual current detection (DC 6mA) + Earthing protection
F	Custom	XX1	White
		XX2	Black

[1] Only available for Type 2 connectors.
[2] Only for 7,4 kW chargers
[3] Only for chargers sold in the UK region.
[4] Internal RDC-DD meets tripping time characteristics according to IEC 62955.
[5] Type A or Type B according to local regulations.
[6] OCPP compatible.

www.wallbox.com sales@wallbox.com

wallbox™

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, Bohórquez Heras, Daniel Bayardo, con C. C.: # 0921685756, autor del trabajo de titulación: **Diseño y Factibilidad Financiera de una Electrolinera Residencial Fotovoltaica con Almacenamiento para Respaldo Doméstico en Metrópolis II**, previo a la obtención del título de **Magíster en Electricidad mención Energías Renovables y Eficiencia Energética** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

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

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

Guayaquil, 06 de noviembre del 2026

f. _____

Nombre: Bohórquez Heras, Daniel Bayardo

C. C.: 0921685756

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Diseño y Factibilidad Financiera de una Electrolinera Residencial Fotovoltaica con Almacenamiento para Respaldo Doméstico en Metrópolis II		
AUTOR(ES)	Bohórquez Heras, Daniel Bayardo		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Ronnie Alexander Bonilla Sánchez, MSc./ Nestor Armando Zamora Cedeño, MS/ Kety Jenny Peñafiel Olivo, MSc.		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Subsistema de Posgrado		
PROGRAMA:	Magíster en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Magíster en Electricidad mención energías renovables y eficiencia energética.		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	6 de noviembre del 2026	**No. DE PÁGINAS:**	88
ÁREAS TEMÁTICAS:	Energías Renovables		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	energía solar fotovoltaica, electrolinera residencial, almacenamiento de energía, respaldo eléctrico doméstico, factibilidad financiera		

RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):

Se diseñó una electrolinera residencial fotovoltaica con almacenamiento para Metrópolis II a partir de 9.135 kWh de consumo residencial anual, un recorrido vehicular de 65 km diarios y un requerimiento de respaldo de tres horas. La propuesta incorpora 21 módulos de 580 Wp, 12,18 kWp de generación, inversor híbrido de clase 10 kW, batería LFP de 10,24 kWh y EVSE monofásico de 32 A a 220 V. El dimensionamiento considera una cubierta de 62,47 m² y factor superficial 1,10 para mantenimiento.

La simulación horaria se desarrolló en Python con pvlib, utilizando datos NASA POWER y un perfil residencial de diseño ajustado al consumo mensual. El año normalizado produce 14.065,15 kWh y mantiene importaciones y exportaciones debido a la diferencia temporal entre generación y demanda. El banco conserva una reserva para alimentar hasta 1,50 kW durante tres horas sin producción solar, incluso bajo el criterio de capacidad retenida del 80%.

El presupuesto referencial es USD 13.942,50. Frente a una alternativa de recarga desde la red, la inversión incremental es USD 13.092,50. A veinte años y 8% de descuento real, el VAN es −USD 1.618,72, la TIR 6,16% y la recuperación simple 12,90 años; la recuperación descontada no se alcanza en el horizonte. La viabilidad económica depende de reducir costos o de una menor tasa de oportunidad, además de la habilitación del régimen de compensación SGDA.

ADJUNTO PDF:	☒ SÍ	☐ NO
CONTACTO CON AUTOR/ES:	**Teléfono:** +593 98 241 7267	E-mail:daniel.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec
	Nombre: Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, Ph.D.	
	Teléfono: +593-995147293	

CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):	**E-mail:** celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA	
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):	
Nº. DE CLASIFICACIÓN:	
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):	