

Diseño de una arquitectura de red on-grid para viviendas rurales con generación solar y carga de vehículos eléctricos utilitarios

Laura Camila Quitian Suárez, Carlos Alberto Cetina

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniera Electricista e Ingeniero Electrónico

Director

Rodolfo Villamizar Mejía

Doctor en Tecnologías de la Información

Codirector

Manuel José Ortiz Rangel

Ingeniero Electricista Esp. ST&D, MIE

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Electrónica

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

Dedico este trabajo de grado, primero que todo, a Dios, por darme la fuerza para seguir adelante incluso en los momentos en los que sentí que no podía más; por ser mi guía, mi refugio y mi compañía durante esta etapa tan importante y retadora.

A mi mamá, mi ángel en el cielo, que, aunque no está físicamente conmigo, siempre creyó en mí, en mis sueños y en todo lo que era capaz de lograr. A mi abuelita, que tampoco está aquí, pero cuyo amor, ternura y recuerdos bonitos me acompañaron en este camino. Este logro también es para ellas y por ellas, porque sé que, aunque no puedan verme culminar esta etapa, estarían felices y orgullosas de verme convertirme en ingeniera. De manera muy especial, dedico este logro a mi abuelito Argemiro S., porque nunca me dejó sola en este proceso. A pesar de las circunstancias y de los momentos difíciles, fue mi apoyo, mi guía y una de mis mayores motivaciones para continuar. A mi hermana Sofía, por regalarme sonrisas cuando más las necesitaba y por recordarme siempre que sí podía lograrlo. A mi perrita Bubu, porque con su amor hizo más bonito y llevadero este camino. A mis tíos, que también estuvieron presentes para mí, en especial a Miguel y Manuel, y a todos mis familiares que, de una u otra manera, me acompañaron y apoyaron durante esta etapa. A Fabian F, por siempre estar conmigo en los momentos buenos y malos, por ser mi gran apoyo y compañero de momentos felices.

Por último, a la familia que construí en la universidad, esas personas con las que compartí alegrías, aprendizajes, cansancios y muchos momentos que siempre llevaré en el corazón: Haward H., Santiago J., Carlos C., Mafe B., y todos aquellos que, aunque no estén mencionados con nombre propio, hicieron parte de este proceso tan importante para mí.

Con Amor, Laura Camila Quitian Suárez

Dedico este trabajo de grado a Dios, por brindarme la fortaleza, la sabiduría y la perseverancia necesarias para culminar esta etapa de mi formación académica.

A mi mamá, por su amor incondicional, apoyo constante y sacrificio, siendo mi mayor motivación y ejemplo a lo largo de este camino. A mis hermanos, por su compañía, apoyo, confianza y palabras de aliento en cada etapa de este proceso. A mis demás familiares, quienes de una u otra manera estuvieron apoyándome y acompañándome durante mi formación académica.

De manera especial, dedico este trabajo a Laura, mi compañera de trabajo de grado, por su cariño, paciencia, compromiso, responsabilidad y colaboración constante no solo en el desarrollo de este proyecto sino durante toda la estancia en la universidad.

Asimismo, a mis amigos de la SEDE UIS Barbosa, a los amigos de la Casa Yolis y a todos aquellos que me regalaron momentos de alegría día a día, haciendo más significativo y llevadero este recorrido.

Con Cariño, Carlos Alberto Cetina

Agradecimientos

A mi director, el ingeniero Rodolfo Villamizar, por su guía, compromiso y acompañamiento durante este proceso. De manera especial, a mi codirector, Manuel José Ortiz Rangel, quien no solo me acompañó en el desarrollo de este trabajo, sino que también se convirtió en un referente profesional y personal desde el momento en que lo conocí. A los profesores César Orozco, César Duarte y Daniel Velazco, quienes fueron referentes importantes en mi formación. En cada clase y en cada experiencia compartida me mostraron no solo lo bonito de esta carrera, sino también el valor del conocimiento, la disciplina y la vocación. A la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, por brindarme aulas, maestros y espacios que me permitieron adquirir conocimientos día a día y formarme para convertirme en ingeniera.

A la UIS, por ser mi segunda casa, por abrirme las puertas a nuevos retos y por contribuir a mi crecimiento personal y profesional. A mi familia, en especial a mi abuelito y a mi hermana, quienes no me dejaron sola ni un solo segundo durante este proceso.

A mis compañeros, quienes se convirtieron en una familia para mí. Gracias por cada momento bonito compartido, por cada traspasada, cada trabajo y cada experiencia vivida; todos esos recuerdos los llevaré siempre en mi corazón. Por último, agradezco a todas las personas que conocí en Bucaramanga y que me permitieron vivir nuevas experiencias, disfrutar esta etapa y aprender de cada momento. Aunque este camino fue difícil, hoy me siento llena de gratitud por todo lo compartido, vivido y aprendido. A todos, gracias. Los llevo en mi corazón.

Con Amor, Laura Camila Quitian Suárez

Agradezco en primer lugar a Dios, por brindarme la sabiduría y la constancia necesarias cada día de mi vida. Expreso mi más sincero agradecimiento al ingeniero Rodolfo Villamizar Mejía, director del trabajo de grado, por su orientación, acompañamiento académico y valiosos aportes durante el desarrollo de este proyecto. De igual manera, agradezco al ingeniero Manuel José Ortiz Rangel, codirector del trabajo de grado, por su apoyo, disposición y recomendaciones que contribuyeron significativamente al fortalecimiento de esta investigación. Agradezco al Semillero de Investigación CEMOS, por respaldar este proyecto, así como a los compañeros del semillero por el trabajo colaborativo, el intercambio de conocimientos y el acompañamiento constante.

Hago extensivo mi agradecimiento a la Escuela E3T y a la Universidad Industrial de Santander (UIS), por brindar los espacios académicos y los recursos necesarios para el desarrollo de este trabajo. A mi familia, por su apoyo incondicional, comprensión y motivación permanente a lo largo de este proceso académico. A la familia de Laura, en especial a su abuelito, por recibirnos con generosidad en su hogar y brindarnos su apoyo durante el trabajo de campo. Finalmente, agradezco de manera especial a todas las personas que, de buena fe, nos permitieron ingresar a sus hogares y accedieron a responder la encuesta, haciendo posible la recolección de la información necesaria para esta investigación.

Con Cariño, Carlos Alberto Cetina

Tabla de Contenido

Introducción	14
1. Objetivos.....	17
1.1 Objetivo General.....	17
1.2 Objetivos Específicos.....	17
2. Marco teórico.....	18
2.1. Transición energética y electrificación rural en Colombia	18
2.2. Arquitecturas <i>on-grid</i> y autogeneración en entornos residenciales	18
2.3. Fundamentos técnicos del sistema propuesto	20
2.4. Generación solar fotovoltaica en viviendas conectadas a red.....	22
2.5. Almacenamiento electroquímico y gestión energética	23
2.6. Integración del vehículo eléctrico utilitario y su infraestructura de carga.....	26
2.7. Marco normativo y técnico aplicable en Colombia	27
2.8. Antecedentes nacionales pertinentes.....	27
3. Metodología.....	28
3.1. Enfoque metodológico del estudio.....	28
3.2. Descripción general del método propuesto	29
3.3. Etapa 1: Caracterización energética del sistema residencial.....	29
3.4. Etapa 2: Construcción de perfiles de demanda representativos.....	30
3.5. Etapa 3: Definición de escenarios de uso y recarga del vehículo eléctrico	30
3.6. Etapa 4: Dimensionamiento de la arquitectura on-grid propuesta.....	31
3.7. Etapa 5: Validación numérica	31

3.8. Criterios de evaluación del desempeño.....	32
4. Validación de la metodología y caso de estudio.....	33
4.1. Descripción general del caso de estudio	33
4.2. Población y muestra.....	33
4.3. Instrumento y procedimiento de recolección de información.....	36
4.4. Caracterización del consumo energético residencial	37
4.5. Definición de usuarios representativos del caso de estudio.....	39
4.6. Construcción de perfiles diarios de demanda	40
4.6.1. <i>Curvas diarias típicas por usuario representativo del caso de estudio</i>	41
4.7. Estimación del consumo específico del VE (kWh/100 km)	43
4.8. Caracterización de la movilidad y del vehículo eléctrico	46
4.9. Escenarios, dimensionamiento y gestión energética.....	50
4.9.1. <i>Planteamiento general</i>	50
4.9.2. <i>Arquitectura eléctrica propuesta y diagrama unifilar</i>	50
4.9.3. <i>Supuestos y criterios de diseño</i>	55
4.10. Dimensionamiento preliminar del sistema fotovoltaico	57
4.10.1. <i>Recurso solar (PSH)</i>	57
4.10.2. <i>Potencia FV requerida</i>	57
4.10.3. <i>Cantidad de paneles y potencia instalada</i>	59
4.11. Dimensionamiento del almacenamiento (batería BESS) y criterio de respaldo	61
4.12. Infraestructura y niveles de carga domiciliaria del vehículo eléctrico	63
4.13. Selección del inversor híbrido y capacidad de potencia	63
4.14. Estrategia de gestión energética (EMS).....	66

5. Simulación de escenarios, validación numérica y optimización	68
5.1. Formulación mínima del modelo energético de simulación	69
5.2. Definición y organización de los escenarios de validación	71
5.3. Criterios de comparación y estrategia de lectura	74
5.4. Resultados comparativos globales	74
5.5. Análisis comparativo de resultados	77
5.5.1. <i>Escenario de referencia (E0) — Línea base energética</i>	77
5.5.2. <i>Efecto de la ventana de recarga del VE — Comparación E2 vs. E3</i>	78
5.5.3. <i>Escenario crítico (E6) — Condición de mayor exigencia energética evaluada</i>	80
5.5.4. <i>Efecto de la capacidad fotovoltaica y de la exportación de excedentes — E7, E8, E10, E14, E15</i>	81
5.5.5. <i>Escenarios con usuario representativo P90 — E12 y E13</i>	83
5.6. Efecto de la política optimizada EMS sobre cada escenario	84
6. Conclusiones y Recomendaciones	84
6.1. Conclusiones	84
6.2. Recomendaciones	87
Referencias Bibliográficas	88

Lista de Tablas

Tabla 1. Distribución de encuestas aplicadas por vereda del caso de estudio.....	35
Tabla 2. Consumo mensual equivalente de las viviendas encuestadas (kWh/mes).....	38
Tabla 3. Clasificación energética de vehículos eléctricos revisados según consumo específico.	46
Tabla 4. Dimensionamiento eléctrico para red monofásica (120 V / 60 Hz).....	53
Tabla 5. Dimensionamiento eléctrico para red bifásica (120 V-240 V / 60 Hz)	54
Tabla 6. Energía diaria objetivo según usuario, tipo de vehículo y porcentaje de cobertura fotovoltaica.	56
Tabla 7. Potencia fotovoltaica equivalente requerida para distintos escenarios de demanda residencial y vehículo eléctrico.....	58
Tabla 8. Criterios de selección del inversor híbrido según tipo de red y potencia de recarga del vehículo eléctrico	65
Tabla 9. Escenarios de simulación y validación de la arquitectura propuesta.....	71
Tabla 10. Indicadores operativos del BESS y del VE en los escenarios simulados	75

Lista de Figuras

Figura 1. Curva diaria típica de demanda energética por usuario del caso de estudio UR-P75.	42
Figura 2. Consumo específico estimado por modelo (kWh/100 km).	45
Figura 3. Distancia estimada por vivienda hacia Puente Nacional (km)	47
Figura 4. Energía requerida por evento de movilidad y su uso en escenarios de recarga	48
Figura 5. Diagrama eléctrico del sistema FV + BESS + Cargas Residenciales + Cargador EV con inyección a la red	52
Figura 6. Diagrama Unifilar del sistema FV + BESS + Cargas Residenciales + Cargador VE con inyección a la red.	53
Figura 7. Autosuficiencia operacional del sistema según el escenario simulado	76
Figura 8. Escenario E0 — Perfil de generación FV (1,24 kWp), demanda residencial y flujos de intercambio con la red bajo política optimizada EMS. Variables en kW; compra: red → sistema; venta: sistema → red. Línea base sin demanda de VE.	77
Figura 9. Evolución del SOC del BESS y del vehículo eléctrico (%) – Escenario E3, recarga solar favorable bajo política optimizada EMS.	79
Figura 10. Evolución del estado de carga energético del BESS y del vehículo eléctrico (kWh) – Escenario E6, condición de mayor exigencia energética bajo política optimizada EMS.	81
Figura 11. Comparación del comportamiento energético entre los escenarios E14 y E15 bajo política optimizada EMS. Variables en kW; compra: red → sistema; venta: sistema → red.	83

Lista de Apéndices

Los apéndices se encuentran disponibles en el Repositorio Institucional.

Apéndice A. Formato de la Encuesta.

Apéndice B. Folleto Informativo.

Apéndice C. Análisis recolección de datos.

Apéndice D. Personas Encuestadas (1. Encuesta Realizada, 2. Recibo de energía, 3. Evidencias Fotográficas)

Apéndice E. Tabla suministrada por el Codirector del trabajo de grado para perfil de consumo.

Apéndice F. Curvas Diarias Típicas elegidas para análisis.

Apéndice G. Fichas Técnicas del Vehículo Eléctrico

Apéndice H. Diagrama Eléctrico/ diagrama unifilar (AutoCAD).

Apéndice I. Simulación de escenarios.

Apéndice J. Modelamiento Matemático.

Apéndice K. Código Simulaciones (MATLAB).

RESUMEN

Título: Diseño de una arquitectura de red on-grid para viviendas rurales con generación solar y carga de vehículos eléctricos utilitarios¹

Autor: Laura Camila Quitian Suárez, Carlos Alberto Cetina²

Palabras clave: Arquitectura on-grid, generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías, vehículo eléctrico utilitario, gestión energética, vivienda rural.

Descripción:

El presente trabajo de grado aborda la necesidad de proponer soluciones energéticas para viviendas rurales que permitan integrar nuevas tecnologías sin comprometer la seguridad, la estabilidad ni la continuidad del suministro eléctrico. En este contexto, se plantea el diseño de una arquitectura de red on-grid para viviendas rurales, compuesta por generación solar fotovoltaica, almacenamiento en baterías, conexión a la red pública y un sistema de carga para vehículo eléctrico utilitario, bajo criterios técnicos y normativos aplicables en Colombia. La investigación se desarrolló a partir de un estudio de caracterización energética realizado en viviendas rurales del municipio de Puente Nacional, Santander, mediante la aplicación de encuestas, revisión de consumos eléctricos y análisis de variables de movilidad. Con base en esta información, se definieron usuarios representativos del caso de estudio por percentiles, perfiles diarios de demanda y escenarios de recarga del vehículo eléctrico. Posteriormente, se formuló una estrategia de gestión energética y se validó el comportamiento de la arquitectura propuesta mediante simulación numérica en MATLAB, considerando un horizonte de 24 horas con intervalos de 10 minutos. Los resultados obtenidos evidencian que la arquitectura propuesta es técnicamente viable para el contexto analizado y que la coordinación entre generación fotovoltaica, almacenamiento y horario de recarga del vehículo eléctrico influye de forma directa en la autosuficiencia operacional y en el costo operativo equivalente. En consecuencia, el trabajo aporta una base técnica útil para el diseño de soluciones energéticas rurales con integración de movilidad eléctrica.

¹ Trabajo de Grado.

² Facultad de ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Rodolfo Villamizar Mejía. Codirector: Manuel José Ortiz Rangel.

ABSTRACT

Title: Design of an on-grid network architecture for rural households with solar generation and utility electric vehicle charging.¹

Author: Laura Camila Quitian Suárez, Carlos Alberto Cetina²

Keywords: On-grid architecture, photovoltaic generation, battery energy storage, utility electric vehicle, energy management, rural households.

Description:

This Final Degree Project addresses the need to propose energy solutions for rural households that enable the integration of new technologies without compromising the safety, stability, or continuity of the electricity supply. In this context, the design of an on-grid network architecture for rural households is proposed, consisting of photovoltaic solar generation, battery energy storage, connection to the public grid, and a charging system for a utility electric vehicle, under the technical and regulatory criteria applicable in Colombia. The research was developed based on an energy characterization study conducted in rural households in the municipality of Puente Nacional, Santander, through the application of surveys, the review of electricity consumption records, and the analysis of mobility-related variables. Based on this information, representative users were defined by percentiles, daily demand profiles were established, and electric vehicle charging scenarios were formulated. Subsequently, an energy management strategy was formulated, and the behavior of the proposed architecture was validated through numerical simulation in MATLAB, considering a 24-hour horizon with 10-minute intervals. The results show that the proposed architecture is technically feasible for the analyzed context, and that the coordination between photovoltaic generation, battery energy storage, and the electric vehicle charging schedule directly influences operational self-sufficiency and the equivalent operating cost. Consequently, this work provides a useful technical basis for the design of rural energy solutions with integrated electric mobility.

¹ Final Degree Project.

² Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: Rodolfo Villamizar Mejía. Co-director: Manuel José Ortiz Rangel.

Introducción

La transición energética y la electrificación del transporte se han convertido en dos frentes clave para reducir emisiones, mejorar la eficiencia en el uso de la energía y aumentar la resiliencia de los sistemas eléctricos. En Colombia, aunque la matriz de generación es predominantemente renovable, persisten retos importantes relacionados con la calidad y continuidad del suministro, especialmente en zonas rurales. A estas limitaciones se suma un fenómeno emergente: el crecimiento de la movilidad eléctrica y la necesidad de infraestructura de recarga que no se concentre únicamente en áreas urbanas, sino que también sea viable en territorios rurales donde las redes suelen ser más frágiles y la disponibilidad de puntos de carga es prácticamente inexistente.

En el contexto rural, la energía eléctrica no solo soporta actividades domésticas, sino también dinámicas productivas que pueden generar demandas transitorias elevadas, por ejemplo, por el uso ocasional de herramientas eléctricas como pulidoras, taladros y compresores. Estas particularidades, sumadas a interrupciones frecuentes del servicio, hacen necesario plantear soluciones que mejoren la continuidad, reduzcan la dependencia exclusiva de la red pública y permitan integrar nuevas cargas sin comprometer la estabilidad del sistema. En este escenario, la generación solar fotovoltaica y el almacenamiento en baterías representan una alternativa técnica viable para complementar el suministro, aumentar el autoconsumo y aportar capacidad de respaldo. La incorporación de un vehículo eléctrico utilitario en la vivienda rural introduce, además, un componente de demanda adicional que debe ser modelado cuidadosamente, considerando tanto el perfil de consumo del hogar como los horarios posibles de recarga y la disponibilidad del recurso solar.

Este trabajo de grado se enfoca en el diseño de una arquitectura de red eléctrica on-grid para viviendas rurales, integrando generación solar, almacenamiento en baterías y conexión a la red pública, con el propósito de abastecer el consumo doméstico y la carga de vehículos eléctricos utilitarios mediante estrategias de gestión energética. La propuesta se fundamenta en un estudio de caracterización energética realizado en el municipio de Puente Nacional, Santander, en las veredas Alto San Dimas, Bajo San Dimas y Montes. A partir de la información recolectada mediante encuestas y revisión de facturación eléctrica, se identificaron patrones de consumo, condiciones del suministro y variables asociadas a movilidad. De forma complementaria, se consultaron fichas técnicas de vehículos eléctricos utilitarios para establecer parámetros realistas de batería, autonomía y consumo específico, lo cual permite definir escenarios de recarga coherentes con el contexto rural.

La metodología adoptada sigue un enfoque aplicado de ingeniería: primero se caracteriza el consumo residencial y las condiciones del entorno; luego se construyen perfiles diarios típicos que representan distintos niveles de demanda (usuarios representativos del caso de estudio por percentiles); posteriormente se definen escenarios de operación y recarga de vehículo eléctrico; y finalmente se plantea una arquitectura on-grid que responda a estas condiciones, incorporando criterios de seguridad, continuidad en el servicio y cumplimiento de la normativa eléctrica vigente. Este enfoque permite que las decisiones de diseño no se basen en supuestos generales, sino en información del territorio y en parámetros técnicos verificables.

En cuanto a la estructura del documento, inicialmente se presentan los objetivos del proyecto. Posteriormente se describe la metodología empleada, incluyendo el diseño del instrumento de recolección, el procedimiento de campo y el tratamiento de datos. En el capítulo de validación se analizan los hallazgos de las encuestas, destacando patrones de consumo,

interrupciones del suministro, condiciones de movilidad y disposición frente a energías alternativas y recarga de vehículos eléctricos. Luego se desarrolla la caracterización energética y el modelado, donde se establecen usuarios representativos del caso de estudio por percentiles, se construyen curvas diarias típicas y se determinan parámetros de vehículos eléctricos utilitarios a partir de fichas técnicas y recorridos estimados. Finalmente, se plantean escenarios de evaluación, se presenta el dimensionamiento preliminar de la arquitectura propuesta estableciendo una estrategia de gestión energética orientada a optimizar el desempeño técnico y operativo en condiciones rurales, para cerrar con conclusiones y recomendaciones derivadas del trabajo.

Este trabajo de grado busca aportar una base técnica sólida y replicable para la integración de generación solar, almacenamiento y carga de vehículo eléctrico en viviendas rurales conectadas a red, bajo un enfoque realista, normativo y ajustado a las condiciones del territorio estudiado.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Diseñar una arquitectura de red eléctrica on-grid para viviendas rurales, integrando generación solar, almacenamiento en baterías y conexión a la red pública, para abastecer el consumo doméstico y la carga de vehículos eléctricos utilitarios mediante estrategias de gestión energética, cumpliendo con la normativa eléctrica vigente y basada en un estudio de caracterización energética.

1.2 Objetivos Específicos

Caracterizar el consumo típico de una vivienda rural tipo, su potencial energético renovable y el perfil medio de demanda asociado a la carga de un vehículo eléctrico utilitario, a partir de datos típicos de consumo de una vivienda rural como insumo para el diseño del sistema.

Diseñar una arquitectura de generación solar fotovoltaica y almacenamiento energético, dimensionada para abastecer el consumo doméstico y la carga de vehículos eléctricos en viviendas rurales, asegurando la eficiencia y estabilidad del sistema on-grid.

Validar numéricamente la arquitectura de generación propuesta ante diferentes escenarios de carga y generación.

Plantear una estrategia de gestión energética, en la que se optimice su desempeño técnico y operativo, enfocada a las variables de un entorno rural.

2. Marco teórico

2.1. Transición energética y electrificación rural en Colombia

En Colombia, la discusión energética reciente ha dejado de centrarse exclusivamente en la ampliación de cobertura para incorporar objetivos relacionados con la diversificación de la matriz, la seguridad del abastecimiento, la modernización de la infraestructura y la incorporación de fuentes no convencionales de energía. Esta orientación se refleja en el *Plan Energético Nacional 2024–2054*, que plantea una visión de largo plazo para el desarrollo del sector energético, y en el marco normativo impulsado por la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021, las cuales fortalecen la integración de energías renovables, el almacenamiento y otros mecanismos asociados con la transición energética (Congreso de Colombia, 2014, 2021; Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2024).

En este contexto, la vivienda rural adquiere especial relevancia como espacio de aplicación de soluciones energéticas más flexibles y sostenibles. Desde esta perspectiva, la electrificación rural ya no debe entenderse únicamente como acceso al servicio, sino también como una oportunidad para modernizar el uso final de la energía mediante esquemas que integren red pública, generación fotovoltaica, almacenamiento y nuevas cargas eléctricas, como el vehículo eléctrico. Esta visión resulta coherente con el enfoque de transición energética justa, inclusiva y sostenible promovido por la planeación energética nacional (UPME, 2024).

2.2. Arquitecturas *on-grid* y autogeneración en entornos residenciales

Una arquitectura *on-grid* corresponde a una instalación eléctrica conectada al sistema de distribución del operador de red, en la cual las cargas pueden ser abastecidas por la red pública,

por la generación local o por ambas fuentes de manera coordinada. En esta configuración, la red pública continúa siendo parte activa del sistema, ya que actúa como referencia eléctrica, fuente complementaria de suministro en condiciones normales de operación y medio de intercambio cuando se permite la entrega de excedentes. Por tanto, un sistema on-grid no debe entenderse como una instalación aislada, sino como una arquitectura interconectada que opera en sincronismo con la red de distribución.

En el contexto de la autogeneración a pequeña escala, la generación fotovoltaica puede destinarse inicialmente al autoconsumo de la vivienda. Cuando la producción local supera la demanda instantánea y las condiciones técnicas, regulatorias y comerciales lo permiten, los excedentes pueden ser entregados a la red mediante un esquema de medición adecuado, como el medidor bidireccional. Esta posibilidad debe diferenciarse de la operación básica conectada a red, ya que la inyección de excedentes requiere cumplimiento de requisitos definidos por el operador de red y por la regulación aplicable, entre ellos las condiciones de conexión, protección, medición y calidad de energía.

También es importante diferenciar una arquitectura on-grid convencional de una arquitectura híbrida con respaldo. La presencia de generación fotovoltaica y almacenamiento no garantiza por sí sola la continuidad del servicio durante una interrupción de la red pública. Para que el sistema pueda alimentar cargas durante una falla externa, se requiere que el inversor o equipo de conversión cuente con función específica de respaldo o backup, salida dedicada para cargas críticas, sistema de transferencia o aislamiento autorizado, y una configuración permitida por el fabricante y por la normativa aplicable. En consecuencia, el respaldo ante interrupciones debe entenderse como una función condicionada al tipo de equipo y a la configuración eléctrica adoptada, no como una característica automática de todo sistema on-grid.

De igual manera, la operación aislada o modo isla no corresponde a la condición normal de funcionamiento de una arquitectura on-grid. Este modo solo sería admisible si el sistema cuenta con mecanismos de desconexión segura frente a la red pública, protección anti-isla, transferencia adecuada y una salida de respaldo diseñada para alimentar cargas previamente definidas. Por tanto, en este trabajo la operación normal del sistema se entiende como operación conectada a red, mientras que el respaldo se considera una función condicionada al equipo seleccionado y a la configuración eléctrica permitida.

En Colombia, este tipo de soluciones se relaciona con el marco regulatorio de la autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida, establecido por la Resolución CREG 174 de 2021. Adicionalmente, la Resolución UPME 281 de 2015 define el límite de potencia para la autogeneración a pequeña escala, mientras que, a nivel regional, la NTE-01 de ESSA establece condiciones técnicas para la conexión de autogeneradores y generadores distribuidos a sus sistemas de distribución. Estos referentes permiten ubicar la arquitectura propuesta dentro de un esquema residencial rural conectado a red, con generación fotovoltaica, almacenamiento y posible gestión de excedentes.

2.3. Fundamentos técnicos del sistema propuesto

Para comprender la arquitectura planteada en esta investigación, es necesario precisar algunos conceptos básicos. El punto común de acoplamiento (PCC) puede entenderse como el nodo en el que convergen la red pública y la instalación interna de la vivienda. En ese punto se materializan el intercambio de energía, la medición, la protección y las condiciones de conexión del sistema. A partir de allí, la energía generada localmente puede destinarse al autoconsumo y, cuando existan excedentes y la regulación lo permita, a la entrega hacia la red (CREG, 2021).

La arquitectura propuesta incorpora, además, un sistema de almacenamiento en baterías o *battery energy storage system* (BESS), cuyo propósito es conservar energía eléctrica para utilizarla posteriormente dentro de la instalación. Este recurso aporta flexibilidad operativa, favorece el aprovechamiento de excedentes fotovoltaicos y permite desplazar energía entre distintas franjas horarias. En este contexto, el estado de carga (*state of charge*, SOC) constituye una variable fundamental para supervisar el comportamiento del almacenamiento y mantener su operación dentro de márgenes seguros.

La coordinación entre generación fotovoltaica, almacenamiento, red pública, demanda residencial y recarga del vehículo requiere una lógica de decisión capaz de organizar los flujos de energía en cada intervalo de operación. En esta investigación, dicha lógica se asocia al sistema de gestión energética o *energy management system* (EMS), entendido como el conjunto de reglas, restricciones y criterios de operación que determinan cuándo consumir energía fotovoltaica directamente, cuándo cargar o descargar el BESS, cuándo comprar energía a la red, cuándo entregar excedentes y cuándo limitar o recortar generación fotovoltaica no aprovechada.

El EMS no se limita a encender o apagar equipos, sino que coordina técnicamente la operación del sistema bajo restricciones de balance energético, límites de potencia, estados de carga, disponibilidad del vehículo eléctrico y condiciones de conexión con la red. En este sentido, la gestión energética debe garantizar que la demanda residencial sea atendida, que el BESS opere dentro de sus límites seguros de SOC, que la recarga del vehículo eléctrico se realice dentro de las ventanas horarias definidas y que la compra o venta de energía con la red se efectúe únicamente cuando las condiciones del escenario lo permitan.

Bajo esta aproximación, resulta útil diferenciar entre cargas no gestionables y cargas gestionables. Las cargas no gestionables corresponden al consumo cotidiano de la vivienda, como

iluminación, tomacorrientes y electrodomésticos, cuyo comportamiento depende principalmente de los hábitos del usuario. Las cargas gestionables, en cambio, son aquellas cuya potencia o momento de operación puede programarse. En este trabajo, la recarga del vehículo eléctrico se considera una carga gestionable, debido a que su horario, potencia de carga y energía requerida pueden incorporarse dentro de la estrategia de operación del sistema.

La propuesta adopta una configuración de acoplamiento en corriente alterna, en la que la red pública, la generación fotovoltaica, el BESS, las cargas residenciales y el cargador del vehículo eléctrico convergen en un nodo común en AC. Esta elección resulta coherente con el carácter on-grid del sistema, facilita la integración práctica de las cargas de la vivienda y permite evaluar escenarios con autoconsumo, almacenamiento, compra de energía, venta de excedentes y recorte fotovoltaico. No obstante, cualquier función de respaldo durante interrupciones de red queda condicionada a la disponibilidad de equipos con capacidad backup y a una configuración eléctrica segura, selectiva y permitida por la normativa y el fabricante.

2.4. Generación solar fotovoltaica en viviendas conectadas a red

La generación solar fotovoltaica constituye el componente renovable del sistema propuesto. Su función es transformar la radiación solar en energía eléctrica, inicialmente en corriente continua, para luego acondicionarla mediante un inversor y hacerla compatible con la red interna de la vivienda y con el sistema de distribución. En una vivienda conectada a red, esta integración contribuye a reducir la energía demandada al operador, mejorar el aprovechamiento local del recurso solar y crear condiciones favorables para abastecer cargas programables, entre ellas la recarga del vehículo eléctrico (Congreso de Colombia, 2014, 2021; UPME, 2024).

Desde la perspectiva funcional, el inversor fotovoltaico no solo cumple una tarea de conversión, sino que se convierte en un elemento central de la arquitectura, ya que permite la articulación entre el sistema fotovoltaico, la red interna de la vivienda y la red pública. En consecuencia, el desempeño global del sistema no depende exclusivamente de la potencia instalada en paneles, sino también de la coordinación entre generación, consumo, almacenamiento y condiciones de conexión.

2.5. Almacenamiento electroquímico y gestión energética

El almacenamiento en baterías introduce una capa adicional de flexibilidad dentro de la arquitectura on-grid, ya que permite conservar energía generada en periodos de alta disponibilidad solar para utilizarla posteriormente dentro de la instalación. En términos operativos, el sistema de almacenamiento en baterías o battery energy storage system (BESS) contribuye a aumentar el autoconsumo fotovoltaico, reducir la dependencia instantánea de la red, suavizar variaciones entre generación y demanda, y apoyar la recarga del vehículo eléctrico cuando la generación solar no coincide temporalmente con la necesidad de carga.

Desde el punto de vista técnico, el BESS debe describirse mediante parámetros energéticos, eléctricos y operativos. La capacidad nominal corresponde a la energía total almacenada que declara el fabricante, usualmente expresada en kWh. Sin embargo, no toda esa energía debe utilizarse en operación real, debido a restricciones de vida útil y seguridad. Por esta razón se define la capacidad útil, que corresponde a la fracción de energía efectivamente disponible dentro del rango permitido de operación. Esta capacidad depende de la profundidad de descarga o depth of discharge (DoD), así como de los límites mínimo y máximo del estado de carga.

El estado de carga o state of charge (SOC) expresa el nivel de energía almacenada en la batería respecto a su capacidad nominal o útil. Para preservar la vida útil del banco de baterías, se establecen límites de operación, normalmente definidos como SOC mínimo y SOC máximo. El SOC mínimo evita descargas profundas que pueden acelerar la degradación, mientras que el SOC máximo evita condiciones de sobrecarga y permite mantener márgenes de operación seguros. En consecuencia, la energía útil del BESS puede expresarse de forma general como la energía comprendida entre ambos límites de operación:

$$E_{util} = E_{nominal} * (SOC_{max} - SOC_{min})$$

Donde E_{util} es la capacidad utilizable del BESS, $E_{nominal}$ es la capacidad nominal del banco de baterías, SOC_{max} es el límite superior de operación y SOC_{min} es el límite inferior permitido. Estos valores deben definirse de acuerdo con la tecnología de batería, las recomendaciones del fabricante y el criterio de operación adoptado para el sistema.

Otro parámetro fundamental es la eficiencia de carga y descarga, la cual representa las pérdidas energéticas asociadas al proceso de almacenar y recuperar energía. En el modelo energético, esta eficiencia permite diferenciar entre la energía que ingresa al BESS durante la carga y la energía que realmente puede entregarse durante la descarga. De igual forma, la potencia máxima de carga y descarga limita la rapidez con la que la batería puede absorber o suministrar energía, por lo que debe ser compatible con la potencia del inversor, la demanda residencial, el cargador del vehículo eléctrico y las condiciones de seguridad del sistema.

La vida útil del BESS se relaciona con el número de ciclos de carga y descarga, la profundidad de descarga utilizada, la temperatura de operación, la corriente de trabajo y el

envejecimiento natural de la batería. A medida que el sistema opera, se presenta un proceso de degradación, entendido como la reducción progresiva de la capacidad disponible y del desempeño de la batería. Por esta razón, la gestión energética debe evitar ciclos innecesarios, descargas profundas y condiciones de operación que aceleren el deterioro del almacenamiento.

En una vivienda rural conectada a red, el BESS cumple varias funciones dentro de la arquitectura propuesta. En operación normal, permite almacenar excedentes fotovoltaicos, apoyar la demanda residencial, reducir compras de energía a la red y mejorar la coincidencia entre generación solar y consumo. Adicionalmente, puede aportar energía para la recarga del vehículo eléctrico cuando el EMS lo permita y siempre que se respeten los límites de SOC definidos. En escenarios con función de respaldo, el BESS también puede destinar una reserva operativa para alimentar cargas críticas durante interrupciones del suministro; sin embargo, esta función depende de que el inversor y la configuración eléctrica cuenten con capacidad de backup y aislamiento seguro frente a la red pública.

Por tanto, el valor del BESS no radica únicamente en almacenar energía, sino en su integración coordinada con la estrategia de gestión energética. Su operación debe decidirse considerando el balance entre generación fotovoltaica, demanda residencial, recarga del vehículo eléctrico, compra de energía, posible venta de excedentes, recorte fotovoltaico y conservación de una reserva mínima de energía. En esta investigación, el almacenamiento se entiende como un recurso activo de gestión energética, sujeto a restricciones de capacidad, potencia, eficiencia, SOC, vida útil y seguridad operativa.

2.6. Integración del vehículo eléctrico utilitario y su infraestructura de carga

La incorporación del vehículo eléctrico utilitario a la vivienda rural introduce una nueva demanda con características particulares, dado que puede requerir potencias relativamente altas, tiempos prolongados de conexión y condiciones específicas de diseño y seguridad. A diferencia de otras cargas residenciales, la recarga del vehículo puede programarse, por lo que su importancia dentro de la arquitectura propuesta no radica únicamente en representar un nuevo consumo, sino en constituirse como una carga gestionable dentro de una estrategia de operación coordinada. En Colombia, esta integración encuentra respaldo en la Ley 1964 de 2019, orientada a promover el uso de vehículos eléctricos y la movilidad sostenible (Congreso de Colombia, 2019).

Desde el punto de vista técnico regional, la NTE-02 de ESSA regula la instalación de sistemas de carga de vehículos eléctricos y reporta actualización a diciembre de 2024. Esta norma define el nivel de carga 2 como una recarga en corriente alterna con potencias entre 3.7 kW y 22 kW, y el modo de carga 3 como la conexión entre el vehículo y la red por medio de un equipo de suministro de energía AC conectado permanentemente al sistema eléctrico y dotado de función de control piloto (ESSA, 2024).

La misma norma establece que cada punto de conexión debe ser alimentado por un circuito individual protegido contra sobrecorriente, que el dimensionamiento del conductor debe realizarse conforme a la NTC 2050 vigente y que la regulación de tensión no debe superar el 3 %. Estos criterios resultan especialmente importantes en contextos rurales, donde una recarga mal dimensionada puede afectar la calidad del servicio y comprometer el desempeño general de la instalación (ESSA, 2024).

2.7. Marco normativo y técnico aplicable en Colombia

Aunque este capítulo se apoya en literatura técnica, el diseño propuesto requiere un soporte normativo claro. En Colombia, el principal referente reglamentario es el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), actualizado mediante la Resolución 40117 de 2024. Este reglamento constituye el marco general de seguridad eléctrica aplicable a instalaciones con generación fotovoltaica, almacenamiento y carga vehicular (Ministerio de Minas y Energía, 2024).

De manera complementaria, la NTC 2050, en su segunda actualización, se reconoce como referencia técnica fundamental para el diseño e instalación de sistemas eléctricos en baja tensión. A nivel de operador de red, la NTE-01 de ESSA resulta pertinente para la conexión de autogeneradores y generadores distribuidos, mientras que la NTE-02 es especialmente relevante para la infraestructura de carga de vehículos eléctricos. En conjunto, estas disposiciones proporcionan la base técnica y normativa para sustentar el diseño de la arquitectura propuesta (ESSA, 2022, 2024; Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación [ICONTEC], 2020).

2.8. Antecedentes nacionales pertinentes

En el contexto nacional se identifican antecedentes académicos que evidencian el interés creciente por integrar generación fotovoltaica e infraestructura de recarga para vehículos eléctricos. Uno de ellos es el trabajo de grado de Lombana Ochoa (2023), desarrollado en la UPTC sede Duitama, en el que se plantea el diseño eléctrico de una estación de carga con generación fotovoltaica *on-grid*. Este antecedente confirma que la interacción entre red pública, generación

solar y recarga vehicular ya ha sido abordada en Colombia desde una perspectiva de diseño eléctrico aplicado.

De forma similar, Serrano Barroso y De La Ossa Medina (2025) desarrollaron en la Universidad Industrial de Santander un diseño de estación de recarga para vehículos eléctricos soportada con energía fotovoltaica. Según el repositorio institucional, el trabajo incluyó análisis de demanda, dimensionamiento del sistema fotovoltaico, selección de protecciones e infraestructura de recarga, bajo criterios normativos vigentes en Colombia. Estos antecedentes son valiosos porque muestran que la integración entre energía fotovoltaica y movilidad eléctrica ya ha sido tratada en el país; sin embargo, el aporte diferencial de la presente investigación se ubica en el contexto residencial rural, en la incorporación explícita del almacenamiento en baterías y en el tratamiento del vehículo eléctrico como una carga utilitaria y gestionable dentro de una arquitectura *on-grid* de baja tensión.

3. Metodología

3.1. Enfoque metodológico del estudio

El presente trabajo de grado adopta un enfoque aplicado de ingeniería, orientado al diseño y validación técnica de una arquitectura de red eléctrica on-grid para viviendas rurales en Puente Nacional Santander, que integra generación solar fotovoltaica, almacenamiento en baterías y la carga de vehículos eléctricos utilitarios. El estudio se desarrolla bajo un esquema metodológico estructurado, que combina caracterización energética, modelado, simulación numérica y análisis técnico de desempeño.

Desde el punto de vista del alcance, la metodología se centra en la formulación de una solución replicable, fundamentada en conceptos técnicos consolidados y adaptada a las condiciones operativas y normativas del entorno rural colombiano. Para la evaluación del desempeño de la arquitectura propuesta se emplean herramientas de simulación, las cuales permiten analizar el comportamiento energético del sistema bajo distintos escenarios de operación.

3.2. Descripción general del método propuesto

La metodología se estructura en un conjunto de etapas secuenciales e interrelacionadas, cuyo objetivo es verificar coherencia entre la caracterización inicial del sistema, el diseño de la arquitectura y la evaluación de su desempeño. Cada etapa cumple una función específica dentro del proceso metodológico y aporta insumos para las fases posteriores.

De manera general, el método propuesto comprende las siguientes etapas:

1. Caracterización energética del entorno residencial.
2. Construcción de perfiles de demanda representativos.
3. Definición de escenarios de uso y recarga del vehículo eléctrico.
4. Dimensionamiento de la arquitectura on-grid propuesta.
5. Validación numérica mediante simulación y evaluación del desempeño

Este enfoque permite separar claramente la definición del método de su aplicación al caso de estudio, facilitando la trazabilidad del análisis y la interpretación de los resultados.

3.3. Etapa 1: Caracterización energética del sistema residencial

La primera etapa del método consiste en la caracterización energética del sistema residencial, cuyo propósito es identificar las variables fundamentales que describen el

comportamiento energético de una vivienda rural. Esta caracterización incluye el consumo eléctrico residencial, las condiciones del suministro, la disponibilidad del recurso solar y las variables asociadas a la movilidad.

En esta etapa se definen las magnitudes energéticas de interés, tales como consumo mensual equivalente, demanda diaria promedio y rangos de potencia típicos, las cuales sirven como base para la construcción de perfiles de carga y la definición de usuarios representativos del caso de estudio. La caracterización no busca describir un único usuario, sino establecer un marco general que permita analizar distintos niveles de demanda dentro del entorno rural.

3.4. Etapa 2: Construcción de perfiles de demanda representativos

A partir de la caracterización energética, se construyen perfiles diarios de demanda representativos que permiten describir la distribución horaria del consumo eléctrico en una vivienda rural típica. Se adopta el concepto de usuarios representativos del caso de estudio, definidos mediante percentiles (P25, P50, P75 y P90) de la distribución del consumo mensual equivalente.

Los perfiles diarios se obtienen a partir de la asignación horaria del consumo total utilizando curvas de distribución típicas para estrato 2, coherentes con los hábitos de consumo identificados en las encuestas. Estos perfiles permiten evaluar la coincidencia temporal entre la demanda residencial y la generación fotovoltaica, así como identificar los periodos de mayor exigencia energética.

3.5. Etapa 3: Definición de escenarios de uso y recarga del vehículo eléctrico

La tercera etapa del método corresponde a la definición de escenarios de uso y recarga del vehículo eléctrico, con el fin de analizar su impacto sobre la demanda energética del sistema

residencial. Los escenarios se construyen combinando diferentes patrones de movilidad con distintas ventanas horarias de recarga.

Desde el punto de vista metodológico, los escenarios consideran:

- Frecuencia de uso del vehículo eléctrico (diaria, semanal o intermitente).
- Energía requerida por evento de desplazamiento.
- Momento de recarga (mañana, tarde o noche).
- Esquema de operación unidireccional.

Estos escenarios permiten evaluar de forma sistemática el comportamiento del sistema ante condiciones de operación realistas, sin limitar el análisis a un único patrón de uso.

3.6. Etapa 4: Dimensionamiento de la arquitectura on-grid propuesta

Con base en los perfiles de demanda y los escenarios definidos, se realiza el dimensionamiento preliminar de la arquitectura on-grid, que integra generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías, inversor y punto de carga para el vehículo eléctrico.

En esta etapa se establecen los criterios técnicos para el dimensionamiento de cada componente del sistema, considerando aspectos como cobertura energética, continuidad del suministro, compatibilidad eléctrica y cumplimiento normativo. El dimensionamiento se aborda desde un enfoque energético y de potencia, sin fijar aún valores definitivos, los cuales se determinan posteriormente durante la validación del caso de estudio.

3.7. Etapa 5: Validación numérica mediante simulación

La validación del método propuesto se realiza mediante simulación numérica en MATLAB, utilizando un modelo energético que representa de forma integrada la generación

fotovoltaica (modelada con datos de PVWatts del NREL), el almacenamiento en baterías, la demanda residencial, la carga del vehículo eléctrico y la interacción con la red pública. El modelo se formula a partir de ecuaciones energéticas y restricciones operativas, y se implementa en un horizonte temporal de 24 horas discretizado en intervalos de 10 minutos. La gestión energética se formula como un problema de programación lineal resuelto con la función linprog de MATLAB, orientado a minimizar una función objetivo penalizada o costo operativo equivalente, en la cual se consideran la compra de energía, la venta de excedentes, la penalización por recorte fotovoltaico y la penalización por throughput del BESS.

3.8. Criterios de evaluación del desempeño

Para evaluar el desempeño de la arquitectura propuesta se definieron indicadores técnicos, energéticos y económicos expresados en sus respectivas unidades, con el fin de comparar de manera objetiva cada escenario de simulación. Estos indicadores incluyen la energía comprada y vendida a la red, así como el recorte fotovoltaico, expresados en kWh/día; el autoconsumo fotovoltaico ampliado y la autosuficiencia operacional, expresados en porcentaje; y el costo operativo equivalente, expresado en COP/día. El autoconsumo fotovoltaico ampliado se entiende como la fracción de energía FV que no es exportada ni recortada, por lo que incluye tanto el consumo directo como la energía almacenada en el BESS para uso posterior. La autosuficiencia operacional corresponde a la proporción de la demanda efectivamente atendida durante la simulación que fue cubierta sin compra de energía desde la red. Finalmente, el costo operativo equivalente corresponde al valor de la función objetivo penalizada, por lo que no debe interpretarse como el valor real de facturación eléctrica. De igual forma, se verifica el comportamiento operativo del sistema mediante el seguimiento del SOC mínimo y final del BESS, el cumplimiento del SOC

requerido del vehículo eléctrico antes de su salida y el residual del balance energético, utilizado como criterio de consistencia numérica del modelo.

4. Validación de la metodología y caso de estudio

4.1. Descripción general del caso de estudio

La validación de la metodología propuesta se realiza mediante su aplicación a un caso de estudio correspondiente a viviendas rurales ubicadas en el municipio de Puente Nacional, Santander, específicamente en las veredas Alto San Dimas, Bajo San Dimas y Montes. Esta zona fue seleccionada por presentar condiciones relevantes para el análisis propuesto, tales como infraestructura eléctrica rural, presencia de interrupciones del servicio, dispersión geográfica de las viviendas y dependencia del desplazamiento hacia el casco urbano para actividades cotidianas. En este sentido, el caso de estudio permite evaluar la pertinencia técnica de la arquitectura on-grid propuesta bajo condiciones reales de consumo, suministro y movilidad del territorio analizado. Los resultados obtenidos deben interpretarse como un diagnóstico exploratorio del caso de estudio y no como una generalización estadística de toda la ruralidad colombiana.

4.2. Población y muestra

La población objetivo del estudio está conformada por las viviendas rurales localizadas en las veredas Alto San Dimas, Bajo San Dimas y Montes, del municipio de Puente Nacional, Santander. De acuerdo con la información consolidada en el Apéndice C, la población total considerada corresponde a 262 viviendas. Sobre esta población se aplicaron 22 encuestas estructuradas a viviendas seleccionadas durante el trabajo de campo.

Para justificar el tamaño de muestra se utilizó la fórmula de Cochran para proporciones, considerando posteriormente la corrección por población finita. En primer lugar, el tamaño de muestra inicial para una población grande se calcula mediante la Ecuación:

$$n_0 = \frac{Z^2 pq}{e^2}$$

Donde n_0 es el tamaño de muestra inicial, Z es el valor asociado al nivel de confianza, p es la proporción esperada de ocurrencia, ($q = 1 - p$) y e es el margen de error admisible. Para este estudio se adoptó un nivel de confianza del 95%, por lo que $Z=1,96$; una proporción esperada conservadora de $p=0,5$ debido a que no se contaba con una proporción previa conocida; $q=0,5$ y un margen de error del 20%, adecuado para un estudio diagnóstico exploratorio en una zona rural dispersa. Con estos parámetros se obtiene:

$$n_0 = \frac{(1,96)^2(0,5)(0,5)}{(0,20)^2} = 24,01$$

Dado que la población total es finita y corresponde a $N=262$ viviendas, se aplicó la corrección por población finita mediante la Ecuación:

$$n = \frac{N * n_0}{N + n_0 - 1}$$

Al remplazar los valores se obtiene:

$$n = \frac{262(24,01)}{262 + 24,01 - 1} = 22,07$$

Por tanto, el tamaño de muestra requerido es aproximadamente de 22 encuestas, valor que coincide con el número de encuestas aplicadas durante el trabajo de campo. No obstante, debido a las condiciones de acceso, dispersión geográfica de las viviendas y disponibilidad de los

habitantes, el muestreo empleado fue no probabilístico por conveniencia. En consecuencia, los resultados no se interpretan como una inferencia estadística generalizable a todas las viviendas rurales de Colombia, sino como un diagnóstico exploratorio del caso de estudio, útil para identificar patrones de consumo, condiciones del suministro, hábitos de movilidad y criterios de diseño aplicables a la arquitectura propuesta.

La distribución de encuestas por vereda se presenta en la Tabla 1. Esta distribución permite evidenciar cómo se conformó la muestra en el territorio y aclarar que la selección de viviendas estuvo condicionada por la accesibilidad, la disponibilidad de los habitantes y la posibilidad de recopilar información energética verificable.

Tabla 1.

Distribución de encuestas aplicadas por vereda del caso de estudio.

Vereda	Encuestas aplicadas	Participación en la muestra (%)	Criterios de selección
<i>Alto San Dimas</i>	7	31,8%	Accesibilidad y disponibilidad
<i>Bajo San Dimas</i>	5	22,7%	Accesibilidad y disponibilidad
<i>Montes</i>	10	45,5%	Accesibilidad y disponibilidad
<i>Total</i>	22	100%	Muestreo por conveniencia

Nota. La distribución de encuestas por vereda no se estableció mediante asignación proporcional estricta, sino mediante un muestreo por conveniencia condicionado por la accesibilidad a las viviendas, la disponibilidad de los participantes y la posibilidad de recolectar información energética verificable.

A partir de lo anterior, la muestra se interpreta como una base diagnóstica exploratoria del caso de estudio. Aunque el tamaño de muestra se justifica mediante la fórmula de Cochran con corrección por población finita, la selección de viviendas no correspondió a un muestreo probabilístico aleatorio, sino a un muestreo por conveniencia. Por tanto, los resultados obtenidos permiten identificar patrones de consumo, suministro y movilidad en las veredas analizadas, pero no deben extrapolarse como una representación estadística de toda la ruralidad colombiana.

4.3. Instrumento y procedimiento de recolección de información

La información del caso de estudio se recopiló mediante la aplicación de una encuesta estructurada, diseñada específicamente para este trabajo de grado. El instrumento permitió recolectar datos relacionados con:

- Hábitos de consumo energético residencial.
- Horarios de mayor demanda.
- Frecuencia de interrupciones del suministro eléctrico.
- Tenencia y uso de vehículos.
- Distancias recorridas hacia el casco urbano.
- Disposición frente al uso de energías alternativas y movilidad eléctrica.

La información del caso de estudio fue recolectada mediante una encuesta aplicada de manera presencial, cuyo contenido completo se presenta en el Apéndice A. Como apoyo al proceso de recolección, se utilizó un folleto informativo sobre energía solar y vehículos eléctricos, incluido en el Apéndice B, con el fin de asegurar una adecuada comprensión de las preguntas por parte de los participantes. El análisis detallado de las respuestas obtenidas se desarrolla en el Apéndice C. Adicionalmente, se solicitó a los participantes la disponibilidad de los recibos de energía eléctrica, a partir de los cuales se registraron consumos verificables.

Dentro del instrumento también se indagó por la disposición de los participantes frente al uso de fuentes alternativas de energía y la posible recarga de vehículos eléctricos. Algunos resultados asociados a la intención de uso compartido del punto de carga, como la posibilidad de cargar vehículos de terceros, se conservan únicamente como hallazgos exploratorios del diagnóstico social y energético. Sin embargo, esta condición no se incorporó como demanda modelada en los escenarios de simulación, debido a que los escenarios desarrollados en este trabajo se enfocan en la demanda residencial y en la recarga de un vehículo eléctrico utilitario asociado a la vivienda. En consecuencia, el uso compartido del punto de carga se plantea como una posible línea futura de investigación o como un escenario adicional que requeriría modelación específica.

4.4. Caracterización del consumo energético residencial

Con base en los recibos de energía recolectados, se identificaron los consumos eléctricos reportados por los operadores de red que prestan el servicio en la zona. Debido a que la periodicidad de lectura no es uniforme —mensual en algunos casos y trimestral en otros— fue necesario normalizar los consumos a una base mensual equivalente (kWh/mes) como se muestra en la Tabla 2, con el fin de garantizar la comparabilidad entre viviendas. En el Apéndice D se

encuentran los resultados de las 22 encuestas, evidencias fotográficas, recibo de energía y perfil de carga en su respectivo orden.

Tabla 2.

Consumo mensual equivalente de las viviendas encuestadas (kWh/mes).

N	Cuenta	Detalles	Consumo promedio mensual lectura kWh/mes	Estrato ultima
1	929960323	EBSA-Trimestral	274	2
2	1015666917	EBSA-Trimestral	270	2
3	703945604	EBSA-Trimestral	46,33	2
4	1110167243	EBSA-Trimestral	95	1
5	472774	ESSA	18	2
6	1696593	ESSA	50	1
7	179488245	EBSA-Trimestral	76,33	2
8	477364	ESSA	39	2
9	1193345	ESSA	67	2
10	475354	ESSA	115	3
11	477337	ESSA	27	2
12	947942925	EBSA-Trimestral	131	2
13	507798724	EBSA-Trimestral	256	2
14	574720917	EBSA-Trimestral	6,67	2
15	467328	ESSA	200	2

16	1063068916	EBSA-Trimestral	57,67	2
17	1375406	ESSA	260	2
18	19623550	ESSA	47	2
19	1688958	ESSA	110	1
20	1435814	ESSA	103	2
21	1562808	ESSA	97	1
22	953333	ESSA	66	2

A partir de estos valores se obtuvo la distribución del consumo energético residencial de la muestra, la cual sirve como insumo para la definición de usuarios representativos del caso de estudio mediante percentiles. Este procedimiento permite representar distintos niveles de demanda dentro del conjunto de viviendas analizadas y constituye la base para la construcción de perfiles diarios de consumo. La construcción de los perfiles diarios típicos se realizó a partir de una plantilla de distribución horaria basada en datos de ESSA, utilizada como referencia metodológica para la asignación temporal del consumo mensual equivalente. Esta plantilla, suministrada por el codirector, se incluye en el Apéndice E.

4.5. Definición de usuarios representativos del caso de estudio

Para la validación de la metodología se definieron usuarios representativos del caso de estudio, entendidos como perfiles de referencia construidos a partir de la distribución del consumo mensual equivalente de las viviendas encuestadas. Esta denominación no implica una representatividad estadística sobre la totalidad de las viviendas rurales de Colombia, sino una clasificación interna de la muestra que permite analizar el comportamiento de la arquitectura propuesta bajo diferentes niveles de demanda.

Con este propósito, se emplearon los percentiles P25, P50, P75 y P90 de la distribución de consumo mensual equivalente. Estos percentiles permiten establecer cuatro perfiles de análisis: un usuario de baja demanda, un usuario típico de la muestra, un usuario de alta demanda y un usuario de muy alta demanda. De esta manera, el diseño no se evalúa únicamente con un caso promedio, sino también frente a condiciones más exigentes dentro del conjunto de viviendas estudiadas.

- P25: 47,75 kWh/mes — usuario de baja demanda.
- P50: 85,665 kWh/mes — usuario típico de la muestra.
- P75: 127,00 kWh/mes — usuario de alta demanda.
- P90: 259,60 kWh/mes — usuario de muy alta demanda.

Esta clasificación se utiliza como insumo para la construcción de perfiles diarios de demanda, la superposición de escenarios de recarga del vehículo eléctrico y la evaluación del desempeño energético de la arquitectura propuesta. En consecuencia, los usuarios representativos del caso de estudio deben interpretarse como perfiles de referencia para simulación y dimensionamiento, no como una extrapolación estadística del comportamiento energético de todas las viviendas rurales colombianas.

4.6. Construcción de perfiles diarios de demanda

A partir de los usuarios representativos del caso de estudio definidos en la sección anterior, se construyen perfiles diarios típicos de demanda que describen la distribución horaria del consumo eléctrico a lo largo de un día. Estos perfiles no pretenden representar de forma general el comportamiento de todas las viviendas rurales, sino servir como curvas de referencia para evaluar la arquitectura propuesta bajo distintos niveles de consumo observados en la muestra.

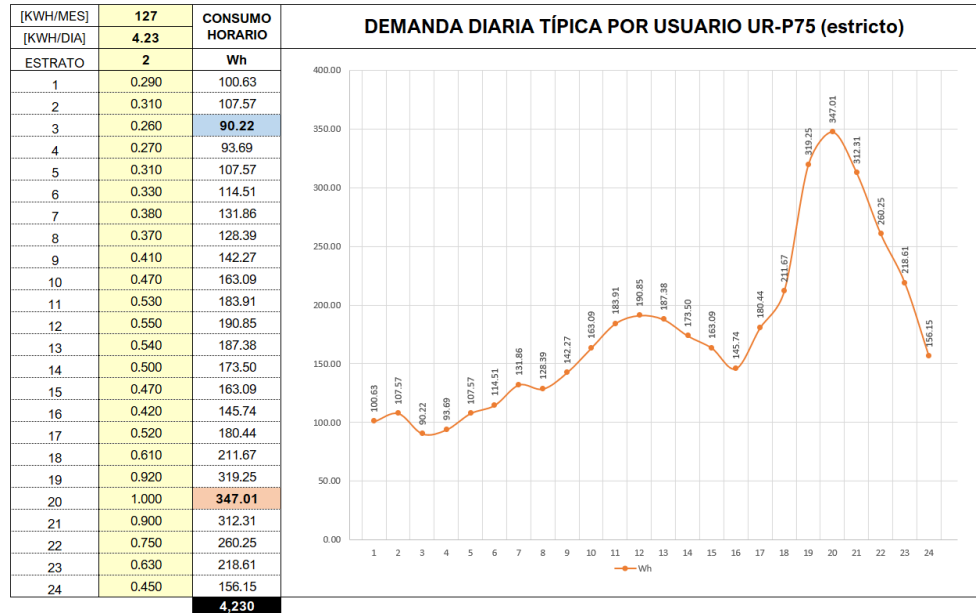
Para ello, se emplean curvas de distribución horaria coherentes con el estrato socioeconómico predominante en la muestra, estrato 2, y con los hábitos de consumo identificados en las encuestas, tomando como referencia metodológica la plantilla de distribución horaria provista por ESSA, incluida en el Apéndice E.

4.6.1. Curvas diarias típicas por usuario representativo del caso de estudio

Se construyeron curvas diarias típicas para los cuatro usuarios representativos del caso de estudio definidos (UR-P25, UR-P50, UR-P75 y UR-P90). En todos los casos se mantuvo la misma estructura de distribución horaria, variando únicamente la escala energética en función del consumo mensual equivalente correspondiente a cada percentil. Dichas curvas se presentan en el Apéndice F, donde se incluyen los cuatro percentiles seleccionados para el análisis de los escenarios. A manera de ejemplo, en la Figura 1 se presenta la curva correspondiente al usuario representativo UR-P75.

Figura 1.

Curva diaria típica de demanda energética por usuario del caso de estudio UR-P75.



Nota. Información suministrada por el Codirector del proyecto, se presenta con mayor detalle en el Apéndice E.

Las curvas diarias típicas constituyen la entrada base del modelo de demanda residencial. En capítulos posteriores, estas curvas serán utilizadas para superponer perfiles de carga del vehículo eléctrico bajo distintos escenarios (mañana, tarde, noche), evaluar coincidencia con la generación fotovoltaica, estimar el requerimiento de almacenamiento y analizar el impacto sobre la potencia pico del sistema. Para el proceso de diseño se propone utilizar los cuatro usuarios representativos del caso de estudio para su respectivo análisis manteniendo coherencia con el enfoque por percentiles adoptado en este trabajo.

4.7. Estimación del consumo específico del VE (kWh/100 km)

Con el fin de parametrizar de manera realista la demanda asociada a la recarga del vehículo eléctrico utilitario (VE) en el contexto rural estudiado, se revisaron fichas técnicas de vehículos eléctricos disponibles en el mercado colombiano y referencias comerciales asociadas a motos eléctricas, motocarros, automóviles eléctricos, camionetas livianas y vehículos de trabajo rural. En este trabajo, el término vehículo eléctrico utilitario se emplea de manera amplia para referirse a vehículos eléctricos destinados al desplazamiento cotidiano, transporte de personas, apoyo a actividades productivas rurales o movilización de pequeñas cargas. Por tanto, la categoría no se limita a un único tipo de vehículo, sino que agrupa modelos reales revisados con diferentes capacidades de batería, autonomía y consumo energético.

La consulta permitió consolidar variables como capacidad de batería (kWh), autonomía (km), tipo de conector y, cuando estaba disponible, características de recarga en AC o DC. Este insumo es necesario porque el dimensionamiento del sistema FV–BESS–red no puede basarse únicamente en percepciones; requiere convertir la movilidad, expresada en kilómetros recorridos, en energía eléctrica requerida para la recarga, expresada en kWh, bajo supuestos verificables.

Con el objetivo de homogeneizar el comportamiento energético de los vehículos consultados y obtener un parámetro comparable entre referencias, se estimó el consumo específico para cada modelo i usando la Ecuación 1:

$$C_i = (E_{bat\ i} / R\ i) \cdot 100 \quad (1)$$

donde C_i es el consumo específico del modelo i (kWh/100 km), $E_{bat\ i}$ es la capacidad de batería (kWh) y $R\ i$ es la autonomía (km), como se observa en la , con los datos obtenidos se clasificaron los vehículos revisados en cuatro tipos de referencia energética, como se muestra en

la Tabla 3. Esta clasificación no corresponde a una segmentación comercial estricta, sino a una agrupación metodológica construida a partir del consumo específico estimado de los modelos consultados. De esta manera, los tipos definidos permiten representar desde vehículos eléctricos de baja demanda energética, como motos o motocarros, hasta automóviles, camionetas livianas o vehículos de trabajo rural con mayor requerimiento energético.

Es importante diferenciar entre el consumo específico expresado en kWh/100 km y el consumo por kilómetro expresado en kWh/km. En la Tabla 3 se reportan los consumos específicos en kWh/100 km, debido a que esta unidad es común para comparar el desempeño energético entre vehículos. Sin embargo, para calcular la energía requerida en un recorrido específico se utiliza el consumo por kilómetro, obtenido al dividir el consumo específico entre 100. Por tanto, la conversión empleada en los cálculos posteriores se expresa como:

$$C_{km} = \frac{c}{100}$$

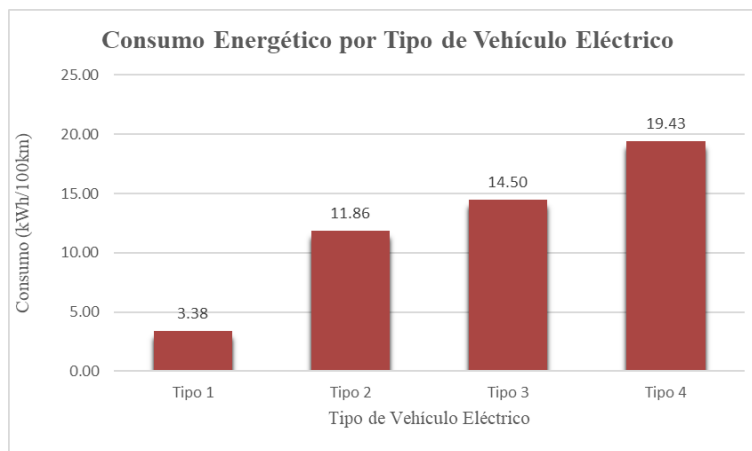
Donde C_{km} es el consumo por kilometro del vehículo, expresado en kWh/km y C es el consumo específico reportado en kWh/100 Km.

Con base en los datos consolidados (12 vehículos con información completa de batería y autonomía), se obtuvo la distribución del consumo específico y sus estadísticos principales, con los datos obtenidos se clasificaron los vehículos revisados en cuatro tipos de referencia energética, como se muestra en la Tabla 3. Esta clasificación no corresponde a una segmentación comercial estricta, sino a una agrupación metodológica construida a partir del consumo específico estimado

de los modelos consultados. De esta manera, los tipos definidos permiten representar desde vehículos eléctricos de baja demanda energética, como motos o motocarros, hasta automóviles, camionetas livianas o vehículos de trabajo rural con mayor requerimiento energético.

Figura 2.

Consumo específico estimado por modelo (kWh/100 km).



Nota. Los datos se obtuvieron de promediar consumo de los Vehículos Eléctricos que se encuentran en el Apéndice G.

Tabla 3.

Clasificación energética de vehículos eléctricos revisados según consumo específico.

	TIPO DE VEHICULO ELECTRICO	Consumo (kWh/100km)	Energía requerida por desplazamiento de 26,874 Km (kWh/evento)
Tipo 1	Motocicletas	3,38	0,9069975
Tipo 2	Automóvil de bajo consumo	11,86	3,187994118
Tipo 3	Automóvil mediano consumo	14,50	3,89560084
Tipo 4	Automóvil de alto consumo	19,43	5,221234286

4.8. Caracterización de la movilidad y del vehículo eléctrico

Como parte de la validación metodológica, se caracterizó la movilidad de los hogares encuestados mediante el análisis de las distancias recorridas hacia el casco urbano y la frecuencia de uso del vehículo. Para ello, las viviendas fueron georreferenciadas mediante coordenadas en formato WKT bajo el sistema de referencia WGS84, lo que permitió elaborar el mapa mostrado en la Figura 3. A partir de esta base espacial, se estimaron distancias típicas de desplazamiento, empleadas posteriormente en la definición de eventos representativos de movilidad.

Figura 4.

Energía requerida por evento de movilidad y su uso en escenarios de recarga



Las distancias estimadas se utilizan exclusivamente para convertir la movilidad en energía requerida por evento de desplazamiento. A partir de la distancia promedio vivienda–casco urbano, se define un recorrido típico ida y vuelta como se observa en la : Ecuación :

$$D_{RT} = 2 \cdot 13,437 = 26,874 \text{ km} \quad (2)$$

Para calcular la energía requerida por desplazamiento se utiliza el consumo por kilómetro del vehículo. Dado que el consumo específico fue reportado en kWh/100 km, este valor se divide entre 100 antes de multiplicarlo por la distancia recorrida. Esta conversión permite obtener la energía requerida en kWh para un evento de desplazamiento determinado. La energía asociada a este recorrido (que posteriormente se asume como energía a reponer mediante recarga) se calcula combinando el recorrido con el consumo específico según la Ecuación 3:

$$ERT = C_{km} \cdot D_{RT} = \left(\frac{C}{100} \right) \cdot D_{RT} \quad (3)$$

Usando los valores de referencia definidos en la sección 4.7 y resumidos en la Tabla 3, se calculó la energía requerida por desplazamiento según el tipo de vehículo eléctrico:

- Caso Vehículo tipo 1 (motos):

$$ERT, T1 = 0,0338 \cdot 26,874 \approx 0,9069 \frac{kWh}{evento}$$

- Caso Vehículo tipo 2 (Bajo consumo):

$$ERT, T2 = 0,1186 \cdot 26,874 \approx 3,1879 \frac{kWh}{evento}$$

- Caso Vehículo tipo 3 (Mediano consumo):

$$ERT, T3 = 0,1450 \cdot 26,874 \approx 3,8956 \frac{kWh}{evento}$$

- Caso Vehículo tipo 4 (Alto consumo):

$$ERT, T4 = 0,1943 \cdot 26,874 \approx 5,2212 \frac{kWh}{evento}$$

Estos valores permiten convertir la movilidad rural en una demanda energética cuantificable para la recarga del vehículo eléctrico. Para ello, el consumo específico reportado en kWh/100 km se convierte previamente a consumo por kilómetro en kWh/km, dividiendo dicho valor entre 100, y posteriormente se multiplica por la distancia recorrida en el evento de desplazamiento. En los capítulos siguientes, esta energía por evento se emplea para parametrizar los escenarios de recarga y superponer la carga del VE sobre las curvas residenciales típicas de los usuarios representativos del caso de estudio. Asimismo, estos parámetros sirven como base para estimar tiempos de carga según la potencia de recarga adoptada y para evaluar el dimensionamiento del almacenamiento y la estrategia de gestión energética bajo las condiciones de operación consideradas.

En síntesis, la revisión de fichas técnicas permitió establecer parámetros energéticos de referencia para los vehículos eléctricos utilitarios revisados, considerando modelos asociados a

motos, motocarros, automóviles, camionetas livianas y vehículos de trabajo rural. Estos parámetros se expresan inicialmente mediante el consumo específico en kWh/100 km y se convierten a kWh/km para el cálculo de energía por recorrido. Por su parte, la georreferenciación de viviendas aportó una base cuantitativa para definir recorridos típicos y energía requerida por evento de desplazamiento. En conjunto, estos insumos habilitan la formulación de escenarios de recarga y el dimensionamiento preliminar del sistema FV–BESS–inversor, manteniendo trazabilidad con información del territorio y variables técnicas verificables.

4.9. Escenarios, dimensionamiento y gestión energética.

4.9.1. Planteamiento general

Con base en la caracterización energética y los parámetros de movilidad obtenidos durante el trabajo de campo, se propone una arquitectura on-grid para viviendas rurales que integra generación fotovoltaica (FV), almacenamiento en baterías (BESS) e interconexión con la red pública, con capacidad de atender el consumo doméstico y habilitar la recarga domiciliar de un vehículo eléctrico utilitario (VE). El enfoque de diseño prioriza confiabilidad (dado el reporte de interrupciones frecuentes), eficiencia operativa y factibilidad de implementación en el contexto rural.

4.9.2. Arquitectura eléctrica propuesta y diagrama unifilar

La arquitectura eléctrica propuesta se configura alrededor de un inversor híbrido como nodo central de conversión, supervisión y coordinación energética del sistema. A este equipo se conectan, por el lado de corriente continua, el arreglo fotovoltaico y el sistema de almacenamiento en baterías, mientras que por el lado de corriente alterna se establece tanto la interfaz con la red pública como la alimentación de las cargas residenciales y del cargador del vehículo eléctrico. En

esta disposición, el inversor constituye el elemento principal de operación del sistema, al concentrar el intercambio energético entre generación, almacenamiento, red y demanda.

Desde el punto de vista de la conexión eléctrica, la red pública de ESSA ingresa a la instalación a través del medidor bidireccional y de la protección general de entrada, para luego conectarse al puerto AC-IN del inversor. Por su parte, el arreglo fotovoltaico se conecta a la entrada PV mediante las protecciones correspondientes en DC, y el BESS se integra al puerto de batería a través de su respectivo interruptor de protección. La salida AC-OUT del inversor alimenta el tablero principal de cargas, desde el cual se derivan los circuitos residenciales y el ramal dedicado para el cargador del vehículo eléctrico. Esta organización hace coherente la topología física con la lógica de gestión energética propuesta para el trabajo de grado.

En cuanto a protección, el sistema incorpora dispositivos de maniobra y protección en ambos lados del sistema. En el lado DC se contemplan fusibles, seccionamiento y protección contra sobretensiones para el arreglo fotovoltaico; en la conexión del banco de baterías se dispone una protección dedicada; y en la salida AC se consideran el interruptor general y las protecciones por circuitos derivados en el tablero principal. De igual forma, la arquitectura incluye el sistema de puesta a tierra y la medición bidireccional en el punto de conexión, en concordancia con los criterios normativos adoptados para el diseño.

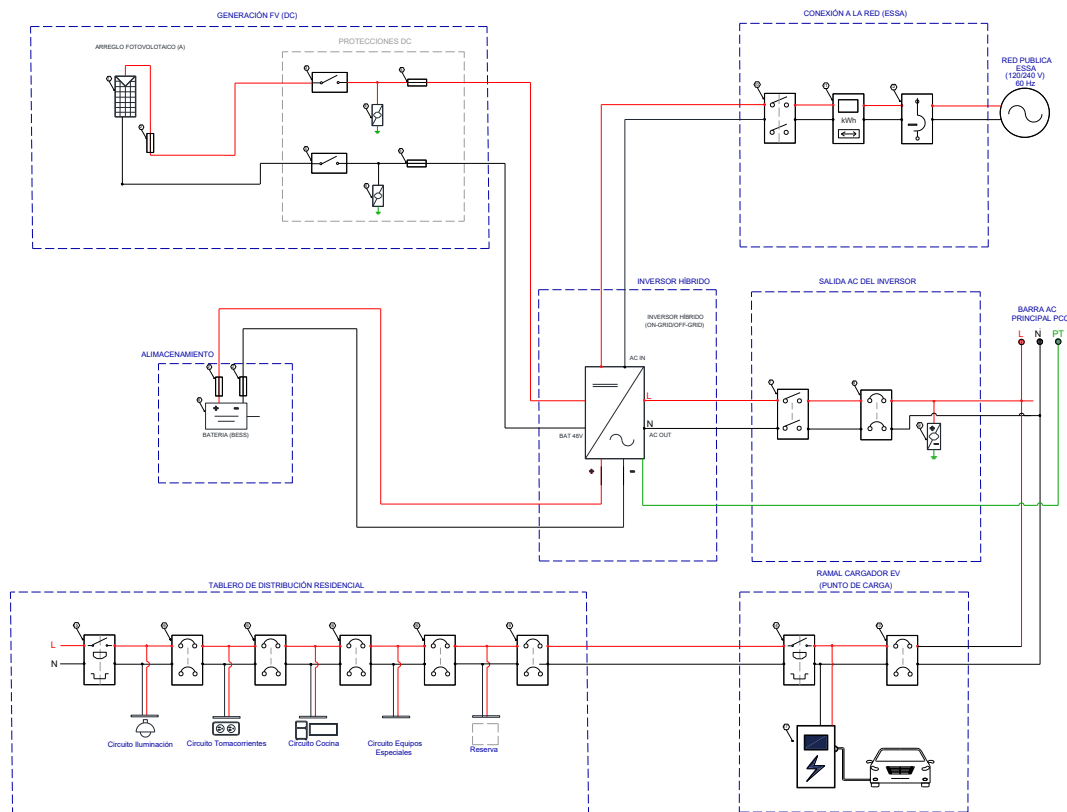
El cargador del vehículo eléctrico se integra como un circuito independiente y gestionable, conectado aguas abajo del tablero principal de cargas. Su operación se articula con la estrategia de gestión energética del sistema, de modo que la EMS define en cada intervalo si la energía destinada a la recarga proviene de la generación fotovoltaica, del sistema de almacenamiento o de la red pública, según las prioridades de despacho establecidas.

La Figura 5 presenta el diagrama eléctrico y en la Figura 6 el unifilar representativo de la arquitectura propuesta, en el que se distinguen la entrada de red, el subsistema fotovoltaico, el BESS, el inversor híbrido como nodo central y el tablero principal de cargas, desde el cual se alimenta el circuito dedicado al cargador del vehículo eléctrico.

En la Tabla 4 y Tabla 5 se realiza el dimensionamiento eléctrico para la red monofásica y bifásica respectivamente, teniendo en cuenta los componentes eléctricos requeridos para el funcionamiento óptimo de la arquitectura propuesta.

Figura 5.

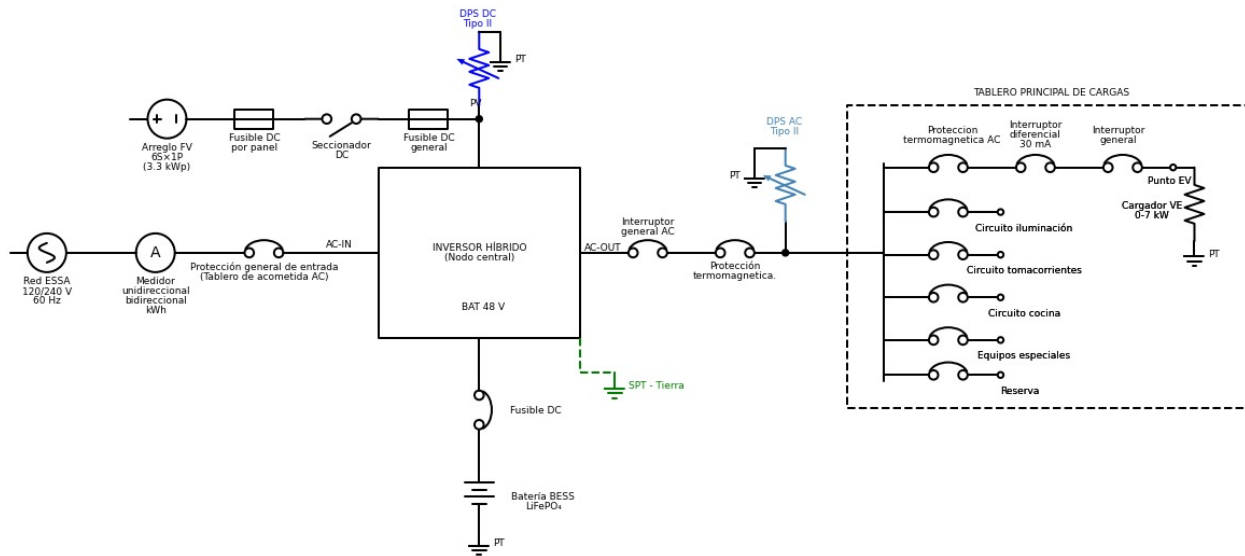
Diagrama eléctrico del sistema FV + BESS + Cargas Residenciales + Cargador EV con inyección a la red



Nota. El diagrama completo se encuentra en el Apéndice H.

Figura 6.

Diagrama Unifilar del sistema FV + BESS + Cargas Residenciales + Cargador VE con inyección a la red.



Nota. El diagrama completo se encuentra en el Apéndice H.

Tabla 4.

Dimensionamiento eléctrico para red monofásica (120 V / 60 Hz)

Componente / Tramo	I _{nom} (A)	I _{dis} (A)	Calibre Cu (AWG)	Protección termomag.	Dif. 30 mA	DPS
LADO DC — Arreglo FV						
Fusible por panel (I_{sc} ≈ 10 A)	10	12,5	10 AWG	Fusible DC 15 A	N/A	N/A
Cable DC arreglo → inversor	20	25	10 AWG	Fusible DC gral. 32 A	N/A	Tipo II DC
Seccionador DC corte visible	—	—	—	32 A / 600 VDC	N/A	N/A
BESS 48 V / 10 kWh LiFePO						
Cable BESS → inversor (DC)	100	125	2 AWG	Fusible DC 150 A / 80 V	N/A	N/A
SALIDA AC INVERSOR → PCC						
Inversor híbrido 3,5 kVA / 120 V	29,2	36,5	10 AWG	2x40 A	N/A	Tipo II 120 V

TABLERO DE DISTRIBUCIÓN						
Interruptor general tablero	—	—	—	2×60 A	N/A	N/A
Circuito iluminación 120 V	10	12,5	14 AWG	1×15 A	30 mA	N/A
Circuito tomacorrientes 120 V	15	18,75	12 AWG	1×20 A	30 mA	N/A
Cocina / Equipos especiales	20	25	10 AWG	1×30 A	30 mA	N/A
RAMAL CARGADOR VE — 120 V / 16 A (P_VE1 ≈ 1,92 kW)						
Cable tablero → punto de carga	16	20	12 AWG	1×20 A	30 mA	N/A

Tabla 5.

Dimensionamiento eléctrico para red bifásica (120 V-240 V / 60 Hz)

Componente / Tramo	I_{nom} (A)	I_{dis} (A)	Calibre Cu (AWG)	Protección termomag.	Dif. 30 mA	DPS
LADO DC — igual configuración que red monofásica						
Fusible por panel / cable DC / seccionador	Ver Tabla A	Ver Tabla A	Ver Tabla A	Ver Tabla A	N/A	Tipo II DC
Cable BESS → inversor (48 V)	100 cont.	125	2 AWG	Fusible DC 150 A	N/A	N/A
SALIDA AC INVERSOR → PCC (120/240 V split-phase)						
Inversor híbrido ≥ 7,5 kVA / 120/240 V	31,3/fase	39,1	8 AWG	2×50 A (2P)	N/A	Tipo II 240 V
TABLERO DE DISTRIBUCIÓN BIFÁSICO						
Interruptor general tablero	—	—	—	2×100 A (2P)	N/A	N/A
Circuito iluminación 120 V	10	12,5	14 AWG	1×15 A (1P)	30 mA	N/A
Circuito tomacorrientes 120 V	15	18,75	12 AWG	1×20 A (1P)	30 mA	N/A
Cocina / Equipos 240 V	20	25	10 AWG	2×30 A (2P)	30 mA	N/A
CARGADOR VE — CASO 1: Dedicado 220 V / 16 A (P_VE2 ≈ 3,52 kW)						
Cable tablero → punto de carga VE	16	20	12 AWG	2×20 A (2P)	30 mA tipo A	N/A
CARGADOR VE — CASO 2: Acelerado 220 V / 32 A (P_VE3 ≈ 7,04 kW — Wallbox)						
Cable tablero → Wallbox (220 V)	32	40	8 AWG	2×40 A (2P)	30 mA tipo B	N/A

4.9.3. *Supuestos y criterios de diseño*

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se realiza a partir de la evaluación de un conjunto de escenarios de demanda, contruidos mediante la combinación de los usuarios representativos del caso de estudio definidos, las tipologías de vehículo eléctrico caracterizadas y distintos niveles de cobertura energética de la demanda total. Este enfoque permite analizar el desempeño de la arquitectura propuesta frente a diferentes condiciones de operación y refleja de manera más realista la variabilidad energética presente en el entorno rural estudiado.

Como insumos principales del proceso de diseño se consideran, por una parte, el consumo energético residencial diario asociado a cada usuario representativo (UR-P25, UR-P50, UR-P75 y UR-P90) y, por otra, la demanda adicional introducida por el vehículo eléctrico, modelada a partir de los tipos de vehículo definidos en la Sección 4.7. En consecuencia, la energía diaria total objetivo se define como la suma del consumo residencial y la energía asociada al vehículo eléctrico en el escenario considerado, según la Ecuación 4.

$$E_{total} = E_{residencial} + EVE \quad (4)$$

Dado que la arquitectura analizada corresponde a un sistema conectado a red, el diseño se evalúa para distintos niveles de cobertura fotovoltaica de la demanda total, representados mediante un factor de cobertura α que indica la fracción de la energía diaria objetivo cubierto por la generación solar. En este trabajo se adoptan valores representativos de 60 % y 80 %, con el fin de analizar el compromiso entre generación propia y apoyo de la red eléctrica. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** resume la energía diaria objetivo correspondiente a cada combinación de usuario representativo, tipo de vehículo y porcentaje de cobertura fotovoltaica.

Tabla 6.

Energía diaria objetivo según usuario, tipo de vehículo y porcentaje de cobertura fotovoltaica.

Usuarios representativos	Energía requerida por desplazamiento de 26,874 Km (kWh/evento)			
	VE Tipo 1	VE Tipo 2	VE Tipo 3	VE Tipo 4
	0,91	3,19	3,90	5,22
Energía diaria objetivo (Residencial + VE) (KWh/día)				
P25	2,50	4,78	5,49	6,81
P50	3,76	6,04	6,75	8,08
P75	5,14	7,42	8,13	9,45
P90	9,56	11,84	12,55	13,87
Cobertura FV del 80% del total diario objetivo (KWh/día)				
P25	1,998931333	3,823728627	4,389814006	5,450320762
P50	3,009864667	4,834661961	5,400747339	6,461254095
P75	4,112264667	5,937061961	6,503147339	7,563654095
P90	7,648264667	9,473061961	10,03914734	11,0996541
Cobertura FV del 60% del total diario objetivo (KWh/día)				
P25	1,4991985	2,867796471	3,292360504	4,087740571
P50	2,2573985	3,625996471	4,050560504	4,845940571
P75	3,0841985	4,452796471	4,877360504	5,672740571
P90	5,7361985	7,104796471	7,529360504	8,324740571

Para la estimación de la energía fotovoltaica requerida se adoptó un rendimiento global del sistema de $\eta_{sis}=80\%$, definido como un factor de desempeño que representa la relación entre la energía útil entregada por el sistema FV y la energía teórica disponible bajo condiciones ideales. Este valor integra pérdidas asociadas al incremento de temperatura de operación de los módulos respecto a las condiciones estándar de prueba, acumulación de suciedad, dispersión de parámetros eléctricos entre módulos (*mismatch*), caídas de tensión en conductores DC y AC, pérdidas de conversión en el inversor, disponibilidad operativa del sistema y pérdidas menores en conexiones, protecciones y equipos auxiliares. En consecuencia, el valor adoptado no corresponde a la eficiencia individual de un componente, sino a una eficiencia equivalente del sistema fotovoltaico completo, utilizada como criterio conservador para el dimensionamiento preliminar y la

comparación de escenarios. De este modo, la energía diaria a generar por el sistema fotovoltaico se expresa como lo indica la : Ecuación :

$$EFV, req = \alpha \cdot Etotal \quad (5)$$

Este enfoque de dimensionamiento permite evaluar de forma consistente el desempeño del sistema propuesto frente a distintos escenarios de demanda residencial y de movilidad eléctrica, permite verificar que la arquitectura on-grid analizada sea flexible, escalable y adecuada para el contexto rural del caso de estudio.

4.10. Dimensionamiento preliminar del sistema fotovoltaico

4.10.1. Recurso solar (*PSH*)

Para Puente Nacional (Santander) se adopta como referencia un valor representativo de $PSH = 5,6 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{día}$, estimado a partir de información de irradiación promedio para la zona obtenida mediante la herramienta satelital PVWatts del NREL. Este valor se utiliza para el dimensionamiento preliminar, reconociendo que, en una etapa de ingeniería de detalle, el recurso solar puede refinarse con datos específicos del sitio.

4.10.2. Potencia *FV* requerida

La potencia fotovoltaica equivalente se estima mediante la Ecuación :

$$PFV = \frac{EFV, req}{PSH * \eta_{sis}} \quad (6)$$

donde EFV, req corresponde a la fracción de la energía diaria total objetivo que se desea cubrir con generación fotovoltaica, PSH representa las horas sol pico del sitio, y η_{sis} es el rendimiento global del sistema. Para el caso de estudio se adoptan valores de $PSH=5,6 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{día}$ y eficiencias globales del sistema representativas de la operación real.

A partir de esta formulación, se calcularon las potencias FV requeridas para los distintos escenarios definidos, considerando usuarios representativos del caso de estudio desde P25 hasta P90, los cuatro tipos de vehículo eléctrico caracterizados y niveles de cobertura fotovoltaica del 60 %, 80 % y, con fines de referencia teórica, del 100 % de la demanda diaria total. Los resultados de este análisis se presentan en la Tabla 7. El rango de potencia fotovoltaica requerida se ubica aproximadamente entre 0,3 kWp y 3,1 kWp, dependiendo del nivel de demanda residencial, el tipo de vehículo eléctrico y la cobertura considerada.

Tabla 7.

Potencia fotovoltaica equivalente requerida para distintos escenarios de demanda residencial y vehículo eléctrico

Usuarios representativos	Energía requerida por desplazamiento de 26,874 Km (kWh/evento)			
	VE Tipo 1	VE Tipo 2	VE Tipo 3	VE Tipo 4
	0,91	3,19	3,90	5,22
	Potencia fotovoltaica requerida diariamente cobertura 100% (kWp)			
P25	0,5577375372	1,066888568	1,224836497	1,52073682
P50	0,8398059896	1,34895702	1,506904949	1,802805272
P75	1,147395275	1,656546306	1,814494235	2,110394558
P90	2,134002418	2,643153449	2,801101378	3,097001701
	Potencia fotovoltaica requerida diariamente cobertura 80% (kWp)			
<i>PSH=5,6 kWh/m²·día sis=80%</i>				
P25	0,4461900298	0,8535108543	0,9798691977	1,216589456
P50	0,6718447917	1,079165616	1,20552396	1,442244218
P75	0,9179162202	1,325237045	1,451595388	1,688315646
P90	1,707201935	2,114522759	2,240881102	2,477601361
	Potencia fotovoltaica requerida diariamente cobertura 60% (kWp)			
<i>PSH=5,6 kWh/m²·día sis=80%</i>				
P25	0,3346425223	0,6401331408	0,7349018983	0,9124420918
P50	0,5038835938	0,8093742122	0,9041429697	1,081683163
P75	0,6884371652	0,9939277836	1,088696541	1,266236735

P90	1,280401451	1,585892069	1,680660827	1,85820102
------------	-------------	-------------	-------------	------------

4.10.3. Cantidad de paneles y potencia instalada

La potencia fotovoltaica requerida se implementa mediante un arreglo modular de paneles solares. Dado que el dimensionamiento del sistema se evalúa para un conjunto de escenarios definidos por distintos usuarios representativos del caso de estudio, tipos de vehículo eléctrico y niveles de cobertura fotovoltaica, la selección del número de paneles no corresponde a un único caso puntual, sino a una decisión de diseño basada en el rango de potencias evaluadas.

Para determinar la cantidad de módulos fotovoltaicos se parte de la potencia fotovoltaica requerida en cada escenario y de la potencia nominal del módulo seleccionado. La cantidad de módulos se calcula como el redondeo hacia arriba de la relación entre la potencia FV requerida y la potencia nominal del módulo, de acuerdo con la Ecuación 7:

$$N_{mod} = \left\lceil \frac{PFV, req}{P_{mod}} \right\rceil \quad (7)$$

Donde N_{mod} es el número de módulos fotovoltaicos requeridos, PFV, req es la potencia fotovoltaica requerida para el escenario evaluado, P_{mod} es la potencia nominal del módulo seleccionado y $\lceil \cdot \rceil$ representa el redondeo hacia arriba al número entero inmediato superior. Esta forma de cálculo garantiza que la potencia instalada sea igual o superior a la potencia fotovoltaica requerida, evitando subdimensiones el arreglo.

Para este trabajo se selecciona como referencia un módulo fotovoltaico de 620 Wp, equivalente a 0,620 kWp. Esta potencia se adopta por corresponder a una capacidad comercial de alta potencia disponible para sistemas fotovoltaicos actuales, lo que permite reducir el número de módulos requeridos, simplificar el arreglo y facilitar una configuración compacta para una

vivienda rural. Con este valor, la cantidad de módulos para cada escenario puede estimarse mediante:

$$N_{mod} = \left[\frac{PFV, req}{0.620} \right]$$

La potencia fotovoltaica instalada resultante se calcula como:

$$PFV, inst = N_{mod} * P_{mod}$$

En el análisis de escenarios se consideraron potencias fotovoltaicas de referencia de 1,00 kWp, 1,24 kWp, 1,86 kWp y 2,48 kWp. Estas potencias permiten evaluar configuraciones progresivas del sistema y analizar la sensibilidad del desempeño energético frente al aumento de capacidad instalada. En particular, la potencia de 2,48 kWp corresponde a una configuración de cuatro módulos de 620 Wp:

$$PFV, inst = 4 * 0,620 = 2,48 kWp$$

Esta configuración se adopta como referencia principal dentro del diseño porque representa un arreglo compacto, modular y técnicamente coherente con una vivienda rural conectada a red. Además, se ubica dentro del rango de potencias requerido en los escenarios evaluados, cuyo intervalo se encuentra aproximadamente entre 0,3 kWp y 3,1 kWp, dependiendo del usuario representativo del caso de estudio, el tipo de vehículo eléctrico y el nivel de cobertura fotovoltaica considerado.

No obstante, la configuración de cuatro módulos no debe interpretarse como la única alternativa posible, sino como una referencia de diseño para la validación de la arquitectura propuesta. En escenarios de menor demanda pueden utilizarse configuraciones reducidas, mientras que en escenarios más exigentes podría requerirse una potencia fotovoltaica superior o una revisión

del nivel de cobertura energética esperado. De esta manera, la selección modular permite escalar el sistema según la demanda residencial, la energía asociada a la recarga del vehículo eléctrico y las condiciones del sitio.

Como ejemplo, si un escenario requiere una potencia fotovoltaica de referencia de 2,48 kWp y se emplean módulos de 0,620 kWp, la cantidad de módulos se calcula como:

$$N_{mod} = \left[\frac{2,48}{0,620} \right] = 4$$

Por tanto, el arreglo resultante queda conformado por cuatro módulos fotovoltaicos de 620 Wp, para una potencia instalada total de 2,48 kWp.

4.11. Dimensionamiento del almacenamiento (batería BESS) y criterio de respaldo

El sistema de almacenamiento en baterías se dimensiona como un recurso activo de gestión energética dentro de la arquitectura on-grid propuesta. Su función principal es aumentar el aprovechamiento local de la generación fotovoltaica, desplazar energía hacia periodos de menor disponibilidad solar, reducir la dependencia instantánea de la red y apoyar la recarga del vehículo eléctrico cuando las condiciones operativas lo permitan.

Para el dimensionamiento preliminar del BESS se consideran la capacidad nominal, la capacidad útil, los límites de estado de carga y la eficiencia de carga y descarga. La capacidad nominal corresponde a la energía total declarada para el banco de baterías, mientras que la capacidad útil representa la fracción realmente disponible dentro del rango operativo permitido. Esta capacidad útil depende del SOC mínimo y máximo definidos para evitar descargas profundas, sobrecargas y condiciones que aceleren la degradación del almacenamiento.

La energía útil del BESS se expresa mediante:

$$E_{BESS,útil} = E_{BESS,nom} * (SOC_{max} - SOC_{min})$$

Donde $E_{BESS,útil}$ es la energía utilizable del sistema de almacenamiento, $E_{BESS,nom}$ es la capacidad nominal del banco de baterías, SOC_{max} es el límite superior de operación y SOC_{min} es el límite inferior permitido.

En el modelo, el BESS puede almacenar excedentes fotovoltaicos, apoyar la demanda residencial y contribuir a la recarga del vehículo eléctrico cuando la EMS lo permita. Adicionalmente, se considera una reserva operativa asociada específicamente al apoyo del VE, la cual no limita toda la operación del almacenamiento, sino su aporte hacia la recarga cuando el SOC se aproxima al umbral definido. En consecuencia, el BESS puede atender la demanda residencial mientras respete el SOC mínimo global, pero su descarga hacia el vehículo eléctrico queda condicionada a conservar la reserva establecida.

Cualquier función de respaldo ante interrupciones de red queda condicionada a que el inversor y la configuración eléctrica cuenten con capacidad backup, aislamiento seguro frente a la red pública y salida dedicada para cargas previamente definidas. Por tanto, el almacenamiento no se interpreta como respaldo automático de toda la instalación, sino como un recurso gestionable cuya operación depende de las restricciones técnicas del sistema, de la estrategia EMS y de la configuración eléctrica adoptada.

Bajo este enfoque, el BESS se incorpora en la simulación como un recurso sujeto a restricciones de capacidad, potencia, eficiencia y estado de carga. Su operación permite evaluar el efecto del almacenamiento sobre el autoconsumo fotovoltaico, la autosuficiencia diaria, la compra de energía a la red y el cumplimiento de los requerimientos energéticos del vehículo eléctrico.

4.12. Infraestructura y niveles de carga domiciliaria del vehículo eléctrico

El proyecto contempla tres perfiles operativos para la recarga del VE, adaptables según la disponibilidad de red:

- Carga básica (120 V, 16 A): $P_{VE1} = 120 \text{ V} \times 16 \text{ A} = 1.920 \text{ W} \approx 1,92 \text{ kW}$. Carga lenta, adecuada para recargas nocturnas prolongadas en red monofásica.
- Carga dedicada (220 V, 16 A): $P_{VE2} = 220 \text{ V} \times 16 \text{ A} = 3.520 \text{ W} \approx 3,52 \text{ kW}$. Duplica la capacidad de transferencia sin requerir modificaciones drásticas en el cableado.
- Carga acelerada (220 V, 32 A) — *Wallbox*: $P_{VE3} = 220 \text{ V} \times 32 \text{ A} = 7.040 \text{ W} \approx 7,04 \text{ kW}$. Maximiza la eficiencia de los tiempos de recarga con red bifásica.

En todos los casos, el punto de carga se considera como una carga flexible cuya operación puede ser desplazada temporalmente y gestionada en función de la disponibilidad de generación fotovoltaica, el estado de carga del BESS y el respaldo de la red pública.

4.13. Selección del inversor híbrido y capacidad de potencia

La selección del inversor híbrido se realiza considerando su función como equipo principal de conversión, acoplamiento y coordinación energética dentro de la arquitectura propuesta. Este equipo debe permitir la integración del arreglo fotovoltaico, el sistema de almacenamiento BESS, la red pública y las cargas en corriente alterna, manteniendo compatibilidad con la configuración on-grid adoptada y con las condiciones de operación definidas para la vivienda rural.

Desde el punto de vista técnico, la capacidad del inversor debe verificarse frente a la potencia del arreglo fotovoltaico instalado, la potencia máxima de carga y descarga del BESS, la demanda residencial simultánea y la potencia asociada al cargador del vehículo eléctrico. Debido

a que la recarga del VE puede representar una carga significativa respecto al consumo residencial convencional, el inversor debe seleccionarse con una capacidad suficiente para operar sin sobrepasar sus límites nominales y para coordinar adecuadamente los flujos de energía entre generación, almacenamiento, red y demanda.

En esta arquitectura, el inversor híbrido no se interpreta únicamente como un convertidor DC/AC, sino como el nodo operativo del sistema. Por esta razón, además de la potencia nominal, deben considerarse características como rango de tensión del arreglo FV, corriente máxima de entrada, compatibilidad con banco de baterías, eficiencia de conversión, capacidad de operación conectada a red, posibilidad de medición bidireccional, protecciones internas, comunicación con el sistema de gestión energética y disponibilidad de salida de respaldo cuando se requiera alimentar cargas críticas.

La capacidad del inversor debe ser coherente con el escenario de diseño adoptado. Para una configuración de referencia con generación fotovoltaica cercana a 2,48 kW_p, almacenamiento BESS y cargador de vehículo eléctrico en AC, se requiere un inversor híbrido capaz de manejar la potencia del campo fotovoltaico y coordinar el intercambio con red y batería sin comprometer la operación segura del sistema. En caso de incorporar funciones de respaldo, el equipo debe contar con salida backup o AC-out, transferencia segura y capacidad de aislamiento frente a la red pública, evitando operación en isla no autorizada.

Por tanto, la selección del inversor se plantea como una decisión técnica condicionada por la potencia FV instalada, la demanda máxima simultánea, la potencia de recarga del VE, la capacidad del BESS, las condiciones de conexión con la red y los requisitos normativos aplicables. Esta consideración permite mantener coherencia entre el dimensionamiento

energético, la arquitectura eléctrica propuesta y la estrategia de gestión energética desarrollada para los escenarios de simulación.

La selección del inversor híbrido se realiza considerando la potencia de recarga del vehículo eléctrico, la demanda residencial simultánea, la capacidad del sistema fotovoltaico, la operación del BESS y el tipo de red disponible en la vivienda. Por esta razón, se plantean tres configuraciones de referencia: red monofásica a 120 V, red bifásica con carga dedicada de 3,52 kW y red bifásica con wallbox de 7,04 kW. Estas configuraciones permiten verificar la capacidad mínima del inversor y definir una potencia recomendada con margen de seguridad para la operación coordinada del sistema.

Tabla 8.

Criterios de selección del inversor híbrido según tipo de red y potencia de recarga del vehículo eléctrico

Parámetro	Red monofásica 120 V	Red bifásica carga dedicada (3,52 kW)	Red bifásica Wallbox (7,04 kW)
Potencia VE máxima	1,92 kW	3,52 kW	7,04 kW
Potencia inversor mínima	3,5 kVA	5,0 kVA	8,0 kVA
Potencia inversor recomendada (con margen 15%)	5,0 kVA	6,0 kVA	10,0 kVA
Tipo de salida AC	Monofásico 120 V	Split-phase 120/240 V	Split-phase 120/240 V
Interruptor seccionador AC salida	2×40 A	2×50 A	2×63 A
DPS AC requerido	Tipo II / 120 V	Tipo II / 240 V	Tipo II / 240 V
Conductor salida AC inversor	10 AWG Cu	8 AWG Cu	6 AWG Cu

Nota: Los valores presentados corresponden a criterios preliminares de selección para la arquitectura propuesta. La potencia recomendada del inversor incluye un margen de diseño del 15 % sobre la potencia mínima estimada, con el fin de considerar simultaneidad de cargas, demanda residencial, recarga del vehículo eléctrico y condiciones operativas del BESS. La selección final debe verificarse con la ficha técnica del fabricante, la configuración de red disponible y los requisitos aplicables de protección, calibre de conductores y caída de tensión.

4.14. Estrategia de gestión energética (EMS)

La estrategia de gestión energética o energy management system (EMS) se plantea como una lógica de decisión encargada de coordinar los flujos de energía entre la generación fotovoltaica, el BESS, la red pública, las cargas residenciales y la recarga del vehículo eléctrico. Su propósito es mejorar el aprovechamiento local de la energía solar, reducir la dependencia instantánea de la red y garantizar que los componentes del sistema operen dentro de sus límites técnicos.

En cada intervalo de operación, la EMS evalúa la disponibilidad de generación fotovoltaica, la demanda residencial, el estado de carga del BESS, la energía requerida por el vehículo eléctrico y las condiciones de intercambio con la red. A partir de esta información, define la asignación de energía entre autoconsumo directo, carga o descarga del almacenamiento, compra de energía a la red, eventual venta de excedentes y recorte fotovoltaico cuando la energía generada no puede ser aprovechada localmente ni exportada.

La demanda residencial se considera una carga no gestionable, por lo que debe ser atendida de forma prioritaria. En cambio, la recarga del vehículo eléctrico se modela como una carga gestionable, debido a que puede programarse dentro de ventanas horarias definidas y ajustarse según la disponibilidad energética del sistema. Esta condición permite evaluar el efecto del horario

de recarga sobre el autoconsumo fotovoltaico, la autosuficiencia diaria, la compra de energía a la red y el cumplimiento del estado de carga requerido del VE.

El BESS se incorpora como un recurso gestionable sujeto a restricciones de capacidad, potencia, eficiencia y estado de carga. Su operación permite almacenar excedentes fotovoltaicos, apoyar la demanda residencial y contribuir a la recarga del vehículo eléctrico cuando la EMS lo permita. Adicionalmente, se considera una reserva operativa asociada específicamente al apoyo del VE, de modo que la descarga del BESS hacia la recarga del vehículo queda condicionada a conservar un nivel mínimo de energía disponible. Esta reserva no impide que el almacenamiento atienda la demanda residencial mientras respete el SOC mínimo global del sistema.

La interacción con la red pública se modela mediante variables de compra y, en los escenarios donde se permite, venta de excedentes. Cuando la generación fotovoltaica supera la demanda local y la capacidad de absorción del BESS, la energía sobrante puede ser exportada a la red si el escenario lo habilita; en caso contrario, se registra como recorte fotovoltaico o curtailment. De esta forma, la EMS permite comparar escenarios con y sin venta de excedentes, manteniendo coherencia con las condiciones técnicas y regulatorias de una arquitectura on-grid.

En este trabajo, la EMS se implementa en MATLAB mediante un modelo de optimización lineal con horizonte de 24 horas y paso temporal de 10 minutos. La función objetivo empleada corresponde a un costo operativo equivalente, que considera la compra de energía a la red, el ingreso por venta de excedentes cuando aplica y penalizaciones internas asociadas al recorte fotovoltaico y al uso del BESS. Estas penalizaciones no representan pagos reales del usuario, sino criterios de optimización utilizados para orientar la operación hacia un mayor aprovechamiento de la generación fotovoltaica y un uso controlado del almacenamiento.

Bajo este enfoque, la EMS permite validar la arquitectura propuesta en diferentes escenarios de demanda residencial, recarga del vehículo eléctrico, capacidad fotovoltaica e intercambio con la red. Los resultados obtenidos permiten analizar indicadores como energía comprada, energía vendida, recorte fotovoltaico, autoconsumo fotovoltaico ampliado, autosuficiencia diaria, comportamiento del SOC del BESS y cumplimiento del SOC mínimo requerido del vehículo eléctrico.

5. Simulación de escenarios, validación numérica y optimización

En este capítulo se presenta la simulación del sistema energético propuesto, la validación numérica del modelo implementado y la evaluación del desempeño de la arquitectura bajo 16 escenarios de operación cuyo resumen se encuentra en el Apéndice I. El análisis se fundamenta en un modelo matemático que integra la generación fotovoltaica, el sistema de almacenamiento en baterías, la demanda residencial, la recarga del vehículo eléctrico y la interacción con la red pública, dentro de una arquitectura on-grid de baja tensión. Las ecuaciones que describen el comportamiento de cada subsistema fueron seleccionadas a partir de una revisión bibliográfica y de documentación técnica reconocida, priorizando trabajos publicados en IEEE y la herramienta PVWatts del NREL. En el cuerpo principal del capítulo se presenta la formulación mínima del modelo energético utilizado para la simulación, incluyendo la función objetivo, el balance energético, las variables de decisión y las principales restricciones operativas. La formulación ampliada, junto con la descripción detallada de parámetros, restricciones específicas y correspondencia con el código de MATLAB, se presenta en el Apéndice J.

Con base en esta formulación, se desarrolló un modelo computacional unificado en MATLAB que se puede encontrar en el Apéndice K, orientado a simular el funcionamiento integrado del sistema en un horizonte temporal de 24 horas, discretizado en intervalos de 10 minutos. La gestión energética optimizada se implementa mediante la función *linprog* de MATLAB, y su validez numérica se verifica mediante el cierre del balance energético en cada intervalo de tiempo y la comprobación del cumplimiento de los límites operativos del BESS y del VE. En todos los escenarios evaluados, el residual máximo del balance energético no supera el orden de magnitud de 10^{-16} kWh/intervalo, confirmando la consistencia numérica del modelo.

5.1. Formulación mínima del modelo energético de simulación

El modelo energético de simulación se formuló como un problema de optimización lineal aplicado a un horizonte diario de 24 horas, discretizado en intervalos de 10 minutos. En cada intervalo t , el modelo decide la energía comprada a la red, la energía vendida, el recorte fotovoltaico, la carga y descarga del BESS y la recarga del vehículo eléctrico. Las variables principales del modelo son $E_{buy}(t)$, $E_{sell}(t)$, $E_{curt}(t)$, $E_{ch}(t)$, $E_{dis}(t)$, $E_{EV}(t)$, $SOC_B(t)$ y $SOC_{EV}(t)$.

La función objetivo minimiza un costo operativo equivalente, compuesto por el intercambio económico con la red y penalizaciones internas asociadas al recorte fotovoltaico y al uso del BESS:

$$\min J = \sum_t [C_{buy}(t)E_{buy}(t) - C_{sell}(t)E_{sell}(t) + \lambda_{curt}E_{curt}(t) + \varepsilon_{thr}(E_{ch}(t) + E_{dis}(t))]$$

El balance energético en el punto común de acoplamiento se define como:

$$E_{PV}(t) - E_{curt}(t) + E_{buy}(t) - E_{sell}(t) + E_{dis}(t) - E_{ch}(t) - E_L(t) - E_{EV}(t) = 0$$

El BESS se mantiene dentro de sus límites operativos de estado de carga y potencia:

$$SOC_{B,min} \leq SOC_B(t) \leq SOC_{B,max}$$

$$0 \leq E_{ch}(t) \leq P_{B,ch,max}\Delta t, 0 \leq E_{dis}(t) \leq P_{B,dis,max}\Delta t$$

La recarga del vehículo eléctrico se restringe por la disponibilidad temporal del vehículo, la potencia máxima del cargador y el cumplimiento del SOC requerido antes de la salida:

$$0 \leq E_{EV}(t) \leq a(t)P_{EV,max}\Delta t$$

$$SOC_{EV}(t_{dep}) \geq SOC_{EV,req}$$

La compra, venta y recorte fotovoltaico se limitan mediante:

$$0 \leq E_{buy}(t) \leq P_{buy,max}\Delta t$$

$$0 \leq E_{sell}(t) \leq P_{sell,max}\Delta t$$

$$0 \leq E_{curt}(t) \leq E_{PV}(t)$$

En los escenarios sin venta de excedentes, la variable $E_{sell}(t)$ se fija en cero. Adicionalmente, la reserva operativa del BESS se aplica específicamente al apoyo de la recarga del vehículo eléctrico, no como una restricción absoluta sobre toda la operación del almacenamiento. Por tanto, el BESS puede atender la demanda residencial mientras respete el SOC mínimo global, pero su aporte hacia el VE queda condicionado por la reserva definida. La formulación detallada, incluyendo la segmentación de carga y descarga del BESS y los valores numéricos de los parámetros implementados en MATLAB, se presenta en el Apéndice J

5.2. Definición y organización de los escenarios de validación

Para efectos comparativos, los escenarios de simulación consideran distintas capacidades fotovoltaicas, las cuales no necesariamente coinciden con la configuración de referencia adoptada en el diseño preliminar.

La batería de escenarios se construyó de forma progresiva, partiendo de una condición de referencia sin demanda efectiva del vehículo eléctrico y avanzando hacia casos con mayor exigencia energética, cambios en la ventana de recarga, variaciones en la capacidad fotovoltaica, habilitación de exportación a red y cambios en el usuario representativo. La secuencia de escenarios presentada en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Permitió evaluar condiciones favorables, intermedias y críticas, así como identificar el efecto de diferentes decisiones operativas sobre el desempeño del sistema.

Tabla 9.

Escenarios de simulación y validación de la arquitectura propuesta.

Esc.	Condición evaluada	Cambio dominante	Propósito de validación
E0	Referencia sin demanda efectiva del VE	VE modelado sin requerimiento diario de movilidad	Establecer la línea base energética del sistema (UR-P75)
E1	Recarga del VE con ventana de disponibilidad total	Activación del VE con ventana diaria completa (dist.=0 Km)	Verificar integración inicial del VE como carga gestionable

E2	Recarga del VE en ventana restringida desfavorable	Recarga fuera del periodo solar, dist. 26,87 Km, VE Tipo 3	Medir efecto de la pérdida de flexibilidad temporal
E3	Recarga del VE en ventana solar favorable	Desplazamiento de la carga del VE a horas pico de sol, dist. 26,87 Km	Comparar efecto de sincronizar recarga con generación FV
E4	Alta exigencia de movilidad en horario desfavorable	Incremento de la distancia diaria a 53,748 Km, VE Tipo 3	Evaluar desempeño bajo los escenarios evaluados ante mayor demanda de movilidad
E5	Sensibilidad ante menor capacidad FV instalada	Reducción de la potencia pico del generador FV	Analizar dependencia de la red bajo menor disponibilidad FV
E6	Escenario crítico con menor eficiencia del VE	Aumento del consumo específico del VE (Tipo 4, 0,194 kWh/Km)	Identificar condición de mayor exigencia energética evaluada del sistema bajo condición severa
E7	Refuerzo FV sin exportación a red	Incremento de la capacidad FV sin habilitar venta	Determinar si más FV mejora desempeño sin sumidero de red
E8	Refuerzo FV con recarga solar del VE	Cambio de ventana de carga del VE en caso reforzado	Verificar si coordinación temporal resuelve desacople de E7

E9	Recarga monofásica del VE en ventana solar	Reducción de potencia del cargador a 1,92 kW (monofásico)	Valorar configuración más realista para vivienda rural monofásica
E10	Exportación a red con condición crítica	Habilitación de venta de energía a la red (VE Tipo 4)	Examinar efecto de exportación con excedentes diurnos y déficit nocturno
E11	Exportación a red con exigencia moderada del VE	Reducción de la demanda diaria de movilidad a 26,87 Km	Comprobar recuperación del margen operativo del sistema
E12	Exportación a red con usuario representativo P90	Aumento del consumo doméstico residencial a P90 (259,6 kWh/mes)	Analizar cómo usuario más exigente modifica autoconsumo y exportación
E13	Usuario P90 con cargador monofásico y carga diurna	Combinación de alto consumo residencial y recarga 1,92 kW	Evaluar condición operativa cercana a implementación rural realista
E14	Usuario P90 con FV reforzada y recarga nocturna	Aumento de potencia FV y mantenimiento de carga en franja desfavorable	Contrastar efecto de reforzar generación sin corregir desacople horario
E15	Usuario P90 con FV reforzada y recarga solar monofásica	Desplazamiento de recarga a ventana favorable (1,92 kW)	Cerrar validación con mayor coordinación entre demanda, FV y red

5.3. Criterios de comparación y estrategia de lectura

La comparación entre escenarios se realizó a partir de indicadores energéticos, económicos y operativos: energía comprada y vendida a la red, *curtailment*, autoconsumo fotovoltaico ampliado, autosuficiencia operacional, costo operativo equivalente y evolución del estado de carga del BESS y del vehículo eléctrico. La lectura de resultados se desarrolla en dos niveles: una comparación global mediante tablas y una revisión temporal de escenarios clave para mostrar el comportamiento interno del sistema. Bajo este criterio, el capítulo prioriza la discusión de un escenario favorable, un escenario crítico, una comparación directa entre ventanas de recarga desfavorables y favorables, y una figura resumen con indicadores globales.

En las tablas y figuras de resultados, la condición “antes” corresponde a la política base de despacho, mientras que la condición “después” corresponde a la política optimizada EMS. Las variables de compra representan energía importada desde la red hacia la vivienda; las variables de venta representan energía exportada desde el sistema hacia la red; el recorte fotovoltaico corresponde a energía FV no aprovechada, y los flujos del BESS distinguen entre carga, descarga hacia la vivienda y apoyo condicionado a la recarga del VE. Cuando las figuras se presentan en potencia, las unidades corresponden a kW; cuando los resultados se reportan como energía diaria, las unidades corresponden a kWh/día.

5.4. Resultados comparativos globales

La Tabla 10 presenta una síntesis consolidada de los resultados obtenidos para los escenarios E0 a E15 bajo la política optimizada EMS. Se incluyen los principales indicadores energéticos, económicos y operativos utilizados para la comparación: energía comprada y vendida a la red, recorte fotovoltaico, autoconsumo fotovoltaico ampliado, autosuficiencia operacional,

costo operativo equivalente y variación neta del estado de carga del BESS. Esta última variable permite identificar si el desempeño del escenario depende parcialmente de energía almacenada antes del inicio de la simulación

El valor de Δ SOC BESS se calculó como la diferencia entre el SOC final y el SOC inicial del BESS. Un valor negativo indica que parte del desempeño energético del escenario fue soportado por energía almacenada antes del inicio de la simulación. Por esta razón, los escenarios con SOC final menor que el inicial deben interpretarse como resultados válidos dentro del horizonte diario simulado, pero no necesariamente como una operación diaria cíclica sostenible sin una condición adicional de recuperación del SOC.

Tabla 10.

Indicadores operativos del BESS y del VE en los escenarios simulados

Esc.	Compra red (kWh/día)	Venta red (kWh/día)	Recorte FV (kWh/día)	Autoconsumo FV amp. (%)	Autosuf. op. (%)	Costo op. equiv. (COP/día)	SOC BESS inicial (kWh)	SOC BESS final (kWh)	Δ SO C BESS (kWh)
E0	0	0	0,505	92,55	100	189,27	6	7,57	1,57
E1	0	0	0	100	100	105,41	6	6,07	0,07
E2	0	0	0,505	92,55	100	232,75	6	5,28	-0,72
E3	0	0	0	100	100	105,41	6	6,07	0,07
E4	0,841	0	0,505	92,55	90,2	971,57	6	3,97	-2,03
E5	1,419	0	0	100	83,47	1.383,49	6	3,97	-2,03
E6	7,941	0	0	100	47,42	6.903,95	6	3,97	-2,03
E7	7,333	0	3,864	61,96	51,44	6.801,82	6	3,97	-2,03
E8	3,207	0	0	100	78,76	2.876,92	6	3,97	-2,03
E9	3,04	0	0	100	79,87	2.640,97	6	3,97	-2,03

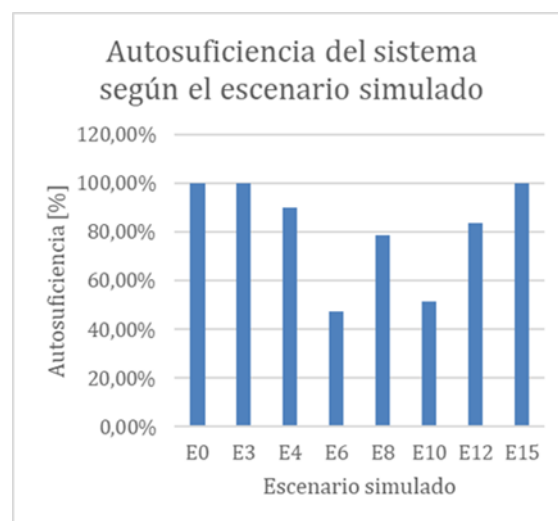
E1 0	7,333	4,051	0	60,13	51,44	5.196,45	6	3,97	-2,0 3
E1 1	2,116	4,051	0	60,13	78,6	780,08	6	3,97	-2,0 3
E1 2	2,327	0	0	100	83,73	2.101,44	6	3,95	-2,0 6
E1 3	2,23	0	0	100	84,41	1.963,69	6	3,95	-2,0 6
E1 4	4,029	4,907	0	63,77	71,83	2.171,26	6	3,95	-2,0 6
E1 5	0	0,998	0	92,63	100	-133,84	6	3,95	-2,0 6

Nota. Basado en los escenarios simulados que se encuentran en el Apéndice I.

De manera complementaria, Figura 7 resume el comportamiento de los escenarios principales mediante el indicador global de la autosuficiencia operacional. Esta representación permite identificar rápidamente las condiciones más favorables y críticas dentro de la batería de validación.

Figura 7.

Autosuficiencia operacional del sistema según el escenario simulado



Nota. Basado en los escenarios simulados que se encuentran en el Apéndice I.

5.5. Análisis comparativo de resultados

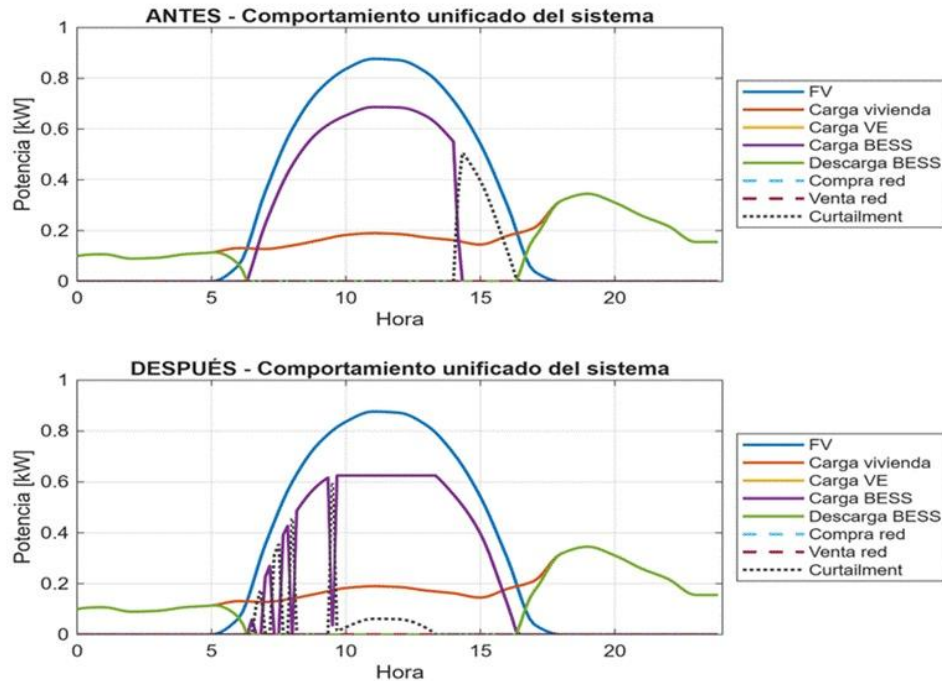
5.5.1. Escenario de referencia (E0) — Línea base energética

El escenario E0 opera con el usuario representativo UR-P75, con un consumo diario de 4,233 kWh, sin demanda efectiva del vehículo eléctrico. Bajo la política optimizada, el sistema alcanza una autosuficiencia operacional del 100 %, sin compra de energía desde la red ni venta de excedentes. El recorte fotovoltaico residual es de 0,505 kWh/día, equivalente al 7,5 % de la generación fotovoltaica, mientras que el autoconsumo fotovoltaico ampliado alcanza el 92,55 %. El costo operativo equivalente es de 189,27 COP/día; este valor no corresponde únicamente a la penalización por recorte fotovoltaico, sino también a la penalización por throughput del BESS incorporada en la función objetivo. Adicionalmente, el SOC del BESS aumenta de 6,00 kWh a 7,57 kWh durante el horizonte simulado, por lo que E0 debe interpretarse como una línea base energética de un día específico y no como una operación diaria cíclica en estado estacionario. En la Figura 8, se muestra una representación unificada de las potencias del sistema.

Figura 8.

Escenario E0 — Perfil de generación FV (1,24 kWp), demanda residencial y flujos de

intercambio con la red bajo política optimizada EMS. Variables en kW; compra: red → sistema; venta: sistema → red. Línea base sin demanda de VE.



Nota. Simulación realizada en MATLAB.

5.5.2. Efecto de la ventana de recarga del VE — Comparación E2 vs. E3

La comparación entre E2 y E3 representa el efecto más claro y consistente identificado en la batería de escenarios: el impacto de la ventana horaria de recarga del VE sobre el desempeño global del sistema. Ambos escenarios comparten el mismo usuario representativo (UR-P75), la misma distancia diaria (26,874 km) y el mismo tipo de VE (Tipo 3, 0,145 kWh/km), diferenciándose únicamente en la franja horaria de recarga.

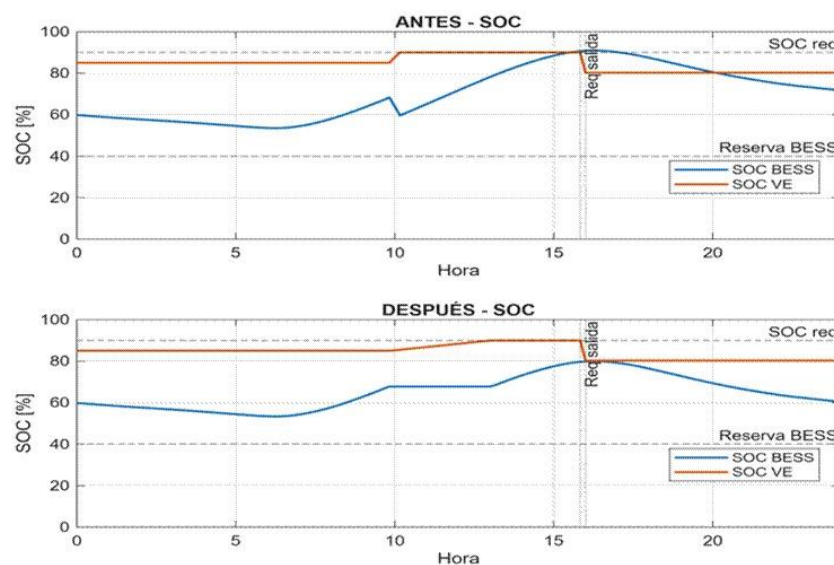
En E2, la recarga se programa en una franja desfavorable (fuera del periodo solar), lo que obliga al sistema a utilizar energía almacenada en el BESS para atender la demanda del VE durante horas de baja o nula generación FV. A pesar de ello, la política optimizada logra eliminar

completamente la compra de red (0,000 kWh/día frente a 1,448 kWh antes de la optimización), alcanzando autosuficiencia del 100 % con un costo operativo equivalente 232,75 COP/día. El *curtailment* residual de 0,505 kWh se mantiene presente porque la demanda del VE se concentra fuera del periodo de mayor generación solar.

En E3, la recarga del VE se desplaza hacia una ventana de alta coincidencia con la generación fotovoltaica como se observa en la Figura 9. Esto permite que la energía solar cubra directamente tanto la demanda residencial como la recarga del VE, minimizando la necesidad de almacenar y descargar el BESS. La política optimizada elimina el *curtailment* (0,000 kWh) y la compra de red, con un costo operativo equivalente operación de 105,41 COP/día —el valor más bajo de todos los escenarios sin exportación a red—. La autosuficiencia alcanza el 100 % y el autoconsumo fotovoltaico ampliado sube al 100 %.

Figura 9.

Evolución del SOC del BESS y del vehículo eléctrico (%) – Escenario E3, recarga solar favorable bajo política optimizada EMS.



Nota. Simulación realizada en MATLAB.

La diferencia entre E2 y E3 —127 COP/día y un *curtailment* de 0,505 kWh— parece pequeña en términos absolutos para un único día, pero se vuelve significativa en el horizonte anual (≈ 46.355 COP/año y ≈ 184 kWh/año de energía desperdiciada). Este resultado confirma que la sincronización de la ventana de recarga con el período de mayor disponibilidad solar es la intervención de mayor impacto sobre la eficiencia del sistema, incluso cuando la distancia y el tipo de VE se mantienen constantes.

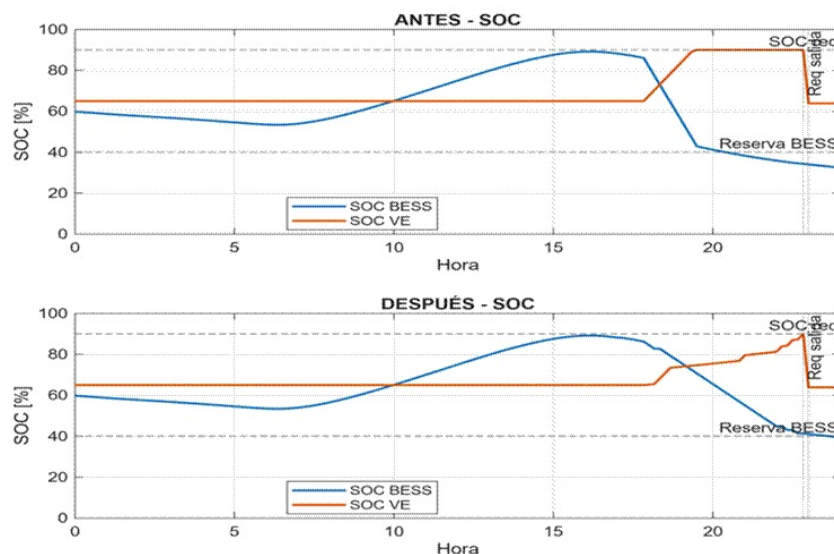
5.5.3. Escenario crítico (E6) — Condición de mayor exigencia energética evaluada

El escenario E6 representa la condición más exigente dentro de los escenarios sin exportación a red y sin ampliación de capacidad FV. Se combina el usuario UR-P75 con un VE de Tipo 4 (0,194 kWh/km) y una distancia de 53,748 km (doble del recorrido típico), lo que genera una demanda diaria de VE de 10,43 kWh, casi el doble de la energía generada por el sistema FV en un día típico (≈ 11 kWh brutos). Bajo estas condiciones, la política optimizada no puede evitar una compra de red de 7,941 kWh/día, con una autosuficiencia del 47,42 % y un costo operativo equivalente 6.903,95 COP/día.

A pesar de estas condiciones extremas, la arquitectura mantiene factibilidad operativa: el BESS cumple el respaldo de cargas críticas, el SOC del BESS no desciende por debajo del 20 % (SOC mínimo: 3,973 kWh, equivalente al 39,7 % de la capacidad) y el VE alcanza el SOC requerido antes de la salida (SOC VE post-viaje: 25,557 kWh, por encima del 20 % mínimo) mostrado en la Figura 10. Este comportamiento confirma que el dimensionamiento adoptado permite verificar la factibilidad operativa del sistema bajo las restricciones energéticas definidas en el modelo, incluso en la condición de mayor exigencia evaluada.

Figura 10.

Evolución del estado de carga energético del BESS y del vehículo eléctrico (kWh) – Escenario E6, condición de mayor exigencia energética bajo política optimizada EMS.



Nota. Simulación realizada en MATLAB.

5.5.4. Efecto de la capacidad fotovoltaica y de la exportación de excedentes — E7, E8, E10, E14, E15

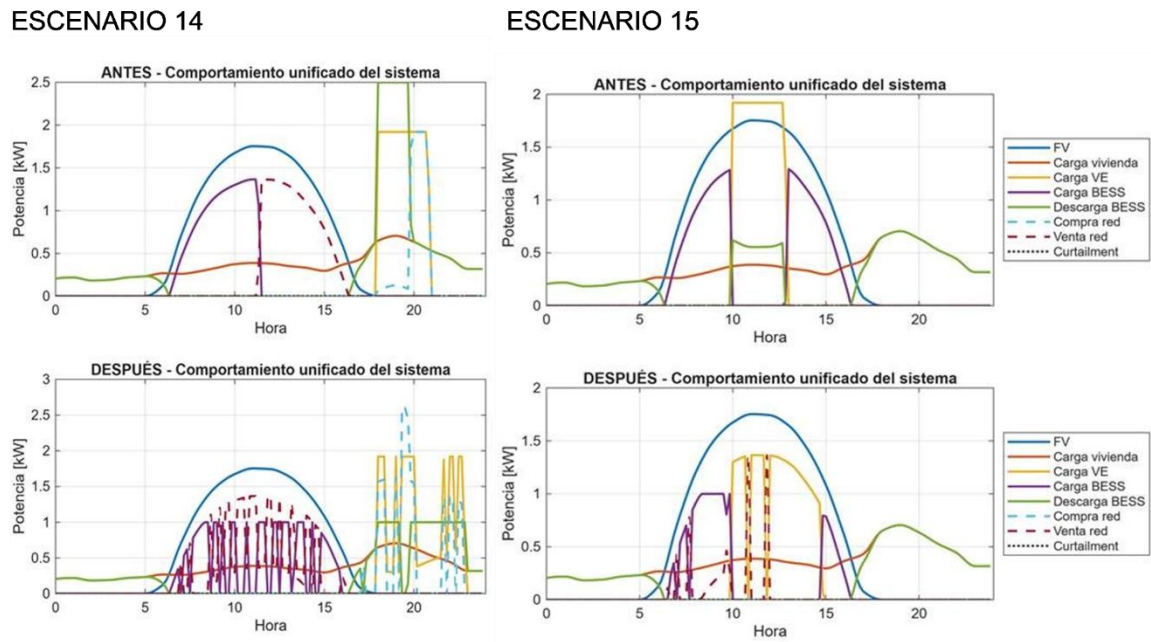
Los escenarios E7 y E8 evalúan el efecto de reforzar la capacidad fotovoltaica sin habilitar la exportación a la red, manteniendo la condición de alta exigencia del VE (Tipo 4, 53,748 km). En E7, la recarga del VE se mantiene en franja desfavorable: a pesar de disponer de mayor generación FV, el sistema genera un *curtailment* de 3,864 kWh/día durante las horas de alta irradiación —porque las cargas locales y el BESS no pueden absorber toda la energía disponible— mientras sigue requiriendo 7,333 kWh/día de red durante la noche para la recarga. Este resultado ilustra la trampa del desacople horario: más capacidad FV no permite verificar menor compra de red si la recarga del VE se concentra fuera del período solar.

En E8, el simple desplazamiento de la ventana de recarga hacia el período solar reduce la compra de red de 7,333 kWh a 3,207 kWh (reducción del 56 %) y elimina el *curtailment*, mejorando la autosuficiencia de 51,44 % a 78,76 %. La comparación E7–E8 confirma que la gestión de la ventana de recarga tiene mayor impacto que el aumento de capacidad FV cuando no se habilita la exportación.

Los escenarios E14 y E15 repiten este análisis para el usuario UR-P90 (mayor consumo residencial), con FV reforzada y exportación habilitada, su comparación se encuentra en la Figura 11. En E14, con recarga nocturna, la política optimizada incrementa la compra de red en 1,735 kWh respecto de la política base, y eleva el costo a 2.171,26 COP/día —paradójicamente por encima del escenario base— porque la EMS prioriza cargar el BESS con excedentes FV diurnos en lugar de exportar, almacenando energía que después no puede usarse eficientemente. En E15, el desplazamiento de la recarga del VE a una franja con mayor disponibilidad solar permite alcanzar una autosuficiencia operacional del 100 %, compra de red nula y un costo operativo equivalente de –133,84 COP/día, asociado a la exportación de 0,998 kWh de excedentes. Este escenario representa el mejor desempeño dentro del horizonte diario simulado; sin embargo, debe interpretarse con cautela, ya que el SOC final del BESS es de 3,95 kWh, menor que el SOC inicial de 6,00 kWh. Por tanto, E15 no necesariamente representa una operación diaria sostenible en ciclos repetidos sin una estrategia adicional de recuperación del SOC del almacenamiento.

Figura 11.

Comparación del comportamiento energético entre los escenarios E14 y E15 bajo política optimizada EMS. Variables en kW; compra: red → sistema; venta: sistema → red.



Nota. Simulación realizada en MATLAB.

5.5.5. Escenarios con usuario representativo P90 — E12 y E13

Los escenarios E12 y E13 evalúan el efecto de un mayor consumo doméstico residencial (UR-P90: 8,653 kWh/día) sobre el sistema. En E12, con cargador de 7,00 kW y exportación habilitada, la generación fotovoltaica es absorbida íntegramente por la demanda local (autoconsumo FV 100 %) sin que se registren ventas de energía, lo que indica que el mayor consumo doméstico elimina los excedentes que en escenarios previos se exportaban. La autosuficiencia alcanza el 83,73 % con una compra de red de solo 2,327 kWh/día y un costo de 2.101,44 COP/día. En E13, la reducción de la potencia del cargador a 1,92 kW (monofásico) prolonga la ventana de recarga, lo que permite una mejor distribución temporal de la carga del VE:

la compra de red es prácticamente igual (2,230 kWh/día) pero el costo baja a 1.963,69 COP/día, confirmando que la reducción de potencia del cargador no penaliza el desempeño cuando la ventana de recarga es suficientemente amplia.

5.6. Efecto de la política optimizada EMS sobre cada escenario

En todos los escenarios evaluados, la política optimizada EMS produce resultados iguales o mejores que la política base en términos de costo operativo equivalente operación. Las mayores reducciones de costo se observan en E1 (-1.224,22 COP/día), E4 (-1.716,13 COP/día) y E8 (-1.865,19 COP/día), escenarios donde la demanda del VE es moderada y la ventana de recarga permite al EMS optimizar la carga del BESS con excedentes fotovoltaicos. En los escenarios de alta exigencia (E6, E7, E10) donde la demanda supera significativamente la capacidad local de generación, la EMS optimizada puede incluso incrementar marginalmente la compra de red (hasta 0,678 kWh/día en E6) porque prioriza el cumplimiento del SOC mínimo del VE antes de la salida, penalización que el modelo valoriza más que la reducción del costo energético. Este comportamiento es consistente con la calibración de la función objetivo y con las restricciones de restricciones operativas definidas impuestas al BESS y al VE.

6. Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

El objetivo general del proyecto se cumplió satisfactoriamente, ya que se diseñó una arquitectura de red eléctrica on-grid para viviendas rurales que integra generación solar fotovoltaica, almacenamiento en baterías, conexión a la red pública y recarga de vehículo eléctrico

utilitario, sustentada en información levantada en campo, criterios técnicos de dimensionamiento y lineamientos normativos aplicables al contexto colombiano. De esta manera, el trabajo no se limitó a una propuesta conceptual, sino que desarrolló una solución técnicamente fundamentada y evaluada mediante simulación numérica.

La caracterización energética realizada en las viviendas rurales del caso de estudio permitió comprobar que la demanda no puede representarse adecuadamente mediante un único usuario promedio, debido a la variabilidad observada en los consumos mensuales y en las condiciones de uso. En este sentido, la definición de usuarios representativos del caso de estudio por percentiles constituyó una decisión metodológica pertinente, ya que permitió construir perfiles de demanda más realistas y evaluar el desempeño de la arquitectura frente a distintos niveles de exigencia energética.

El principal hallazgo técnico del estudio fue que la variable de mayor incidencia sobre el desempeño energético del sistema no fue únicamente la potencia fotovoltaica instalada, sino la coincidencia temporal entre la recarga del vehículo eléctrico y la disponibilidad del recurso solar. Los escenarios comparativos evidenciaron que, cuando la recarga se desplaza hacia horas de mayor generación fotovoltaica, se reduce el desperdicio de energía, mejora el autoconsumo y disminuye el costo operativo equivalente. Por tanto, la programación horaria de la carga del vehículo eléctrico se confirma como una variable crítica de diseño y operación dentro de este tipo de arquitecturas.

El sistema de almacenamiento en baterías, junto con la estrategia de gestión energética implementada, demostró ser un elemento clave de flexibilidad operativa dentro de la arquitectura

propuesta. Su integración permitió absorber excedentes fotovoltaicos, desplazar energía hacia periodos de mayor demanda y coordinar la interacción entre generación, consumo residencial, recarga del vehículo eléctrico y red pública, manteniendo el cumplimiento de las restricciones operativas definidas en el modelo asociadas al estado de carga del BESS y del VE. No obstante, también se evidenció que el almacenamiento no reemplaza por sí solo la función de respaldo de la red en escenarios de alta exigencia energética.

La validación numérica permitió identificar tanto escenarios favorables de operación como condiciones límite del sistema. En escenarios con demanda moderada y recarga bien coordinada, la arquitectura alcanzó altos niveles de autosuficiencia diaria y un comportamiento operativo estable, considerando las condiciones iniciales de estado de carga del BESS definidas para el día simulado. Sin embargo, esta autosuficiencia corresponde al balance energético de un día específico y no implica necesariamente una operación cíclica sostenible en días consecutivos. En escenarios críticos con mayor demanda del vehículo eléctrico o menor coincidencia entre generación y consumo, se incrementó de forma importante la dependencia de la red pública. Esto demuestra que la arquitectura propuesta es técnicamente viable y robusta, aunque su desempeño energético y económico está condicionado por la severidad de la demanda, el patrón de uso del vehículo eléctrico y el estado inicial del almacenamiento.

Como aporte al campo de la ingeniería eléctrica, el trabajo propone una metodología replicable para el diseño de soluciones energéticas rurales con integración de movilidad eléctrica, basada en datos reales del territorio, modelado energético, evaluación de escenarios y criterios normativos. Sin embargo, los resultados deben interpretarse dentro del alcance del caso de estudio,

debido al tamaño de la muestra, al carácter no probabilístico del muestreo y a que la validación se desarrolló mediante simulación numérica y no a través de una implementación física del sistema. Aun con estas restricciones, el estudio constituye una base técnica sólida para futuras etapas de profundización y aplicación.

6.2. Recomendaciones

Se recomienda que, en aplicaciones futuras de la arquitectura propuesta, la recarga del vehículo eléctrico se programe preferentemente en franjas de alta disponibilidad solar, ya que el estudio mostró que esta condición mejora el autoconsumo, reduce el curtailment y disminuye el costo operativo equivalente operación.

Para trabajos posteriores, se recomienda profundizar en la estrategia de gestión energética incorporando variables adicionales como pronóstico solar, variación de la demanda y esquemas tarifarios, con el fin de aproximar el modelo a condiciones más reales de operación y mejorar la toma de decisiones del sistema.

Se recomienda desarrollar una fase de validación experimental mediante un montaje piloto o prototipo funcional, que permita contrastar los resultados obtenidos en simulación con mediciones reales de tensiones, corrientes, comportamiento del almacenamiento y desempeño del cargador del vehículo eléctrico.

Referencias Bibliográficas

- Aznavi, S., Fajri, P., Asrari, A., & Harirchi, F. (2020). Realistic and intelligent management of connected storage devices in future smart homes considering energy price tag. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 56(2), 1679–1689. <https://doi.org/10.1109/TIA.2019.2956718>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021, 7 de octubre). *Resolución CREG 174 de 2021. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.*
- Congreso de Colombia. (2014, 13 de mayo). *Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.*
- Congreso de Colombia. (2019, 11 de julio). *Ley 1964 de 2019. Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones.*
- Congreso de Colombia. (2021, 10 de julio). *Ley 2099 de 2021. Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones.*
- Dobos, A. P. (2014). *PVWatts version 5 manual* (NREL/TP-6A20-62641). National Renewable Energy Laboratory. <https://doi.org/10.2172/1158421>
- Electrificadora de Santander S. A. E. S. P. (2022). *Conexión de autogeneradores y generadores distribuidos a sistemas de distribución de energía (NTE-01).*
- Electrificadora de Santander S. A. E. S. P. (2024). *Instalación de sistemas de carga de vehículos eléctricos (NTE-02).*

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2020). *NTC 2050: Código Eléctrico Colombiano*.

Keith, J. M. F., Mirletz, B., Prilliman, M., Blair, N., Guittet, D., Janzou, S., & Gilman, P. (2022). *FY19-FY21 final technical report: Foundational open source solar system modeling through improvement and validation of the System Advisor Model and PVWatts* (NREL/TP-7A40-82478). National Renewable Energy Laboratory.

Knežević, G., Mišljenović, N., Radić, N., & Brandis, A. (2022). The optimal use of stationary battery storage in a prosumer power system. En *2022 7th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech)* (pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.23919/SpliTech55088.2022.9854292>

Lombana Ochoa, J. E. (2023). *Diseño eléctrico de una estación de carga para vehículos eléctricos con generación fotovoltaica on-grid en la UPTC sede Duitama* [Trabajo de pregrado, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia].

Ministerio de Minas y Energía. (2024, 2 de abril). *Resolución 40117 de 2024. Por la cual se modifica el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)*.

Mišljenović, N., Knežević, G., Žnidarec, M., & Topić, D. (2022). Optimal utilization of stationary battery storage and electric vehicle in a prosumer power system. En *2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM)* (pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/EEM54602.2022.9921166>

National Renewable Energy Laboratory. (s. f.). *PVWatts API*.

Serrano Barroso, K. E., & De La Ossa Medina, Z. A. (2025). *Diseño de una estación de recarga para vehículos eléctricos para el campus principal de la Universidad Industrial de Santander soportada con energía fotovoltaica* [Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander].

Unidad de Planeación Minero Energética. (2015, 5 de junio). *Resolución 281 de 2015. Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala.*

Unidad de Planeación Minero Energética. (2024). *Plan Energético Nacional 2024–2054. Tomo I.*