

Diseño de un punto piloto de recarga de vehículos eléctricos con integración fotovoltaica ON-
GRID en la ciudad de Tunja

César Augusto Rodríguez Ferreira

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero Electricista

Director

Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga, PhD, MSc

Doctor en Tecnología

Magíster en Informática Industrial y Automática

Codirector

Carlos Julio Moreno Lemus, Esp

Especialista en Finanzas

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones E3T

Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

Este proyecto de grado se lo dedico a mis padres, Samuel y María Eugenia, quienes han sido el motivo de que todo esto se haya hecho realidad, quienes confiaron siempre en mí, me apoyaron siempre de forma incondicional, quienes siempre han estado conmigo en todo el proceso de mi vida.

Agradecimientos

Agradezco a mi familia, mis padres y hermanas por apoyarme en todo mi proceso, a la Universidad Industrial de Santander por darme la oportunidad de acceder a la educación superior, a mis amigos que siempre me han subido el ánimo con alguna sonrisa, a la vida por darme tantas oportunidades y permitirme poder cumplir mis sueños, a todos los que me enseñaron y aportaron para ser quien soy, mis más sinceros agradecimientos.

Tabla de Contenido

Introducción	11
1 Objetivos	13
1.1 Objetivo General	13
1.2 Objetivos Específicos.....	13
2 Caracterización y análisis de la necesidad.	14
2.1 Análisis de demanda y requerimiento energético del punto piloto.....	16
2.1.1 Análisis de demanda de vehículos eléctricos en Tunja.....	16
2.1.2 Análisis de requerimiento energético de vehículos eléctricos	23
2.1.3 Análisis de demanda de motocicletas eléctricas en Tunja	24
2.1.4 Análisis de requerimiento energético de motocicletas eléctricas	28
2.2 Análisis de resultados	29
3 Características del sitio de instalación y conexión a la red eléctrica	30
3.1 Características del sitio de instalación del punto piloto.....	30
3.2 Características de la conexión a la red eléctrica	32
4 Caracterización del diseño	35
4.1 Definición de los módulos de carga.....	36
4.2 Dimensionamiento	41
4.3 Diseño de la instalación	43
4.3.1 Selección de los equipos	44
4.3.1.1 Selección del transformador	44
4.3.1.2 Selección del medidor y CT.....	46
4.3.1.3 Selección del inversor.	46

4.3.1.4	Selección de módulos de recarga.....	48
4.3.1.5	Selección de conductores.....	52
4.3.1.6	Selección de protecciones.....	54
4.3.1.6.1	Selección de protecciones DC.....	54
4.3.1.6.2	Selección de protecciones AC.....	55
5	Presupuesto de inversión.....	57
5.1	Evaluación financiera.....	57
5.2	Valor actual neto y periodo de recuperación.....	58
6	Alternativas para la replicabilidad del punto piloto.....	58
7	Resultados y conclusiones.....	62
8	Recomendaciones.....	63
	Referencias Bibliográficas.....	65

Lista de Tablas

Tabla 1. <i>Ciudades con influencia en el punto piloto</i>	20
Tabla 2. <i>Datos técnicos de vehículos eléctricos más comercializados en Colombia</i>	23
Tabla 3. <i>Datos técnicos de motocicletas eléctricas más comercializadas en Colombia</i> ..	28
Tabla 4. <i>Tiempos de carga promedio de los vehículos eléctrico</i>	36
Tabla 5. <i>Inversores de potencia disponibles en stock</i>	46
Tabla 6. <i>Selección de dispositivos de protección de corriente directa</i>	55
Tabla 7. <i>Selección de dispositivos de protección de corriente alterna</i>	56

Lista de Figuras

Figura 1. <i>Distancia entre la estación de recarga Spínelis y Tunja</i>	14
Figura 2. <i>Conectores disponibles en la estación Spínelis</i>	15
Figura 3. <i>Registro de vehículos eléctricos matriculados en Colombia</i>	17
Figura 4. <i>Vehículos eléctricos que influyen en Tunja</i>	21
Figura 5. <i>Registro de motos eléctricas matriculados en Colombia</i>	25
Figura 6. <i>Motos eléctricas que influyen en Tunja</i>	26
Figura 7. <i>Fotografía del punto de ubicación del punto piloto</i>	31
Figura 8. <i>Imagen satelital del sitio de diseño de la estación</i>	32
Figura 9. <i>Diagrama unifilar de la subestación que alimenta al C.I.S.</i>	34
Figura 10. <i>Maniobra para inspección del punto de conexión</i>	35
Figura 11. <i>Tipos de conectores para vehículos eléctricos más usados</i>	39
Figura 12. <i>Fotografía del techo del laboratorio de medidores EBSA</i>	42
Figura 13. <i>Cargador para vehículos eléctricos seleccionado</i>	50
Figura 14. <i>Instalaciones del edificio de la zona sugamuxi de la EBSA</i>	61

Lista de Apéndices

“Los apéndices están adjuntos, y están disponibles en el Repositorio Institucional”

Apéndice A. Estudio de movilidad eléctrica

Apéndice B. Fichas técnicas de los vehículos eléctricos más comercializados en Colombia

Apéndice C. Fichas técnicas de las motos eléctricas más comercializadas en Colombia

Apéndice D. Fichas técnicas de transformadores seleccionados para la estación

Apéndice E. Fichas técnicas de módulos solares seleccionados para el sistema fotovoltaico

Apéndice F. Ficha técnica del inversor seleccionado para el sistema solar fotovoltaico

Apéndice G. Planos de detalle, planta y diagrama unifilar del sistema

Apéndice H. Plantilla de regulaciones

Apéndice I. Esquema de conexión de los módulos fotovoltaicos

Apéndice J. Fichas técnicas de los módulos de carga seleccionados para la estación

Apéndice K. Ficha técnica del medidor y CT seleccionados para la estación

Apéndice L. Fichas técnicas de las protecciones seleccionadas

Apéndice M. Modelo financiero

Resumen

Título: Diseño de un punto piloto de recarga de vehículos eléctricos con integración fotovoltaica ON-GRID en la ciudad de Tunja

Autor: César Augusto Rodríguez Ferreira.

Palabras clave: Movilidad sostenible, Vehículo eléctrico, Sistemas eléctricos, Descarbonización.

Descripción: El presente proyecto tiene como objetivo el diseño de un punto piloto de recarga para vehículos eléctricos en la ciudad de Tunja, el cual estará soportado por un sistema de autogeneración basado en energía solar fotovoltaica. Este diseño tiene como finalidad incentivar la movilidad eléctrica en la región, promover la sostenibilidad ambiental y aportar al desarrollo de infraestructura eléctrica orientada a la movilidad limpia.

El trabajo comprende el análisis de las tecnologías de recarga para vehículos y motocicletas eléctricas, así como la selección y dimensionamiento de los principales componentes del sistema fotovoltaico, incluyendo paneles solares, inversores y dispositivos de protección eléctrica. De igual manera, se aborda el diseño de la infraestructura de recarga, garantizando el cumplimiento de la normativa eléctrica vigente en Colombia, particularmente el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y la Norma Técnica Colombiana NTC 2050.

Adicionalmente, se evalúan aspectos técnicos relevantes como la conexión a la red de distribución de la Empresa de Energía de Boyacá (EBSA), la eficiencia energética del sistema y las condiciones de seguridad operativa, con el fin de asegurar la viabilidad y confiabilidad del proyecto.

Abstract

Title: Design of a pilot electric vehicle charging station with on-grid photovoltaic integration in the city of Tunja.

Author(s): César Augusto Rodríguez Ferreira

Key words: Sustainable mobility, Electric vehicle, Electrical systems, Decarbonization.

Description: This project aims to design a pilot electric vehicle charging station in the city of Tunja, supported by a self-generation system based on solar photovoltaic energy. The purpose of this design is to promote electric mobility in the region, encourage environmental sustainability, and contribute to the development of electrical infrastructure oriented toward clean transportation. The study includes the analysis of charging technologies for electric vehicles and motorcycles, as well as the selection and sizing of the main components of the photovoltaic system, including solar panels, inverters, and electrical protection devices. Likewise, it addresses the design of the charging infrastructure, ensuring compliance with the electrical regulations in force in Colombia, particularly the Technical Regulation of Electrical Installations (RETIE) and the Colombian Technical Standard NTC 2050.

Additionally, relevant technical aspects are evaluated, such as the connection to the distribution grid of the Empresa de Energía de Boyacá (EBSA), the system's energy efficiency, and operational safety conditions, in order to ensure the feasibility and reliability of the project.

Introducción

La crisis climática actual ha derivado en un aumento térmico global sin precedentes, cuyas consecuencias se manifiestan en la intensificación de fenómenos meteorológicos, desertificación, pérdida de biodiversidad y crisis en la seguridad alimentaria. En este panorama, la Organización de las Naciones Unidas identifica a los combustibles fósiles como los principales precursores de este fenómeno, atribuyéndoles el 75% de la producción de gases de efecto invernadero y el 90% de las emisiones globales de dióxido de carbono. Dentro de esta estadística, el transporte desempeña un rol determinante debido a su histórica dependencia de fuentes energéticas no renovables (Naciones Unidas).

Para contrarrestar esta problemática, el desarrollo tecnológico ha permitido la emergencia de alternativas de movilidad de bajo o nulo impacto ambiental. Este ecosistema de transporte incluye desde micromovilidad, como patinetas y motocicletas eléctricas, hasta tecnologías automotrices avanzadas que abarcan vehículos totalmente eléctricos, híbridos (en sus variantes enchufables, ligeros y autorecargables) y modelos impulsados por celdas de combustible.

Sin embargo, el potencial descarbonizador de la movilidad eléctrica está intrínsecamente ligado a la matriz energética que la sustenta. Para el contexto colombiano, esta transición resulta especialmente favorable, dado que la generación de electricidad en el país es mayoritariamente limpia, gracias a la predominancia de la infraestructura hidroeléctrica.

Desde la perspectiva gubernamental, el Estado ha asumido un liderazgo activo mediante el diseño de incentivos que fomentan la adopción de estas tecnologías. Estos estímulos incluyen beneficios fiscales y la exención de restricciones operativas, como los límites de circulación

urbana. No obstante, la transición se enfrenta al desafío de la infraestructura: la escasez de estaciones de suministro sigue siendo el principal desincentivo para el consumidor frente a los motores de combustión tradicionales (Ley 1964 de 2019, 2019).

En el ámbito local, el cumplimiento de la Ley 1964 de 2019 impone a Tunja la responsabilidad de garantizar una red mínima de cinco estaciones de carga. La realidad actual de la capital boyacense dista de este requerimiento, al contar únicamente con un punto de conexión en la vía hacia Bogotá. Esta centralización y falta de cobertura no solo limita la autonomía de los usuarios actuales que carecen de sistemas de carga domiciliaria, sino que subraya la necesidad apremiante de expandir la infraestructura de recarga pública como requisito indispensable para consolidar un modelo de ciudad ambientalmente responsable.

1 Objetivos

1.1 Objetivo General

Diseñar un punto piloto de recarga de vehículos eléctricos en la ciudad de Tunja, soportado con generación fotovoltaica ON-GRID, que permita evaluar su viabilidad técnica y contribuya al fortalecimiento de la movilidad eléctrica y sostenible en la región.

1.2 Objetivos Específicos

Analizar la demanda actual y proyectada de vehículos eléctricos en Tunja, con especial énfasis en motocicletas eléctricas, para estimar los requerimientos energéticos del punto piloto.

Identificar y evaluar las alternativas técnicas para el desarrollo del prototipo, considerando los principales componentes del sistema, como el tipo de recarga, tipo de conectores, niveles de tensión, condiciones de integración con la red eléctrica y características del sitio de instalación.

Desarrollar el diseño básico del punto de recarga, incorporando los criterios eléctricos, normativos y de seguridad necesarios para su implementación, así como las tareas técnicas requeridas para concretar la propuesta.

Proponer estrategias que permitan la escalabilidad y replicabilidad del diseño, de modo que pueda aplicarse en otras ciudades intermedias del país con condiciones similares.

2 Caracterización y análisis de la necesidad

Para determinar la necesidad de recarga de vehículos eléctricos de los usuarios de la ciudad de Tunja se analiza la infraestructura actual en la ciudad y sus corredores cercanos, con el fin de establecer las necesidades específicas de recarga de los usuarios.

Se encontró que la única electrolinera disponible para los usuarios de la ciudad es la estación Spínelis, esta electrolinera pertenece a la empresa Terpel, específicamente a la línea de carga eléctrica de esta empresa llamada Terpel Voltex.

Figura 1.

Distancia entre la estación de recarga Spínelis y Tunja

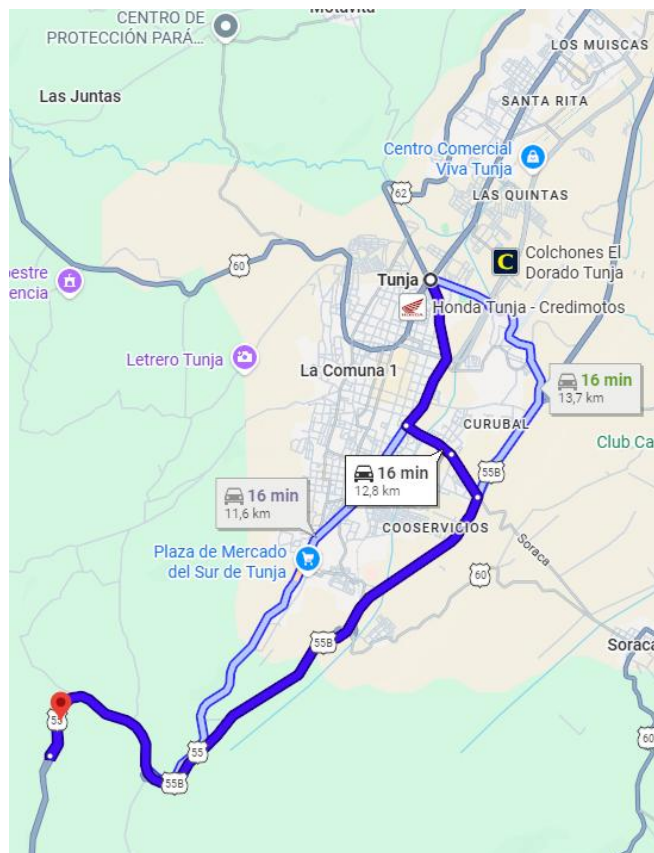
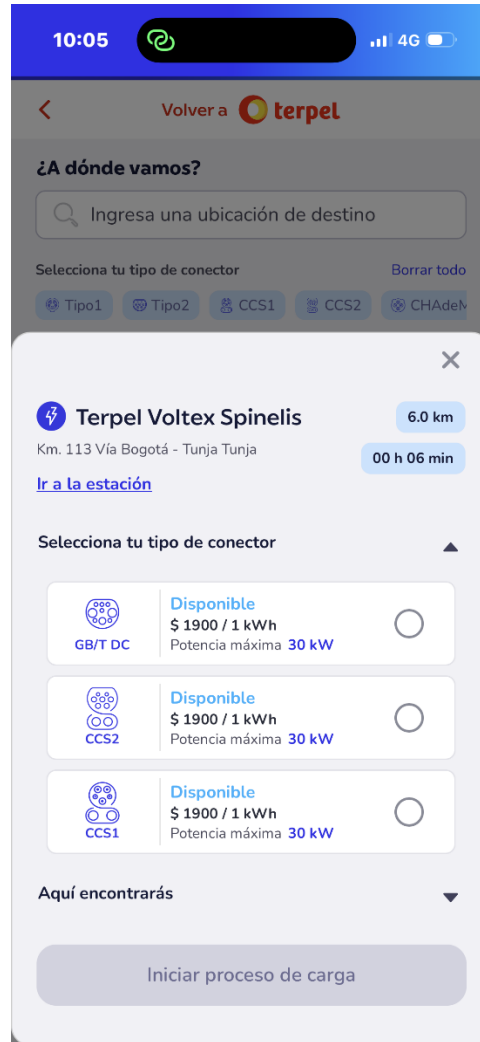


Figura 2.

Conectores disponibles en la estación Spínelis



Nota. Los datos de esta estación se obtuvieron de la app móvil de Terpel.

De la Figura 1 se puede identificar que la distancia de la estación a la ciudad de Tunja es de aproximadamente 12 km. Esta distancia es relativamente corta tomando como hipótesis que un vehículo eléctrico tiene una autonomía aproximada de 300 km con su carga completa. Además, en la Figura 2 podemos observar que esta estación cuenta con conectores CCS1, CCS2 y GB/T DC.

Estos datos nos permiten evidenciar que la ciudad cuenta con muy poca infraestructura de recarga de vehículos eléctricos, siendo esta la única electrolinera disponible dentro del área metropolitana de la ciudad de Tunja.

2.1 Análisis de demanda y requerimiento energético del punto piloto

Para desarrollar el análisis se realizó un estudio de los datos suministrados por Andemos (Asociación Nacional de Movilidad Sostenible [ANDEMOS], 2025), dichos datos se registraron en el Apéndice A, para este análisis se usó como base el comportamiento del parque vehicular 100% eléctrico a nivel nacional para poder estimar los requerimientos energéticos y técnicos del punto piloto, Andemos obtiene los datos que utiliza en sus informes del Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT).

2.1.1 Análisis de demanda de vehículos eléctricos en Tunja

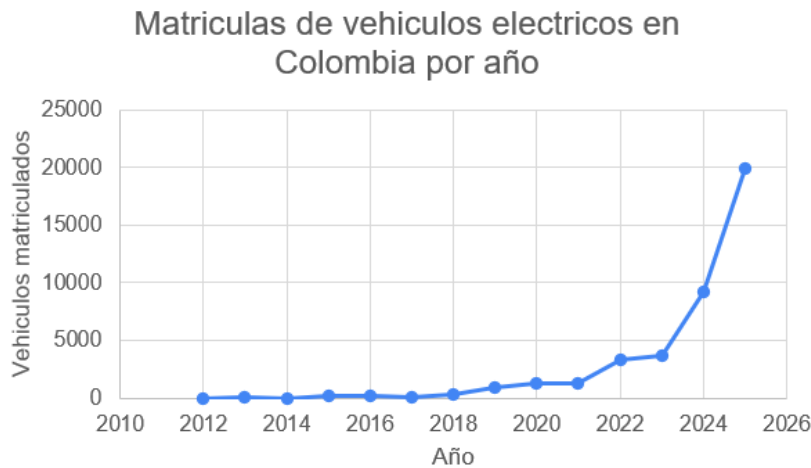
Para tener una proyección de la demanda en este proyecto se trasladó la tendencia nacional del mercado vehículos eléctrico hacia el contexto específico de la ciudad, Tunja no funciona de manera aislada; su ubicación estratégica en la red vial de Boyacá hace que reciba tráfico de municipios cercanos cuyos usuarios pueden recurrir a los puntos de recarga instalados en la ciudad. Por esta razón, se identifican las ciudades y municipios más próximos, junto con sus volúmenes de matriculación, para estimar un flujo adicional que podría utilizar la infraestructura del punto piloto.

Este aporte regional incrementa la demanda proyectada y obliga a considerar que el dimensionamiento del punto de recarga debe atender no solo a los residentes de Tunja, sino también a los conductores que transitan por ella.

Para definir la demanda proyectada de vehículos eléctricos se utilizó como base el registro histórico anual de matrículas de vehículos eléctricos nuevos en el país

Figura 3.

Registro de vehículos eléctricos matriculados en Colombia



De la gráfica se puede observar que el comportamiento de la serie histórica de matrículas anuales de vehículos eléctricos muestra que, a partir de 2021, el crecimiento deja de ser errático y entra en una fase claramente acelerada. Entre 2021 y 2025 el número de matrículas pasa de 1.333 a 19.910, lo que evidencia un crecimiento sostenido y monótono, sin señales observables de desaceleración dentro del período analizado, para proyectar el número de matrículas nuevas para el año 2026 se usó un modelo de crecimiento exponencial, el cual se expresa como:

$$P(t) = P_0 \cdot e^{\alpha t}$$

Donde:

$P(t)$ = Numero de matrículas proyectadas en el tiempo t .

$P_0 =$ Valor inicial del proceso de crecimiento.

$\alpha =$ Tasa de crecimiento exponencial constante.

Con el fin de representar el comportamiento actual del mercado y evitar la influencia de la etapa temprana de adopción, la tasa de crecimiento se estimó utilizando el período 2021–2025, el cual concentra la fase de expansión más representativa de la serie, tomando como año base 2025, con $P_0 = 19910$ matrículas, la tasa de crecimiento exponencial se obtiene:

$$\alpha = \frac{1}{4} \cdot \ln\left(\frac{19910}{1333}\right) \approx 0,676$$

Para proyectar el número de matrículas al año 2026, se toma como referencia el año 2025 ya que es el año que históricamente ha registrado el mayor ingreso de vehículos eléctricos en el país, se tiene un horizonte de proyección de un año, es decir, $t = 1$. El valor proyectado se calcula:

$$P(2026) = 19910 \cdot e^{0,676} \approx 39150$$

Esto nos da que el número de vehículos eléctricos nuevos proyectados que entraran al parque vehicular eléctrico nacional para el año 2026 es de aproximadamente 39.150.

Para determinar la demanda proyectada en Tunja se estimó mediante un modelo de asignación regional propuesto en este trabajo, el cual distribuye la proyección nacional en función de la influencia de ciudades cercanas sobre la infraestructura de recarga localizada en Tunja, se toma como base los datos del año 2025 ya que en este año se registró el mayor ingreso de vehículos eléctricos al país, este modelo se define como:

$$D_{Tunja} = \frac{H_T}{H_N} \cdot P_N + \sum_{i=1}^K \left(\frac{H_i}{H_N} \cdot F_i \right) \cdot P_N$$

Donde:

D_{Tunja} = demanda total que debe considerar la estación.

H_T = matrículas eléctricas en Tunja (año de referencia).

H_N = matrículas eléctricas nacionales (mismo año).

P_N = proyección del total nacional (año futuro).

H_i = matrículas eléctricas en cada ciudad cercana.

F_i = factor de influencia de la ciudad i sobre Tunja (valor entre 0 y 1).

K = número de ciudades cercanas consideradas.

En particular, la expresión $\frac{H_T}{H_N} \cdot P_N$ representa la proyección propia de Tunja, basada en la cuota real que el municipio tiene dentro del total de matrículas nacionales, la segunda componente del modelo, $\sum_{i=1}^K \left(\frac{H_i}{H_N} \cdot F_i \right) \cdot P_N$, incorpora la influencia regional de ciudades cercanas que, debido a su proximidad geográfica, conectividad vial y patrones de movilidad intermunicipal, pueden generar una demanda adicional sobre la infraestructura del punto piloto, el factor de influencia F_i se establece como un modelo de influencia radial tomando como centro la ciudad de Tunja, se establece un radio de análisis de 85 km, el cual permite incluir las principales ciudades del departamento y zonas de influencia regional, Este factor toma el valor máximo en Tunja ($F_i = 1$) y decrece linealmente hasta cero en el límite del radio considerado, este modelo se define como $F_i = 1 - \frac{d_i}{R}$, donde d_i es la distancia aproximada a Tunja en km, y R el radio máximo, las ciudades cercanas que podrían influir en el punto piloto y que registraron matriculas en el año base 2025 serian:

Tabla 1.*Ciudades con influencia en el punto piloto*

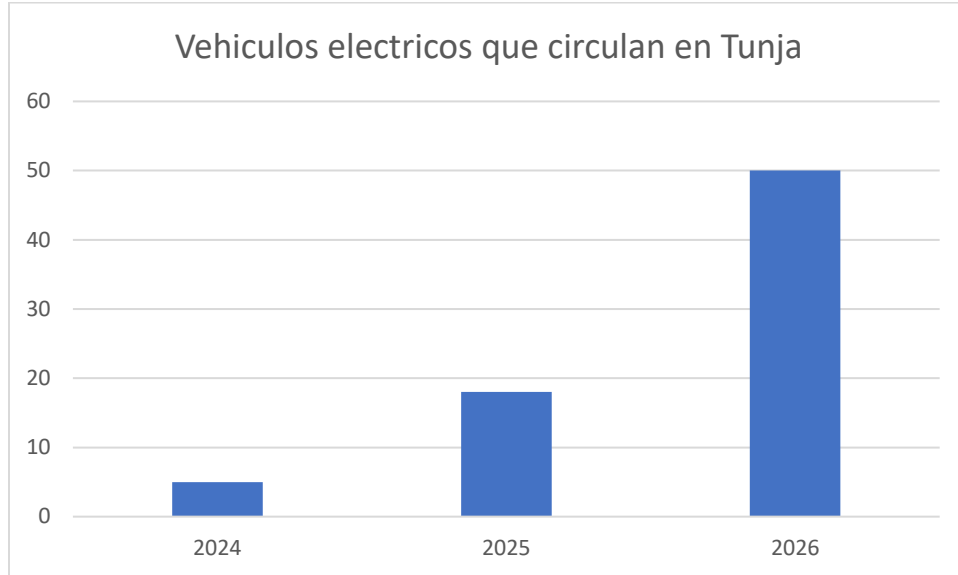
Ciudad	Distancia Aproximada	Fi	Vehículos matriculados en 2025
Tunja	0 km	1	18
Combita	13 km	0,847	4
Villa de Leyva	38 km	0,553	5
Duitama	54 km	0,365	1
Santa Rosa de Viterbo	65 km	0,235	3
Sogamoso	74 km	0,129	3

Reemplazando los datos obtenidos en la formula se obtiene:

$$D_{Tunja(2026)} = \frac{18}{19910} \cdot 39150 + \sum_{i=1}^5 \left(\frac{H_i}{19910} \cdot F_i \right) \cdot 39150$$

$$D_{Tunja(2026)} = \left(\frac{18}{19910} + \frac{(4)(0,847)}{19910} + \frac{(5)(0,553)}{19910} + \frac{(1)(0,365)}{19910} + \frac{(3)(0,235)}{19910} + \frac{(3)(0,129)}{19910} \right) \cdot 39150 = 50,36 \approx 50$$

De este modo, se determina que el número de vehículos proyectados que atendería el punto piloto en el año 2026 es de 50 vehículos eléctricos. Considerando que en Tunja solo existen registros a partir del año 2024, con 5 vehículos en 2024 y 18 en 2025, se obtiene un total aproximado de 73 vehículos eléctricos que deberán ser atendidos por el punto piloto.

Figura 4.*Vehículos eléctricos que influyen en Tunja*

Para determinar cuántos vehículos necesitarán hacer uso de estaciones de recarga diariamente se propone el siguiente modelo:

$$V_d = V_{inf} * \Phi_{nec} * \Phi_{np}$$

Donde:

V_d = número esperado de vehículos que cargan en Tunja por día

V_{inf} = número de vehículos eléctricos que influyen en Tunja

Φ_{nec} = Factor de necesidad energética

Φ_{np} = Factor de necesidad de recarga pública.

Se define el factor de necesidad energética Φ_{nec} como la relación entre la distancia diaria efectiva recorrida por un vehículo eléctrico y su autonomía efectiva promedio, donde $\Phi_{nec} = \frac{D_{eff}}{A_{eff}}$

y se define D_{eff} corresponde a la distancia promedio diaria recorrida por un vehículo en su rutina habitual, y A_{eff} representa una autonomía promedio de un usuario que requiere movilizarse en la ciudad, para el contexto urbano de la ciudad de Tunja, y considerando patrones típicos de movilidad diaria, se adopta un valor representativo de $D_{eff} \approx 45 [km]$ Asimismo, para efectos de modelación, se asume una autonomía promedio para vehículos eléctricos de $A_{eff} \approx 300 [km]$. Bajo estos supuestos, el factor de necesidad energética toma un valor aproximado de $\phi_{nec} = \frac{45}{300} = 0.15$, Este valor no significa que el 15 % cargue, sino que el 15 % llega con un estado de carga que justifica recargar, con este análisis podemos definir la cantidad de usuarios que utilizarían la infraestructura diariamente reemplazando en el modelo:

Para definir el factor de necesidad de recarga pública, ϕ_{np} como la fracción de usuarios de vehículos eléctricos que requieren acceso a infraestructura de recarga pública debido a limitaciones para la recarga en el lugar de residencia, para el contexto urbano considerado, se asume que una proporción significativa de los usuarios enfrenta restricciones asociadas a la disponibilidad de garaje privado, acceso a puntos eléctricos dedicados o viabilidad técnica y económica para la instalación de cargadores domiciliarios. Estas condiciones motivan una mayor dependencia de infraestructura de recarga pública, especialmente en escenarios urbanos con predominio de vivienda multifamiliar y parqueaderos compartidos bajo este supuesto de modelación, se adopta el valor $\phi_{np} = 0,5$, el cual representa un escenario intermedio–conservador en el que la mitad de los usuarios potenciales requieren recarga pública como alternativa principal o complementaria.

Reemplazando la formula obtenemos:

$$V_{d(2026)} = 73 * 0.15 * 0.5 = 5,475 \approx 5$$

Con este análisis se determinó que el punto piloto debería atender una demanda aproximada de 5 vehículos eléctricos al día.

2.1.2 Análisis de requerimiento energético de vehículos eléctricos

Para analizar la demanda energética de los vehículos eléctricos en el sistema de recarga se realizará un estudio con una muestra de los modelos de vehículos 100% eléctricos más vendidos en el país, la ficha técnica de estos vehículos se encuentra en el Apéndice B.

Tabla 2.

Datos técnicos de vehículos eléctricos más comercializados en Colombia

Modelo	Capacidad de batería	Carga AC lenta y semirrápida	Carga DC rápida	Tiempo de recarga	Matriculas en 2025
BYD YUAN UP	45 kWh	Tipo 2 - 5,6kW	CCS2 - 65kW	DC 1h / AC 8h	5.183
BYD SEAGULL	38 kWh	Tipo 2 - 5,6kW	CCS2 - 40kW	DC 1h / AC 6,9h	2.791
ICAR 03 Chery	69,77 kWh	Tipo 2 - 6,6kW	CCS2 - 80kW	DC 0,5h / AC 12,5h	983
BYD YUAN PLUS	60,48 kWh	Tipo 2 - 5,6kW	CCS2 - 80kW	DC 1h / AC 11h	972
Ex30 Volvo	69 kWh	Tipo 1 - 7,4kW	CCS1 - 150kW	DC 0,8h / AC 10h	884
Ev5 Kia	88,1 kWh	Tipo 1 - 11kW	CCS1 - 140kW	DC 0,5h / AC 9h	876
BYD SEALION	82,5 kWh	Tipo 2 - 5,6kW	CCS2 - 150kW	DC 0,6h / AC 14,5h	606
Spark Chevrolet	41,9 kWh	Tipo 2 - 6,6kW	CCS2 - 50kW	DC 0,6h / AC 7h	431
Faw Bestune xiaoma	13,9 kWh	Tipo 2 - 2,2kW	N.A.	DC N.A. / AC 6,5h	313
Kwid e tech Renault	26,8 kWh	Tipo 2 - 7,4kW	CCS2 - 30kW	DC 0,7h / AC 4h	303
BYD SONG PLUS	71,8 kWh	Tipo 2 - 5,6kW	CCS2 - 115kW	DC 1h / AC 13h	299
EV3 Kia	81,4 kWh	Tipo 2 - 11kW	CCS2 - 170kW	DC 0,7h / AC 8h	293

Nota. Los datos se obtuvieron de las fichas técnicas de los vehículos contenidas en el Apéndice B.

Para determinar la energía que requiere un vehículo eléctrico para la carga total de sus baterías se tiene:

$$E_{cons} = \frac{C_{bat}}{\eta_{ch}}$$

Donde:

E_{cons} = Energía por recarga promedio del modelo de vehículo

C_{bat} = Capacidad de la batería del vehículo

η_{ch} = Eficiencia de carga

Se adopta una eficiencia de carga η_{ch} de 0,9, para determinar el valor promedio de la capacidad de la batería de un vehículo eléctrico se realiza una media aritmética de la batería de todos los vehículos eléctricos analizados en la muestra que se encuentra en la **Tabla 2**, para esto sumamos todas las capacidades de las baterías, esto nos da un valor de 688,65 [kWh], y lo dividimos entre 12 ya que este es el número total de vehículos que analizamos en la muestra, y esto nos da un valor promedio de 57,39 [kWh].

Y para determinar la energía que consume un vehículo por recarga diaria reemplazamos en la formula y obtenemos:

$$E_{cons} = \frac{C_{bat}}{\eta_{ch}} = \frac{57,39}{0,9} \approx 63,76 \text{ [kWh]}$$

Como diariamente se proyectó que la estación de recarga atendería aproximadamente 5 vehículos eléctricos, la energía total diaria que debería suplir el punto piloto para los vehículos eléctricos es $E_{d,vehiculos} = 63,76 * 5 = 318,8 \text{ [kWh/dia]}$

2.1.3 *Análisis de demanda de motocicletas eléctricas en Tunja*

Las motocicletas eléctricas presentan características técnicas que, en términos de potencia, demandada y capacidad energética, son significativamente inferiores a las de los vehículos eléctricos. Su autonomía típica se sitúa en el rango de 50 a 60 km por carga completa bajo condiciones reales de operación. En una ciudad como Tunja, caracterizada por una topografía con

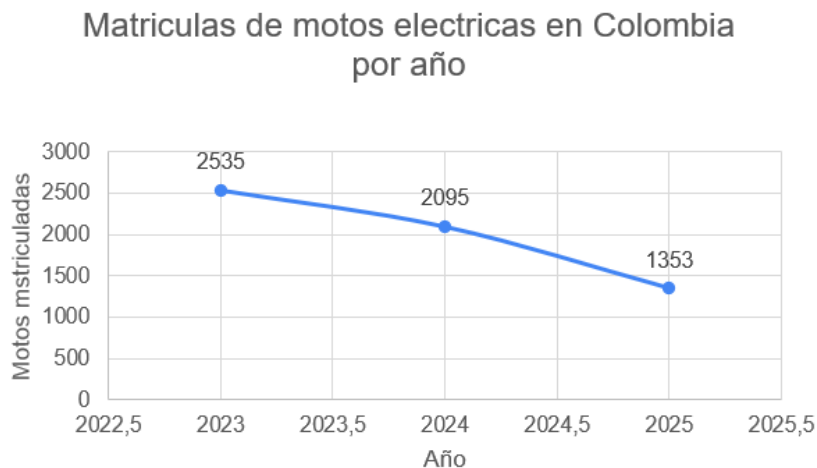
pendientes pronunciadas, este perfil vial incrementa el consumo energético, reduciendo la autonomía efectiva de estos vehículos, siendo su autonomía real de entre 40 – 50 km.

En consecuencia, el uso de las motocicletas eléctricas se limita principalmente a desplazamientos urbanos cortos, lo que implica que, en la mayoría de los casos, las motocicletas eléctricas que circulan en la ciudad han sido adquiridas dentro de la misma zona urbana y no responden a patrones de movilidad intermunicipal. Por esta razón, no resulta adecuado trasladar tendencias nacionales al contexto local, ni aplicar modelos de asignación regional como los empleados para los vehículos eléctricos.

En Tunja, solo se registraron 3 motocicletas eléctricas en 2024 y 2 en 2025, lo que evidencia un comportamiento decreciente en la ciudad. Esta tendencia no se presenta únicamente a nivel local, sino que también se observa en el comportamiento del parque de motocicletas eléctricas a nivel nacional (ANDEMOS, 2025).

Figura 5.

Registro de motos eléctricas matriculados en Colombia

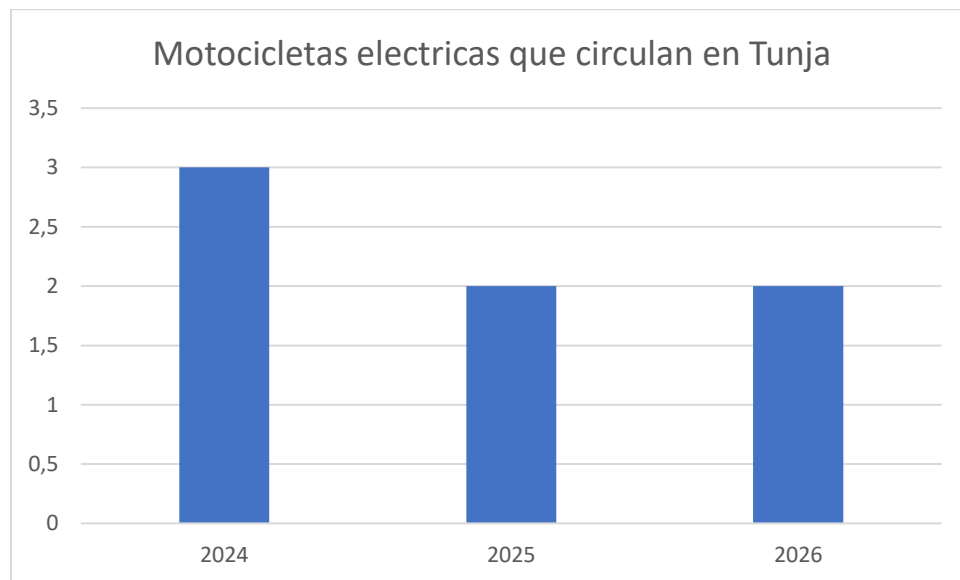


La demanda de motocicletas eléctricas es significativamente inferior a la de los vehículos eléctricos. Asimismo, se proyecta una tendencia decreciente para este tipo de vehículos en los próximos años; en la ciudad de Tunja, por ejemplo, se registró una disminución del 33 %.

No obstante, para efectos de diseño y con el fin de brindar una solución adecuada a los usuarios de motocicletas eléctricas en la ciudad, se plantea un escenario estable en el que la demanda no presenta crecimiento ni decrecimiento. De esta manera, se propone un diseño de estación que contemple una solución más adecuada para este tipo de usuarios.

Figura 6.

Motos eléctricas que influyen en Tunja



De este modo se determina que el valor aproximado de motos eléctricas que debe atender el punto piloto es de 7 motocicletas en la ciudad de Tunja.

Aplicando el factor de necesidad \emptyset_{nec} a las motocicletas eléctricas, se tiene que $\emptyset_{nec} = \frac{45}{45} = 1$, esto quiere decir que las motocicletas eléctricas necesitan ser recargadas diariamente, por

ende, estos vehículos se diseñan pensando en ser cargadas en zonas residenciales, en horarios nocturnos, así mientras los usuarios descansan las motocicletas eléctricas almacenan la energía necesaria para el uso diario.

Aplicando el Φ_{np} para las motocicletas eléctricas, tomando el mismo escenario que para los vehículos eléctricos, se determina que al menos la mitad de los usuarios de motocicletas eléctricas no cuentan con infraestructura para la carga de sus motos, obteniendo un $\Phi_{np} = 0,5$.

Y para determinar el número de motocicletas que el punto piloto debe atender diariamente se tiene:

$$M_d = M_{inf} * \Phi_{nec} * \Phi_{np}$$

Donde:

M_d = número esperado de motos que cargan en Tunja por día

M_{inf} = número de motos eléctricas que influyen en Tunja

Φ_{nec} = Factor de necesidad energetica

Φ_{np} = Factor de necesidad de recarga publica.

Y reemplazando los datos en la formula obtenemos que:

$$M_d = 7 * 1 * 0,5 = 3,5 \approx 4$$

Y con este análisis se determina que el punto piloto deberá atender una demanda aproximada de 4 motocicletas eléctricas diariamente.

2.1.4 Análisis de requerimiento energético de motocicletas eléctricas

Para analizar la demanda energética de las motocicletas eléctricas en el sistema de recarga se realizará un estudio con una muestra de las motos más vendidas en el país.

Tabla 3.

Datos técnicos de motocicletas eléctricas más comercializadas en Colombia

Motocicleta	Voltaje de la batería	Capacidad de carga la batería	Tipo de recarga	Voltaje de entrada del cargador
AVANTI X STARKER	72 [V DC]	32 [Ah]	Tomacorriente de uso general	110 – 120 [V AC]
REACTOR STARKER	72 [V DC]	27 [Ah]	Tomacorriente de uso general	110 – 120 [V AC]
CARRY BRENSON	48 [V DC]	48 [Ah]	Tomacorriente de uso general	110 – 120 [V AC]
CPX SUPER SOCO	60 [V DC]	45 [Ah]	Tomacorriente de uso general	110 – 120 [V AC]
NIU NQI GTS	60 [V DC]	50 [Ah]	Tomacorriente de uso general	110 – 120 [V AC]
MAXI BRENSON	48 [V DC]	48 [Ah]	Tomacorriente de uso general	110 – 120 [V AC]
GOGORO VIVA MIX	52 [V DC]	48 [Ah]	Tomacorriente de uso general	110 – 120 [V AC]
SCUTY ONE STARKER	48 [V DC]	12 [Ah]	Tomacorriente de uso general	110 – 120 [V AC]
AVANTI S STARKER	60 [V DC]	20 [Ah]	Tomacorriente de uso general	110 – 120 [V AC]

Nota. Los datos se obtuvieron de las fichas técnicas de cada moto contenidas en el Apéndice C.

De la muestra analizada se identifica que las motocicletas eléctricas no requieren de infraestructura de recarga especial como es el caso de los vehículos eléctricos, las motos eléctricas se cargan conectándose directamente a tomacorrientes de uso general con tensión de 110-120 [V] los cuales son usualmente de uso residencial, eso se debe a que las motocicletas eléctricas incluyen su propio sistema de carga y solo es compatible con el tipo de cargador que el fabricante diseña

para estos vehículos, esto se puede evidenciar en el Apéndice C, que contiene la ficha técnica de las motocicletas eléctricas más comercializados en el país, con esto se concluye que las motocicletas eléctricas se diseñan para ser cargadas en las viviendas de los usuarios sin necesidad de instalación de infraestructura eléctrica especializada como si es el caso de los vehículos eléctricos.

Para determinar el valor promedio de la capacidad de la batería de una motocicleta eléctrica se realiza un promedio de la tensión nominal de las baterías $V_{prom,mot} = \frac{520}{9} = 57,78 [V]$, y un promedio de la capacidad de las baterías $Ca_{prom,mot} = \frac{330}{9} = 36,67 [Ah]$, esto nos da una capacidad energética de la batería promedio de $C_{bat,mot} = 57,78[V] * 36,67[Ah] = 2118,12 [Wh] = 2,11 [kWh]$.

Y para determinar la energía que consume una motocicleta por recarga diaria reemplazamos en la formula y obtenemos:

$$E_{cons} = \frac{C_{bat}}{\eta_{ch}} = \frac{2,11}{0,9} = 2,34 [kWh]$$

La energía diaria que debe suplir el punto piloto para las motocicletas eléctricas es $E_{d,moto} = 2,34 * 4 = 9,36 [kWh/dia]$.

2.2 Análisis de resultados

De los datos obtenidos en el análisis se evidencia una fuerte tendencia de la estandarización de los conectores Combo 1 y 2, en especial el combo 2, estos conectores permiten a los usuarios la carga de sus vehículos de forma rápida cargando los vehículos en corriente continua DC, pero también ofrecen compatibilidad con carga lenta y semirrápida con corriente alterna AC.

También de la Figura 3 se identifica un gran crecimiento en el número de vehículos eléctricos nuevos matriculados en el país, en especial en los últimos 4 años, esto demuestra que la infraestructura de recarga cada día será más indispensable para atender la demanda de estos vehículos, y que la construcción de esta infraestructura motiva a los usuarios a adquirir más vehículos eléctricos, como es el caso de Bogotá, ya que esta ciudad cuenta con una infraestructura de recarga para estos vehículos mucho más amplia y robusta comparado con Tunja, y se evidencia en los datos que esta ciudad cuenta con un gran crecimiento de estos vehículos.

Las motocicletas eléctricas constituyen una opción económica y versátil de movilidad sostenible para los usuarios, estos vehículos no cuentan con tecnologías específicas que permitan una carga rápida de estos vehículos, esto limita alternativas para solucionar las necesidades de los usuarios de motos eléctricas, y establece que la única forma de darle opciones de carga para estos usuarios sea la implementación de tomacorrientes de uso general en la estación, estas limitaciones técnicas evidencian que los usuarios cada día se ven menos incentivados a comprar motocicletas eléctricas y adquirir más vehículos eléctricos.

La energía total requerida por el punto piloto se define como $E_T = E_{d,vehículo} + E_{d,moto} = 328,45 [kWh/día]$

3 Características del sitio de instalación y conexión a la red eléctrica

3.1 Características del sitio de instalación del punto piloto

Para la determinación del sitio de instalación de la estación de recarga, se realizaron consultas con los organismos técnicos de la Empresa de Energía de Boyacá (EBSA). Como resultado, se estableció que el lugar óptimo para el diseño de la estación es el Centro Integrado de Servicios Públicos (C.I.S.), ubicado en las coordenadas 5°33'26.6"N, 73°20'58.2"W.

Este predio es propiedad de la EBSA, razón por la cual fue priorizado por la empresa para el desarrollo del proyecto. Adicionalmente, el sitio cuenta con parqueaderos ya construidos que pueden ser aprovechados para la instalación de la estación de recarga, así como con disponibilidad de espacio para la implementación de un sistema fotovoltaico sobre la cubierta del edificio.

Cabe destacar que el edificio no dispone de redes de distribución aéreas, debido a criterios de conservación estética, al tratarse de una instalación que presta servicios de atención al cliente. En consecuencia, cualquier obra de carácter eléctrico dentro del predio debe ejecutarse mediante infraestructura subterránea.

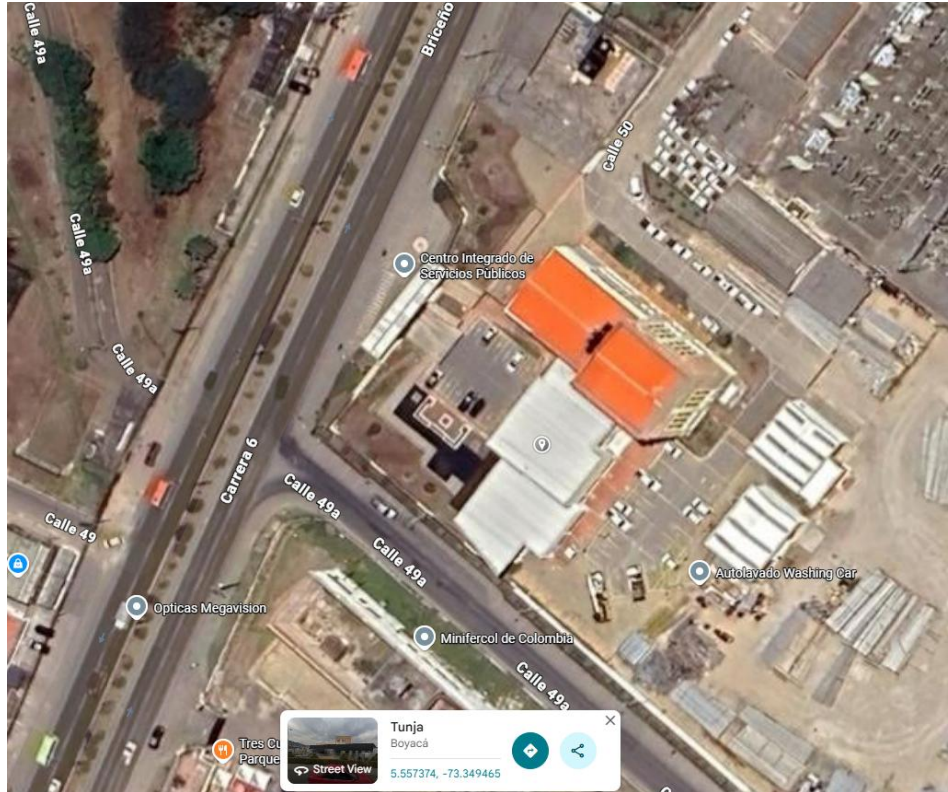
Figura 7.

Fotografía del punto de ubicación del punto piloto.



Figura 8.

Imagen satelital del sitio de diseño de la estación

**3.2 Características de la conexión a la red eléctrica**

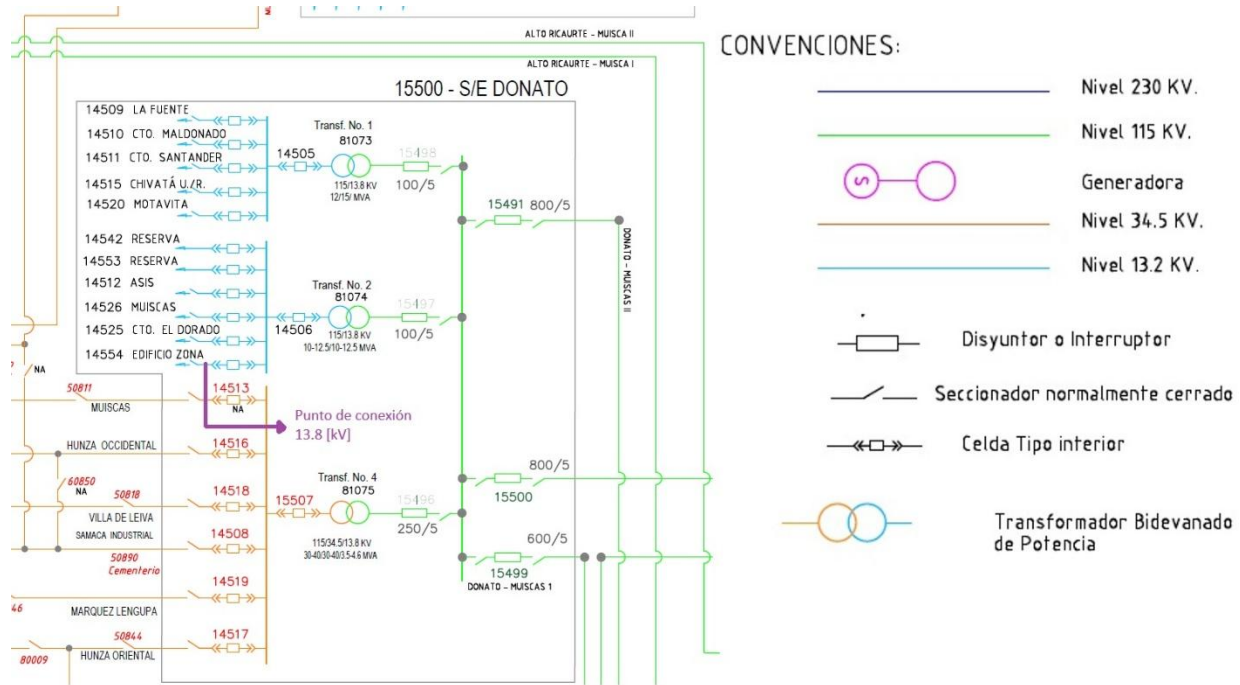
Debido a la ausencia de planos oficiales georreferenciados por parte de la empresa, el punto de conexión deberá ser validado en la etapa de ingeniería de detalle. No obstante, el punto de conexión a la red fue definido con base en la información suministrada por personal técnico del operador de red EBSA, específicamente por el jefe de zona, encargado del mantenimiento y operación de las redes en el sector donde se ubica el sitio de instalación, este determino que no es posible realizar la conexión a la instalación eléctrica del C.I.S., debido a que el transformador de 75 kVA que alimenta el edificio fue dimensionado para un proyecto interno de generación

fotovoltaica. Adicionalmente, según la información suministrada por el jefe de zona, este transformador no cuenta con capacidad disponible para atender nuevas cargas.

Como se mencionó anteriormente, el predio no cuenta con planos georreferenciados que permitan determinar el trazado de las redes eléctricas, por ende se solicitó a la EBSA el acompañamiento del personal técnico de la zona para determinar por medio de una visita de campo el estado de las redes eléctricas de la zona y poder determinar el punto de conexión, en la visita de campo se identificó el trazado de la red subterránea que alimenta el C.I.S. y se encontró un punto donde es posible realizar la conexión, este punto se seleccionó preferencialmente ya que es el punto más cercano al sitio donde la empresa determino que es el lugar más conveniente para instalar la subestación que alimentara la estación de recarga, esta red viene desde una celda que se encuentra en la subestación Donato propiedad de la EBSA, esto también se puede evidenciar en el diagrama unifilar de la EBSA que contiene las redes eléctricas de la empresa, en el que se identifica el circuito que alimenta al C.I.S. identificado como **Edificio Zona** en el diagrama unifilar.

Figura 9.

Diagrama unifilar de la subestación que alimenta al C.I.S.



En la visita de campo y con ayuda del personal técnico de la empresa, se realizó una maniobra en conjunto para abrir las tapas de la caja de inspección seleccionada como punto de conexión para analizar el estado de la red, en esta maniobra se identificó la existencia de la red de 13.8 kV que alimenta el C.I.S. con conductores de cobre 2/0 AWG XLPE.

Figura 10.

Maniobra para inspección del punto de conexión.



4 Caracterización del diseño

Para el diseño de la estación se utilizó principalmente los suministros con los que cuenta la EBSA en stock, esto con la intención de reducir costos en el diseño del proyecto, entre los materiales que cuenta la EBSA se encuentran los suministros necesarios para la implementación del sistema fotovoltaico y la construcción de las redes subterráneas necesarias para la conexión de la estación al centro de transformación y el punto de conexión.

4.1 Definición de los módulos de carga

Dado que la estación de recarga se diseña como una estación pública, se prioriza optimizar los tiempos de carga, enfocando el diseño en cargar la batería de los vehículos en el menor tiempo posible.

Tabla 4.

Tiempos de carga promedio de los vehículos eléctrico

Tipo de VE	VE pequeño	VE medio	VE grande	Vehículo comercial ligero
Capacidad de la batería				
Salida de potencia	25 kWh	50 kWh	75 kWh	100 kWh
Nivel 1 2.3 kW	10h 30m	24h 30min	32h 45min	43h 30min
Nivel 2 7.4 kW	3h 45min	7h 45min	10h	13h 30min
Nivel 2 11 kW	2h	5h 15min	6h 45min	9h
Nivel 2 22 kW	1h	3h	4h 30min	6h
Nivel 3 50 kW	36 min	53 min	1h 20min	1h 48min
Nivel 3 120 kW	11 min	22 min	33 min	44 min
Nivel 3 150 kW	10 min	18 min	27 min	36 min
Nivel 3 240 kW	6 min	12 min	17 min	22 min

Nota. Tomado de (EVBOX, 2023).

La Tabla 4 presenta un promedio de tiempo carga de los vehículos eléctricos basado en el análisis sobre la capacidad de la batería de estos, el nivel de carga y la potencia de salida que

presente el punto de carga, dado las necesidades de la estación de recarga, se plantea que los cargadores se diseñarían del nivel 3, con potencias de 50 [kW] en adelante.

Para las motocicletas eléctricas la única solución corresponde al nivel 1, esto debido a que el cargador de las motocicletas se ve limitado a la potencia de los tomacorrientes de uso general, dado que las motocicletas eléctricas son diseñadas para cargar en zonas residenciales, su tiempo de carga se estima en 6 horas, y teniendo en cuenta que la capacidad energética aproximada de las baterías eléctricas es de 2.36 [kWh], la potencia promedio de carga de una motocicleta eléctrica se define como $P_{motos} = \frac{2,36 [kWh]}{6 [h]} = 0,393 [kW]$, con esto se concluye que la potencia mínima por de motos debe ser dimensionada con una potencia de 0.4 [kW].

Para determinar el número de cargadores necesarios con que debe contar el punto piloto para poder suplir la demanda de recarga se analiza un escenario en el cual los usuarios usan la estación en hora pico, en este intervalo de tiempo se concentran la mayor cantidad de usuario haciendo uso de la estación simultáneamente, típicamente entre 6:00 p.m. y 10:00 p.m., cuando los usuarios regresan de sus actividades, en ese intervalo no todos los usuarios cargan simultáneamente, un supuesto conservador es que al menos la mitad de los usuarios cargan en esta hora pico, con este análisis el número de vehículos que cargan de forma simultánea en hora pico sería de $C_{v,pico} = 0,5 * 5 = 2,5$ y de motocicletas sería de $C_{m,pico} = 0,5 * 4 = 2$, con esto se determina que aproximadamente 3 vehículos y 2 motocicletas eléctricas usarían la estación en hora pico.

Definimos el factor de rotación del cargador, que se modela con la función f_t , este factor cuantifica la capacidad de atención temporal de un cargador en condiciones de máxima demanda, este se modela con la función:

$$f_t = \frac{T_h}{t_s}$$

Donde:

T_h = duración de la ventana horaria pico, expresada en horas

t_s = tiempo promedio de una sesión de carga

Como la estación se diseña priorizando optimizar tiempos de carga, se selecciona la opción de carga rápida para los vehículos eléctricos, de la Tabla 2 podemos observar que los vehículos eléctricos tienen un tiempo de carga en nivel 3 de aproximadamente 1h, y las motocicletas eléctricas tienen un tiempo de carga promedio de 6h, como la ventana pico se estableció entre las 6:00pm y 10:00pm, obtenemos que $T_h = 4[h]$, con esto definimos el factor de rotación para motocicletas y vehículos eléctricos.

$$f_{t,vehiculos} = \frac{T_{pico}}{t_{s,vehiculos}} = \frac{4[h]}{1[h]} = 4$$

$$f_{t,motocicletas} = \frac{T_{pico}}{t_{s,motos}} = \frac{4[h]}{6[h]} = 0,66$$

Para determinar el número de cargadores requeridos se emplea la función techo entero, la cual se define como $[u] = \min \{ n \in \mathbb{Z} \mid n \geq u \}$, esta función devuelve el menor número entero mayor o igual que u , garantizando que la cantidad de equipos instalados sea suficiente para cubrir la demanda pico, incluso cuando el valor calculado es fraccionario, los cargadores son activos discretos y no pueden instalarse en cantidades fraccionarias, por lo que cualquier valor decimal implica la necesidad de un cargador adicional, con base en lo anterior, el número de cargadores necesarios se calcula como:

$$N_{vehiculos} = \left\lceil \frac{C_{v,pico}}{f_{t,vehiculos}} \right\rceil = \left\lceil \frac{3}{4} \right\rceil = [0,75] = 1$$


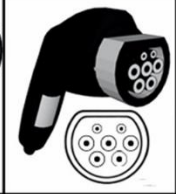





$$N_{motos} = \left\lceil \frac{C_{m,pico}}{f_{t,motos}} \right\rceil = \left\lceil \frac{2}{0,66} \right\rceil = \lceil 3,03 \rceil = 4$$

Esto implica que, para atender la demanda proyectada diaria de usuarios, se requiere instalar al menos 4 puntos para cargar las motos eléctricas, y 1 cargador de vehículos eléctricos de nivel 3.

Para definir los módulos de carga para vehículos eléctricos del punto piloto se tendrá en cuenta los conectores más utilizados.

Figura 11.

Tipos de conectores para vehículos eléctricos más usados

CONECTOR	SAE J1772 Tipo 1 (N. América)	MENNEKES Tipo 2 (Unión europea)	CHAdeMO (Japón)	CCS-1	CCS-2	GB/T CC	GB/T AC
TERMINAL							

Nota. Tomado de movilidad eléctrica (EBSA, 2024).

De acuerdo con la información presentada en la Tabla 2, se evidencia que los modelos de vehículos eléctricos nuevos que ingresan al parque vehicular nacional incorporan principalmente conectores del tipo Combo 2 con algunos Combo 1. Estos estándares ofrecen una mayor compatibilidad funcional, como se evidencia en la Figura 11, al permitir la integración de la carga en corriente alterna (AC) y corriente continua (DC) en un único puerto. En contraste, tecnologías como el estándar chino GB/T emplean dos puertos independientes en el vehículo, uno destinado a

carga AC y otro a carga DC, lo que representa una menor versatilidad operativa frente a los sistemas combinados.

Esta tendencia hacia los conectores combinados se ve reflejada en el mercado colombiano, donde la marca BYD, de origen chino, representa el 51,95 % de las matrículas nuevas de vehículos eléctricos registradas en el país en el año base (ANDEMOS, 2025). A pesar de su adopción histórica del estándar GB/T, los modelos comercializados por este fabricante en Colombia incorporan exclusivamente conectores Combo 2, lo cual evidencia un proceso de adaptación a los estándares predominantes en mercados internacionales y regionales.

Por su parte, el conector CHAdeMO corresponde a un estándar de carga rápida en corriente continua (DC) desarrollado en Japón, donde aún mantiene una base significativa de uso. Sin embargo, en la mayoría de los mercados internacionales su adopción ha disminuido considerablemente, debido a su limitada versatilidad técnica. Al igual que el estándar GB/T, CHAdeMO no permite la integración de carga AC y DC en un solo puerto, lo que lo sitúa en desventaja frente a soluciones combinadas más modernas, como el sistema CCS.

En el contexto normativo nacional, el Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 40559 de 2025, estableció lineamientos orientados a la unificación de los estándares de carga, con el fin de garantizar la interoperabilidad de la infraestructura pública de recarga (Ministerio de Minas y Energía [MinEnergía], 2025). Dicha resolución define como estándares de referencia para nuevas estaciones públicas el conector Tipo 2 para nivel 2 y el sistema CCS2 para el nivel 3. La normativa también resalta que los fabricantes chinos han iniciado la transición del estándar GB/T hacia el conector Combo 2 en mercados internacionales, particularmente en América Latina, también resalta que los fabricantes de origen norteamericano se están trasladando a una variación del conector Tesla, denominado NACS (MinEnergía, 2025).

En consecuencia, la definición de los módulos de carga del punto piloto se orienta al cumplimiento de la regulación vigente y a la compatibilidad con el parque vehicular eléctrico, ya que la estación solo contemplara cargadores de nivel 3, el diseño se haría en base a los conectores CCS1, CCS2, CHAdeMO y GB/T DC, ya que estos son los conectores de carga rápida y sus potencias están de los 50kW en adelante, con esto se propone la instalación de dos conectores CCS1 y CCS2, esta configuración permite suplir la demanda de vehículos eléctricos en la ciudad y dar cumplimiento a la Resolución 40559 de 2025, además de evitar sobrecostos asociados a la implementación de tecnologías que tienden a quedar obsoletas frente a la evolución del parque vehicular eléctrico, teniendo en cuenta que en el área metropolitana de la ciudad de Tunja ya existe una estación que puede brindar solución a los usuarios que necesiten cargar sus vehículos con GB/T en la estación spinelis, así la instalación de dos conectores de carga rápida CCS1 y CCS2 en la estación permitirán una mayor rentabilidad para la estación de recarga y se dimensiona para atender la demanda proyectada de vehículos eléctricos en el País y en la ciudad de Tunja.

4.2 Dimensionamiento

Para determinar el sitio de diseño del sistema fotovoltaico se analizó las posibles ubicaciones disponibles en el sitio de instalación seleccionado para la estación y se determinó que el único sitio óptimo posible es en la cubierta del laboratorio de medidores de la EBSA, se seleccionó este sitio ya que es el único espacio que cuenta con disponibilidad para la instalación de paneles solares, ya que los demás espacios están contemplados para otros proyectos de generación fotovoltaica, específicamente el que se planea conectar a la subestación que alimenta al C.I.S. por ende la EBSA dejó este espacio para dimensionar y diseñar el sistema fotovoltaico de la estación recarga de los vehículos públicos.

Para la distribución espacial de los paneles solares se tienen en cuenta criterios como priorizar corredores que permitan el mantenimiento del sistema fotovoltaico y que no comprometan la integridad de la estructura de la instalación.

Se solicitó ayuda al personal técnico de la empresa para tomar un registro fotográfico utilizando las grúas que se usan para el mantenimiento de las redes de la empresa, ya que las instalaciones del edificio no cuentan con corredores accesibles que permitan detallar las características de este sitio.

Figura 12.

Fotografía del techo del laboratorio de medidores EBSA



Con este análisis se determinó la instalación de 90 paneles fotovoltaicos, ya que el diseño se hará con los suministros de stock de la empresa, los paneles seleccionados son de la referencia LR7-72HTHF de la marca LONGI, estos paneles tienen una potencia pico de 605 Wp, con esto tenemos 54.45 kWp de potencia solar instalada, en el apéndice M se encuentra un estudio de la generación solar en el sitio de ubicación, donde se evidencia que la potencia máxima generada

según las condiciones ambientales del sitio es de 37,46 [kW], dicho arreglo suministra una energía de 259,61 [kWh/día], esto representa el 79,04% de la energía solicitada por la estación diariamente, la ficha técnica de estos paneles se encuentra en el apéndice E.

4.3 Diseño de la instalación

El diseño de la instalación eléctrica para la estación de recarga de vehículos eléctricos se desarrolló considerando las condiciones reales del sitio, las demandas de carga de los equipos, las distancias entre tableros y la normativa técnica vigente aplicable en Colombia.

El sistema está conformado un módulo de carga rápida de nivel 3 de vehículo específicamente con conectores CCS1 y CCS2, tres tomacorrientes dobles de uso general de 15 [A] y 125 [V], que nos da una potencia aparente de 1,8 [kVA] por tomacorriente, esta potencia es suficiente para alimentar dos motos eléctricas de forma simultánea por tomacorriente, teniendo en cuenta que las dos motos eléctricas tendrían una demanda de aproximadamente 0.8 [kW] si cargan de forma simultánea, tanto la estación de vehículos eléctricos como la estación de motocicletas eléctricas se conectan a un punto de derivación el cual se encuentra ubicado en la caja de inspección número 3, en el Apéndice G se encuentran los planos unifilares y de planta de la estación, a este punto de derivación también se conecta el sistema fotovoltaico, esta configuración corresponde a la estación de recarga de vehículos eléctricos con integración fotovoltaica on-grid, de este punto de derivación la estación se conecta por medio de un transformador de potencia a la red eléctrica de la EBSA, específicamente a una red de 13,8 [kV], esta conexión a la red eléctrica de la empresa permite garantizar un flujo seguro y eficiente de energía a la estación en las horas en las que no hay generación fotovoltaica.

Este diseño busca no solo cumplir con los requisitos técnicos y normativos, sino también garantizar eficiencia operativa, seguridad para los usuarios y facilidad de mantenimiento futuro.

4.3.1 Selección de los equipos

4.3.1.1 Selección del transformador. Para seleccionar el transformador de potencia el primer criterio se basa en analizar los diversos escenarios de la estación de recarga y del sistema fotovoltaico, teniendo en cuenta que el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, se concluye que la potencia máxima que podría ir desde el sistema de generación hacia el transformador en un escenario de máxima generación en condiciones ambientales y nada de consumo por parte de la estación, la potencia sería de 37,46 [kW], por otro lado la estación de recarga requiere un nivel mínimo de 50 [kW] para poder cargar los vehículos en nivel 3, por ende se selecciona una potencia de 60 [kW] para la estación de vehículos eléctricos y de 5,4 [kVA] para la estación de motos eléctricas, esto nos da una potencia máxima del transformador de potencia hacia la estación de 65,4 [kVA], por ende un transformador de potencia de 75 kVA cumple con las condiciones técnicas para permitir a la estación un funcionamiento óptimo y eficiente.

Dado que la instalación del centro de transformación se hará en intemperie, se realizará el diseño con un transformador tipo pedestal, esto nos permite realizar la implementación del proyecto de manera segura, además estos transformadores vienen con protecciones integradas, específicamente con un seccionador, fusibles de expulsión y fusibles limitadores de corriente, esto permite hacer una conexión directa del transformador hacia el punto de conexión de manera segura.

Dentro del stock disponible por parte de la EBSA se prefirió los transformadores de la marca TESLA, en el Apéndice D se encuentra la ficha técnica del transformador seleccionado, el

cual corresponde a un equipo con capacidad de 75 [kVA], 13.8/0.44 [kV] con conexión Dyn, se seleccionó el valor de 440 [V] en el lado de baja tensión de este transformador ya que los cargadores de carga rápida se alimentan en niveles de tensión de 380-480 [V] trifásico.

Dado que no se suministra información específica relacionada con la distorsión armónica de corriente (THDi) del cargador de vehículos ni requerimientos particulares de transformador tipo K-factor por parte del fabricante del cargador para vehículos eléctricos. No obstante, de acuerdo con las características técnicas reportadas, correspondientes a un factor de potencia de 0.98 entre el 50 % y el 100 % de carga y una eficiencia del 95 %, se infiere que el equipo incorpora electrónica de potencia moderna con corrección activa del factor de potencia (Active PFC), tecnología asociada a bajos niveles de distorsión armónica. Adicionalmente, considerando que la instalación corresponde a un único cargador de potencia moderada alimentado mediante un transformador prácticamente dedicado de 75 kVA, no se prevé una condición severa de armónicos que justifique la necesidad de un transformador especial tipo K-factor, por lo que se considera técnicamente adecuada la utilización de un transformador convencional de distribución

Como las motocicletas eléctricas cargan siendo conectadas a tomacorrientes de uso general con tensiones de 120 [V], se selecciona un transformador de 440 [V] en el lado de A.T y 220/127 [V] en el lado de B.T, de capacidad de 10 [kVA], con esto se pueden alimentar los 3 cargadores de motocicletas eléctricas con una conexión monofásica a 127 [V], y permite mantener balanceado el sistema al conectar cada punto de carga de motos a una de las tres fases del sistema, en el Apéndice D se encuentra el transformador auxiliar seleccionado para las motos eléctricas, el cual corresponde al modelo TTS-10K de la marca high power.

4.3.1.2 Selección del medidor y CT. Para la selección del medidor se tuvo en cuenta las características técnicas del sistema, se seleccionó un equipo de medida semidirecta, específicamente el medidor de la marca Shneider de referencia PM5100, este equipo permite realizar una medición bidireccional la cual es esencial para determinar el flujo de energía que entra y sale de la estación hacia el punto de conexión.

El CT seleccionado corresponde a la referencia 4NC5121-2DC21 de la marca Siemens, los datos técnicos del medidor y el CT seleccionado se encuentran en el Apéndice K, que contiene la ficha técnica del medidor y el CT correspondientes al diseño.

4.3.1.3 Selección del inversor. La Tabla 5 presenta los inversores disponibles en stock con su respectivo precio, por cuestiones internas de la organización, la EBSA tiene como único proveedor de inversores la marca Huawei.

Tabla 5.

Inversores de potencia disponibles en stock

Referencia	Conexión en AC	Costo [COP]
SUN2000-10K-LC0	BIFASICO 220V	\$ 3.650.000
SUN2000-20KTL-M3	TRIFASICO 220V	\$ 8.215.000
SUN2000-30KTL-M3	TRIFASICO 440V	\$ 8.260.000
SUN2000-36KTL-M3	TRIFASICO 440V	\$ 9.030.000
SUN2000-40KTL-M3	TRIFASICO 440V	\$ 9.650.000
SUN2000-50KTL-M3	TRIFASICO 440V	\$ 10.780.000
SUN2000-50K-MGL0	TRIFASICO 220V	\$ 16.530.000
SUN2000-80K-MGL0	TRIFASICO 220V	\$ 17.550.000

Dado las características técnicas de la estación, el único inversor que se puede instalar en la estación es el que corresponde al modelo SUN2000-50KTL-M3 ya que es el único que cuenta

con la potencia de entrada que permite conectar los módulos fotovoltaicos y una tensión de salida de 440v, la cual es la tensión a la que se conectara el sistema fotovoltaico a la estación de recarga, este inversor cuenta con 4 MPPT's, los cuales son suficientes para la conexión de los módulos fotovoltaicos, incorpora protección anti-isla conforme a las normas UL 1741 e IEEE 1547, eliminando la necesidad de un sistema de desconexión externo, además de incorporar un DPS integrado que permite proteger el sistema de sobretensiones.

La corriente de máxima potencia de los módulos solares seleccionados es de 13.75 A, eso quiere decir que, si se conectan dos strings por cada MPPT, la corriente de máxima potencia de los dos strings sería de 27,5 [A], y dado que la ficha técnica del inversor seleccionado, la cual se encuentra ubicada en el apéndice F, se evidencia que la corriente máxima admitida por cada MPPT es de 30 [A], se concluye que la conexión de dos strings no representa un problema para la seguridad del inversor seleccionado, es igual de importante garantizar que los strings conectados de forma simultánea en un mismo MPPT tengan la misma tensión de operación, para este proyecto esto se logra utilizando el mismo número de paneles conectados en serie por cada string garantizando que todos los paneles son iguales, esto garantiza una operación segura para el sistema fotovoltaico.

El inversor seleccionado, modelo Huawei SUN2000-50KTL-M3, incorpora electrónica de potencia de conmutación controlada y estrategias avanzadas de control para operación sincronizada con red, permitiendo regular tanto la calidad de energía como el intercambio de potencia reactiva en el punto de conexión. De acuerdo con las especificaciones del fabricante, el equipo presenta una distorsión armónica total máxima inferior al 3 % en la salida AC y capacidad de regulación de factor de potencia en un rango de 0.8 capacitivo a 0.8 inductivo, características

que evidencian un comportamiento adecuado frente a los requerimientos de compatibilidad electromagnética y calidad de energía para conexión a la red de distribución de EBSA.

La baja distorsión armónica reportada indica que el inversor incorpora técnicas de modulación PWM y filtros de salida diseñados para limitar la inyección de componentes armónicas hacia la red eléctrica, reduciendo efectos asociados como sobrecalentamiento en transformadores, incremento de pérdidas, distorsión de tensión y posibles afectaciones sobre otros equipos conectados al sistema. Adicionalmente, la capacidad de control del factor de potencia permite al inversor operar con intercambio controlado de potencia reactiva, contribuyendo al soporte de tensión y a la estabilidad operativa del sistema eléctrico en el punto común de conexión.

Considerando que el valor de distorsión armónica total especificado por el fabricante es inferior al 3 %, se concluye que el inversor presenta un desempeño armónico adecuado para aplicaciones de generación distribuida conectadas a redes de media y baja tensión, manteniéndose dentro de valores típicamente aceptados por estándares internacionales de calidad de energía y minimizando el impacto sobre la infraestructura eléctrica asociada al proyecto.

4.3.1.4 Selección de módulos de recarga. Para la selección de los módulos de recarga se realizó una investigación de proveedores confiables, ya que los cargadores de carga rápida son equipos con un costo relativamente alto, los cargadores carga rápida se diferencian de los cargadores lentos o semiáridos principalmente en sus tiempos de carga y su tecnología de funcionamiento, los cargadores lentos o semiáridos corresponden a cargadores AC, eso quiere decir que estos cargadores suministran la energía a los vehículos eléctricos por medio de corriente alterna, y los vehículos internamente rectifican esta señal a DC permitiendo así cargar las baterías de los vehículos, por ende en la tabla 2 se evidencia que las potencias de carga en AC se ve limitada

en alrededor de 11 [kW], que es la potencia máxima en la que los rectificadores internos del vehículo pueden operar, estos cargadores corresponden a los Tipo 1, Tipo 2 y GB/T AC.

Los cargadores DC permiten tiempos de carga mucho menores en comparación de los AC debido a que estos equipos integran internamente los módulos de rectificación que permiten suministrar la carga a los vehículos eléctricos en corriente directa, con esta tecnología la carga no se ve limitada a la capacidad del rectificador interno del vehículo, si no de los módulos de rectificación del cargador.

Con esto se decidió diseñar el sistema con la línea de cargadores eléctricos WEMOB de la empresa WEG, esto se seleccionó preferencialmente ya que es la única empresa que brindaría seguridad y confiabilidad en la estación, la empresa WEG al ser una empresa latinoamericana, fundada en Brasil, brinda una solución de mantenimiento óptima para la estación, además de ser proveedor directo con la EBSA en diversos equipos eléctricos, el cargador que se seleccionó específicamente corresponde a la referencia WEMOB-S-060-W-E-4G-R-H-2CCS2.

Figura 13.

Cargador para vehículos eléctricos seleccionado



Este equipo permite la carga simultanea de dos vehículos eléctricos, tiene una potencia total de 60 [kW], la cual se puede dividir en 30 [kW] para el conector CCS1 y CCS2 respectivamente, o en dado caso en que solo haya un único vehículo eléctrico conectado, suministrar los 60 [kW] totales de potencia para cargar si el vehículo lo permite.

Este cargador cuenta con conexión WI-FI, ethernet y 4G, lector de tarjetas RFID y un display LCD que permite visualizar datos como porcentaje de carga, estado de conectores entre otros datos importantes del sistema de carga de vehículos eléctricos.

Este cargador eléctrico incorpora un sistema de comunicación basado en el protocolo OCPP (Open Charge Point Protocol), el cual permite establecer una conexión entre el equipo de carga y un sistema central (backend). A través de esta comunicación, es posible gestionar el funcionamiento del cargador mediante una aplicación externa, habilitando funciones como la

activación o desactivación de conectores, la regulación de los niveles de potencia de carga y el monitoreo del consumo energético durante cada sesión.

Lo anterior facilita un control integral del sistema, permitiendo además la implementación de procesos de facturación y el acceso a una interfaz amigable para los usuarios que requieren el servicio de carga para vehículos eléctricos. Adicionalmente, la normativa vigente establece que las estaciones de carga pública deben incorporar tecnologías de comunicación basadas en el protocolo OCPP como requisito para su operación (MinEnergía, 2025).

En el Apéndice J se encuentra la propuesta comercial emitida directamente desde WEG hacia la EBSA por medio de este proyecto, en este documento se establece un precio de \$24.843 USD para este equipo, que equivale aproximadamente a \$89.127.442 COP, esto representa un valor significativamente alto para el proyecto, por ende, se resalta la selección de WEG como proveedor para la confiabilidad de este equipo.

Dada la naturaleza de nivel 3 de este equipo, se hace un énfasis en el detalle del diseño del sistema de puesta a tierra, el equipo cuenta con una puerta frontal, la cual puede ser abierta permitiendo así realizar las conexiones del equipo, en la parte inferior se encuentra el barraje tierra del equipo, conectar el cable de puesta a tierra a este barraje garantiza la seguridad del equipo ya que este barraje es el encargado de equipotencializar el cargador, de este modo el equipo quedaría equipotencializado con el sistema de puesta a tierra de la estación, en el Apéndice G se encuentra el diagrama detallado para la conexión del sistema de puesta a tierra del cargador.

Para los cargadores de motocicletas eléctricas se seleccionó tomacorrientes dobles, esto permitiría que por cada punto de carga de motocicletas eléctricas se puedan cargar hasta 2 motos, permitiendo que la estación pueda atender en total 6 motos eléctricas de forma simultánea, esta configuración se permite brindar una cobertura más amplia para los usuarios que prefieren la

movilidad eléctrica, dentro del Apéndice J se encuentra la ficha técnica de los tomacorrientes usados para la estación de motos eléctricas.

4.3.1.5 Selección de conductores. Para el cálculo y dimensionamiento de conductores eléctricos en sistemas de baja y media tensión, se debe tener en cuenta lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), Resolución 40117 de 2024.

Esta normativa define los criterios para determinar el calibre de los conductores según la corriente de carga, la caída de tensión permisible, las condiciones de instalación, la temperatura ambiente y los factores de corrección necesarios, con el fin de garantizar la seguridad, la eficiencia y la conformidad técnica de la instalación eléctrica. (Ministerio de Minas y Energía, 2024).

Para el tramo 1 (FFF) correspondiente desde el punto de conexión de la red de 13.8kV existente hasta el centro de transformación se seleccionó conductores Al 2/0 AWG para las fases, esto corresponde a la red de media tensión proyectada para alimentar el centro de transformación desde el punto de conexión del sistema.

Para el tramo 2 (FFFNT) que corresponde a la conexión del centro de transformación hasta el punto de derivación, se seleccionó conductores de Al 2/0 AWG para las fases y 1/0 AWG para la tierra y el neutro respectivamente.

Para el tramo 3 (FFFNT) que corresponde a la conexión del punto de derivación hasta el tablero de distribución de la estación de recarga (TD CVE) se seleccionó conductores 2/0 AWG para las fases y 1/0 AWG para la tierra y el neutro respectivamente.

Para el tramo 4 (FFFNT) que corresponde a la conexión del TD CVE hasta el módulo de carga rápida EVSE se seleccionó conductores 2/0 AWG para las fases y 1/0 AWG para la tierra y el neutro respectivamente.

Para el tramo 5 (FFFNT) que corresponde a la conexión del tablero de protecciones del sistema fotovoltaico (TPAC) hasta el punto de derivación se seleccionó conductores 2/0 AWG para las fases y 1/0 AWG para la tierra y el neutro respectivamente.

Para el tramo 6 (FFFT) que corresponde a la conexión del punto del punto de derivación hasta el transformador auxiliar se seleccionó conductores 8 AWG para las fases y 10 AWG para la tierra.

Para el tramo 7, 8 y 9 (FFFNT) que corresponde a la conexión del TSA hasta los cargadores de motos eléctricas se seleccionó conductores 8 AWG para las fases y 10 AWG para la tierra y neutro respectivamente.

Para los tramos correspondientes al sistema fotovoltaico, se definió un conductor No. 4 mm^2 con aislamiento XLPE, este conductor está diseñado para la conexión de sistemas fotovoltaicos permitiendo un aislamiento que resiste las condiciones de un cable expuesto a la intemperie, para la conexión de tierra del sistema fotovoltaico se seleccionó un cable 8 AWG THHW/THWN.

Los parámetros eléctricos asociados a cada tramo, como potencia aparente (S), factor de potencia (fp), corriente nominal (I_{nom}), entre otros, se encuentran detallados en el Anexo H.

4.3.1.6 Selección de protecciones.

4.3.1.6.1 Selección de protecciones DC. La selección de protecciones para los Tramos correspondientes al lado de corriente continua del sistema fotovoltaico se realizó teniendo en cuenta los parámetros eléctricos críticos del sistema, especialmente la tensión en circuito abierto (Voc), la corriente de cortocircuito por string (Isc), la cantidad de strings y la arquitectura del inversor central seleccionado.

El sistema fotovoltaico opera con 7 strings, el string 1,2,3,4 se componen de 12 módulos de 605 Wp conectados en serie, los cuales pueden alcanzar una tensión de 627,24 [V], para los string 5 y 6 se componen de 13 módulos de 605 Wp conectados en serie, los cuales pueden alcanzar una tensión de 679,51 [V], y el string 7 corresponde a 16 módulos de 605 Wp conectados en serie, los cuales pueden alcanzar una tensión de 836,32 [V], de la ficha técnica del inversor seleccionado se evidencia que la tensión máxima que admite es de 1000 [V], lo que garantiza la compatibilidad eléctrica del sistema.

Para cada String se asigna una protección independiente, esto con el fin de garantizar la protección de los módulos solares y el sistema fotovoltaico, como el inversor cuenta con un DPS integrado en el equipo, solo se diseñarán los seccionadores de protección para cada string.

A continuación, la Tabla 6 presenta un cuadro con las especificaciones técnicas de los dispositivos seleccionados, cuyas fichas técnicas se encuentran contenidas en el Anexo M.

Tabla 6.*Selección de dispositivos de protección de corriente directa*

Protección	Modelo seleccionado	Tensión nominal	Corriente nominal	Número de polos	Ubicación
Seccionador DC	ABB OTDC32F3	1000 VDC	32 A	2	Entre el SFV y el inversor

La elección del seccionado se fundamenta en estos parámetros eléctricos. Para el seccionador, se opta por un equipo de 1000 VDC y 32 [A], con 2 polos, permitiendo seccionar adecuadamente los circuitos positivos y negativos.

4.3.1.6.2 Selección de protecciones AC. La selección de protecciones para los tramos en corriente alterna se realizó considerando criterios técnicos fundamentales como la capacidad de conducción de corriente de los conductores, la corriente de diseño de cada tramo, el tipo de carga asociada, y el cumplimiento de los principios normativos que exigen que los dispositivos de protección actúen antes de que los conductores alcancen sus límites térmicos. Asimismo, se consideró el tipo de curva de disparo adecuada para la naturaleza de la carga y la necesidad de integrar protección diferencial en los circuitos que alimentan equipos de uso final en ambientes potencialmente expuestos a condiciones de riesgo eléctrico para las personas.

A continuación, la Tabla 7 presenta un cuadro con las especificaciones técnicas de los dispositivos seleccionados, cuyas fichas técnicas se encuentran contenidas en el Anexo L.

Tabla 7.*Selección de dispositivos de protección de corriente alterna*

Tramo	Dispositivo	Referencia	Tipo	Número de polos	Corriente nominal [A]	Sensibilidad (IDR)[mA]	Curva	Capacidad de ruptura [kA]
4,5	Interruptor termomagnético	ABB S203-C100	Termomagnético modular	3	100	-	C	6
6,7,8,9	Interruptor termomagnético	ABB S201-C20	Termomagnético modular	1	20	-	C	6
4	Interruptor diferencial	F204 A-100/0.03	Diferencial tipo A	4	100	30	-	10

La selección final de dispositivos responde a las condiciones específicas de cada tramo, para el tramo 4 que emplea conductores 2/0 AWG y alimenta el módulo de carga rápida de 60 kW (con corriente de diseño de 82,8 [A]) se adoptó un interruptor tripolar de 100 [A] de curva C, complementado con un interruptor diferencial tipo A de 100 [A] / 30 [mA]. Esta configuración garantiza la protección térmica del conductor, la respuesta adecuada ante sobrecargas o cortocircuitos, y la protección de las personas ante fallas de aislamiento, cumpliendo con lo exigido por el RETIE y la NTC 2050.

Para el tramo 5 que emplea conductores 2/0 AWG con corriente de 75,2 [A], se adoptó un interruptor tripolar de 100 [A] de curva C,

Para el tramo 6 con corriente de 13.1 [A] y conductores 8 AWG, se adoptó 3 interruptores monoplares de 20 [A] de curva C

Para los tramos 7,8,9 con corriente de 14,9 [A] y conductores 8 AWG, se adoptó un interruptor monopolar de 20 [A] para cada tramo, ya que la alimentación de cada punto de carga de motos eléctricas corresponde a una conexión monofásica.

5 Presupuesto de inversión

El proyecto contempla el diseño de una estación de recarga de vehículos eléctricos y la implementación de un sistema de generación a pequeña escala para la Empresa de Energía de Boyaca S.A. E.S.P, ambos sistemas orientados a beneficiar a la comunidad de la ciudad de Tunja promoviendo el uso de energías limpias y sostenibles, en el Apéndice N se encuentra el modelo financiero del proyecto, en este modelo financiero se determinó un CAPEX que asciende a un valor aproximado de \$313.267.539 COP, este valor incluye suministros, mano de obra, transporte de elementos, certificaciones y gastos asociados a diseños eléctricos, para la realización del CAPEX se usó como base principal los datos de los actos de gerencia de la EBSA, los cuales contienen información de precios de mano de obra, diseño, certificaciones y suministros para la realización de obras eléctricas.

5.1 Evaluación financiera

Dado que el objetivo por parte de la empresa es la implementación de una estación de recarga de vehículos eléctricos en la ciudad de Tunja, se realizó un modelo financiero que contempla la venta de energía y servicio de carga, dado que la resolución 40223 (Ministerio de Minas y Energía, 2021) establece que los servicios de carga vehicular pueden ser cobrados por kWh, tiempo o sesión de carga, se establece un precio de venta del [kWh] de \$1.800 COP, este valor es congruente con el mercado de servicio de carga de vehículos eléctricos, ya que la gran

mayoría de operadores de estaciones de carga venden el [kWh] para recarga de vehículos con un valor de entre \$1.500 y \$2.000 COP aproximadamente, esto lo podemos evidenciar en la Figura 2 donde la empresa Terpel vende su servicio de carga con un valor de \$1.900 COP por kWh a los usuarios en la única estación de carga disponible en el área metropolitana de la ciudad de Tunja.

Para el modelo financiero se estableció un valor del CU de \$948 COP y un valor de venta de excedentes de energía de \$200 COP, para los costos de operación y mantenimiento se estableció un valor de 4%, de este valor un 1% corresponde a los costos asociados por el servicio OCPP el cual permite operar los servicios de facturación y control de la estación.

5.2 Valor actual neto y periodo de recuperación

En el modelo financiero se determinó que el valor actual neto del proyecto tendría un valor de \$384.303.411 COP en un análisis de 25 años.

Para este modelo financiero se simuló un escenario en el cual 2 vehículos eléctricos cargan diariamente, un vehículo carga en un horario en el cual la generación fotovoltaica es de aproximadamente 50% de su capacidad, y otro en el que un vehículo eléctrico carga en un horario en el que no hay generación fotovoltaica, con este escenario se determinó una tasa interna de retorno de 20,5% y un tiempo de Payback de 6 años, en el Apéndice M se puede encontrar el modelo financiero que se utilizó para determinar estos parámetros.

6 Alternativas para la replicabilidad del punto piloto

El principal objetivo de este proyecto se basa en promover la movilidad eléctrica y el uso de energías renovables, dado que el cambio climático es un problema real, y esta problemática surge en una gran proporción por el uso de combustibles fósiles tanto para generar energía eléctrica

por medio de las centrales de generación térmica, o ser usada como medio de transporte de los usuarios de vehículos de combustión interna, los motores de combustión interna han sido la opción más conveniente para la movilidad durante muchos años, pero debido al gran aporte significativo que ha tenido la ciencia y la ingeniería en el desarrollo de tecnologías que favorezcan la movilidad eléctrica, actualmente los vehículos eléctricos son una opción eficiente y optima que están en capacidad de remplazar los vehículos de combustión interna, la falta de infraestructura de recarga ha sido una problemática que hace que los usuarios que quieren adquirir vehículos eléctricos ya no se vean interesados en usar estos como solución a sus necesidades de movilidad, con esto se busca proponer alternativas para que los inversionistas se vean interesados en implementar estaciones de recarga en puntos estratégicos donde se pueda lograr una estabilidad de este proyecto en sitios con condiciones similares.

Se propone la estandarización del diseño mediante la definición de una arquitectura funcional base, estructurada en subsistemas claramente identificables: sistema de recarga (vehículos y motocicletas), sistema de generación fotovoltaica ON-GRID, sistema de transformación y conexión a red, y sistema de protección y medición. Esta descomposición permite que cada subsistema pueda ser dimensionado de manera independiente bajo criterios técnicos uniformes, facilitando su adaptación a diferentes escalas de demanda sin alterar la lógica operativa del sistema global.

Desde el punto de vista tecnológico, se garantiza la replicabilidad mediante la adopción de estándares internacionales de interoperabilidad. En particular, el uso de conectores CCS2 para carga rápida en corriente continua y la implementación del protocolo de comunicación OCPP permiten asegurar la compatibilidad con el parque vehicular eléctrico y la integración con sistemas de gestión centralizada. Esto facilita la operación, el monitoreo remoto, la gestión energética y la

implementación de esquemas de facturación en diferentes contextos urbanos, independientemente del operador del sistema.

Primero se sugiere hacer un estudio del sitio de ubicación, ya que el sitio de ubicación seleccionado para replicar el proyecto nos va a dar los lineamientos necesarios para conseguir el desarrollo de una nueva estación de recarga, se sugiere seleccionar un sitio que cumpla con las condiciones que permitan la viabilidad técnica para replicar el punto piloto, se recomienda la selección de un sitio que disponga de espacios necesarios para la instalación de los subsistemas del punto piloto, aprovechando la infraestructura existente, como predios institucionales, redes de distribución y centros de transformación, permitiendo reducir costos de inversión y simplificar los procesos de conexión eléctrica, analizar el punto de conexión, esta es una variable muy importante en el diseño de una estación de recarga, seleccionando un punto de ubicación lo mas cercano posible a los sistemas que componen la estación de recarga, se propone la articulación con operadores de red locales como estrategia para optimizar la implementación del proyecto.

Por otra parte, el diseño contempla la integración de sistemas de autogeneración a pequeña escala bajo un esquema ON-GRID, lo que introduce un componente de sostenibilidad energética replicable. Esta integración reduce la dependencia de la red eléctrica, mejora la eficiencia energética del sistema y contribuye a la reducción de emisiones asociadas al consumo eléctrico.

Desde el enfoque económico, las regulaciones normativas incentivan en gran proporción a los usuarios interesados en implementar estaciones de carga pública, dentro de estos incentivos se encuentran permitir que los operadores de estaciones de recarga puedan establecer la tarifa de sus servicios sin estar limitados a vender el servicio como venta de energía, si no como servicio de carga, además de permitir que las estaciones de carga estén exentas de los requisitos establecidos por la CREG para participar en el mercado no regulado, sumado al gran aumento de vehículos

eléctricos nuevos que están ingresando al país, en especial de fabricantes como BYD, hacen que los modelos financieros tengan tasas de retorno muy atractivas para los inversionistas y permita así, la implementación de más estaciones de recarga en el país (MinEnergía, 2025).

Con esto se propone un ejemplo para un futuro diseño de una electrolinera con integración fotovoltaica en la ciudad de Sogamoso, específicamente en la sede de la EBSA ubicada en esta ciudad.

Figura 14.

Instalaciones del edificio de la zona sugamuxi de la EBSA



Se propone este sitio como potencial zona para replicar el proyecto en otra ciudad con condiciones similares a las de Tunja, esto se debe a que del mismo modo que en el C.I.S. este predio es propiedad de la empresa, cuenta con redes de distribución propiedad de la EBSA cercanas que permitan una conexión de la estación, permite una viabilidad financiera ya que se podrían usar

suministros de la empresa para el desarrollo del proyecto, por su ubicación geográfica comparte muchas características con la ciudad de Tunja, como condiciones ambientales muy similares, una densidad poblacional similar y del mismo modo que la electrolinera diseñada en la ciudad de Tunja, Sogamoso es una ciudad que también carece de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos, y la implementación de una electrolinera en esta ciudad contribuiría aún más a incentivar la movilidad eléctrica no solo en Tunja, sino también en el departamento de Boyacá.

Cabe resaltar que Sogamoso es una ciudad con un corredor vial importante ya que permite la conexión de la capital de Boyacá, Cundinamarca y Casanare, esto se debe a que Sogamoso está en la ruta principal entre Bogotá, Yopal y Tunja, estando Sogamoso en el medio de Yopal y Tunja, la implementación de una electrolinera en Sogamoso permitiría a los usuarios de estas ciudades importantes del país tener acceso a servicios de carga rápida que les permitan optar por los vehículos eléctricos no solo como solución de movilidad urbana, si no como solución de movilidad intermunicipal también.

7 Resultados y conclusiones

El presente proyecto se desarrolló con base a la información disponible de movilidad eléctrica en la región analizada, y en el país, se usó como base para determinar las características del prototipo los vehículos eléctricos nuevos que ingresaron al país en los últimos 4 años, donde se presenta un aumento significativo de adquisición de estos vehículos por parte de los usuarios, las normativas vigentes que regulan las estaciones de carga en el país, y la proyección de las tecnologías de recarga.

A partir del análisis realizado se formuló una solución técnica respaldada por un sistema de generación fotovoltaico interconectado, el diseño se elaboró conforme a los lineamientos de la

NTC 2050 y el RETIE, cumpliendo con los requisitos normativos y garantizando la seguridad de los usuarios, la estación se diseñó pensando en brindar una solución para todos los usuarios que prefieren la movilidad eléctrica, brindando puntos de carga para las motocicletas y vehículos de la ciudad, priorizando reducir los tiempos de carga de los usuarios para así poder atender la mayor cantidad de vehículos posibles de forma simultánea, logrando así incentivar a los usuarios a usar energías limpias y cuidar el medio ambiente.

El valor social de este proyecto tiene un gran impacto en el cuidado del medio ambiente, ya que la implementación de este proyecto permitiría a la ciudad evitar la emisión de aproximadamente 18 toneladas de CO₂ al año, contribuyendo a la mitigación del cambio climático e incentivando a que los usuarios se vean interesados en participar de la movilidad sostenible, aportando a la implementación y replicación de más electrolineras en la región y en el país.

8 Recomendaciones

Se recomienda implementar campañas educativas para que los usuarios de la región conozcan el proyecto y se vean incentivados en participar de la movilidad eléctrica y cuidado del medio ambiente, en la fase de desarrollo del diseño del proyecto se determinó que muchas personas desconocen de la realidad actual de la movilidad eléctrica, conservando aun prejuicios como pensar que los vehículos eléctricos no igualan en potencia a un vehículo de combustión interna, que no pueden recorrer distancias largas o que siempre permanecen con sus baterías con falta de energía, por ende se recomienda implementar métodos que permitan conocer el avance de la tecnología en infraestructura de movilidad eléctrica, para que así los usuarios se vean aún más interesados en participar en el uso de vehículos eléctricos.

Se recomienda realizar un mantenimiento preventivo de los equipos que componen la estación al menos 1 vez al año, esto con el fin de preservar la integridad de los equipos y permitir un uso operativo constante de la estación.

Referencias Bibliográficas

- Asociación Nacional de Movilidad Sostenible. (2025). *Informes interactivos*.
<https://www.andemos.org>
- Congreso de la República 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*. Diario Oficial No. 51.011.
- Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. (2024). *Título 2: Movilidad eléctrica* (Versión final 3.0). Título 2 Movilidad Eléctrica Versión Final 3.0 11/08/24
- EVBOX. (2023). *Guía coches eléctricos*. <https://evbox.com/es-es/guia-coches-electricos>
- ICONTEC. (2008). *NTC 2050: Código Eléctrico Colombiano*. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.
- IEEE. (2018). *IEEE Std 1547-2018: Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. Institute of Electrical and Electronics Engineers. <https://standards.ieee.org/standard/1547-2018.html>
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Resolución 40223 de 2021: Por la cual se establecen disposiciones para la infraestructura de carga de vehículos eléctricos en Colombia*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE): Resolución No. 40117 del 2 de abril de 2024*.
- Ministerio de Minas y Energía. (21 de noviembre de 2025). *Resolución 40559 de 2025. Por la cual se adoptan lineamientos de interoperabilidad para el reporte, gestión y consulta de información generada por las estaciones de carga de acceso público para vehículos eléctricos e híbridos enchufables*.

UL. (2020). *UL 1741: Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources*. UL Standards.
<https://ulstandards.ul.com>