



UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
Departamento de Ingeniería Comercial

**Brecha de cobertura efectiva en la infraestructura de carga
pública de la Región de Valparaíso: diagnóstico, factores
críticos y evaluación económica de una propuesta de
expansión**

Gustavo Alonso Moya Toro
INGENIERIA COMERCIAL
Agosto 2026

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título; ☐ Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: "Brecha de cobertura efectiva en la infraestructura de carga pública de la Región de Valparaíso: diagnóstico, factores críticos y evaluación económica de una propuesta de expansión".

Nombre del candidato(a): Gustavo Alonso Moya Toro

Carrera / Grado: Ingeniería Comercial

Campus: Casa Central Valparaíso; Departamento: Departamento de Ingeniería Comercial

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Carlos Soto Yañez, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente DEJO CONSTANCIA que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

☒ El trabajo **NO** contiene información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

☐ 6 meses; ☐ 12 meses; ☐ 2 años; ☐ 3 años; ☐ 5 años; ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 20/08/2026; Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 21/08/2026 Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Departamento de Ingeniería Comercial

Brecha de cobertura efectiva en la infraestructura de carga pública de la Región de Valparaíso: diagnóstico, factores críticos y evaluación económica de una propuesta de expansión

Tesis presentada por

Gustavo Alonso Moya Toro

Como requisito para optar al Título de

INGENIERO COMERCIAL

Director de Tesis: **Carlos Soto**

Agosto 2026

TITULO DE TESIS:

Brecha de cobertura efectiva en la infraestructura de carga pública de la Región de Valparaíso: diagnóstico, factores críticos y evaluación económica de una propuesta de expansión

AUTOR:

Gustavo Alonso Moya Toro

TRABAJO DE TESIS, presentando en cumplimiento parcial de los requisitos para el Título de Ingeniero Comercial de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Observaciones: _____

Carlos Soto

Director de Tesis

Macarena Gatica

Correferente

Valparaíso, agosto 2026.

Todo el contenido, análisis, conclusiones
y opiniones vertidas en este estudio son
de mi exclusiva responsabilidad.

Nombre: Gustavo Alonso Moya Toro



Firma:

Fecha: 21/08/2026

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, deseo expresar mi más profundo agradecimiento a mi familia. A mis padres, por darme la oportunidad de estudiar y por el enorme esfuerzo que realizaron, muchas veces en silencio, sin que yo me enterara de las dificultades que estaban atravesando, para que pudiera formarme en esta universidad. Su apoyo incondicional, su confianza y su presencia constante en los momentos buenos, pero sobre todo en los difíciles, fueron fundamentales durante todo este proceso. Nada de lo que contiene este documento existiría sin ellos. A mis hermanos, gracias por contribuir, muchas veces sin proponérselo, a la persona que soy hoy. Gracias por su compañía, por la niñez compartida, por las risas y por celebrar cada avance de este camino como propio.

Agradezco también a mi tata José y a mi Mamaina. Gracias por todo el cariño que me entregaron durante mi infancia, por el amor de siempre y por los valores que me enseñaron y que todavía me acompañan. Los quiero mucho, y este logro también lleva algo de lo que ustedes sembraron.

A mis amigos, los del colegio, los del club y los de la universidad. Con cada uno compartí valores, buenos momentos y también los difíciles. Todos saben cómo nos hemos apoyado y cómo hemos salido adelante juntos. Son muy importantes para mí y han sido un pilar fundamental en esta etapa.

Quiero recordar con mucho cariño a Daddy, que me acompañó durante gran parte de mi infancia y siempre va a tener un lugar especial en mi corazón. A Bobby y Kuky, gracias por seguir llenando nuestro hogar de alegría, compañía y amor todos los días.

Agradezco especialmente a mi polola, Fernanda, que llegó en una de las etapas más importantes de este camino y se convirtió en la persona en quien más confío. Gracias por el apoyo de siempre, por cada consejo, cada abrazo y por darme calma en los días en que más la necesitaba.

Finalmente, quiero dedicar unas palabras a dos grandes fuentes de inspiración en mi vida, Cristiano Ronaldo y One Piece. De ellos aprendí que la disciplina, la perseverancia, la constancia y la convicción de nunca abandonar un sueño pueden cambiar una vida. Muchas veces fueron un impulso para seguir adelante cuando más lo necesitaba. Por eso quiero cerrar estos agradecimientos con una frase que me ha acompañado durante años.

**"Los sueños de las personas nunca terminan."
— Marshall D. Teach (Barbanegra), One Piece**

RESUMEN EJECUTIVO

Esta investigación diagnostica el estado real de la infraestructura de carga pública para vehículos eléctricos en la Región de Valparaíso, distinguiendo entre cobertura nominal, entendida como los puntos registrados en las plataformas oficiales, y cobertura efectiva, definida como los puntos y conectores realmente disponibles y operativos. Sobre ese diagnóstico identifica los factores críticos que explican la brecha y dimensiona la inversión referencial necesaria para reducirla.

A partir de un catastro propio con corte al 31 de mayo de 2026, construido sobre registros de la SEC y EcoCarga y verificado mediante contraste complementario, se identificaron 37 puntos únicos y 130 conectores distribuidos en 13 de las 38 comunas de la región. El diagnóstico, realizado a nivel de conector y no solo de punto único, muestra que apenas la mitad de los conectores de acceso público se encuentra operativa y que cerca del 42% de los puntos carece de cobertura efectiva. La verificación permitió además excluir un punto de uso industrial sin acceso público real que concentraba el 76% de la potencia nominal inoperativa y distorsionaba los indicadores basados en potencia. El territorio presenta tres situaciones diferenciadas: comunas con infraestructura, pero alta brecha operativa, comunas con cobertura nominal y ningún punto operativo, y veinticinco comunas sin cobertura alguna.

El levantamiento con actores del sector, triangulado con estudios sectoriales y con la normativa vigente, sitúa la causa raíz de la brecha en la economía de la operación y no en la tecnología: al elevado costo de inversión se suma un cargo fijo por potencia de la distribuidora que, en zonas de baja demanda, no puede transferirse al usuario final, lo que vuelve insostenibles los puntos que carecen de un modelo de operación definido. La coordinación con la empresa distribuidora se identificó como la ruta crítica de plazo de las electrolíneas. El cruce con el Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública confirma que en Valparaíso la restricción es de incentivo a la inversión y no de capacidad de red, dado que el territorio se clasifica íntegramente como de baja o media complejidad.

La propuesta se traduce en una cartera de 41 intervenciones distribuidas en 22 comunas, organizada en tres escenarios incrementales y programada entre 2026 y 2030. Su ejecución completa elevaría la cobertura comunal regional desde 13 hasta 25 de las 38 comunas, y la cobertura efectiva desde 11 hasta 25. La evaluación económica referencial, basada en los costos de consulta al mercado del Estudio de Costos AgenciaSE 2025, dimensiona la inversión en

aproximadamente USD 640.000 para recuperar la infraestructura inoperativa y USD 1,77 millones para el programa completo de recuperación, nueva cobertura y refuerzo, incorporando 2.820 kW de capacidad a un costo agregado de 627 dólares por kW.

El análisis de utilización de equilibrio, adoptado como instrumento de decisión ante la ausencia de información interna de operadores, muestra que la viabilidad de la carga rápida depende del flujo del sitio y no de la tarifa: una electrolinera de 120 kW requiere cerca de diez sesiones diarias para recuperar su inversión en ocho años, mientras que por debajo de seis sesiones ninguna combinación razonable de margen lo permite. De ello se concluye que la brecha en comunas de baja demanda constituye una falla de mercado temporal. Las recomendaciones priorizan la recuperación como primera asignación de capital, reservan el refuerzo de 120 kW para nodos de alto flujo, promueven la carga de destino como decisión comercial de captación en recintos privados, y focalizan el cofinanciamiento público en las doce intervenciones donde el modelo privado no cierra, complementado con palancas regulatorias de tarifa, plazos de conexión y destrabe de la carga residencial.

ABSTRACT

This study assesses the actual state of public electric-vehicle charging infrastructure in Chile's Valparaíso Region, distinguishing between nominal coverage, understood as the points registered in official platforms, and effective coverage, defined as points and connectors that are genuinely available and operational. Drawing on an original cadaster as of 31 May 2026, built from SEC and EcoCarga records and verified through complementary field cross-checking, the analysis identifies 37 unique points and 130 connectors across thirteen of the region's thirty-eight communes. Conducted at connector level rather than by point alone, the diagnosis reveals that only half of the publicly accessible connectors are operational and that roughly 42% of points lack effective coverage; verification further led to excluding a registered industrial site without genuine public access, which accounted for 76% of inoperative nominal capacity and distorted power-based indicators.

Interviews with key sector actors, triangulated with sectoral studies and current regulation, locate the root cause of the gap in operating economics rather than technology: high upfront investment combined with a fixed capacity charge that, in low-demand areas, cannot be passed on to end users, rendering points unsustainable without a defined operating model. Coordination with the distribution utility emerges as the critical path for fast-charging projects. Cross-referencing with the national Public Charging Infrastructure Master Plan confirms that, in Valparaíso, the binding constraint is investment incentive rather than grid capacity.

The proposal comprises a portfolio of 41 interventions across 22 communes, organised into three incremental scenarios and scheduled between 2026 and 2030, which would raise regional communal coverage from 13 to 22 of 38 communes. A referential economic evaluation based on market-survey costs estimates required investment at approximately USD 640,000 for recovering inoperative infrastructure and USD 1.77 million for the full recovery, new-coverage and reinforcement programme, adding 2,820 kW of capacity at an aggregate cost of USD 627 per kW. A break-even utilisation analysis, adopted as the decision instrument given the absence of operator-level financial data, shows that fast-charging viability depends on site demand rather than tariff: a 120 kW station requires close to ten daily sessions to recover its investment within eight years, while below six sessions no reasonable margin allows repayment. The gap in low-demand communes is therefore characterised as a temporary market failure. Recommendations prioritise

recovery as the first capital allocation, reserve 120 kW reinforcement for high-flow nodes, promote destination charging as a customer-acquisition decision for private venues, and focus public co-financing on the twelve interventions where the private model does not close, complemented by regulatory levers on tariffs, connection deadlines and residential charging.

Keywords: electromobility; public charging infrastructure; nominal versus effective coverage; territorial gap; break-even utilisation; referential economic evaluation; Valparaíso Region.

INDICE

INTRODUCCION.....	18
2. ORIGEN Y PROPÓSITO DEL ESTUDIO	20
3. OBJETIVOS	25
3.1 Objetivo General.....	25
3.2 Objetivos Específicos	25
4. ALCANCE DEL ESTUDIO	27
5. ESTADO DEL ARTE	31
5.1 ANTECEDENTE DEL ESTADO DEL ARTE	31
5.2 DESCRIPCIÓN DEL SUJETO DE ESTUDIO	34
5.3 MARCO TEÓRICO DEL ESTADO DEL ARTE.....	47
6. PROPUESTA METODOLÓGICA	53
6.1 Enfoque y tipo de investigación	53
6.2 Diseño metodológico	53
6.3 Fuentes de información secundaria	54
6.4 Pilar 1: diagnóstico territorial-operativo	56
6.5 Pilar 2: levantamiento factores críticos de viabilidad	57
6.6 Pilar 3: priorización territorial y evaluación económica referencial.....	58
6.7 Dimensionamiento referencial de demanda potencial.....	61
6.8 Limitaciones metodológicas	63
7. APLICACIÓN METODOLÓGICA	65
7.1 Construcción y depuración del catastro.	65
7.2 Unidades de análisis e indicadores	67
7.3 Procesamiento georreferenciado	68

7.4 Aplicación del dimensionamiento de la demanda potencial.....	69
7.5 Aplicación del levantamiento de factores críticos	69
7.6 Entrevistas realizadas	70
7.7 Construcción de la matriz de factores críticos	70
7.8 Preparación de la evaluación económica referencial.....	71
8. RESULTADOS	73
8.1 Diagnóstico territorial-operativo de la infraestructura de carga pública	73
8.2 Tendencia y magnitud de la demanda potencial.....	78
8.3 Factores críticos de viabilidad.....	81
8.4 Priorización territorial de intervenciones.....	83
8.5 Evaluación económica referencial	97
8.6 Síntesis diagnóstica del capítulo	108
9. CONCLUSIONES	110
9.1 Cumplimiento de los objetivos de la investigación	110
9.2 Hallazgos principales	111
9.3 Aporte de la investigación	114
9.4 Limitaciones del estudio.....	116
9.5 Líneas de investigación futura.....	116
10. RECOMENDACIONES	118
10.1 Recomendaciones al sector privado: criterios de inversión y modelo de negocio	118
10.1.3 Sostenibilidad operativa: no instalar sin modelo de operación	120
10.2 Recomendaciones al sector público: Estado, gobierno regional y municipios.....	120
10.3 Recomendaciones al regulador: palancas normativas y tarifarias.....	122
10.4 Desarrollo del ecosistema de condiciones habilitantes	123

10.5 Síntesis: matriz de recomendaciones por actor y horizonte	124
11. BIBLIOGRAFÍA	126
12. WEBGRAFÍA	128
13. ANEXOS.....	129
Anexo 1. Cantidad de cargadores con acceso público en Chile.....	129
Anexo 2. Desigualdad territorial en el acceso a carga pública	130
Anexo 3. Costos de instalación IRVE Carga destino de 60 kW (consulta al mercado) ..	130
Anexo 4. Costos de instalación IRVE en EDS de 60 kW (consulta al mercado)	131
Anexo 5. Costos de instalación IRVE en EDS de 120 kW (consulta al mercado)	131
Anexo 6. Infraestructura de carga de vehículos eléctricos, Puntos de carga públicos y tipología cargadores	132
Anexo 7. Código de carga y georreferenciación del catastro en Google Colab (Python + Folium).	133
Anexo 8. Catastro regional depurado de infraestructura de carga pública	134
Anexo 9. Modelo de escenarios de inversión y utilización de equilibrio	136
Anexo 10. Recuperación acumulada de la inversión por tipología	139

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1. Síntesis del alcance del estudio.....	29
Tabla 5.1. Tipos de vehículos electrificados y relación con infraestructura de carga	35
Tabla 5.2. Diferencia entre kW y kWh aplicada a electromovilidad	36
Tabla 5.3: Tipos de carga según corriente, potencia y uso habitual.	37
Tabla 5.4: Principales conectores asociados a infraestructura de carga pública.	39
Tabla 5.5: Modelos de proyecto de carga pública, carga de destino frente a electrolinera.	42
Tabla 6.1. Diseño metodológico general por pilares	54
Tabla 6.2: Fuentes de información y uso metodológico.....	55
Tabla 6.3: Perfiles de entrevista y dimensiones de análisis.....	58
Tabla 6.4: Tipos de intervención considerados en la propuesta.	61
Tabla 7.1: Criterios de clasificación operativa y cobertura efectiva.	67
Tabla 7.2: Variables e indicadores derivados del catastro.	68
Tabla 7.3: Entrevistas realizadas según perfil y aporte principal.	70
Tabla 7.4: Tipologías de intervención y costos de referencia.....	72
Tabla 8.1: Indicadores generales del catastro regional.....	74
Tabla 8.2. Clasificación territorial de comunas según cobertura efectiva	75
Tabla 8.3: Parque y participación de vehículos enchufables en Chile.....	79
Tabla 8.4: Proyección del parque enchufable nacional y requerimiento de conectores (criterio AFID 1:10).	80
Tabla 8.5: Matriz consolidada de factores críticos de viabilidad.....	82
Tabla 8.6: Reconciliación entre los puntos con brecha operativa del catastro y su tratamiento en la propuesta.	84
Tabla 8.7: Universo de recuperación con inversión, según comuna y tipología.	85
Tabla 8.8: Líneas de expansión y refuerzo propuestas.	89
Tabla 8.9: Distribución territorial de las intervenciones por comuna y tipología.	89
Tabla 8.10: Programación anual del despliegue, 2026 a 2030.	93
Tabla 8.11: Composición anual de la ejecución por tipología y línea de intervención.	94
Tabla 8.12: Costos de referencia por tipología de proyecto.	98

Tabla 8.13: Escenarios de inversión referencial y su composición.	100
Tabla 8.14: Desglose de la inversión por la línea de intervención.	100
Tabla 8.15: Indicadores de eficiencia de la cartera de proyectos.	102
Tabla 8.16: Utilización diaria de equilibrio por tipología, para recuperación en ocho años.	103
Tabla 8.17: Período de recuperación por tipología bajo un uso de 12 sesiones diarias y margen medio.	105
Tabla 8.18 Recuperación acumulada de la inversión por tipología, en millones de pesos.	106
Tabla 8.19: Utilización de equilibrio agregada por escenario de inversión.....	106
Tabla 9.1: Verificación del cumplimiento de los objetivos específicos.	110
Tabla 9.2: Líneas de investigación futura derivadas de las limitaciones del estudio.	117
Tabla 10.1: Matriz de recomendaciones por actor, instrumento y horizonte.	124

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES y FOTOGRAFIAS

Figura 2.1: Market share mensual de vehículos eléctricos e híbridos enchufables en principales mercados de América Latina, enero-abril 2026. Fuente: ANAC, abril 2026.	20
Figura 2.2: Evolución de ventas por tipo de energía en el mercado de livianos y medianos, 2018-2026. Fuente: ANAC, abril 2026	21
Figura 5.1: Evolución de ventas de vehículos electrificados enchufables en Chile, 2018–2026. Fuente: Elaboración propia a partir de Informe ventas ANAC mayo 2026.	32
Figura 5.2: Participación de mercado por tipo de tecnología electrificada en Chile, abril 2026. Fuente: ANAC, mayo 2026.	33
Figura 5.3: Concentración territorial de infraestructura de carga pública en Chile y comunas sin cobertura. Fuente: Observatorio de Infraestructura de Carga 2026.....	34
Figura 5.4: Diferencia entre carga AC y DC según el punto de conversión de corriente y su implicancia de potencia. (Fuente: Elaboración propia)	38
Figura 5.5: Tipos de conectores según nomenclatura SEC y Manual TE-6. (Fuente: SEC [5] y Manual TE-6 [14]).	39
Figura 5.6: Estructura general de costos de un proyecto de infraestructura de carga pública. (Fuente: Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16]).	41
Figura 5.7: Etapas y plazos promedio de implementación de un proyecto de carga rápida de acceso público. (Fuente: Lecciones Aprendidas de Carga Rápida, AgenciaSE [20]).	44
Figura 5.8: Marco de las cuatro preguntas para la planificación de infraestructura de carga pública. (Fuente: Elaboración propia a partir de la Guía para la Infraestructura de Carga Pública [21]).	49
Figura 5.9: Distribución de los hábitos de carga por lugar de recarga. (Fuente: Elaboración propia a partir de la Guía para la Infraestructura de Carga Pública [21]).	50
Figura 6.1: Diseño metodológico y criterios de priorización territorial del estudio. (Fuente: Elaboración propia).....	60
Figura 7.1: Flujo de depuración y clasificación del catastro regional. (Fuente: Elaboración propia).	66

Figura 8.1: Mapa georreferenciado de la infraestructura de carga pública de la Región de Valparaíso según estado operativo. (Fuente: Elaboración propia, Google Colab y Folium).	
.....	75
Figura 8.2: Proyección del parque y requerimiento	80
Figura 8.3: Línea de recuperación (Escenario A) por comuna, sitio y tipología. (Fuente: Elaboración propia).....	85
Figura 8.4: Zonas críticas y nuevos puntos de expansión de infraestructura de carga en la Región de Valparaíso según nivel de complejidad y horizonte. (Fuente: Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública [15]).	87
Figura 8.5: Mapa de la cartera priorizada	90
Figura 8.6: Carta Gantt de ejecución de las 41 intervenciones, 2026 a 2030. (Fuente: Elaboración propia).....	95
Figura 8.7: Evolución del CAPEX acumulado del programa, 2026 a 2030. (Fuente: Elaboración propia).....	96
Fuente: Elaboración propia a partir del Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16], consulta al mercado. Tipo de cambio referencial 928 CLP/USD.	98
Figura 8.8: Desglose del ítem instalación para proyectos de carga de destino de 60 kW DC. (Fuente: Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16])......	98
Figura 8.9: Distribución y desglose del costo total para electrolinera de 60 kW DC. (Fuente: Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16]).	99
Figura 8.10: Distribución y desglose del costo total para electrolinera de 120 kW DC. (Fuente: Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16])......	99
Figura 8.11: CAPEX por escenario de inversión. (Fuente: Elaboración propia).....	101
Figura 8.12: Comparación de tarifas de carga rápida pública en Chile. (Fuente: Observatorio de Infraestructura de Carga 2026).	103
Figura 8.13: Matriz de sensibilidad del período de recuperación de la inversión según uso diario y margen neto, para electrolinera de 120 kW.	104
Figura 8.14: Sesiones diarias de equilibrio por tipología, bajo margen medio. (Fuente: Elaboración propia).....	106

INTRODUCCION

La electromovilidad se ha consolidado como una de las principales transformaciones del sector transporte y energético, impulsada por metas de descarbonización que, en Chile, se expresan en la Ruta Energética 2026–2030 (20% de ventas de vehículos livianos y medianos enchufables al 2030) y en la meta de 100% de ventas cero emisiones al 2035. En este contexto, la infraestructura de carga pública deja de ser un elemento accesorio para convertirse en un habilitador del sistema: sin una red confiable, accesible y territorialmente distribuida, la adopción masiva del vehículo eléctrico enfrenta una barrera estructural.

El crecimiento del parque enchufable nacional, sin embargo, ha avanzado más rápido que el despliegue de infraestructura. La relación de vehículos por cargador público alcanzó 18,4 en Mayo de 2026, muy por sobre el máximo de 10 que recomienda la referencia internacional, y la red se concentra fuertemente en la Región Metropolitana, mientras cerca del 60% de las comunas del país carece de carga pública. Pero el problema no se reduce a cuántos cargadores existen: un punto registrado en las plataformas oficiales puede no constituir una alternativa real para el usuario si está fuera de servicio, tiene acceso restringido o baja potencia. De esta constatación surge el eje analítico de esta investigación: la distinción entre cobertura nominal (los puntos registrados y cobertura efectiva) los puntos realmente disponibles y operativos.

La Región de Valparaíso constituye un caso representativo de los desafíos de la electromovilidad fuera de la capital: combina alta densidad, vocación turística, actividad portuaria y corredores interurbanos de alto flujo, con indicadores de cobertura por debajo del promedio nacional. Sobre este territorio, la investigación desarrolla un diagnóstico territorial-operativo basado en un catastro propio (con fecha de corte al 31 de mayo de 2026), distinguiendo cobertura nominal y efectiva a nivel de puntos, conectores y potencia.

El estudio se articula en tres pilares metodológicos. El primero es un diagnóstico territorial-operativo que cuantifica la brecha entre cobertura nominal y efectiva a nivel de conector, procesado y georreferenciado sobre un catastro de elaboración propia. El segundo es un levantamiento de factores críticos de viabilidad mediante entrevistas a actores clave del ecosistema, que abarcan la planificación sectorial, la estructura de costos, la operación comercial y la infraestructura institucional, cuyos hallazgos se triangulan con estudios sectoriales y con la

normativa técnica vigente. El tercero es una priorización territorial sustentada en criterios explícitos y una evaluación económica referencial que dimensiona la inversión requerida y determina la utilización de equilibrio de cada tipología de proyecto. De esta articulación resulta una cartera de 41 intervenciones distribuidas en 22 comunas, programada entre 2026 y 2030 y organizada en tres escenarios incrementales de inversión.

El documento se organiza como sigue. El Capítulo 2 desarrolla el origen y propósito del estudio; el Capítulo 3, los objetivos; y el Capítulo 4, el alcance y sus límites explícitos. El Capítulo 5 presenta el estado del arte, abordando el contexto del mercado, el sujeto de estudio en sus dimensiones tecnológica, de costos y normativa, y el marco teórico que sustenta la distinción entre cobertura nominal y efectiva. El Capítulo 6 expone la propuesta metodológica y el Capítulo 7 documenta su aplicación concreta. El Capítulo 8 presenta los resultados en cinco secciones: diagnóstico, dimensionamiento de la demanda, factores críticos, priorización territorial y evaluación económica. Finalmente, el Capítulo 9 verifica el cumplimiento de los objetivos y sintetiza los hallazgos, y el Capítulo 10 formula recomendaciones diferenciadas por actor. Los anexos reúnen el catastro depurado, el modelo de evaluación y el material de respaldo de elaboración propia.

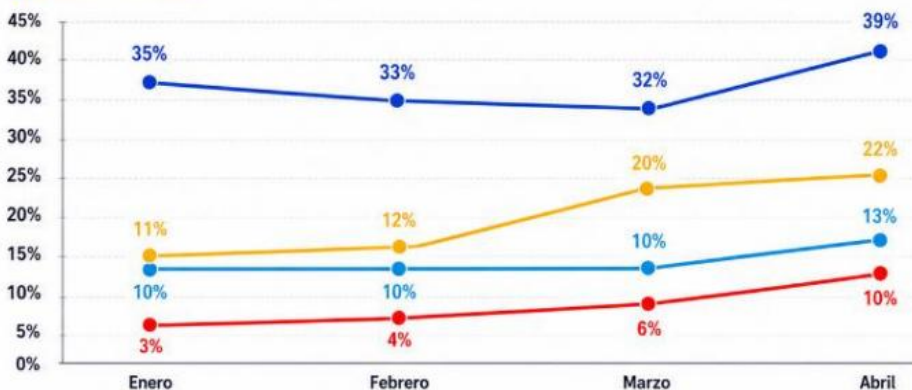
2. ORIGEN Y PROPÓSITO DEL ESTUDIO

En los últimos años, la electromovilidad se ha consolidado como una de las principales transformaciones del sector energético y de transporte a nivel global, impulsada por la necesidad de reducir emisiones de gases de efecto invernadero, mejorar la eficiencia energética y avanzar hacia modelos de movilidad más sostenibles. Este proceso no responde únicamente a tendencias tecnológicas, sino también a políticas públicas de descarbonización que han fijado metas concretas para la electrificación del parque automotor y la reducción progresiva de los vehículos de combustión interna [1]. A nivel internacional, las ventas mundiales de automóviles eléctricos superaron los 17 millones de unidades en 2024, consolidando una trayectoria de crecimiento sostenido [1]. En América Latina, mientras Uruguay lidera la región con una alta participación de vehículos enchufables en sus ventas totales, Chile alcanzó un 6,1% en el acumulado a mayo de 2026, evidenciando que el país, pese a avances concretos, se encuentra aún en una etapa de adopción temprana [2].

MARKET SHARE MENSUAL DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS E HÍBRIDOS ENCHUFABLES (%)

Representa la participación porcentual de las ventas de vehículos eléctricos (BEV) e híbridos enchufables (PHEV) sobre el total de ventas en cada país, mes a mes.

Enero – Abril 2026



- URUGUAY**
Lidera el market share durante todo el periodo.
- COLOMBIA**
Fuerte crecimiento sostenido, con el mayor avance relativo.
- BRASIL**
Crecimiento gradual y constante.
- CHILE**
Crecimiento constante en aumento mes a mes.

Fuente: ANAC A.G en base a datos de ACAU, ABVE y ANDEMOS

Figura 2.1: Market share mensual de vehículos eléctricos e híbridos enchufables en principales mercados de América Latina, enero-abril 2026. Fuente: ANAC, abril 2026.

Chile no ha sido ajeno a esta tendencia. A través de la Ruta Energética 2026–2030 y de la Estrategia Nacional de Electromovilidad, el Ministerio de Energía estableció dos metas centrales: que al año 2030 al menos el 20% de las ventas de vehículos livianos y medianos correspondan a vehículos

eléctricos o híbridos enchufables, y que al año 2035 el 100% de las ventas correspondan a vehículos cero emisiones [3]. Estas metas posicionan la electrificación del transporte como un eje central de la política energética nacional y generan exigencias crecientes sobre la infraestructura necesaria para sostener dicho proceso. En este contexto, la infraestructura de carga eléctrica deja de ser un elemento accesorio y se convierte en un habilitador fundamental del sistema de movilidad eléctrica: sin una red de carga confiable, accesible y territorialmente distribuida, la adopción masiva del vehículo eléctrico enfrenta una barrera estructural.

El mercado de vehículos electrificados en Chile ha mostrado un crecimiento sostenido y acelerado. Según el Informe de Ventas de Vehículos Cero y Bajas Emisiones de ANAC correspondiente a mayo de 2026, los vehículos electrificados enchufables (BEV, PHEV y P-EREV) acumularon 7.802 unidades comercializadas entre enero y mayo de 2026, alcanzando una participación de 6,1% sobre las ventas totales de livianos y medianos [2]. A esto se suma el parque acumulado nacional de vehículos enchufables, que entre 2012 y diciembre de 2025 alcanzó 19.777 unidades [2]. Sumando ambos antecedentes, el parque enchufable nacional a mayo de 2026 se estima en aproximadamente 27.600 unidades. Para dimensionar la magnitud del desafío, alcanzar la meta de 20% al 2030 implicaría cuadruplicar el volumen anual actual de ventas enchufables, exigencia que la propia ANAC señala como ambiciosa en función del ritmo de adopción observado [2].

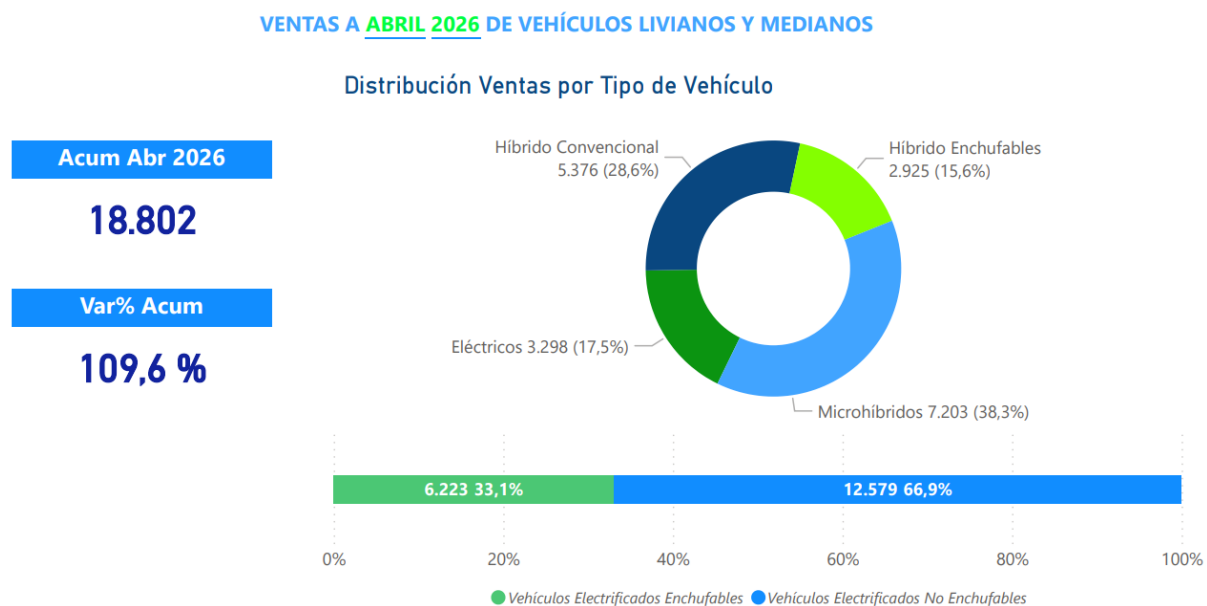


Figura 2.2: Evolución de ventas por tipo de energía en el mercado de livianos y medianos, 2018-2026. Fuente: ANAC, abril 2026

Sin embargo, el desarrollo de la infraestructura de carga pública no ha avanzado de manera equivalente, planificada ni territorialmente equilibrada. Según el Observatorio de Infraestructura de Carga 2026, el país pasó de aproximadamente 991 cargadores públicos en 2024 a más de 1.500 en 2025 (un aumento del 51% en un año) y a 2.186 conectores públicos registrados ante la SEC al cierre del primer cuatrimestre de 2026 [4][5]. No obstante, este crecimiento agregado no resuelve por sí solo el problema de cobertura territorial: el Observatorio reporta que cerca del 60% de las comunas del país no cuenta con puntos de carga pública, y que tres operadores concentran el 79% de la potencia instalada a nivel nacional según la edición de febrero de 2026 del Observatorio, con datos al 31-dic-2025 [4]. Esta concentración refleja una lógica de expansión que tiende a densificar zonas ya atendidas antes de garantizar cobertura mínima en territorios sin infraestructura, profundizando brechas territoriales en lugar de reducirlas.

Esta desigualdad territorial constituye uno de los desafíos centrales para la consolidación de la electromovilidad en Chile. La planificación de la red de carga pública no puede limitarse a responder la demanda actual, sino que debe anticipar la demanda futura, reducir brechas de cobertura y favorecer un desarrollo territorialmente equilibrado. Para ello, resulta necesario contar con diagnósticos regionales que permitan identificar dónde se localizan las brechas reales, qué condiciones determinan la viabilidad de nuevos proyectos y qué factores técnicos, normativos, comerciales y operativos deben considerarse en la expansión de esta infraestructura.

La Región de Valparaíso constituye un caso especialmente relevante para analizar este problema. La región combina alta densidad poblacional, actividad económica diversa, vocación turística y rutas de conexión interurbana de alto flujo, lo que la posiciona como un territorio estratégico para el desarrollo de infraestructura de carga pública. No obstante, según el Observatorio de Infraestructura de Carga 2026, la región presenta indicadores por debajo del promedio nacional: la ratio de cargadores por cada 10.000 vehículos es de 4,4 a nivel país, mientras que la región registra valores inferiores a ese umbral [4]. Esta brecha de cobertura, sumada a la diversidad territorial de la región, hace de la Región de Valparaíso un caso de estudio representativo de los desafíos que enfrenta la expansión de la electromovilidad fuera de la Región Metropolitana.

Adicionalmente, las plataformas oficiales como EcoCarga del Ministerio de Energía y los registros asociados a la SEC permiten observar la existencia formal de cargadores, pero no reflejan necesariamente su estado operativo real, accesibilidad ni pertinencia territorial [5][7]. El propio

Observatorio advierte que evaluar el desarrollo de la red únicamente a partir del número de cargadores resulta insuficiente, ya que la potencia disponible, la ubicación y el precio son variables igualmente relevantes para la experiencia del usuario [4]. Un cargador puede existir nominalmente en una plataforma, pero no constituir una alternativa efectiva para el usuario si se encuentra fuera de servicio, tiene restricciones de acceso, baja potencia, incompatibilidad de conectores o información insuficiente sobre su funcionamiento.

De este modo, resulta necesario diferenciar entre dos conceptos que este estudio adopta como eje analítico central: la cobertura nominal, que corresponde a la totalidad de puntos de carga registrados en fuentes oficiales o complementarias, independientemente de su estado operativo al momento del análisis; y la cobertura efectiva, que corresponde exclusivamente a aquellos puntos que, al momento del levantamiento, se encuentran disponibles, operativos y capaces de entregar el servicio para el cual fueron instalados. Como cifra preliminar que motiva el diagnóstico posterior, el catastro propio elaborado para esta investigación identifica que, de los puntos únicos registrados en la Región de Valparaíso, cerca del 42% no presentaba cobertura efectiva al cierre de mayo de 2026 [8]. El desarrollo metodológico de esta distinción, sus indicadores detallados y su análisis por comuna se presentan en los Capítulos 7 y 8.

El origen de este estudio surge precisamente de la convergencia entre estas necesidades: la ausencia de un diagnóstico territorial actualizado sobre la infraestructura de carga pública en la Región de Valparaíso que distinga sistemáticamente entre cobertura nominal y efectiva; la necesidad de comprender los factores críticos que condicionan en la práctica la instalación y operación de nuevos puntos de carga; y la importancia de estimar, de manera referencial, el orden de magnitud de la inversión requerida para reducir las brechas detectadas. Estas dimensiones son necesarias para avanzar desde una lógica de expansión reactiva hacia una planificación más estratégica, informada y territorialmente equilibrada.

El propósito de la investigación es desarrollar un diagnóstico descriptivo y evaluativo de la infraestructura de carga pública para vehículos eléctricos en la Región de Valparaíso, identificando y cuantificando las brechas entre cobertura nominal y cobertura efectiva, así como los factores críticos que condicionan la viabilidad técnica, normativa, comercial y económica de nuevos proyectos de instalación, recuperación o actualización de infraestructura. A partir de ello, se busca

formular una propuesta preliminar de priorización territorial y una evaluación económica referencial que permita dimensionar la inversión requerida para reducir dichas brechas.

La originalidad del enfoque radica en la aplicación sistemática de la distinción nominal/efectiva a escala regional, sobre la base de un catastro propio construido con fuentes públicas, verificación complementaria y análisis operativo de cada punto al 31 de mayo de 2026. De este modo, el estudio busca aportar antecedentes útiles para una planificación más estratégica, funcional y equilibrada de la red de carga eléctrica pública en la Región de Valparaíso [8].

3. OBJETIVOS

3.1 Objetivo General

Diagnosticar el estado actual de la infraestructura de carga pública para vehículos eléctricos en la Región de Valparaíso, distinguiendo entre cobertura nominal y cobertura efectiva, dimensionando la tendencia de la demanda potencial asociada al crecimiento del parque vehicular electrificado y levantando factores críticos de viabilidad, con el fin de priorizar intervenciones territoriales y desarrollar una evaluación económica referencial de expansión, recuperación o actualización de infraestructura.

3.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar el ecosistema de la electromovilidad en Chile, describiendo la evolución del mercado de vehículos eléctricos y electrificados, los tipos de tecnologías disponibles, la infraestructura de carga, el marco regulatorio aplicable y los principales actores del sector, con el propósito de establecer el contexto técnico, normativo y económico sobre el cual se desarrolla el estudio.
- Diagnosticar la infraestructura de carga pública existente en la Región de Valparaíso, mediante la construcción y depuración de un catastro regional basado en fuentes públicas y verificación complementaria, identificando puntos únicos, conectores, potencias, estados operativos, distribución comunal y brechas entre cobertura nominal y cobertura efectiva.
- Dimensionar la tendencia y magnitud de la demanda potencial de infraestructura de carga pública, utilizando el contexto nacional de adopción de vehículos enchufables informado por ANAC y las metas de la Ruta Energética 2026–2030, contrastando dicha tendencia con la disponibilidad efectiva de infraestructura en la región.
- Identificar los factores críticos que condicionan la viabilidad técnica, normativa, comercial, operativa y económica de proyectos de infraestructura de carga, a partir del levantamiento de información primaria mediante entrevistas semiestructuradas a actores relevantes del ecosistema.
- Priorizar comunas, zonas o tipos de intervención para fortalecer la red de carga pública regional, integrando los resultados del diagnóstico territorial-operativo, la magnitud de la demanda potencial,

los factores críticos levantados y la prospección territorial del Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública.

- Desarrollar una evaluación económica referencial de las intervenciones priorizadas, utilizando costos sectoriales estandarizados del Estudio de Costos AgenciaSE 2025 y escenarios de prefactibilidad, con el fin de estimar el orden de magnitud de la inversión requerida, el costo por punto, el costo por kW instalado y otros indicadores preliminares que orienten la toma de decisiones.

4. ALCANCE DEL ESTUDIO

El presente capítulo delimita el alcance del estudio en sus dimensiones geográfica, temática, metodológica y evaluativa, con el propósito de establecer con claridad qué abarca la investigación, qué tipo de análisis desarrolla y cuáles son sus límites explícitos. Esta delimitación no constituye una restricción arbitraria, sino una decisión metodológica necesaria para asegurar la coherencia interna del estudio, la transparencia de sus supuestos y la defensabilidad académica de sus conclusiones.

La investigación se circunscribe geográficamente a la Región de Valparaíso. Esta delimitación responde tanto a criterios de pertinencia territorial como de viabilidad metodológica, dado que la región combina centros urbanos de alta densidad, corredores interurbanos, zonas turísticas, comunas interiores y una relación funcional relevante con la Región Metropolitana. Esta diversidad territorial permite observar distintos niveles de cobertura, operatividad y brechas de infraestructura dentro de una escala regional acotada y factible de analizar.

Desde el punto de vista temático, el estudio se concentra en la infraestructura de carga pública para vehículos eléctricos e híbridos enchufables, entendida como aquella disponible para usuarios en espacios de acceso público o comercial, independiente del operador que la gestione. El foco no está puesto en evaluar la estrategia comercial de una empresa específica, sino en diagnosticar el estado general de la red regional de acceso público. En consecuencia, quedan fuera del análisis los cargadores domiciliarios, privados, corporativos, de flotas cerradas o ubicados en recintos de acceso restringido.

Consistente con esta delimitación, el análisis excluye del universo de acceso público aquellas instalaciones que, pese a figurar en las plataformas oficiales, corresponden a recintos industriales o de uso privado. Un caso ilustrativo es un punto de la comuna de Valparaíso registrado con 36 conectores de alta potencia, cuya naturaleza industrial (confirmada durante el levantamiento y atribuible a un error de la plataforma de origen) motivó su depuración del universo público. Esta depuración no solo evita sobreestimar la cobertura nominal, sino que refuerza el eje analítico del estudio: la existencia registrada no equivale a disponibilidad efectiva para el usuario.

El eje analítico central del estudio es la distinción entre cobertura nominal y cobertura efectiva, la cual permite evaluar la red desde la perspectiva real del usuario y no solo desde su existencia registrada.

Metodológicamente, el estudio adopta un enfoque descriptivo, diagnóstico, exploratorio y propositivo. La dimensión descriptiva caracteriza la infraestructura de carga pública existente en la región. La dimensión diagnóstica identifica y cuantifica las brechas entre cobertura nominal y cobertura efectiva, tanto a nivel de puntos únicos como de conectores y potencia disponible. La dimensión exploratoria se aborda mediante entrevistas semiestructuradas a actores relevantes del ecosistema. Finalmente, la dimensión propositiva integra los resultados anteriores para orientar una priorización territorial de intervenciones y una evaluación económica referencial.

El estudio sí describe el ciclo genérico de un proyecto de infraestructura de carga pública (sus etapas, los componentes que lo integran y la estructura típica de costos sectoriales) como insumo necesario para fundamentar la evaluación económica referencial. Este desarrollo se realiza a partir de fuentes secundarias (Estudio de Costos AgenciaSE 2025, Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública, Pliego Técnico Normativo RIC N°15 y Manual TE-6 de la SEC) y se presenta en el Capítulo 5. Sin embargo, este estudio no contempla el diseño técnico de detalle de instalaciones eléctricas específicas, cálculos eléctricos por sitio, tramitación real de permisos, solicitud formal de empalmes, cotizaciones comerciales vinculantes ni implementación física de infraestructura. Tampoco se utilizará información interna confidencial de operadores privados, tales como ingresos reales, tasas de utilización, ventas por punto de carga, márgenes comerciales o costos operacionales específicos. Por esta razón, indicadores financieros como VAN, TIR o payback definitivo no constituyen el objetivo principal del análisis; en caso de estimarse algún indicador financiero exploratorio, este será presentado únicamente como ejercicio referencial, sujeto a supuestos explícitos y limitaciones metodológicas.

La disponibilidad operativa registrada en el catastro debe interpretarse como una fotografía temporal del estado de la red al momento del levantamiento (31 de mayo de 2026). El estado de un punto de carga puede variar en el tiempo debido a mantenciones, fallas, actualizaciones, cambios de operador, restricciones de acceso o modificaciones en las plataformas de información.

El alcance de la demanda potencial será referencial. La estimación se construye como un ejercicio de orden de magnitud y se trata como un contexto nacional, utilizando datos de ANAC y la meta

de la Ruta Energética 2026–2030. Su propósito es dimensionar la tendencia y la presión futura sobre la red, y no construir una proyección oficial del parque vehicular regional. La distribución territorial de las intervenciones no se sustenta en un reparto homogéneo de la demanda, sino en el diagnóstico territorial del catastro propio y en la prospección del Plan Maestro [15].

En su dimensión evaluativa, el estudio adopta un carácter de prefactibilidad estratégica y no de evaluación financiera definitiva. Esta opción es deliberada: al no disponerse de información interna de ingresos y operación de los operadores, la construcción de flujos de caja y de indicadores como el VAN o la TIR carecería de sustento verificable, por lo que su inclusión aportaría una falsa precisión. En su lugar, el instrumento de decisión adoptado es el análisis de utilización de equilibrio, complementado con un payback referencial, que estima el uso diario mínimo necesario para recuperar la inversión bajo supuestos explícitos de margen, horizonte y tarifa. Asimismo, los costos de recuperación de los puntos de carga de destino se valorizan al estándar de una unidad de 60 kW en corriente continua, lo que constituye una cota superior conservadora: dado que buena parte de los puntos de destino existentes son físicamente de corriente alterna y de menor potencia, su restitución real implicaría una inversión menor, de modo que las cifras presentadas no subestiman el costo. Finalmente, la localización específica de cada intervención propuesta tiene carácter referencial y de prefactibilidad, sujeta a la verificación posterior de capacidad eléctrica, empalme y planificación operativa, aspectos que exceden el alcance de esta investigación.

Tabla 4.1. Síntesis del alcance del estudio

Dimensión	Alcance definido
Geográfica	Región de Valparaíso, considerando infraestructura de carga pública registrada y comunas relevantes para el análisis de brechas.
Temática	Infraestructura de carga pública para vehículos eléctricos e híbridos enchufables, independiente del operador.
Metodológica	Diagnóstico territorial-operativo, dimensionamiento referencial de la demanda, entrevistas semiestructuradas, priorización territorial y evaluación económica referencial.
Descripción del ciclo de proyecto	Sí. Descripción del ciclo genérico, etapas, modelos de destino y electrolinera, y estructura de costos sectorial, a partir del Estudio de Costos AgenciaSE 2025, el Plan Maestro, el RIC N°15 y el Manual TE-6. Sin ingeniería de detalle por sitio.

Dimensión	Alcance definido
Exclusiones	Cargadores domiciliarios o privados, información interna confidencial de operadores, ingeniería eléctrica de detalle por sitio, permisos reales y cotizaciones vinculantes, e instalaciones de uso industrial o privado registradas por error en plataformas públicas, depuradas del catastro.
Evaluación económica	Prefactibilidad estratégica. Instrumento de decisión: utilización de equilibrio y payback referencial, ante la ausencia de datos de ingresos para un VAN o TIR concluyente.

Fuente: Elaboración propia.

5. ESTADO DEL ARTE

El presente capítulo establece las bases contextuales, técnicas, normativas y teóricas que sustentan la investigación. Su propósito no es presentar los resultados del diagnóstico regional, sino construir el marco de referencia que permite comprender por qué la infraestructura de carga pública constituye un elemento central para el desarrollo de la electromovilidad y por qué su análisis debe ir más allá de la simple contabilización de puntos registrados.

El capítulo se organiza en tres secciones. En primer lugar, se presentan los antecedentes del estado del arte, abordando la evolución de la electromovilidad y las brechas territoriales de infraestructura. En segundo lugar, se describe el sujeto de estudio, explicando los tipos de vehículos electrificados, las tecnologías y conectores, los componentes de un punto de carga, la anatomía de costos de un proyecto, los modelos de carga de destino y electrolinera, y las etapas del ciclo de desarrollo de un proyecto de infraestructura de carga pública. Finalmente, se desarrolla el marco teórico de planificación territorial, economías de red, cobertura nominal versus efectiva, factores críticos de viabilidad y evaluación económica referencial.

5.1 ANTECEDENTE DEL ESTADO DEL ARTE

La electromovilidad se ha consolidado durante la última década como una de las transformaciones más relevantes del sector transporte y energético a nivel global. Su expansión responde a la convergencia de distintos factores: la necesidad de reducir emisiones contaminantes, el avance tecnológico en baterías y sistemas de carga, la disminución progresiva de costos de los vehículos eléctricos y la implementación de políticas públicas orientadas a acelerar la transición hacia una movilidad más sostenible [1].

Chile ha incorporado esta transición dentro de su política energética. La Ruta Energética 2026–2030 fija como meta intermedia que al año 2030 al menos el 20% de las ventas de vehículos livianos y medianos correspondan a vehículos eléctricos o híbridos enchufables, y la Estrategia Nacional de Electromovilidad establece la meta de 100% de ventas cero emisiones al 2035 [9]. Estas metas posicionan la electrificación del transporte como un eje relevante de la transición energética nacional y generan una exigencia directa sobre la infraestructura de carga.

Según el Informe de Vehículos Cero y Bajas Emisiones de ANAC a mayo de 2026, los vehículos electrificados enchufables totalizaron 7.802 unidades acumuladas en los primeros cinco meses del año, con una participación de 6,1% sobre las ventas totales de livianos y medianos [2]. A esto se suma el parque acumulado nacional 2012–2025 de 19.777 vehículos enchufables, lo que sitúa el parque total enchufable a mayo de 2026 en aproximadamente 27.600 unidades.

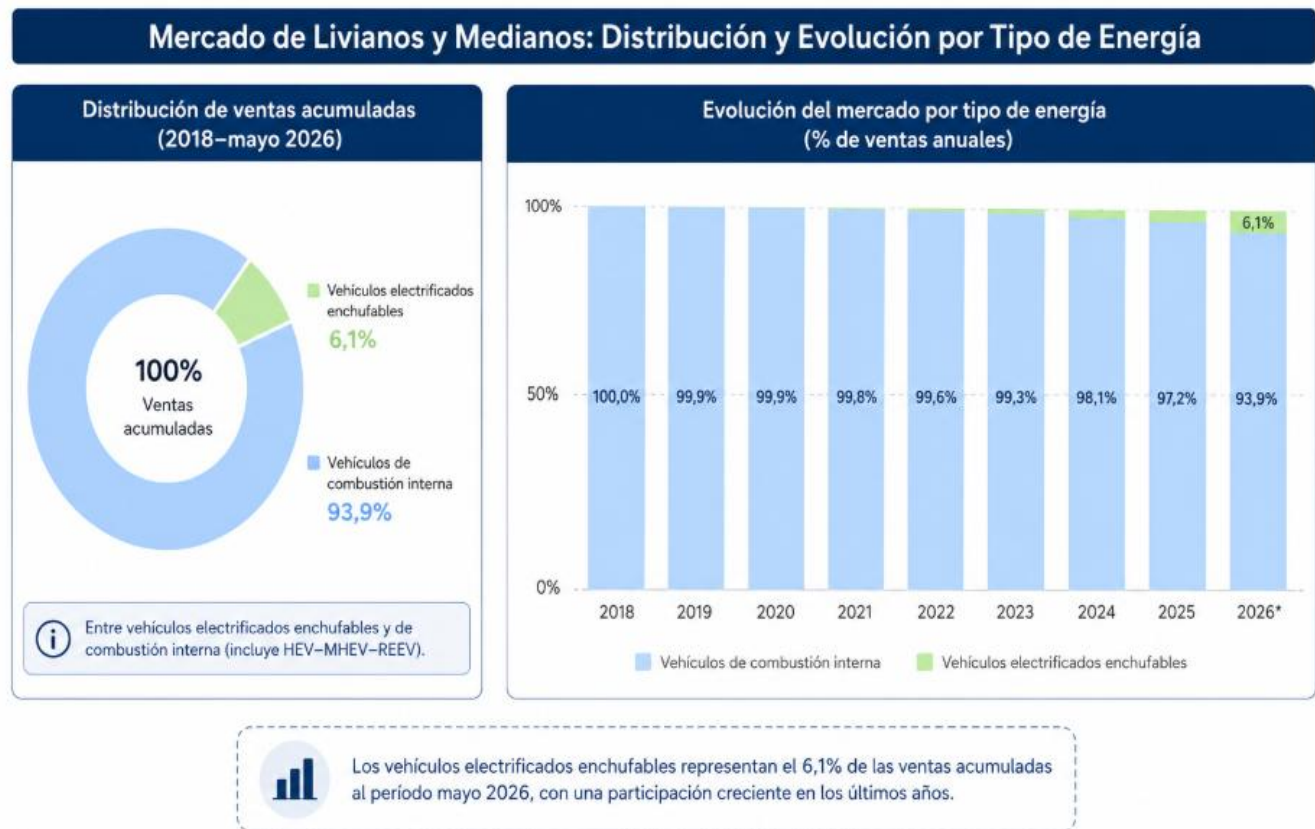


Figura 5.1: Evolución de ventas de vehículos electrificados enchufables en Chile, 2018–2026. Fuente: Elaboración propia a partir de Informe ventas ANAC mayo 2026.

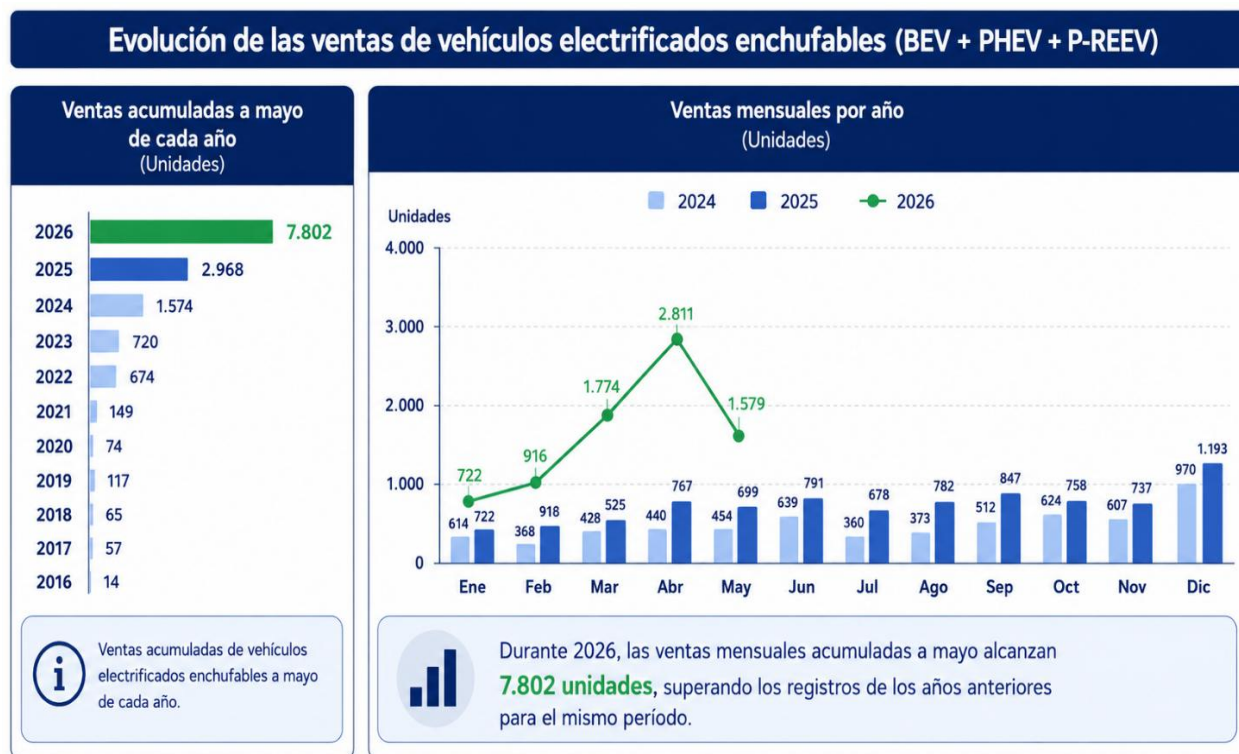


Figura 5.2: Participación de mercado por tipo de tecnología electrificada en Chile, abril 2026. Fuente: ANAC, mayo 2026.

Sin embargo, el crecimiento del mercado vehicular no se traduce automáticamente en una red de carga suficiente, operativa y territorialmente equilibrada. Según el Observatorio de Infraestructura de Carga 2026, el país creció de 991 cargadores en 2024 a más de 1.500 en 2025 (un aumento del 51% en un año), pero este crecimiento no ha sido homogéneo: persisten brechas territoriales importantes, particularmente en la zona norte del país, y cerca del 60% de las comunas no cuenta con infraestructura de carga pública [4]. Desde la perspectiva de mercado, el Observatorio describe un ecosistema dinámico, pero altamente concentrado: tres operadores acumulan el 79% de la potencia instalada, y los precios de carga pública han aumentado durante 2026, con una dispersión tarifaria que pasó de 330–395 CLP/kWh en 2025 a 300–495 CLP/kWh en 2026 [4]. En este contexto, evaluar el desarrollo de la red únicamente a partir del número de cargadores resulta insuficiente: la potencia disponible, la ubicación y el precio son variables igualmente relevantes para la experiencia del usuario [4].

Esta relación se contrasta con el estándar internacional AFID, que recomienda un punto de carga por cada diez vehículos eléctricos, evidenciando una brecha agregada que fundamenta la urgencia del despliegue

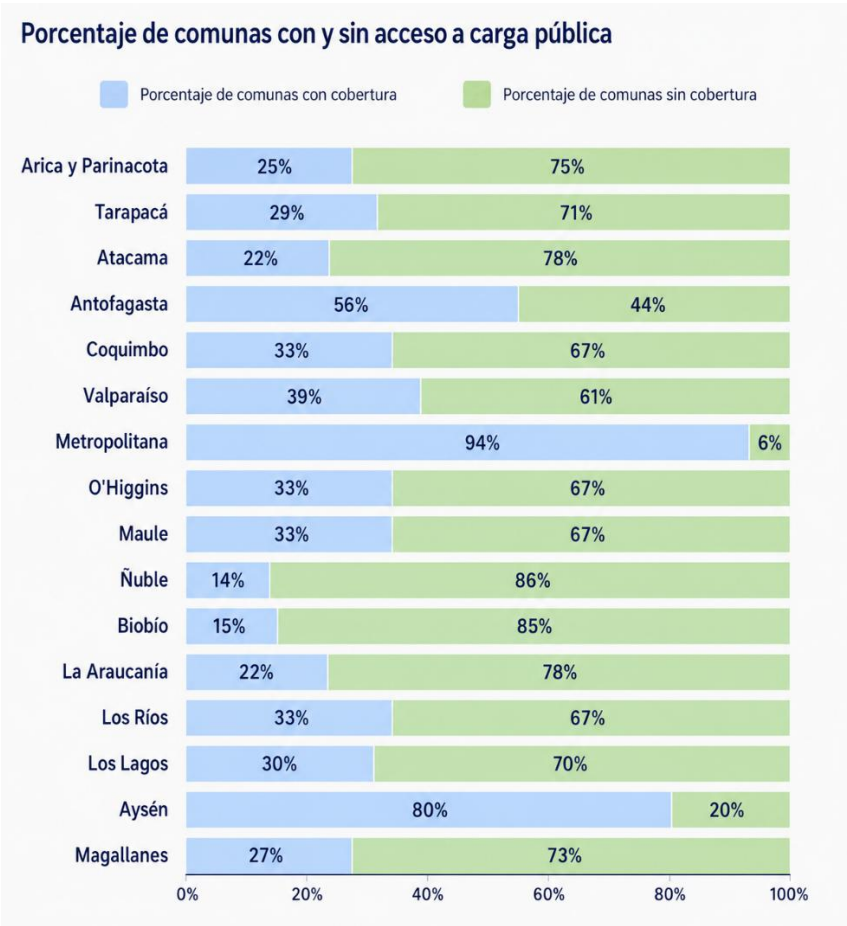


*Figura 5.3: Concentración territorial de infraestructura de carga pública en Chile y comunas sin cobertura.
Fuente: Observatorio de Infraestructura de Carga 2026.*

5.2 DESCRIPCIÓN DEL SUJETO DE ESTUDIO

El sujeto de estudio de esta investigación es la infraestructura de carga pública para vehículos eléctricos en la Región de Valparaíso. Para comprender adecuadamente este objeto de análisis, es necesario describir el ecosistema tecnológico, normativo y operativo de la electromovilidad, así como la anatomía de costos y las etapas del ciclo de un proyecto de infraestructura de carga, dado que estos elementos condicionan directamente la factibilidad, los plazos y la inversión requerida en cualquier intervención posterior.

5.2.1 Tipos de vehículos electrificados

El concepto de vehículo electrificado agrupa distintas tecnologías con diferentes niveles de electrificación. No todas dependen de la infraestructura de carga pública. Para efectos de esta tesis, resulta especialmente importante distinguir entre vehículos enchufables (que requieren conexión a la red eléctrica externa para recargar y, por tanto, constituyen demanda potencial de la red pública) y vehículos no enchufables.

Los vehículos eléctricos puros (BEV, Battery Electric Vehicle) funcionan exclusivamente con energía eléctrica almacenada en baterías y dependen directamente de infraestructura de carga. Los vehículos híbridos enchufables (PHEV, Plug-in Hybrid Electric Vehicle) combinan un motor eléctrico con un motor de combustión interna y pueden recargar la batería conectándose a la red. Los vehículos eléctricos de rango extendido enchufables (P-EREV, Plug-in Extended Range Electric Vehicle) operan principalmente con motor eléctrico, utilizando un pequeño motor de combustión como generador para extender la autonomía. Este trío conforma los vehículos enchufables. En cambio, los vehículos híbridos convencionales (HEV) y microhíbridos (MHEV) incorporan asistencia eléctrica al motor de combustión, pero no se conectan a la red eléctrica externa, por lo que no constituyen demanda directa de infraestructura pública. Los vehículos a celda de combustible (FCEV) son eléctricos, pero se cargan con hidrógeno y no requieren infraestructura de carga eléctrica.

Tabla 5.1. Tipos de vehículos electrificados y relación con infraestructura de carga

Tipo	Descripción general	¿Requiere carga eléctrica externa?	Relevancia para el estudio
BEV	Vehículo cien por ciento eléctrico, alimentado solo por batería	Sí	Alta. Usuario directo de infraestructura de carga
PHEV	Híbrido enchufable, combina motor eléctrico y de combustión	Sí	Alta. Demanda potencial de carga
P-EREV	Eléctrico de rango extendido enchufable, la combustión opera solo como generador	Sí	Alta. Demanda potencial de carga
HEV	Híbrido convencional, no se conecta a la red eléctrica	No	Baja. No demanda infraestructura pública
MHEV	Microhíbrido con asistencia eléctrica limitada	No	Baja. No demanda infraestructura pública

Tipo	Descripción general	¿Requiere carga eléctrica externa?	Relevancia para el estudio
FCEV	Eléctrico a celda de combustible de hidrógeno	No. Requiere hidrógeno	Fuera de foco. No demanda red eléctrica de carga

Fuente: Elaboración propia a partir de la clasificación de ANAC [2]. Revisar anexo 8.

5.2.2 Tecnologías de carga y conectores

La batería es uno de los componentes centrales del vehículo eléctrico, ya que determina su autonomía, velocidad de carga, vida útil y costo. La capacidad de una batería se mide en kilovatios-hora (kWh), lo que representa la cantidad de energía que puede almacenar. En cambio, la potencia de un cargador se mide en kilovatios (kW), lo que representa la velocidad a la que puede transferir energía hacia el vehículo. Esta distinción es fundamental para comprender la infraestructura de carga.

Tabla 5.2. Diferencia entre kW y kWh aplicada a electromovilidad

Unidad	Qué mide	Aplicación práctica	Ejemplo
kW	Potencia o velocidad de transferencia de energía	Indica qué tan rápido carga un cargador	Un cargador de 60 kW entrega energía más rápido que uno de 22 kW
kWh	Energía almacenada o consumida	Indica capacidad de batería o energía cargada	Una batería de 60 kWh almacena más energía que una de 40 kWh

Fuente: Elaboración propia.

La infraestructura de carga puede clasificarse según el tipo de corriente y nivel de potencia. La carga en corriente alterna (AC) es común en viviendas, estacionamientos, edificios, universidades, hoteles o centros comerciales; el vehículo transforma la corriente alterna en continua mediante su cargador interno, por lo que la velocidad de carga es menor. La carga en corriente continua (DC) entrega energía directamente a la batería mediante un cargador externo, permitiendo mayores potencias y menores tiempos de carga, lo que la hace especialmente relevante para estaciones de servicio, electrolineras y corredores interurbanos.

Tabla 5.3: Tipos de carga según corriente, potencia y uso habitual.

Tipo de carga	Corriente	Potencia referencial	Uso habitual
Carga lenta	AC	Hasta 7,4 kW	Domicilio, estacionamientos prolongados
Carga semirrápida	AC	7,4 kW a 22 kW	Centros comerciales, hoteles, universidades, carga de destino
Carga rápida	DC	Sobre 22 kW hasta 120 kW	Estaciones de servicio, corredores urbanos e interurbanos
Carga ultrarrápida	DC	Sobre 120 kW	Electrolineras, hubs de alta rotación, rutas de alto flujo

Fuente: Elaboración propia a partir de AgenciaSE [16] y Manual TE-6 [14].

El tipo de conector también es un elemento relevante, ya que define la compatibilidad entre el vehículo y el cargador. Un punto puede estar físicamente instalado y operativo, pero no ser útil para todos los usuarios si no cuenta con conectores compatibles con sus vehículos. La SEC publica la nomenclatura oficial de conectores utilizada en el trámite TE-6, que se contrasta a continuación con el uso real observado en el catastro propio.

La diferencia esencial entre los dos tipos de carga no radica en el conector, sino en dónde ocurre la conversión de corriente. La batería de un vehículo eléctrico almacena energía en corriente continua, mientras que la red de distribución la entrega en corriente alterna en algún punto de la cadena esa conversión debe realizarse. En la carga en corriente alterna (AC), la conversión la efectúa el propio vehículo mediante su cargador embarcado, un componente de capacidad acotada que limita la potencia a rangos de 7,4 a 22 kW y explica su menor velocidad su ventaja es un equipo de calle sencillo y de baja exigencia sobre la red, idóneo para la carga de destino en recintos donde el vehículo permanece estacionado por horas. En la carga en corriente continua (DC), la conversión la realiza la propia estación, que incorpora toda la electrónica de potencia y entrega energía directamente a la batería, habilitando potencias desde 50 kW y tiempos de carga breves, a costa de un equipo de mayor inversión y una exigencia significativa sobre la red. Esta distinción, aparentemente técnica, tiene una consecuencia económica central para esta investigación: la alta potencia de la carga DC es la que activa el cargo fijo por potencia de la distribuidora y el refuerzo de red, factores que (como se desarrolla en el Capítulo 8) condicionan la sostenibilidad del modelo de negocio en zonas de baja demanda.

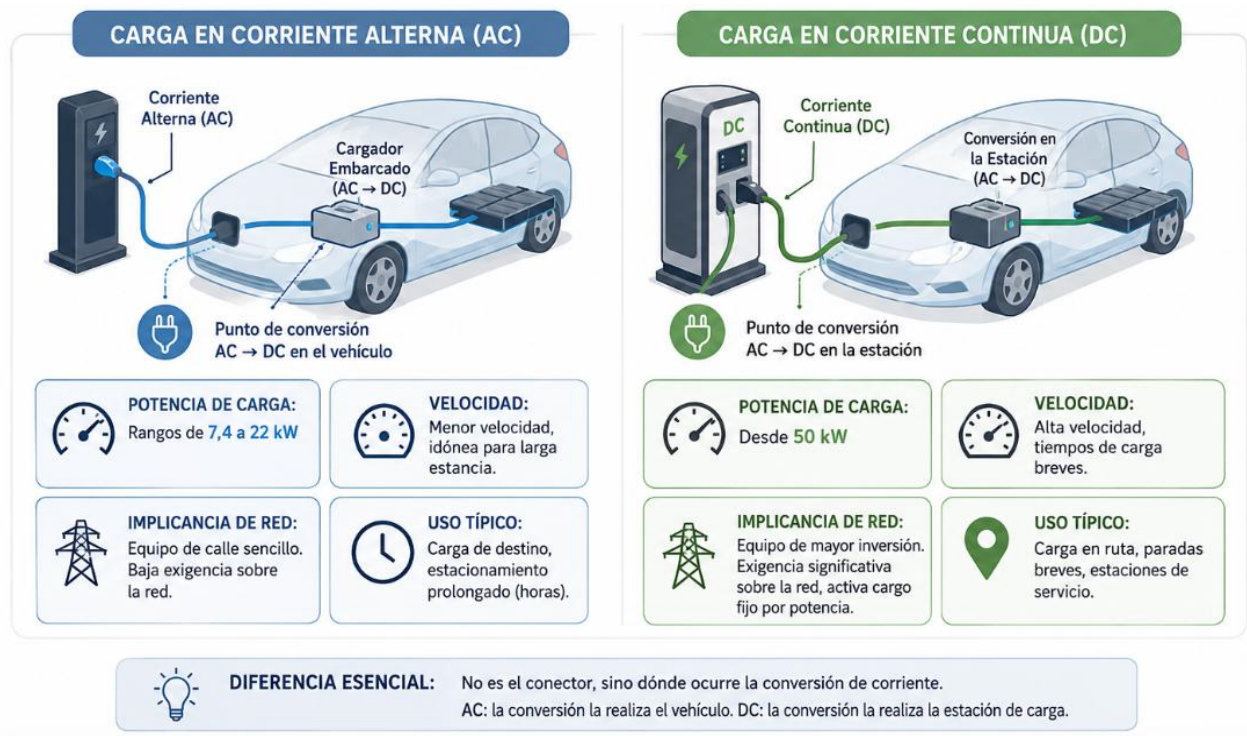


Figura 5.4: Diferencia entre carga AC y DC según el punto de conversión de corriente y su implicancia de potencia. (Fuente: Elaboración propia)

TIPOS DE CONECTORES

Actualmente existen variados tipos de conectores para vehículos eléctricos.
A continuación una muestra de los más utilizados según nomenclatura SEC y Manual TE-6.

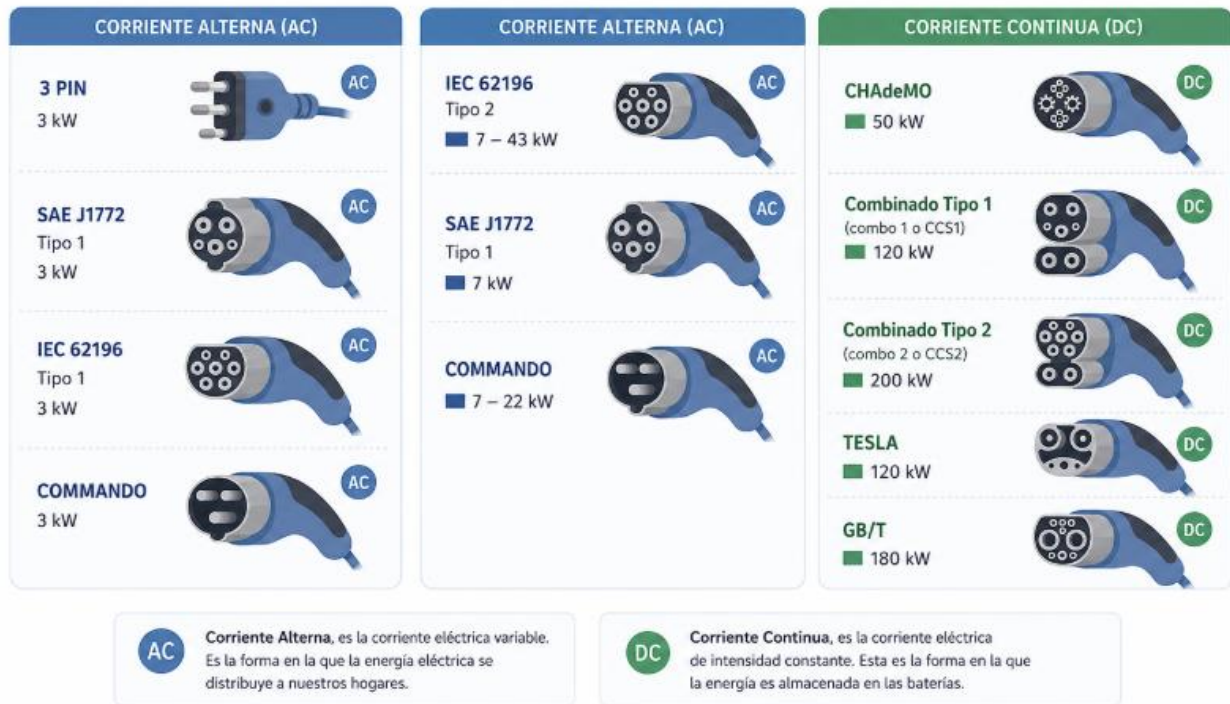


Figura 5.5: Tipos de conectores según nomenclatura SEC y Manual TE-6. (Fuente: SEC [5] y Manual TE-6 [14]).

Tabla 5.4: Principales conectores asociados a infraestructura de carga pública.

Conector	Tipo de carga	Uso principal	Relevancia para cobertura efectiva
CCS Tipo 2 (Combo 2)	DC rápida	Estándar dominante en infraestructura pública moderna	Alta. Compatibilidad con gran parte del parque actual europeo y nacional
Tipo 2 o Mennekes	AC	Carga semirrápida o de destino en estacionamientos, hoteles, universidades y comercio	Alta. Base instalada amplia en carga de destino
CHAdemo	DC rápida	Vehículos japoneses y modelos de generaciones anteriores	Media o decreciente. Menor presencia en nuevos modelos
Tipo 1 (SAE J1772)	AC	Vehículos asiáticos de generaciones anteriores	Baja. Uso residual

Fuente: Elaboración propia a partir de SEC [5], EcoCarga [7] y Manual TE-6 [14].

5.2.3 Componentes y anatomía de costos de un proyecto de carga pública

Un punto de carga pública no se compone únicamente del cargador visible para el usuario. El término infraestructura de carga (IC) abarca todos los elementos necesarios para garantizar el correcto funcionamiento del servicio: materiales, equipos, mano de obra, tramitación de permisos con la distribuidora eléctrica, diseño del proyecto y, en el caso de cargadores públicos, los servicios necesarios para cumplir con los lineamientos de interoperabilidad requeridos por la SEC [16]. En consecuencia, los costos de una instalación se agrupan en tres pilares principales.

Cargador. Corresponde al equipo de alimentación del vehículo eléctrico, incluido su sistema electrónico de potencia, conectores y sistema de comunicación. Es el componente más visible y, en electrolineras, concentra alrededor del 40% de la inversión total.

Instalación. Agrupa todos los costos del proyecto que no corresponden al cargador ni al empalme. Incluye obras civiles (rotura y reposición de pavimento, excavaciones, fundaciones, postes, cierres perimetrales), obras eléctricas (instalación de malla a tierra, canalizaciones, cables, tablero eléctrico, conexión de equipos, instalación del cargador), gastos generales (gestión, traslados, alojamiento), tableros y protecciones (interruptores automáticos, diferenciales, dispositivos de protección de sobretensión SPD Tipo 2 obligatorios en infraestructura pública) y la mano de obra de ingeniería e instalación SEC.

Empalme y transformador. Aplica en proyectos de electrolinera. Corresponde a la conexión dedicada con la red de distribución y, según el caso, a la instalación de un transformador dimensionado por la potencia del proyecto (del orden de 100 kVA para 60 kW DC y 200 kVA para 120 kW DC). Este pilar no existe en proyectos de carga de destino.

La evidencia del proyecto +Carga Rápida confirma la magnitud relativa de estos pilares: las obras civiles y eléctricas concentran cerca del 68% del costo total de un proyecto, y la variabilidad entre proyectos puede alcanzar los 104 millones de pesos, explicada principalmente por las distancias de empalme y la reposición de pavimentos. Esta variabilidad justifica el uso de una banda de sensibilidad sobre los costos de referencia, según se detalla en el Capítulo 8.

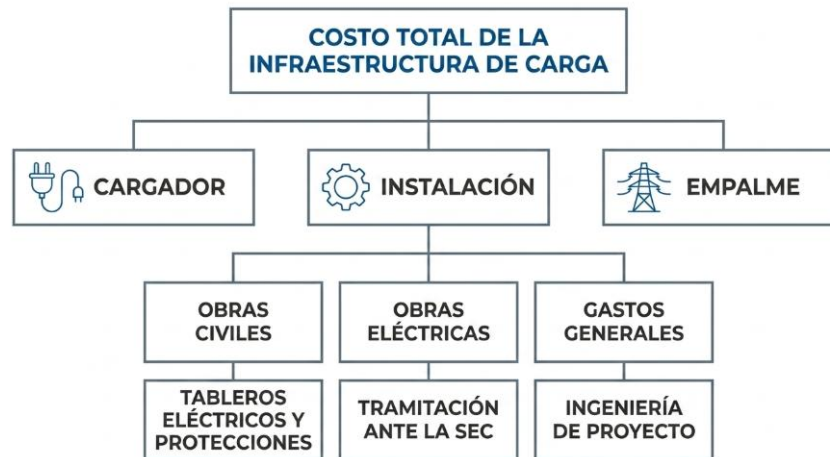


Figura 5.6: Estructura general de costos de un proyecto de infraestructura de carga pública. (Fuente: Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16]).

5.2.4 Modelos de proyecto: carga de destino y electrolinera

Una distinción fundamental para comprender la estructura de costos y los plazos de un proyecto es la diferenciación entre dos modelos de carga pública. La variable que los separa no es principalmente la potencia, sino la forma en que el proyecto resuelve su suministro eléctrico.

En la carga de destino (centros comerciales, strip centers, supermercados, estacionamientos, hoteles, universidades, recintos con permanencia del usuario) el proyecto se instala aprovechando la capacidad eléctrica remanente del inmueble. Se asume que el empalme y la estructura existente tienen capacidad suficiente para el cargador, por lo que no se cotiza un empalme dedicado ni, en general, un transformador nuevo. Como contrapartida, estos proyectos suelen incorporar un sistema de gestión de carga (SGC) que administra la potencia compartida con el resto del recinto. La inversión queda dominada por el costo del cargador y de la instalación interior.

En la electrolinera (estaciones de servicio, nodos de ruta, puntos de carga rápida dedicados) el proyecto requiere un empalme independiente dimensionado según la potencia del o los cargadores, lo que implica la cotización y ejecución de un empalme dedicado y la instalación de un transformador. Esta diferencia agrega un tercer pilar de costo (empalme más transformador) que no existe en la carga de destino y que, además, introduce la coordinación con la empresa distribuidora como actividad crítica del proyecto. En la Región de Valparaíso, esta coordinación se realiza principalmente con CGE.

La Guía para la Infraestructura de Carga Pública recomienda reservar la carga en corriente alterna de 22 a 50 kW para el espacio público de destino en Bien Nacional de Uso Público, donde el vehículo permanece detenido por períodos prolongados, y la carga en corriente continua de 50 kW o más para electrolineras de parada rápida en estaciones de servicio o terrenos privados o fiscales. Esta distinción tecnológica y de localización sustenta los dos modelos de proyecto que estructuran la priorización del presente estudio.

Tabla 5.5: Modelos de proyecto de carga pública, carga de destino frente a electrolinera.

Dimensión	Carga de destino	Electrolinera (estación de servicio o nodo de ruta)
Recinto típico	Mall, strip center, supermercado, estacionamiento, hotel o universidad	Estación de servicio, nodo de ruta o punto dedicado
Suministro eléctrico	Aprovecha capacidad remanente del inmueble	Empalme dedicado dimensionado por potencia
Transformador	Generalmente no requiere	Sí. Cerca de 100 kVA en 60 kW y 200 kVA en 120 kW
Coordinación con distribuidora	Mínima o nula	Crítica, por empalme y capacidad
Gestión de carga	Habitual, con potencia compartida	No habitual, con capacidad dedicada
Pilares de costo	Cargador e instalación	Cargador, instalación, empalme y transformador
Tiempo de uso del usuario	Prolongado, carga simultánea a la actividad del recinto	Acotado, recarga rápida en tránsito

Fuente: Elaboración propia a partir del Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16] y entrevistas a expertos del sector.

5.2.5 Etapas del ciclo de un proyecto IRVE de acceso público

A partir del Estudio de Costos AgenciaSE 2025, el Pliego Técnico Normativo RIC N°15 y el Manual TE-6 de la SEC, el desarrollo de un proyecto de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos (IRVE) puede ordenarse en ocho etapas. No todas tienen el mismo peso ni riesgo: algunas son administrativas y otras concentran la incertidumbre de plazo y costo del proyecto.

- **Etapas 1. Prospección y definición del punto.** Identificación de la ubicación según flujo vehicular, tipo de recinto y costo de oportunidad del usuario. La lógica de localización distingue entre recintos de permanencia (donde una carga lenta o de destino es suficiente) y nodos de tránsito (rutas, corredores interurbanos), donde se justifica carga rápida. A nivel

regional, el Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública desarrolla esta etapa mediante mesas regionales de prospección con validación de autoridades locales [15].

- **Etap 2. Evaluación de condiciones habilitantes.** Verificación de que el punto cuenta con las condiciones eléctricas para instalar el cargador: capacidad disponible en el inmueble (modelo destino) o factibilidad de empalme y existencia de red de distribución cercana con capacidad (modelo electrolinera). Esta etapa determina si el proyecto es viable en la ubicación elegida.
- **Etap 3. Definición de tipología y potencia.** Selección del modelo (destino o electrolinera) y de la potencia (7 kW AC, 22 kW AC, 60 kW DC o 120 kW DC), en función del recinto, la demanda esperada y la capacidad eléctrica disponible.
- **Etap 4. Ingeniería y diseño.** Elaboración del proyecto eléctrico por un instalador autorizado SEC: diagrama unilineal, memoria de cálculo, dimensionamiento de protecciones y conductores, y cumplimiento del Pliego Técnico Normativo RIC N°15 (circuito exclusivo por cargador, protección diferencial y RDC-DD en Modo 3, protección de sobretensiones SPD Tipo 2 obligatoria en recarga pública, secciones mínimas de conductores y rotulación) [18].
- **Etap 5. Coordinación con la empresa distribuidora.** Tramitación del empalme. En el modelo destino se asume capacidad suficiente, por lo que esta etapa es menor. En el modelo electrolinera se solicita un empalme dedicado y, según el caso, la instalación del transformador, lo que implica coordinación con la distribuidora (CGE en la Región de Valparaíso). Esta es la etapa de mayor riesgo de plazo del proyecto.
- **Etap 6. Obras civiles, eléctricas e instalación.** Ejecución de fundaciones y obra civil (reposición de pavimento, cámaras), obra eléctrica (canalización, tableros generales y del cargador, conductores, protecciones, puesta a tierra) y montaje del cargador. La estructura interna del proyecto agrupa estos componentes en los ítems de materiales y mano de obra de instalación.
- **Etap 7. Tramitación normativa y energización.** Comunicación de energización mediante el trámite TE-6 ante la SEC por parte del instalador autorizado, con la documentación técnica asociada (planos, unilineal, memoria). Sin este trámite la infraestructura no queda formalmente habilitada [14].

- **Etapas 8. Puesta en marcha y operación.** Configuración del cargador y, en su caso, del SGC; pruebas; conexión a la plataforma de interoperabilidad y cobro; e inicio de la operación, que abre el ciclo de mantención y continuidad operativa.

La experiencia del proyecto +Carga Rápida permite dimensionar la duración real de estas etapas. La implementación completa promedió 392 días corridos, con casos entre 300 y 454 días, distribuidos entre la fabricación e importación de equipos (209 días, la etapa más extensa), las obras civiles y eléctricas (42 días), la recopilación de antecedentes e ingreso del trámite TE-6 (56 días, con dos ingresos promedio por ubicación debido a observaciones de la SEC), el montaje (31 días) y la puesta en marcha final (36 días). Este desglose evidencia que los plazos no están dominados por la obra física, sino por la adquisición de equipos y la tramitación.

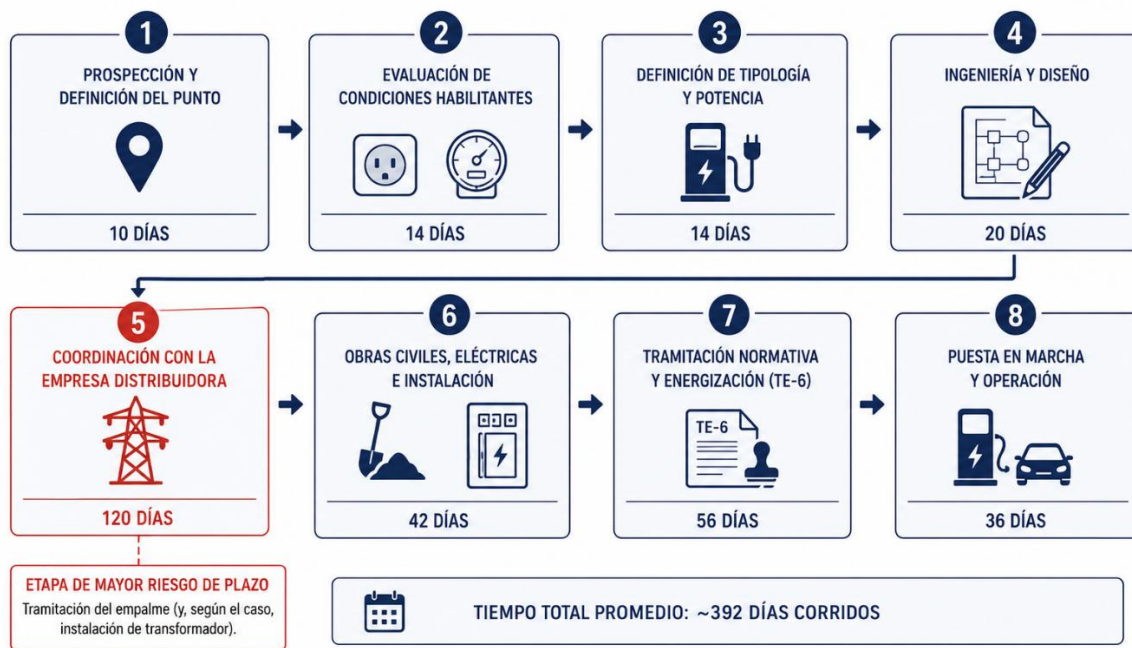


Figura 5.7: Etapas y plazos promedio de implementación de un proyecto de carga rápida de acceso público. (Fuente: Lecciones Aprendidas de Carga Rápida, AgenciaSE [20]).

5.2.6 La ruta crítica: coordinación con la distribuidora

El análisis de las etapas permite identificar que el cuello de botella de estos proyectos no está, en general, en el equipo ni en la obra, sino en la disponibilidad de potencia y la coordinación con la empresa distribuidora. Cuando se requiere un empalme dedicado y un transformador, esta etapa puede concentrar buena parte del plazo total del proyecto, y la diferencia de costo entre carga de

destino y electrolinera es, en lo esencial, el costo de resolver el suministro: el pilar empalme más transformador representa alrededor de un cuarto de la inversión total en electrolineras y no existe en la carga de destino.

Por ello, allí donde la capacidad eléctrica ya existe, la carga de destino ofrece una vía de menor barrera de entrada, mientras que la carga rápida dedicada exige resolver primero la coordinación con la distribuidora. Esta consideración tiene una consecuencia directa para la priorización territorial: un punto con alta demanda potencial, pero sin capacidad de empalme cercana es, en el corto plazo, más costoso y lento de habilitar que un punto de demanda equivalente en un recinto con capacidad remanente.

Dentro del ciclo del proyecto, la coordinación con la empresa distribuidora constituye la ruta crítica. La Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución establece que todo punto de carga es un Usuario de la Red sujeto a fiscalización de la SEC, y fija los plazos máximos de conexión: 10 días hábiles cuando no se requieren obras adicionales, y entre 30 y 40 días cuando se requieren obras aéreas o subterráneas para potencias sobre 150 kW. Cuando la potencia solicitada obliga a reforzar la red, la distribuidora puede exigir una boleta de garantía de potencia, con una duración máxima de ocho años (horizonte que coincide con la vida útil del cargador DC y que se retoma como supuesto en la evaluación económica del Capítulo 8).

Sin embargo, la evidencia práctica muestra que estos plazos rara vez se cumplen: en el proyecto +Carga Rápida, el 80% de las conexiones excedió los plazos normados, con un promedio de 51 días corridos solo para la conexión final. La convergencia entre lo que la norma establece, lo que la experiencia registra y lo levantado en las entrevistas (donde los actores coincidieron en señalar la conexión con la distribuidora como el principal factor de riesgo de plazo) constituye la primera triangulación de fuentes del estudio y confirma este eslabón como el cuello de botella estructural del despliegue.

5.2.7 Diferencias técnicas y de costo entre 60 kW y 120 kW DC

Para fundamentar los escenarios de la evaluación económica conviene precisar qué cambia entre un proyecto de 60 kW y uno de 120 kW. Las diferencias principales se concentran en el costo del cargador y del transformador, que constituyen la base del salto de potencia. A ello se suma el costo de los conductores, que aumenta por el mayor calibre requerido, y un mayor costo del instalador

SEC. En cambio, los accesorios de canalización y conexión varían poco entre ambas potencias. Esta estructura es consistente con el Estudio de Costos 2025, en el que el cargador concentra alrededor del 40% de la inversión en ambas tipologías de electrolinera y el pilar empalme más transformador se mantiene en torno al 23–24% [16].

La implicancia es relevante para la priorización: el costo por kW instalado es más favorable en 120 kW que en 60 kW, porque varios componentes no escalan proporcionalmente con la potencia. Por ello, en ubicaciones de alto flujo y con capacidad eléctrica suficiente, la instalación de 120 kW resulta estratégicamente preferible pese a su mayor inversión absoluta.

5.2.8 Marco normativo y plataformas

En Chile, la infraestructura de carga para vehículos eléctricos se relaciona con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y con el Ministerio de Energía. La comunicación de energización de infraestructura de recarga se realiza mediante el trámite TE-6, cuyo objetivo es declarar ante la SEC la puesta en servicio de instalaciones destinadas a la recarga de vehículos eléctricos [14]. El Manual TE-6 distingue entre instalaciones privadas (viviendas individuales, edificios o conjuntos habitacionales, electroterminales) e instalaciones públicas (electrolineras y autoservicio con acceso a público), y exige antecedentes sobre el tipo de empalme, nivel de tensión, potencia instalada y declarada, sistemas SAVE, conectores y gestión de carga.

El Pliego Técnico Normativo RIC N°15 [18] regula la infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos, estableciendo entre otros requisitos: circuito exclusivo por cargador, protección diferencial específica y RDC-DD para carga en Modo 3, protección de sobretensiones SPD Tipo 2 obligatoria en infraestructura pública, secciones mínimas de conductores y rotulación. El Decreto N°12 del Ministerio de Energía establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga [19]. Cuando una infraestructura es declarada como pública, esta puede integrarse a plataformas como EcoCarga, donde los usuarios consultan ubicación, potencia, conectores y disponibilidad declarada [7]. Sin embargo, el registro oficial de un punto no garantiza necesariamente su funcionamiento real al momento de uso, diferencia central que esta investigación aborda mediante la distinción entre cobertura nominal y cobertura efectiva.

El ecosistema de carga pública involucra además a diversos actores: operadores de carga, distribuidoras eléctricas, estaciones de servicio, propietarios o administradores de recintos,

municipios, organismos públicos, proveedores tecnológicos y usuarios finales. Cada uno influye en distintas etapas del proyecto, lo que justifica una mirada multidimensional al análisis de la infraestructura.

Desde la perspectiva de la continuidad de servicio, la Norma establece indicadores de frecuencia y duración de interrupciones (SAIFI y SAIDI) y un régimen de Estado Anormal que, durante eventos masivos, exime temporalmente a la distribuidora de los plazos de concurrencia ante fallas. Este régimen ayuda a explicar, desde lo normativo, por qué un punto de carga puede permanecer inoperativo durante períodos prolongados tras un evento climático, contribuyendo a la brecha de cobertura efectiva que se diagnostica en el Capítulo 8.

En el ámbito residencial, la carga domiciliaria (que a nivel internacional concentra entre el 50% y el 80% de la recarga) enfrenta en Chile una barrera regulatoria relevante. La Ley de Copropiedad Inmobiliaria N° 21.442 obliga a someter a votación de asamblea la instalación de un cargador en un edificio, exigiendo un 70% de aprobación cuando se interviene un bien común como un estacionamiento, y si bien el Pliego Técnico RIC N°15 fija los estándares técnicos de la recarga en estacionamientos residenciales [], la aprobación comunitaria permanece como la principal traba para el habitante de departamento. Esta restricción desplaza parte de la demanda hacia la infraestructura de acceso público, aspecto que se retoma en las recomendaciones (Capítulo 10).

5.3 MARCO TEÓRICO DEL ESTADO DEL ARTE

El marco teórico de esta investigación se sustenta en un conjunto de conceptos que permiten analizar la infraestructura de carga pública desde una perspectiva territorial, económica y operativa. Dado que el objetivo del estudio no es desarrollar un modelo matemático de localización ni una ingeniería de detalle, sino diagnosticar brechas, identificar factores críticos y proponer lineamientos de expansión con evaluación económica referencial, el marco teórico se orienta a fundamentar la toma de decisiones en contextos de información incompleta, mercados emergentes y múltiples restricciones simultáneas.

Un primer concepto relevante corresponde a la planificación territorial de infraestructura. La localización de un punto de carga no depende únicamente de la existencia actual de vehículos eléctricos en una comuna. También influyen el flujo vehicular, la conectividad vial, la actividad turística, la densidad poblacional, la disponibilidad eléctrica de la red de distribución, la seguridad

del sitio, la permanencia esperada del usuario, la existencia de servicios complementarios y el potencial de crecimiento futuro. En la literatura existen modelos matemáticos de localización (modelos de cobertura máxima, localización-asignación, p-mediana); sin embargo, el presente estudio no aplica formalmente este tipo de modelos, dado que su alcance es diagnóstico y de prefactibilidad. Estos enfoques se utilizan solo como referencia conceptual. La aplicación territorial concreta del estudio se realiza mediante un catastro georreferenciado procesado en Google Colab, contrastado con los radios de cobertura de 100 km del Plan Maestro y con las zonas de complejidad eléctrica identificadas por el ministerio [15].

Para ordenar esta multiplicidad de factores en decisiones concretas, la Guía para la Infraestructura de Carga Pública propone un marco de cuatro preguntas que estructura la planificación en etapas tempranas: cuándo instalar, de qué tipo, cuántos puntos y dónde localizarlos [21]. La pregunta por el cuándo reconoce que, en un mercado incipiente y de baja utilización, la prioridad es asegurar una cobertura territorial mínima que reduzca la ansiedad de rango, para luego (a medida que la demanda madura) densificar los puntos de mayor flujo. La pregunta por el tipo distingue entre la carga en corriente alterna para el espacio público de destino y la carga en corriente continua para electrolineras de parada rápida. La pregunta por el cuántos se apoya en la razón de vehículos por punto de carga, contrastada con el estándar internacional AFID, que recomienda un punto por cada diez vehículos eléctricos. Y la pregunta por el dónde combina la escala macro (zonas de alta afluencia, densidad residencial, vías troncales y polos de desarrollo económico local) con la escala micro (acceso público, visibilidad y proximidad a la red de distribución). Este marco constituye la base conceptual sobre la que se articulan los criterios de priorización aplicados en el Capítulo 8.

Marco de las cuatro preguntas para la planificación de infraestructura de carga pública

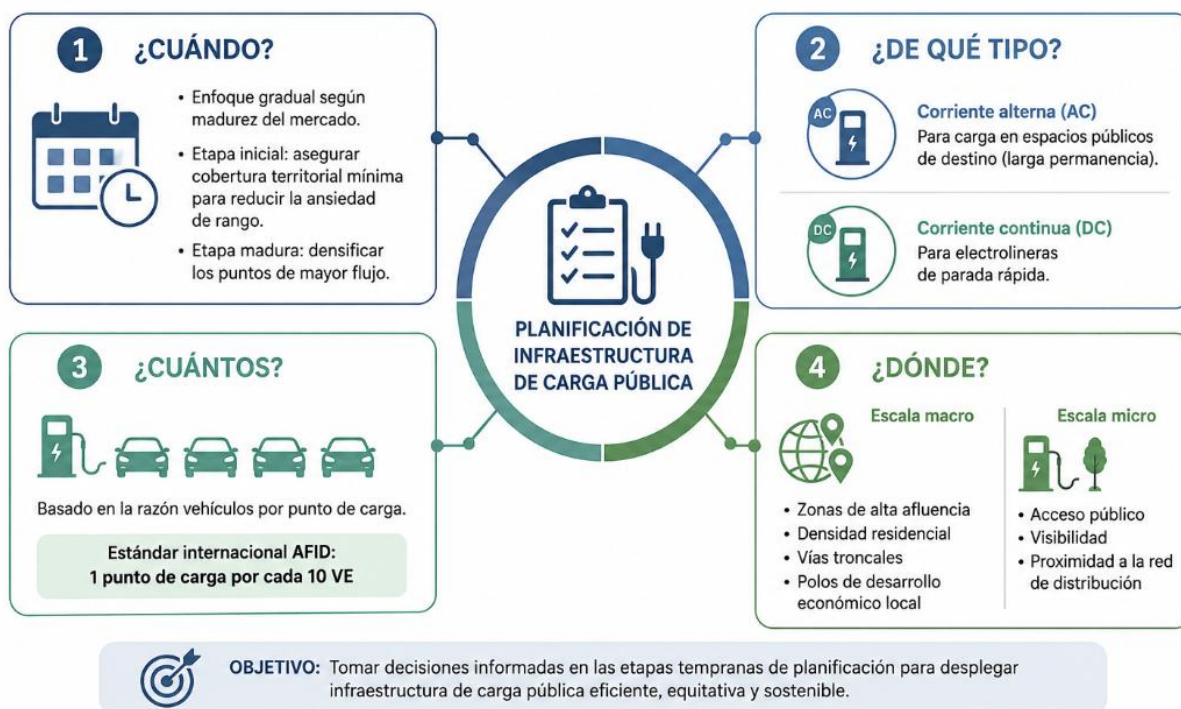


Figura 5.8: Marco de las cuatro preguntas para la planificación de infraestructura de carga pública. (Fuente: Elaboración propia a partir de la Guía para la Infraestructura de Carga Pública [21]).

La respuesta a la pregunta por el dónde se fundamenta, además, en la distribución observada de los hábitos de carga. La evidencia muestra que la recarga se concentra en el hogar, con una participación de entre 50% y 80%, seguida por la carga en el lugar de trabajo, entre 15% y 25%, mientras que la carga de acceso público representa solo entre un 1% y un 10% del total []. Esta distribución implica que la infraestructura pública debe entenderse como un complemento estratégico (y no como un sustituto) de la carga privada, orientado a resolver los desplazamientos interurbanos, la ansiedad de rango y la recarga de quienes no disponen de carga domiciliaria. Esta última condición es particularmente relevante en contextos urbanos densos, donde una proporción importante de la población reside en edificios y enfrenta barreras para instalar carga privada, según se detalla más adelante y se retoma en las recomendaciones del Capítulo 10.

Distribución de los hábitos de recarga de vehículos eléctricos según lugar de recarga

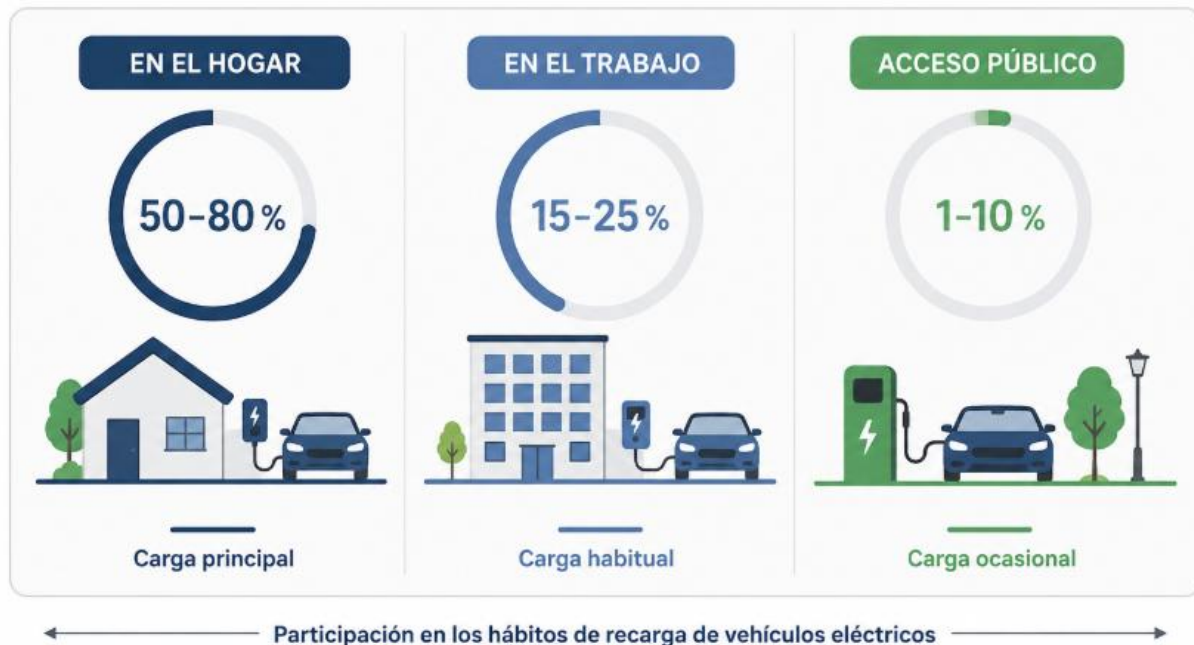


Figura 5.9: Distribución de los hábitos de carga por lugar de recarga. (Fuente: Elaboración propia a partir de la Guía para la Infraestructura de Carga Pública [21]).

En el contexto de la electromovilidad, la infraestructura de carga también puede analizarse mediante el concepto de economías de red. El valor de una red aumenta a medida que más usuarios pueden beneficiarse de ella y más puntos se encuentran disponibles. Para un usuario de vehículo eléctrico, la utilidad del vehículo no depende solamente de sus características técnicas, sino también de la existencia de una red de carga confiable, accesible y distribuida. Mientras mayor sea la cobertura efectiva de la red, menor será la incertidumbre asociada a la autonomía y mayor será la confianza del usuario para adoptar esta tecnología [10][11].

Esta dinámica genera el denominado problema del 'huevo y la gallina'. Los usuarios pueden postergar la compra de vehículos eléctricos si perciben que no existe suficiente infraestructura de carga; al mismo tiempo, las empresas pueden postergar la inversión en cargadores si perciben que todavía no existe una masa suficiente de usuarios. Esta trampa de coordinación es especialmente relevante en regiones donde la adopción se encuentra en etapa temprana, y es reconocida explícitamente por el Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública como una de las barreras

que justifica la intervención pública en zonas donde el modelo de negocio privado aún no resulta sostenible [15].

El problema del huevo y la gallina no se limita a la relación entre usuarios y operadores privados, sino que también involucra el rol habilitante del Estado, la regulación y la coordinación institucional. La expansión de la infraestructura de carga requiere interacción entre empresas operadoras, distribuidoras eléctricas, propietarios de terrenos, administraciones de edificios, municipios, organismos reguladores y usuarios finales. Si estos actores enfrentan trámites extensos, incertidumbre normativa, altos costos de conexión, permisos poco claros o dificultades de copropiedad, la inversión puede ralentizarse incluso cuando existe una necesidad estratégica de ampliar la red. En las edificaciones existentes, la instalación de cargadores puede enfrentar barreras asociadas a permisos de copropiedad, capacidad eléctrica común, distribución de costos, administración del espacio y normas internas de uso, lo que refuerza la necesidad de marcos regulatorios facilitadores.

En este marco, un punto de carga operativo genera externalidades positivas para el sistema: no solo beneficia al usuario que lo utiliza, sino que aumenta la confianza general en la red y reduce la percepción de riesgo de quienes evalúan adquirir un vehículo eléctrico. Por el contrario, un punto registrado, pero fuera de servicio puede generar una externalidad negativa de confianza: si un usuario llega a un cargador que aparece en una plataforma, pero no funciona, no solo enfrenta un problema puntual, sino que disminuye su disposición a confiar en la red completa. Esta lectura, articulada desde la teoría económica de externalidades de red, refuerza la necesidad de analizar la infraestructura desde la cobertura efectiva y no solo desde la cobertura nominal.

La cobertura nominal corresponde a la totalidad de puntos registrados en fuentes oficiales o complementarias, independiente de su estado operativo. La cobertura efectiva, en cambio, corresponde a los puntos que se encuentran realmente disponibles, operativos y capaces de entregar el servicio para el cual fueron instalados. La diferencia entre ambos conceptos constituye la brecha operativa de la red. Esta brecha puede observarse a nivel de puntos únicos, conectores o potencia instalada. Esta distinción es fundamental para evaluar la red desde la perspectiva del usuario: la utilidad real del punto depende de su disponibilidad, conector, potencia, horario de acceso, facilidad de pago, seguridad y confiabilidad. Aplicada de manera sistemática a nivel de

conector y a escala regional, esta distinción entre lo nominal y lo efectivo constituye el eje analítico central de la presente investigación.

Otro elemento central del marco teórico corresponde a los factores críticos de viabilidad, entendidos como el conjunto de condiciones que deben cumplirse para que un proyecto de infraestructura de carga sea técnicamente factible, normativamente habilitado, comercialmente atractivo, operativamente sostenible y económicamente razonable. Desde la dimensión técnica se incluyen la disponibilidad de potencia eléctrica, la factibilidad de empalme, la eventual necesidad de transformador, las condiciones del terreno y la compatibilidad con la red de distribución. Desde la dimensión normativa, el cumplimiento del RIC N°15, la declaración TE-6, los permisos y la coordinación institucional. Desde la dimensión comercial-territorial, el flujo vehicular, la ubicación, la permanencia esperada del usuario, los servicios complementarios y la demanda potencial. Desde la dimensión operativa, la mantención, conectividad, sistemas de pago, atención de fallas, continuidad del servicio y modelo de operación. Finalmente, desde la dimensión económica, la inversión inicial, los costos de operación y mantención, la utilización esperada y los indicadores de eficiencia.

Finalmente, la evaluación económica de este estudio se entiende como referencial o de prefactibilidad estratégica. En una evaluación financiera completa, indicadores como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) o el período de recuperación (payback) permiten determinar la rentabilidad de un proyecto cuando se cuenta con información detallada de inversión, ingresos, costos operacionales y tasa de descuento [12][13]. Sin embargo, en el caso de la infraestructura de carga pública, gran parte de esa información pertenece a operadores privados y no se encuentra disponible públicamente. Por esta razón, aplicar una evaluación financiera definitiva podría generar una precisión aparente. Resulta más adecuado desarrollar una evaluación económica referencial, orientada a estimar el orden de magnitud de la inversión requerida, comparar escenarios de intervención, identificar componentes principales de costo y, como ejercicio de sensibilidad, dimensionar tiempos referenciales de recuperación de inversión bajo supuestos explícitos de tarifa y utilización. En particular, este ejercicio adopta como instrumento el análisis de la utilización de equilibrio, que estima el uso diario mínimo necesario para recuperar la inversión en un horizonte definido, según se desarrolla en el Capítulo 8.

6. PROPUESTA METODOLÓGICA

El presente capítulo expone la propuesta metodológica utilizada para desarrollar la investigación, definiendo el enfoque general del estudio, el diseño metodológico, las fuentes de información consideradas, las técnicas de levantamiento y procesamiento de datos, y la forma en que se integrarán los distintos componentes del análisis. La metodología responde al carácter aplicado y exploratorio del problema estudiado, combinando información cuantitativa y cualitativa para construir un diagnóstico territorial-operativo, levantar factores críticos de viabilidad y desarrollar una evaluación económica referencial de las posibles intervenciones.

6.1 Enfoque y tipo de investigación

La investigación adopta un enfoque mixto, integrando herramientas cuantitativas y cualitativas. El componente cuantitativo se relaciona con la construcción del catastro regional de infraestructura de carga pública, el procesamiento de registros de cargadores y conectores, la identificación de puntos únicos, el análisis de cobertura nominal y efectiva, el dimensionamiento referencial de la demanda potencial y la evaluación económica preliminar de escenarios de intervención. El componente cualitativo se desarrolla mediante entrevistas semiestructuradas a actores relevantes del ecosistema, con el propósito de complementar la información disponible en las fuentes públicas, incorporando antecedentes técnicos, normativos, comerciales, operativos y económicos.

Desde el punto de vista del tipo de investigación, el estudio es descriptivo, diagnóstico, exploratorio y propositivo. La pregunta central que orienta la metodología es: **¿En qué medida la infraestructura de carga pública para vehículos eléctricos en la Región de Valparaíso representa una cobertura efectiva para sus usuarios, qué factores condicionan su expansión o recuperación operativa, y qué nivel de inversión referencial sería necesario para reducir las brechas identificadas?**

6.2 Diseño metodológico

El diseño metodológico se estructura en tres pilares secuenciales y complementarios. El primer pilar corresponde al diagnóstico territorial-operativo de la infraestructura de carga pública, cuyo objetivo es construir una base depurada de puntos de carga, diferenciando entre registros individuales, conectores y puntos únicos, e identificando los estados operativos, la distribución

comunal, los niveles de potencia, los tipos de conectores y la brecha entre cobertura nominal y cobertura efectiva. El segundo pilar corresponde al levantamiento de factores críticos de viabilidad mediante entrevistas semiestructuradas a actores relevantes del ecosistema, lo que permite incorporar una dimensión empírica y aplicada al diagnóstico. El tercer pilar corresponde a la priorización territorial y evaluación económica referencial, que integra los resultados del diagnóstico, el dimensionamiento de la demanda potencial y los factores críticos levantados, con el fin de proponer tipos de intervención y estimar el orden de magnitud de la inversión requerida.

Tabla 6.1. Diseño metodológico general por pilares

Pilar metodológico	Propósito	Técnica principal	Resultado esperado
Pilar 1. Diagnóstico territorial-operativo	Identificar el estado real de la infraestructura de carga pública regional	Catastro propio, depuración a nivel de conector y punto, y análisis de cobertura	Diagnóstico de cobertura nominal y cobertura efectiva
Pilar 2. Factores críticos de viabilidad	Comprender las condiciones que habilitan o dificultan nuevos proyectos	Entrevistas semiestructuradas con triangulación de fuentes secundarias	Matriz consolidada de factores críticos en cinco dimensiones
Pilar 3. Priorización y evaluación económica referencial	Orientar intervenciones y estimar la inversión requerida	Integración de criterios, costos sectoriales, Plan Maestro y escenarios	Propuesta preliminar de intervención y evaluación económica referencial

Fuente: Elaboración propia.

6.3 Fuentes de información secundaria

La investigación utiliza fuentes secundarias públicas, fuentes sectoriales y fuentes primarias levantadas mediante entrevistas. Las principales fuentes secundarias consideradas son EcoCarga, los registros asociados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), Google Maps, el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), la Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC), el Observatorio de Infraestructura de Carga 2026, la Ruta Energética 2026–2030, el Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública del Ministerio de Energía y los estudios de costos de infraestructura publicados por la Agencia de Sostenibilidad Energética (AgenciaSE), particularmente el Estudio de Costos 2025.

Una decisión metodológica relevante es priorizar el Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública como fuente de referencia para la prospección territorial. Este instrumento, elaborado por el Ministerio de Energía con apoyo de la Agencia de Sostenibilidad Energética y consultas a actores sectoriales, ofrece una base ministerial respaldada por un equipo amplio y una metodología territorial estandarizada, lo que lo convierte en la referencia más robusta disponible para la identificación de zonas críticas y condiciones habilitantes a escala regional.

Las fuentes secundarias se utilizan de manera diferenciada según el objetivo metodológico de cada etapa. EcoCarga y los registros asociados a la SEC se utilizan como base para identificar la infraestructura de carga pública registrada. Cabe señalar que esta base presenta limitaciones reconocidas: puede estar desactualizada, refleja el estado declarado por los operadores y no necesariamente el estado real en terreno, y constituye un registro estatal con cobertura imperfecta. No obstante, es la única fuente pública sistemática y actualizada disponible para Chile. Por esta razón, la base se complementa con verificación a través de Google Maps —que permite contrastar ubicación, accesibilidad, reseñas y experiencia de usuarios—, lo que en algunos casos permitió identificar puntos declarados como públicos en SEC que en la práctica corresponden a infraestructura privada sin acceso real al público. El catastro propio se construyó con esta verificación cruzada durante abril y mayo de 2026, con fecha de corte al 31 de mayo de 2026.

El INE se utiliza como referencia del parque vehicular regional total y como indicador territorial. ANAC se utiliza como base para el dimensionamiento de la demanda potencial, aprovechando que su informe mensual distingue entre vehículos enchufables (BEV, PHEV, P-EREV) e híbridos no enchufables (HEV, MHEV), lo que la categoría administrativa 'Eléctrico' del INE no permite hacer. La Ruta Energética 2026–2030 se utiliza como ancla normativa de la meta de adopción (20% de ventas enchufables al 2030). El Plan Maestro entrega la prospección territorial y la identificación de zonas críticas. El Observatorio de Infraestructura de Carga 2026 entrega información de mercado, concentración de operadores y rangos tarifarios. Finalmente, el Estudio de Costos AgenciaSE 2025 se utiliza como fuente principal para la evaluación económica referencial.

Tabla 6.2: Fuentes de información y uso metodológico.

Fuente	Tipo de información	Uso dentro del estudio
EcoCarga y SEC	Ubicación, potencia, conectores y disponibilidad declarada	Construcción inicial del catastro de infraestructura pública
Google Maps	Verificación complementaria de ubicación, acceso y experiencia de usuarios	Contraste operativo y apoyo a la depuración del catastro
INE, permisos de circulación 2024	Parque vehicular regional motorizado	Referencia territorial del parque vehicular total
ANAC, informes mensuales 2025 y 2026	Ventas y parque acumulado de enchufables (BEV, PHEV y P-EREV)	Magnitud de la demanda potencial y participación de mercado
Ruta Energética 2026-2030	Meta de 20% de ventas enchufables al 2030	Ancla normativa de la proyección
Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública	Prospección territorial y zonas críticas por complejidad	Identificación de comunas y zonas de expansión, y condiciones habilitantes

Fuente	Tipo de información	Uso dentro del estudio
Observatorio de Infraestructura de Carga 2026	Brechas nacionales, concentración de operadores y precios	Contexto sectorial nacional y referencia comparativa
Estudio de Costos AgenciaSE 2025	Costos por tipología: destino 60, electrolinera 60 y 120 kW	Base para la evaluación económica referencial
Manual TE-6 y RIC N°15	Normativa de declaración y requisitos técnicos de infraestructura de recarga	Marco normativo del ciclo de proyecto
Entrevistas semiestructuradas	Información técnica, comercial, operativa y económica	Construcción de la matriz consolidada de factores críticos
Guía para la Infraestructura de Carga Pública	Marco conceptual de decisión y principios de política pública	Fundamentar los criterios de localización y la distinción entre modelos de proyecto
Lecciones Aprendidas de Carga Rápida	Evidencia empírica del despliegue nacional: plazos reales, estructura de costos y factores críticos	Validar externamente los factores críticos y los supuestos de la evaluación económica
Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución	Marco legal de los procesos de conexión, garantía de potencia e indicadores de continuidad	Respaldar normativamente el diagnóstico de cobertura efectiva y la ruta crítica del proyecto

Fuente: Elaboración propia.

La combinación de estas fuentes responde a una lógica de triangulación: cada hallazgo relevante se sostiene, cuando es posible, sobre tres tipos de evidencia independientes (el testimonio de actores clave levantado en entrevistas, la evidencia documental de estudios sectoriales y el marco normativo vigente). Esta convergencia reduce la dependencia de una sola fuente y otorga mayor robustez a las conclusiones, particularmente en la identificación de los factores críticos de viabilidad.

6.4 Pilar 1: diagnóstico territorial-operativo

El primer pilar metodológico corresponde a la construcción del diagnóstico territorial-operativo de la red de carga pública en la Región de Valparaíso. La metodología distingue tres unidades de análisis: registro o conector (fila individual de la base de datos asociada a un cargador o conector específico), punto único de carga pública (ubicación real que puede contener uno o más conectores) y comuna (unidad administrativa territorial). Esta diferenciación es crítica para evitar sobreestimar la infraestructura territorial al contar conectores como si fueran puntos independientes, y para evitar subestimar la brecha operativa al ocultar conectores caídos dentro de puntos clasificados globalmente como disponibles.

Para resolver esta segunda limitación, el análisis operativo se realiza principalmente a nivel de conector. Un mismo punto puede tener conectores disponibles y conectores fuera de línea simultáneamente; el análisis por punto único oculta esta heterogeneidad. Por esta razón, los indicadores de cobertura efectiva se construyen tanto a nivel de punto único como de conector individual, y la priorización de intervenciones se realiza identificando exactamente qué conectores requieren recuperación dentro de cada punto.

La depuración del catastro considera criterios de agrupación por nombre del punto, dirección, comuna, coordenadas geográficas y consistencia de la información. Posteriormente, se normaliza el estado operativo de cada conector y punto en tres categorías: disponible (operativo y utilizable por el usuario), fuera de línea o en mantención (registrado, pero temporalmente no operativo) y no disponible o no operativo (no habilitado para uso efectivo). Las variables principales son nombre del punto, comuna, dirección, coordenadas, tipo de conector, potencia, estado operativo, cobertura nominal y cobertura efectiva.

6.5 Pilar 2: levantamiento factores críticos de viabilidad

El segundo pilar metodológico corresponde al levantamiento de factores críticos de viabilidad mediante entrevistas semiestructuradas. Esta etapa busca complementar el diagnóstico territorial-operativo con información que no puede ser obtenida únicamente a partir de bases públicas: la instalación y operación de un punto de carga depende de variables técnicas, normativas, comerciales, operativas y económicas que no siempre aparecen registradas en plataformas oficiales.

Se consideran tres perfiles de entrevistados. El primer perfil corresponde a la dimensión técnica y normativa: profesionales vinculados a la elaboración de instrumentos sectoriales (Estudio de Costos, Plan Maestro de Infraestructura de Carga), responsables de proyectos de instalación con experiencia en empalmes, capacidad eléctrica, obras civiles, transformadores, permisos y tramitación SEC. Este perfil permite comprender los requerimientos previos a la instalación, las restricciones técnicas del sitio, la coordinación con distribuidoras, las diferencias entre carga de destino y electrolinera, y la diferencia técnica y de costo entre proyectos de 60 kW y 120 kW. El segundo perfil corresponde a la dimensión comercial y territorial: actores con experiencia en selección de ubicaciones, demanda potencial, modelos de negocio y evaluación preliminar de puntos. El tercer perfil corresponde a la dimensión operativa: operadores y responsables de puntos en funcionamiento, con foco en mantención, fallas, continuidad de servicio, conectividad y experiencia del usuario.

La información levantada se sistematiza en una matriz consolidada de factores críticos, agrupados en cinco dimensiones (técnica, normativa, comercial-territorial, operativa y económica). Esta matriz no busca asignar una ponderación estadística, sino ordenar la evidencia cualitativa para utilizarla como insumo en la priorización territorial y la evaluación económica referencial.

La construcción de esta matriz responde a una lógica de triangulación de fuentes. Cada factor identificado en las entrevistas se contrasta con dos capas adicionales de evidencia independiente: la documental, proveniente de estudios sectoriales (Lecciones Aprendidas +Carga Rápida [20] y Guía para la Infraestructura de Carga Pública [21]), y la normativa, proveniente de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución [22]. Un factor se considera estructural cuando converge en al menos dos de estas tres capas, lo que permite distinguir los factores determinantes del despliegue de las percepciones aisladas de un actor. Esta convergencia otorga mayor robustez a las conclusiones y reduce la dependencia de una sola fuente. El detalle de los entrevistados se presenta en la sección 7.7, y la matriz consolidada, en la sección 8.3.

Tabla 6.3: Perfiles de entrevista y dimensiones de análisis.

Perfil de entrevistado	Dimensión principal	Información esperada
Actor técnico y normativo	Factibilidad eléctrica, normativa y planificación territorial	Empalme, transformador, potencia disponible, condiciones habilitantes, TE-6, permisos, obras, plazos, coordinación con la distribuidora, prospección regional y estructura de costos sectoriales
Actor comercial y territorial	Selección de ubicaciones, demanda y modelo de negocio	Flujo vehicular, servicios complementarios, atractivo del punto, demanda esperada, viabilidad comercial y segmentos de usuario
Actor operativo	Funcionamiento real y experiencia de uso	Mantenimiento, fallas, continuidad del servicio, conectividad, obsolescencia tecnológica, experiencia del usuario, y modelo de operación y acuerdos de nivel de servicio

Fuente: Elaboración propia.

6.6 Pilar 3: priorización territorial y evaluación económica referencial

El tercer pilar metodológico corresponde a la integración del diagnóstico territorial-operativo, el dimensionamiento de la demanda potencial, los factores críticos de viabilidad y la prospección territorial del Plan Maestro, con el fin de orientar una priorización territorial de intervenciones y desarrollar una evaluación económica referencial.

La priorización territorial no se entenderá como un modelo matemático de localización óptima, sino como una herramienta de análisis estratégico. A diferencia de un enfoque basado en el reparto

de la demanda proyectada por comuna, la asignación se estructura sobre tres criterios jerárquicos. El primero es la existencia de brecha de cobertura (puntos y conectores fuera de línea o no disponibles, y comunas sin infraestructura registrada), priorizando la cobertura territorial mínima por sobre la densificación de zonas ya atendidas. El segundo es el rol estratégico de la comuna dentro de la Región de Valparaíso (portuario, agrícola/agroindustrial o turístico, con su respectiva densidad poblacional, actividad económica, flujo vehicular, vocación turística y conectividad), bajo el supuesto de que las vocaciones económicas anticipan las sinergias del despliegue antes de que la demanda se manifieste en el dato. El tercero corresponde a las condiciones habilitantes de la red de distribución (la capacidad eléctrica y la complejidad identificadas por el Plan Maestro por zona), complementadas con el juicio de los actores clave levantado en las entrevistas.

La magnitud de la demanda potencial, en su contexto nacional y regional, no se emplea como criterio de reparto punto a punto, sino como justificación de la urgencia agregada del despliegue, en línea con el estándar AFID de un punto por cada diez vehículos. Esta decisión es deliberada: el propio Plan Maestro advierte que el despliegue no será homogéneo en el territorio, y la adopción evoluciona de forma exponencial y no lineal, por lo que una distribución comuna a comuna de esa demanda quedaría rápidamente desactualizada. La combinación de los tres criterios permite diferenciar entre territorios donde conviene instalar nueva infraestructura, territorios donde puede ser más eficiente recuperar o actualizar puntos existentes, y territorios donde la expansión puede aprovechar zonas con condiciones habilitantes ya diagnosticadas por el ministerio.



Figura 6.1: Diseño metodológico y criterios de priorización territorial del estudio. (Fuente: Elaboración propia).

La metodología considera tres tipos de intervención. La primera corresponde a la recuperación de puntos fuera de línea o no operativos, orientada a restablecer infraestructura ya instalada cuando es técnicamente recuperable; cuando el punto es una estación de servicio con empalme existente, la recuperación puede combinarse con un salto tecnológico a 60 kW aprovechando la capacidad eléctrica ya conectada. La segunda corresponde a la expansión hacia nuevas ubicaciones, en comunas sin cobertura efectiva o en corredores estratégicos, diferenciando entre proyectos de carga de destino 60 kW DC (para recintos con capacidad remanente) y electrolíneas (60 o 120 kW DC, según flujo y capacidad disponible). La tercera corresponde a la actualización tecnológica de puntos existentes con baja potencia, conectores rezagados o infraestructura insuficiente para las necesidades actuales de carga rápida; sigue la lógica del modelo destino e interviene sobre la potencia del equipo sin reabrir la coordinación con la distribuidora.

Tabla 6.4: Tipos de intervención considerados en la propuesta.

Tipo de intervención	Descripción	Aplicación esperada
Recuperación	Restablecimiento de puntos o conectores fuera de línea o no disponibles, eventualmente con salto tecnológico cuando el sitio lo permite	Infraestructura existente inoperativa con empalme y obra civil hundidos
Expansión, destino 60 kW DC	Instalación de un nuevo punto en recinto con capacidad eléctrica remanente	Malls, estacionamientos, hoteles, universidades y comercio
Expansión, electrolinera 60 kW DC	Nueva electrolinera con empalme dedicado en flujo medio	Estaciones de servicio comunales o nodos secundarios
Expansión, electrolinera 120 kW DC	Nueva electrolinera con empalme y transformador de 200 kVA en alto flujo	Nodos de ruta, corredores estratégicos y alta densidad urbana
Actualización tecnológica	Mejora de potencia, conectores o tecnología sin nuevo empalme	Puntos con potencia rezagada en zonas de alta demanda urbana

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la evaluación económica, y consistente con su carácter referencial, el instrumento de decisión adoptado es el análisis de la utilización de equilibrio, complementado con un payback referencial. Esta estima el uso diario mínimo (en sesiones o kilovatios-hora) necesario para recuperar la inversión en un horizonte de ocho años, bajo supuestos explícitos de margen, tarifa y días de operación. Los costos de recuperación de puntos de carga de destino se valorizan al estándar de una unidad de 60 kW en corriente continua, lo que constituye una cota superior conservadora, dado que muchos de los puntos existentes son físicamente de corriente alterna y menor potencia. El detalle de los supuestos y su origen se presenta en el Capítulo 8.

6.7 Dimensionamiento referencial de demanda potencial

El dimensionamiento de la demanda se aborda mediante una proyección de alcance nacional, basada en el parque vehicular y en las metas de electromovilidad al 2030 y 2035, de la cual se deriva la infraestructura de carga requerida a nivel país. Este resultado se emplea como indicador de la magnitud y urgencia agregada del despliegue, y no como criterio de asignación territorial, en coherencia con los tres criterios de priorización. El supuesto de que esta demanda no se distribuye de manera homogénea entre regiones y comunas se fundamenta y desarrolla en las secciones 8.2.4 y 8.2.5.

La unidad de análisis corresponde a los vehículos electrificados enchufables (BEV, PHEV y P-EREV), que dependen de la red para recargar. Se excluyen los híbridos convencionales (HEV) y microhíbridos (MHEV), que no requieren carga externa. Esta delimitación condiciona la elección de fuentes: la categoría administrativa 'Eléctrico' del INE agrupa vehículos eléctricos e híbridos no enchufables y, por tanto, sobreestima la demanda real de carga pública si se usa directamente. Por esta razón, la magnitud se construye a partir de los registros de ANAC, que distinguen explícitamente la categoría enchufable.

La estimación se trata como un contexto de carácter nacional, no como un reparto homogéneo entre regiones o comunas. Este punto metodológico es central. Tres antecedentes lo respaldan. Primero, el propio Plan Maestro advierte que es difícil suponer que el despliegue de la electromovilidad será homogéneo en todo el territorio nacional. Segundo, la evidencia sectorial muestra que la infraestructura y la adopción se concentran fuertemente en la Región Metropolitana, donde el modelo de negocio resulta sostenible, mientras que cerca del 60% de las comunas del país no cuenta con puntos de carga de acceso público [4]. Tercero, el catastro propio confirma esta lógica a escala regional. En consecuencia, la demanda se utiliza como una magnitud de contexto nacional, mientras que la definición de cuántos puntos instalar y dónde se sustenta en criterios territoriales (el diagnóstico de cobertura efectiva del catastro y la prospección de zonas críticas del Plan Maestro) y no en un reparto de demanda por comuna.

La proyección utiliza como anclas la participación observada (6,1% en ventas enchufables a mayo 2026), la meta de la Ruta Energética 2026–2030 (20% de ventas al 2030) y un escenario conservador intermedio ($\approx 14\%$ de ventas al 2030, considerando que la adopción real ha subcumplido las metas oficiales (en 2025 se esperaba alcanzar 5% y se llegó a 2,8%). Como referencia de largo plazo se incorpora la cota optimista oficial de 2 millones de vehículos enchufables al 2035, asociada al escenario de Transición Energética del PELP. Para dimensionar el requerimiento de infraestructura se aplica el criterio de la Alternative Fuel Infrastructure Directive (AFID, Directiva 2014/94/UE), que recomienda un punto de recarga por cada diez vehículos, criterio utilizado únicamente como referencia internacional, no como estándar normativo nacional.

6.8 Limitaciones metodológicas

El estudio establece dos fechas de corte de información: el catastro regional y el diagnóstico territorial-operativo se cierran al 31 de mayo de 2026, y la evaluación económica referencial junto con el modelo de utilización de equilibrio, al 30 de junio de 2026. Las cifras de contexto nacional corresponden a las fuentes vigentes a dichas fechas, en particular el registro TE-6 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la edición de febrero de 2026 del Observatorio de Infraestructura de Carga Pública [4]. Las publicaciones posteriores no se incorporan como insumo del análisis; cuando resultan pertinentes para contrastar los resultados obtenidos, se discuten de manera acotada en los Capítulos 9 y 10, identificando expresamente su carácter posterior al corte.

La metodología propuesta presenta limitaciones que deben ser explicitadas para resguardar la transparencia del estudio. En primer lugar, el catastro de infraestructura de carga pública representa una fotografía temporal del estado de la red al 31 de mayo de 2026. La disponibilidad de un punto puede variar en el tiempo debido a mantenciones, fallas, cambios de operador, actualizaciones tecnológicas o modificaciones en las plataformas de información. En segundo lugar, la verificación complementaria mediante Google Maps permite mejorar la consistencia del catastro, pero no reemplaza una inspección técnica presencial ni un monitoreo en tiempo real.

En tercer lugar, el dimensionamiento de la demanda potencial constituye un orden de magnitud y no un pronóstico. La participación regional se estima mediante un proxy basado en INE 2024 que incluye híbridos no enchufables; el mercado total anual se deriva de un acumulado parcial anualizado, lo que no captura completamente la estacionalidad; y la trayectoria superior depende del cumplimiento de la meta de política pública, cuyo logro es incierto. En cuarto lugar, las entrevistas semiestructuradas no buscan representatividad estadística. Su valor se encuentra en la profundidad analítica y en la posibilidad de levantar factores críticos desde la experiencia de actores relevantes.

En quinto lugar, la evaluación económica no constituye una evaluación financiera definitiva. La ausencia de datos internos de operadores privados (ingresos reales, utilización efectiva, tarifas, costos operacionales y márgenes comerciales) impide calcular rentabilidades concluyentes. No obstante, sí es posible construir, como ejercicio de sensibilidad, un payback referencial a partir de tarifas públicas observadas. El Observatorio de Infraestructura de Carga 2026 reporta para carga

rápida pública un rango tarifario de 300 a 495 CLP/kWh, con dispersión por operador [4]. Con la inversión estimada por tipología y supuestos explícitos de utilización (kWh entregados por día), es posible calcular tiempos referenciales de recuperación de inversión bajo distintos escenarios. Este ejercicio se presenta en el Capítulo 8 únicamente como sensibilidad para acompañar la discusión de la inversión, sin pretender constituir una evaluación financiera definitiva. Indicadores como VAN y TIR no se presentan, ya que requerirían supuestos adicionales de costos operacionales, tasa de descuento y horizonte que no es posible sustentar con la información disponible.

Adicionalmente, el Observatorio advierte sobre los límites del análisis sectorial de mercado: tres operadores concentran el 79% de la potencia instalada a nivel nacional, los precios de carga pública han aumentado durante 2026 y avanzar en disponibilidad de datos y materializar la Plataforma de Interoperabilidad con foco en el usuario resulta clave para mejorar la calidad del análisis y de las decisiones [4]. Estas restricciones de información son inherentes al estado actual del ecosistema y refuerzan el carácter referencial de la evaluación económica desarrollada en este estudio.

7. APLICACIÓN METODOLÓGICA

El presente capítulo describe la aplicación concreta de la metodología propuesta. A diferencia del capítulo anterior, que define el enfoque y los criterios, este capítulo documenta cómo se construyó el catastro, qué unidades de análisis e indicadores se calcularon, cómo se procesó la información georreferenciada, cómo se aplicó el dimensionamiento de la demanda, qué entrevistas se realizaron y cómo se preparó la evaluación económica referencial. Los resultados propiamente tales se presentan en el Capítulo 8.

7.1 Construcción y depuración del catastro.

El catastro regional se construyó a partir de la descarga de los registros de infraestructura de carga pública disponibles en EcoCarga y en los registros asociados a la SEC para la Región de Valparaíso. La base original corresponde a registros a nivel de conector, es decir, cada fila representa un conector individual asociado a un cargador, con su potencia, tipo de conector, estado declarado y ubicación. Sobre esta base se aplicó un proceso de depuración y normalización que incluyó la estandarización de nombres de puntos y operadores, la corrección de coordenadas, la normalización de los estados operativos y la identificación de puntos únicos mediante agrupación por nombre, dirección y coordenadas.

La verificación complementaria se realizó durante abril y mayo de 2026, con fecha de corte al 31 de mayo de 2026. Cada punto se contrastó con Google Maps para verificar su existencia, accesibilidad y, cuando estaba disponible, la experiencia reportada por usuarios. Este cruce permitió identificar puntos que, pese a figurar como públicos en los registros oficiales, en la práctica corresponden a infraestructura privada o de acceso restringido. El caso más relevante es un punto registrado en la SEC con 36 conectores de alta potencia que, al verificarse, y confirmarse en entrevista con profesionales de la Agencia de Sostenibilidad Energética, quienes advirtieron que la plataforma de origen presenta errores frecuentes, corresponde a infraestructura de tipo industrial sin acceso público para vehículos livianos. Este punto se conserva documentado en el catastro como cobertura nominal registrada, pero se excluye del universo de intervención operativa y de la evaluación económica, decisión coherente con el eje analítico del estudio: la existencia registrada no equivale a disponibilidad efectiva.

La depuración distingue, además, la naturaleza de los conectores fuera de servicio. Se identificó que un subconjunto de electrolineras de carga ultra rápida, de 150 a 180 kW, pertenecientes a estaciones de servicio de instalación reciente, figura fuera de línea no por obsolescencia ni por falla técnica, sino por razones operativas y económicas asociadas a la baja demanda actual. Se trata de infraestructura moderna cuya potencia sí es necesaria para el sistema, pero cuya operación resulta deficitaria mientras el flujo de vehículos es bajo, por lo que el operador la mantiene inactiva. Esta distinción es relevante para la propuesta: mientras la infraestructura antigua o dañada requiere una inversión de recuperación, estos puntos recientes requieren, más que capital, la activación de la demanda y un modelo de operación sostenible. Por ello, y para no distorsionar el dimensionamiento de la inversión, se documentan en el diagnóstico de cobertura efectiva pero no se incorporan al cálculo de recuperación; su condición y las razones de su inactividad se analizan en las secciones 8.4 y 8.5.



Figura 7.1: Flujo de depuración y clasificación del catastro regional. (Fuente: Elaboración propia).

7.2 Unidades de análisis e indicadores

Se definieron tres unidades de análisis: registro o conector, punto único y comuna. A partir de ellas se calcularon los indicadores de cobertura nominal y efectiva. La cobertura nominal se calculó como el total de puntos y conectores registrados. La cobertura efectiva se calculó como el subconjunto de puntos y conectores efectivamente disponibles al momento del levantamiento. La brecha operativa se obtuvo por diferencia, expresada a nivel de puntos únicos, conectores y potencia.

El análisis operativo se realizó principalmente a nivel de conector, dado que un mismo punto puede contener conectores disponibles y conectores fuera de línea de manera simultánea. El análisis exclusivamente por punto único tiende a clasificar como disponible un punto que mantiene al menos un conector operativo, ocultando los conectores caídos que sí constituyen brecha y que sí son recuperables. Por esta razón, la recuperación de infraestructura se diagnosticó identificando los conectores específicos fuera de línea dentro de cada punto, y no solo los puntos completamente inoperativos.

La clasificación operativa se realizó normalizando el estado declarado de cada conector en tres categorías, según los criterios de la tabla siguiente, a fin de hacer comparable información proveniente de distintas fuentes y momentos.

Tabla 7.1: Criterios de clasificación operativa y cobertura efectiva.

Estado normalizado	Criterio de clasificación	Tratamiento para cobertura efectiva
Disponible	Conector operativo y utilizable por el usuario al momento del levantamiento	Cuenta como cobertura efectiva
Fuera de línea o en mantención	Registrado, pero temporalmente no operativo por falla, conectividad o mantención	No cuenta como cobertura efectiva; es recuperable
No disponible o no operativo	No habilitado para uso efectivo o sin acceso público real	No cuenta como cobertura efectiva; requiere evaluación de habilitación

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7.2: Variables e indicadores derivados del catastro.

Variable o indicador	Descripción
Puntos únicos	Ubicaciones reales de carga pública, agrupando conectores por nombre, dirección y coordenadas
Conectores registrados	Total, de conectores individuales asociados a los puntos
Cobertura nominal	Puntos y conectores registrados, independiente de su estado operativo
Cobertura efectiva	Puntos y conectores efectivamente disponibles al momento del levantamiento
Brecha operativa	Diferencia entre cobertura nominal y efectiva, a nivel de puntos, conectores y potencia
Potencia nominal y efectiva	Potencia registrada frente a potencia efectivamente operativa, en kW
Cobertura comunal	Clasificación de comunas según presencia y operatividad de infraestructura

Fuente: Elaboración propia.

Cabe precisar el uso de unidades adoptado. La normativa sectorial denomina "punto de carga" a la capacidad de cargar un vehículo de forma simultánea, de modo que un cargador con dos salidas simultáneas constituye dos puntos de carga [21]. Este estudio emplea la expresión "punto único de carga pública" en un sentido geográfico, como la ubicación física que agrupa uno o más cargadores y conectores. Cuando se requiere precisión sobre la capacidad de servicio disponible para el usuario, el análisis se realiza a nivel de conector, entendido como el dispositivo por el cual se establece la alimentación al vehículo [21]. Esta elección responde a que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles utiliza el conector como unidad equivalente al punto de carga para el seguimiento de sus metas, mientras que la Agencia Internacional de Energía emplea el concepto de manera distinta, sin que exista consenso absoluto sobre la unidad de reporte.

7.3 Procesamiento georreferenciado

El catastro depurado se procesó en un entorno de análisis en Google Colab mediante lenguaje Python [26], utilizando bibliotecas de manejo de datos y la biblioteca Folium para la generación de mapas georreferenciados. Con ello se construyó el mapa de la infraestructura de carga pública de la Región de Valparaíso, diferenciando los puntos según su estado operativo y su potencia.

Sobre esta base se desarrolló el análisis de distribución territorial, la identificación de comunas con y sin cobertura, el índice de criticidad territorial y el análisis de concentración por operador. El procesamiento georreferenciado permitió, además, contrastar la distribución de la infraestructura con los radios de cobertura y las zonas de complejidad eléctrica definidas por el Plan Maestro. La base depurada y el código de procesamiento y visualización se incluyen en los anexos, y el mapa resultante se presenta en la sección 8.1.

7.4 Aplicación del dimensionamiento de la demanda potencial

El dimensionamiento de la demanda se aplicó como un ejercicio de contexto nacional, siguiendo la lógica definida en la sección 6.7. Se tomó como base el parque enchufable nacional informado por ANAC [2], con un parque acumulado entre 2012 y 2025 de 19.777 unidades y 7.802 unidades enchufables vendidas entre enero y mayo de 2026, del cual se derivó el parque enchufable nacional a mayo de 2026 en aproximadamente 27.600 unidades. Sobre esta base se construyeron trayectorias referenciales al 2030 ancladas en la meta de la Ruta Energética 2026-2030 [3], y una cota optimista de largo plazo al 2035. El requerimiento de infraestructura se estimó aplicando el criterio AFID de un conector por cada diez vehículos enchufables [17]. La estimación se mantuvo a escala nacional y no se distribuyó homogéneamente entre regiones ni comunas, dado que tanto el Plan Maestro como la evidencia del Observatorio y del propio catastro confirman que la adopción y la infraestructura se concentran territorialmente. Los resultados de este dimensionamiento se presentan en la sección 8.2.

7.5 Aplicación del levantamiento de factores críticos

El levantamiento de factores críticos se aplicó mediante entrevistas semiestructuradas a actores relevantes del ecosistema de la electromovilidad, seleccionados según los tres perfiles definidos en la sección 6.5. Cada entrevista se orientó mediante una pauta flexible que abordó las dimensiones técnica, normativa, comercial-territorial, operativa y económica. La información levantada se transcribió, se ordenó por dimensión y se sistematizó en la matriz consolidada de factores críticos que se presenta en la sección 8.3.

7.6 Entrevistas realizadas

Se realizaron entrevistas a profesionales y actores con experiencia directa en planificación, diseño, instalación y operación de infraestructura de carga pública. La tabla siguiente sintetiza los entrevistados, su rol y el perfil al que aportan.

Tabla 7.3: Entrevistas realizadas según perfil y aporte principal.

Entrevistado	Rol e institución	Perfil	Aporte principal al estudio
Iván Ramírez	Ingeniero civil eléctrico, AgenciaSE; equipo del Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública	Técnico y normativo	Planificación regional, prospección territorial, condiciones habilitantes y coordinación con la distribuidora como factor de plazo
Josué Muñoz	Ingeniero civil industrial, AgenciaSE; coautor del Estudio de Costos 2025 y del Plan Maestro	Técnico y normativo	Estructura de costos sectorial, uso de costos base de la Región Metropolitana para Valparaíso, prospección por complejidad y temporalidad, y problema del huevo y la gallina
Martín Crisosto	Coautor del Estudio de Costos AgenciaSE 2025	Técnico y normativo	Estructura de costos por componente de un proyecto de 60 kW y coordinación con la distribuidora como cuello de botella
Óscar Jalil	Director de Infraestructura, UTFSM; Proyecto Punto EV	Técnico y normativo	Empalmes, obras eléctricas e instalación de cargadores en recintos institucionales
Alexis Rodríguez	Director Comercial, E-Auto Chile; proyectos de carga en recintos UTFSM	Comercial y operativo	Demanda, ausencia de modelos sostenibles de operación y mantenciones

Fuente: Elaboración propia.

Cabe precisar que dos de los entrevistados, Iván Ramírez y Josué Muñoz, participaron tanto en el Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16] como en el Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública del Ministerio de Energía [15], lo que aporta consistencia entre las fuentes secundarias utilizadas en la evaluación económica y la evidencia primaria levantada.

7.7 Construcción de la matriz de factores críticos

La sistematización de las entrevistas se realizó mediante una matriz de factores críticos organizada en cinco dimensiones: técnica, normativa, comercial-territorial, operativa y económica. Para cada factor se registró la dimensión, una descripción del factor, la evidencia que lo respalda y su implicancia para la viabilidad o priorización de proyectos. Siguiendo la lógica de triangulación definida en la sección 6.5, cada factor levantado en las entrevistas se contrastó con dos capas adicionales de evidencia independiente: la documental, proveniente de los estudios sectoriales,

esto es, las Lecciones Aprendidas de Carga Rápida [20] y la Guía para la Infraestructura de Carga Pública [21]; y la normativa, proveniente de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución [22]. Un factor se considera estructural cuando converge en al menos dos de estas tres capas, criterio que permite distinguir los factores determinantes del despliegue de las percepciones aisladas de un actor. La matriz no aplica una ponderación estadística, sino que ordena la evidencia cualitativa para su uso en la priorización territorial y la evaluación económica. La matriz consolidada resultante se presenta en la sección 8.3.

7.8 Preparación de la evaluación económica referencial

La evaluación económica se preparó tomando como base los costos sectoriales del Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16], obtenidos mediante consulta al mercado. Se definieron cuatro tipologías de proyecto consistentes con los modelos descritos en el Capítulo 5: carga de destino de 60 kW DC, electrolinera de 60 kW DC, electrolinera de 120 kW DC, y recuperación o reposición. Para cada tipología se identificó su costo de referencia, su estructura de componentes, esto es, cargador, instalación y, cuando corresponde, empalme y transformador, y su ajuste regional.

Respecto del ajuste regional, el Estudio de Costos 2025 no entrega valores específicos para la Región de Valparaíso, sino para macrozonas con Santiago como base. Los valores mayores que el estudio reporta para las macrozonas norte y sur, del orden de un 20% por sobre la base, se explican por el traslado de profesionales eléctricos desde Santiago, que encarece la ejecución en zonas alejadas. Tal como confirmaron en entrevista los coautores del estudio, este incremento no aplica a Valparaíso: por su cercanía geográfica con la Región Metropolitana, corresponde adoptar directamente el costo base de Santiago obtenido por consulta al mercado como estimación central. Asimismo, se prioriza la consulta al mercado por sobre la estimación interna, según la recomendación de los autores para efectos de una investigación de este tipo.

De manera independiente de ese ajuste macrozonal, la evaluación incorpora una banda de contingencia sobre el costo central, destinada a reflejar los sobrecostos y retrasos que pueden surgir en la ejecución de un proyecto, tales como mayor distancia de empalme, reposición de pavimentos u obras adicionales. Esta contingencia es coherente con la variabilidad de hasta 104 millones de pesos entre proyectos observada en el programa de carga rápida [20], y se emplea únicamente como sensibilidad superior, no como valor central.

Un supuesto adicional aplica a las recuperaciones de puntos de carga de destino. Aunque muchos de estos puntos son físicamente de corriente alterna y de menor potencia, su recuperación se valoriza al estándar de una unidad de destino de 60 kW en corriente continua. Esta decisión constituye una cota superior conservadora: la restitución real a corriente alterna implicaría una inversión menor, de modo que las cifras presentadas no subestiman el costo, a la vez que reflejan una actualización a un estándar de mejor servicio.

Tabla 7.4: Tipologías de intervención y costos de referencia.

Tipología	Potencia	Costo central base Santiago (USD)	Banda de contingencia (USD)	Pilares de costo
Carga de destino 60 kW DC	60 kW	36.616	43.939	Cargador e instalación
Electrolinera 60 kW DC	60 kW	50.891	61.069	Cargador, instalación, empalme y transformador
Electrolinera 120 kW DC	120 kW	74.564	89.477	Cargador, instalación, empalme y transformador de 200 kVA
Recuperación o reposición	Hasta 60 kW DC	≈ 20.000	—	Equipo y reconexión, con obra civil hundida

Fuente: Elaboración propia a partir del Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16], consulta al mercado. Tipo de cambio referencial 928 CLP/USD.

Sobre la base de estas tipologías y supuestos, la evaluación se operacionalizó en un modelo paramétrico de elaboración propia que integra el catálogo de proyectos, su agregación por escenarios de inversión, la distribución temporal 2026-2030 y el cálculo de la utilización de equilibrio por tipología. El instrumento de decisión adoptado es la utilización de equilibrio, entendida como el uso diario mínimo, en sesiones o kilovatios-hora, necesario para recuperar la inversión en un horizonte de ocho años, bajo supuestos explícitos de margen, tarifa y días de operación. Los supuestos, el catálogo completo y los resultados de este modelo se desarrollan en las secciones 8.4 y 8.5.

8. RESULTADOS

Este capítulo presenta los resultados del estudio. En primer lugar, el diagnóstico territorial-operativo de la infraestructura de carga pública de la Región de Valparaíso, distinguiendo cobertura nominal y efectiva a nivel de puntos, conectores y potencia. En segundo lugar, el dimensionamiento de la tendencia y magnitud de la demanda potencial. En tercer lugar, la matriz consolidada de factores críticos levantados en las entrevistas. En cuarto lugar, la priorización territorial de intervenciones, incluyendo su programación temporal. Finalmente, la evaluación económica referencial de los escenarios de intervención, con el análisis de utilización de equilibrio como instrumento de decisión.

8.1 Diagnóstico territorial-operativo de la infraestructura de carga pública

8.1.1 Caracterización general del catastro regional

El catastro depurado al 31 de mayo de 2026 identifica 37 puntos únicos de carga pública en la Región de Valparaíso, asociados a 130 registros de conectores. Estos puntos se distribuyen en 13 de las 38 comunas de la región, lo que implica que la infraestructura registrada se concentra en poco más de un tercio del territorio comunal, dejando a la mayoría de las comunas sin cobertura nominal, sin cobertura nominal. **De esas 13 comunas, solo 11 cuentan con al menos un conector operativo, es decir, con cobertura efectiva.**

A nivel de conectores, de los 130 registros, 47 se encuentran disponibles, 39 fuera de línea y 44 no disponibles. Sin embargo, este último número está fuertemente influido por un único punto: el punto registrado en la SEC con 36 conectores de alta potencia que, según la verificación en terreno, corresponde a infraestructura de tipo industrial sin acceso público para vehículos livianos. Este punto concentra por sí solo 36 de los 44 conectores no disponibles y 6.168 de los 8.116 kW de potencia nominal inoperativa, es decir, el 76% de la potencia caída. Por esta razón, el indicador de brecha basado en potencia se encuentra distorsionado por un caso atípico y no público, y el diagnóstico operativo se analiza con mayor robustez a nivel de puntos y conectores de acceso público real.

Excluyendo dicho punto, el universo de acceso público efectivo está compuesto por 36 puntos únicos y 94 conectores. De estos 94 conectores, 47 se encuentran disponibles (50,0%), 39 fuera de línea (41,5%) y 8 no disponibles (8,5%). Es decir, en la práctica, solo la mitad de los conectores

de acceso público de la región está operativa al momento del levantamiento. Esta es la magnitud central de la brecha operativa regional.

Tabla 8.1: Indicadores generales del catastro regional.

Indicador	Total, catastro	Universo público (sin punto industrial)
Puntos únicos	37	36
Conectores registrados	130	94
Conectores disponibles	47	47 (50,0%)
Conectores fuera de línea	39	39 (41,5%)
Conectores no disponibles	44	8 (8,5%)
Comunas con cobertura nominal	13 de 38	13 de 38
Comunas con cobertura efectiva	11 de 38	11 de 38
Puntos con cobertura efectiva	21 (56,8%)	21 (58,3%)
Puntos sin cobertura efectiva	16 (43,2%)	15 (41,7%)

Fuente: Elaboración propia a partir del catastro regional, corte 31 de mayo de 2026 (ver Anexo 8).

8.1.2 Distribución territorial y mapa georreferenciado

La distribución territorial de la infraestructura confirma una fuerte concentración en el eje costero central de la región. Las comunas de Viña del Mar y Valparaíso concentran la mayor cantidad de puntos, seguidas por comunas de los corredores interurbanos (Quillota, Llaillay, Hijuelas, Los Andes) asociados a estaciones de servicio sobre rutas de alto flujo. En contraste, amplias zonas del interior y del litoral carecen de infraestructura registrada. El mapa georreferenciado permite visualizar simultáneamente la ubicación de los puntos, su estado operativo y su potencia, evidenciando que la concentración nominal no implica necesariamente cobertura efectiva.

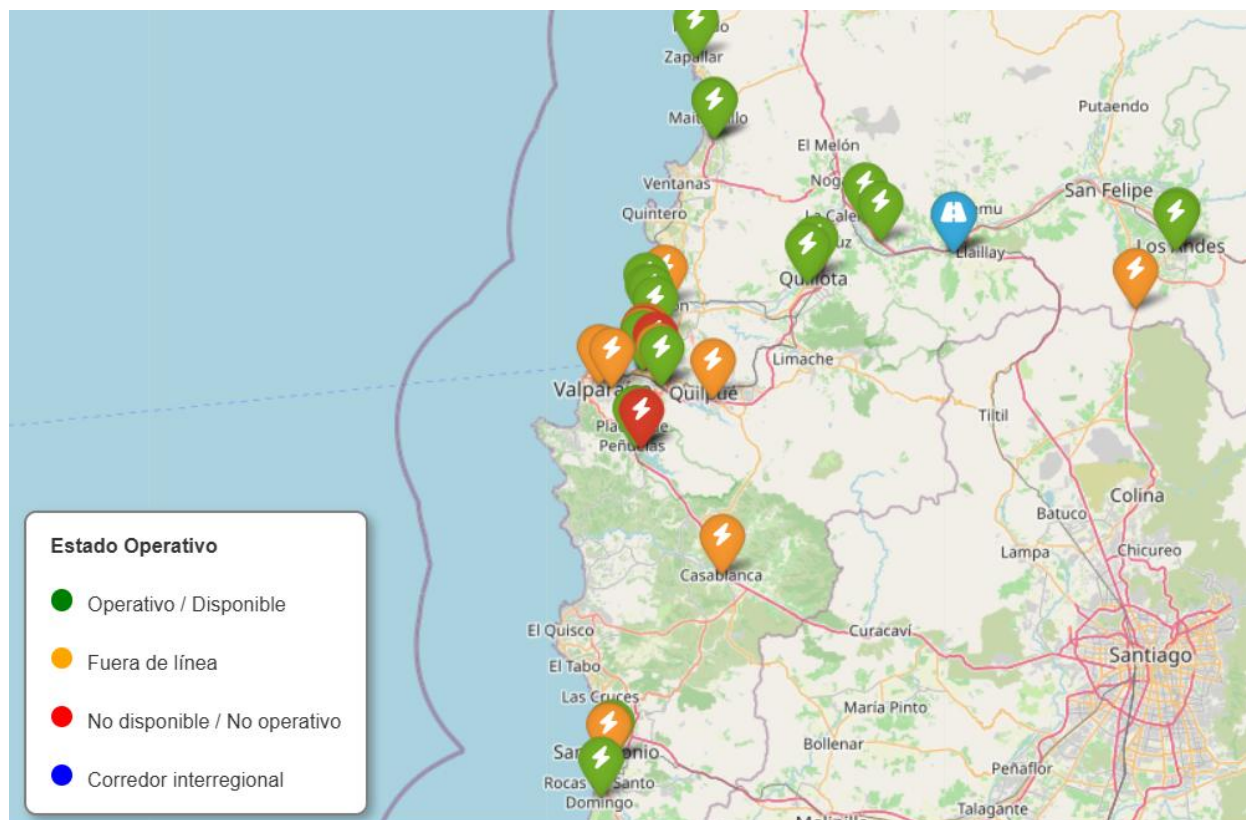


Figura 8.1: Mapa georreferenciado de la infraestructura de carga pública de la Región de Valparaíso según estado operativo. (Fuente: Elaboración propia, Google Colab y Folium).

Viña del Mar constituye el caso más ilustrativo de la disociación entre cobertura nominal y efectiva: concentra la mayor cantidad de puntos de la región, pero la mayoría de ellos se encuentra fuera de línea o no disponible. La comuna combina así la mayor densidad de infraestructura registrada con una de las brechas operativas más relevantes en términos absolutos.

La clasificación comuna por comuna permite distinguir tres situaciones territoriales distintas. La tabla siguiente ordena las 13 comunas con infraestructura registrada según su número de puntos, sus puntos con cobertura efectiva y su categoría resultante.

Tabla 8.2. Clasificación territorial de comunas según cobertura efectiva

Comuna	Puntos nominales	Puntos efectivos	Situación territorial
Viña del Mar	12	4	Cobertura efectiva con brecha operativa alta
Valparaíso	5	2	Cobertura efectiva con brecha operativa alta

Comuna	Puntos nominales	Puntos efectivos	Situación territorial
Concón	3	2	Cobertura efectiva
Los Andes	3	2	Cobertura efectiva
Quillota	2	2	Cobertura efectiva (corredor)
Llaillay	2	2	Cobertura efectiva (corredor)
Hijuelas	2	2	Cobertura efectiva (corredor)
Puchuncaví	2	2	Cobertura efectiva
San Antonio	2	1	Cobertura efectiva con brecha
Santo Domingo	1	1	Cobertura efectiva (corredor)
Zapallar	1	1	Cobertura efectiva
Quilpué	1	0	Cobertura nominal SIN cobertura efectiva
Casablanca	1	0	Cobertura nominal SIN cobertura efectiva
Resto de la región (25 comunas)	0	0	Sin cobertura nominal

Fuente: Elaboración propia a partir del catastro regional. Valparaíso incluye el punto industrial sin acceso público; excluyéndolo, registra 4 puntos nominales y 2 efectivos.

La clasificación revela tres tipos de territorio que exigen intervenciones distintas. El primero corresponde a comunas con cobertura efectiva, pero brecha operativa alta (Viña del Mar, Valparaíso y San Antonio), donde existe infraestructura, pero buena parte está caída; en estas comunas la intervención prioritaria es la recuperación y la actualización, complementada con refuerzo de potencia por su alto flujo. El segundo corresponde a comunas con cobertura nominal, pero sin ningún punto efectivo (Quilpué y Casablanca), donde la red figura en los registros, pero no entrega servicio real, situación que sintetiza la tesis central del estudio y que exige recuperación inmediata o reemplazo. El tercero corresponde a las 25 comunas sin cobertura nominal, que constituyen la brecha territorial pura y son el foco de la expansión. Esta lectura comunal es el insumo directo de la priorización de la sección 8.4.

8.1.3 Análisis comunal de cobertura efectiva

El análisis a nivel de conector revela una brecha que el análisis por punto único tiende a ocultar. Varios puntos clasificados globalmente como disponibles, por mantener al menos un conector operativo, contienen simultáneamente conectores fuera de línea que sí constituyen capacidad caída

y recuperable. Es el caso de varias estaciones de servicio en corredores interurbanos (COPEC Santo Domingo, COPEC Llay-Llay, COPEC Hijuelas, COPEC Av. Libertad en Viña del Mar), donde conviven conectores disponibles con conectores fuera de línea. Esta heterogeneidad interna implica que la brecha real, medida a nivel de conector, es mayor que la que sugiere el conteo de puntos completamente inoperativos.

La implicancia metodológica es relevante: la recuperación de infraestructura no se limita a los puntos completamente caídos, sino que incluye conectores específicos dentro de puntos parcialmente operativos. En estos casos, dado que el empalme y la obra civil ya existen, la recuperación del conector caído presenta un costo marginal bajo y un alto retorno en términos de cobertura efectiva.

No obstante, la lectura del estado operativo requiere una distinción adicional según la causa de la inactividad. Un subconjunto de electrolineras de carga ultra rápida (150 a 180 kW), pertenecientes a estaciones de servicio de instalación reciente, figura fuera de línea de manera consistente con razones operativas y económicas asociadas a la baja demanda actual, más que con obsolescencia o falla técnica. Cabe precisar que el catastro registra el estado operativo, no su causa; la atribución constituye una inferencia sustentada en el cruce entre el estado observado, la potencia y antigüedad del equipo, y la evidencia levantada en entrevista. Se trata de infraestructura moderna, cuya potencia sí es necesaria para el sistema, pero cuya operación resulta deficitaria mientras el flujo de vehículos es bajo, por lo que el operador la mantiene inactiva. Esta distinción es relevante para la propuesta: mientras la infraestructura antigua o dañada requiere una inversión de recuperación, estos puntos recientes se recuperan mediante la activación de la demanda y un modelo de operación sostenible, sin inversión asociada. Por ello se documentan en el diagnóstico, pero no se incorporan al cálculo de inversión de la sección 8.4; su condición se retoma en el análisis económico de la sección 8.5.

8.1.4 Brechas operativas y territoriales identificadas

El diagnóstico permite identificar tres tipos de brecha. La primera es la brecha operativa: la mitad de los conectores de acceso público de la región no está disponible, y cerca del 42% de los puntos no presenta cobertura efectiva. La segunda es la brecha territorial: la infraestructura se concentra en 13 de las 38 comunas y **solo 11 disponen de cobertura efectiva**, dejando a la mayoría del territorio sin servicio disponible, particularmente el interior y el litoral. La tercera es la brecha de

continuidad operativa: la magnitud de los puntos fuera de línea sugiere que la instalación no garantiza por sí sola la operación sostenida. Esta última brecha tiene dos orígenes distinguibles: la ausencia de modelos de operación y mantenimiento, que se analiza en los factores críticos, y la inactividad económica de electrolineras recientes cuya baja utilización no cubre el costo fijo de potencia, según se detalla en la sección 8.5.

Estas tres brechas, leídas en conjunto, sostienen la tesis central del estudio: la cobertura nominal sobreestima sistemáticamente la capacidad real de la red, y una planificación basada únicamente en el número de puntos registrados conduce a decisiones desinformadas.

8.2 Tendencia y magnitud de la demanda potencial

8.2.1 Enfoque y unidad de análisis

La demanda potencial se presenta como un contexto de magnitud nacional que permite dimensionar la presión futura sobre la red de carga, y no como una proyección regional cerrada. La unidad de análisis corresponde a los vehículos electrificados enchufables (BEV, PHEV y P-EREV), que son los que efectivamente dependen de la infraestructura de carga. A diferencia de la estimación de demanda del Plan Maestro, anclada en el escenario del Plan Energético de Largo Plazo del período 2023-2027, la proyección de este estudio se construye a partir del parque efectivamente vendido según los registros de ANAC hasta 2025 y los meses transcurridos de 2026, y de la participación esperada de las ventas de vehículos eléctricos sobre el total del mercado hacia 2030 y 2035, lo que constituye una base más actualizada. La justificación territorial de las intervenciones no se deriva de un reparto de esta demanda, sino del diagnóstico de cobertura efectiva y de la prospección del Plan Maestro.

8.2.2 Situación actual del parque enchufable

Según ANAC, el parque enchufable nacional acumulado entre 2012 y diciembre de 2025 alcanzó 19.777 unidades. Entre enero y mayo de 2026 se sumaron 7.802 unidades enchufables, con una participación de 6,1% sobre las ventas de livianos y medianos, lo que sitúa el parque enchufable nacional a mayo de 2026 en aproximadamente 27.600 unidades. La participación de 2025 (2,8%) quedó por debajo de la meta intermedia esperada (5%), lo que evidencia que la adopción ha avanzado, pero a un ritmo inferior al planificado.

Tabla 8.3: Parque y participación de vehículos enchufables en Chile.

Indicador	Valor	Fuente
Parque enchufable acumulado 2012–2025	19.777 unidades	ANAC
Ventas enchufables enero a mayo 2026	7.802 unidades	ANAC, mayo 2026
Participación enchufable enero a mayo 2026	6,1%	ANAC, mayo 2026
Parque enchufable estimado a mayo 2026	≈ 27.600 unidades	Elaboración propia
Meta de ventas enchufables 2030	20%	Ruta Energética 2026–2030
Meta de ventas cero emisiones 2035	100%	Estrategia Nacional de Electromovilidad

Fuente: Elaboración propia a partir de ANAC [2] y Ruta Energética 2026–2030 [3].

8.2.3 Proyección nacional y requerimiento de infraestructura

Para dimensionar la magnitud, se construyen trayectorias referenciales del parque enchufable nacional a partir de los datos de ANAC y se traduce a requerimiento de conectores aplicando el criterio AFID de un conector por cada diez vehículos. Bajo un escenario conservador (participación de ventas en torno al 14% al 2030), el parque enchufable nacional se ubicaría en torno a 175.000 unidades, lo que implicaría un requerimiento del orden de 17.500 conectores públicos y semipúblicos. Bajo el escenario de cumplimiento de la meta oficial (20% al 2030), el parque superaría las 220.000 unidades, con un requerimiento del orden de 22.000 conectores. En el horizonte 2035, la cota optimista asociada a la Estrategia Nacional de Electromovilidad implicaría un requerimiento del orden de 200.000 conectores a nivel nacional.

Cabe precisar que esta proyección difiere metodológicamente de la utilizada por el Plan Maestro. Mientras el instrumento ministerial se ancla en las trayectorias del Plan Energético de Largo Plazo del período 2023-2027, la estimación de este estudio parte de datos de ventas más recientes y de la participación esperada de mercado, capturando el reciente crecimiento acelerado de las ventas eléctricas. Por ello, ambas estimaciones no son directamente comparables, y se emplea la propia por su mayor actualidad.

Tabla 8.4: Proyección del parque enchufable nacional y requerimiento de conectores (criterio AFID 1:10).

Horizonte / escenario	Participación de ventas	Parque enchufable	Conectores requeridos
Mayo 2026 (actual)	6,1%	≈ 27.600	≈ 2.760
2030 conservador	≈ 14%	≈ 175.000	≈ 17.500
2030 meta oficial	20%	≈ 220.000	≈ 22.000
2035 cota optimista	100% de ventas	≈ 2.000.000	≈ 200.000

Fuente: Elaboración propia a partir de ANAC [2], Ruta Energética 2026–2030 [3] y criterio AFID [17]. Cifras referenciales de orden de magnitud.

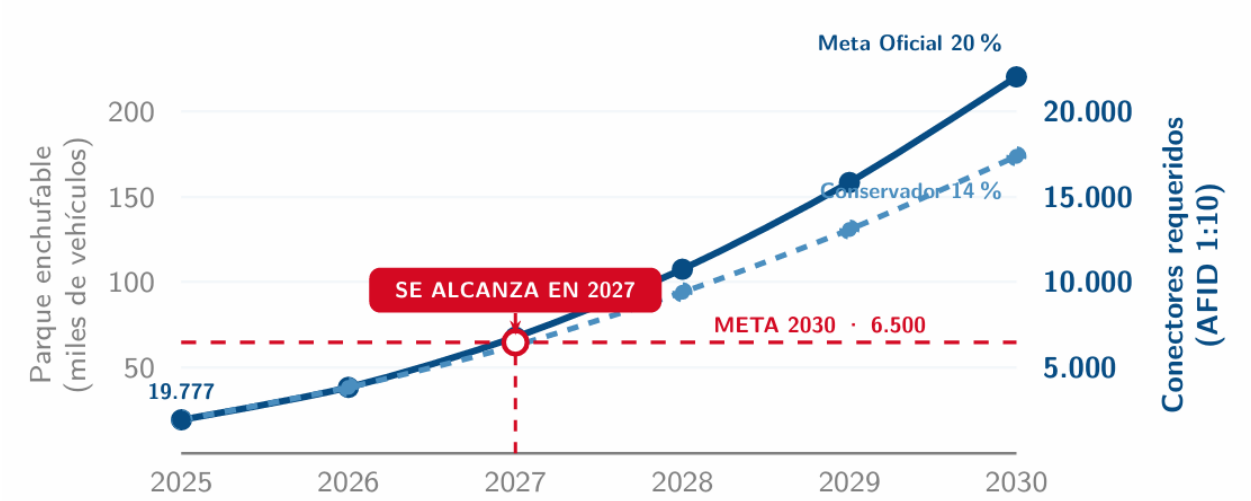


Figura 8.2: Proyección del parque y requerimiento

La magnitud del salto entre la situación actual (aproximadamente 2.186 conectores públicos registrados a nivel nacional) y el requerimiento referencial al 2030 confirma que el desafío de infraestructura es estructural y de gran escala, y que el ritmo de despliegue actual es insuficiente para acompañar incluso la trayectoria conservadora.

8.2.4 La demanda no se distribuye de manera homogénea

Un supuesto de reparto homogéneo de esta demanda entre regiones y comunas sería metodológicamente incorrecto. Tres antecedentes lo confirman. Primero, el Plan Maestro advierte explícitamente que el despliegue de la electromovilidad no será homogéneo en el territorio. Segundo, la adopción y la infraestructura se concentran fuertemente en la Región Metropolitana, mientras cerca del 60% de las comunas del país no cuenta con carga pública. Tercero, el catastro propio confirma la misma lógica a escala regional: la infraestructura de la Región de Valparaíso

se concentra en pocas comunas del eje costero y de los corredores interurbanos. Por lo tanto, la demanda nacional define la magnitud del desafío, pero la decisión de dónde intervenir se sustenta en criterios territoriales.

8.2.5 Implicancia para la justificación de la intervención

La combinación de una demanda nacional en fuerte crecimiento y una red regional con la mitad de sus conectores inoperativos define la justificación de la intervención: antes de que la presión de demanda se materialice plenamente hacia 2030, la región enfrenta el doble desafío de recuperar la infraestructura caída y expandir la cobertura hacia comunas y corredores sin atención. La sección 8.4 traduce esta lógica en una priorización territorial concreta.

8.3 Factores críticos de viabilidad

Las entrevistas permitieron levantar un conjunto de factores críticos que condicionan, en la práctica, la instalación, recuperación y operación de infraestructura de carga pública. Estos factores se ordenan en cinco dimensiones y se sintetizan en la matriz consolidada que se presenta a continuación. Siguiendo la lógica de triangulación definida en la metodología, cada factor se considera estructural cuando converge en al menos dos de tres capas de evidencia independiente (entrevistas, estudios sectoriales y marco normativo). Un hallazgo transversal, levantado de manera convergente por los actores comerciales y operativos, es que la causa raíz de la brecha entre cobertura nominal y efectiva no es principalmente técnica, sino la ausencia de modelos sostenibles de operación y mantención: muchos puntos se instalaron como pilotos o gestos de imagen, sin acuerdos de nivel de servicio, sin presupuesto de mantención y sin un modelo de negocio que asegurara su continuidad, lo que explica la alta proporción de puntos fuera de línea.

Un segundo hallazgo convergente, levantado de manera independiente por dos de los actores técnicos, es que la coordinación con la empresa distribuidora (CGE en la Región de Valparaíso) constituye el factor de plazo más frecuente y, a la vez, el más subestimado al inicio de los proyectos. La gestión del empalme y la disponibilidad de potencia condicionan la factibilidad y el calendario de las electrolíneas, y rara vez se consideran adecuadamente en la etapa de prospección.

Un tercer factor, de naturaleza económica y regulatoria, corresponde al cargo por potencia contratada, que la empresa distribuidora aplica en función de la potencia comprometida con independencia del consumo efectivo. En condiciones de baja utilización, este costo fijo se devenga

íntegramente y no puede ser absorbido por el volumen de energía vendida, configurando una estructura de alto apalancamiento operativo que compromete la sostenibilidad del punto. Cabe precisar que esta restricción no responde a una decisión discrecional del operador ni de la distribuidora, sino al marco regulatorio vigente: el artículo 157 de la Ley General de Servicios Eléctricos obliga a traspasar a clientes regulados precios de generación calculados mediante promedios ponderados, lo que impide conservar diferenciación horaria en el componente de energía. Como consecuencia, las opciones tarifarias flexibles disponibles en el país aplican bloques horarios principalmente sobre el cargo por potencia, mientras el cargo de energía permanece plano [28]. El espacio de gestión disponible para un operador de carga pública con baja utilización resulta, por tanto, estructuralmente acotado.

Cabe precisar que las miradas operativas y de planificación recogidas en las entrevistas son complementarias, no contradictorias. La perspectiva del operador constata pérdidas en terreno y modelos no sostenibles; la perspectiva de planificación enfatiza que el modelo es rentable bajo condiciones de demanda adecuadas. Ambas se integran en la lectura económica del estudio (sección 8.5): la brecha es una falla de mercado temporal, no un modelo intrínsecamente inviable.

Tabla 8.5: Matriz consolidada de factores críticos de viabilidad.

Dimensión	Factor crítico	Implicancia para la viabilidad y priorización	Evidencia y triangulación
Técnica	Disponibilidad de potencia y factibilidad de empalme; necesidad de transformador en electrolineras	Determina la diferencia de costo y plazo entre destino y electrolinera; condiciona dónde es viable la carga rápida en el corto plazo	Profesionales AgenciaSE (Ramírez, Crisosto); Estudio de Costos 2025 [16]
Técnica	Aprovechamiento de capacidad eléctrica existente (obra civil y empalme hundidos)	La recuperación y la carga de destino presentan menor barrera y costo marginal que una electrolinera nueva	Crisosto (estructura de costos); catastro propio [8]
Normativa	Coordinación con la distribuidora como ruta crítica; tramitación TE-6 y RIC N°15	Principal factor de plazo, subestimado al inicio del proyecto	Ramírez y Crisosto (convergente e independiente); Norma de Calidad [22]; Plan Maestro [15]
Comercial y territorial	Flujo vehicular, permanencia del usuario, vocación turística y conectividad	Define la potencia adecuada (destino frente a 120 kW) y la priorización de nodos de ruta y alta densidad	Rodríguez (E-Auto); Guía ICP [21]; Plan Maestro [15]
Operativa	Ausencia de modelos de operación y mantención (acuerdos de servicio, presupuesto, conectividad)	Causa raíz de la brecha nominal-efectiva; explica la alta proporción de puntos fuera de línea	Rodríguez (E-Auto), validado con el 43,2% del catastro; Lecciones +Carga Rápida [20]

Dimensión	Factor crítico	Implicancia para la viabilidad y priorización	Evidencia y triangulación
Operativa	Obsolescencia tecnológica (versiones de protocolo, conectores en desuso)	Reduce la cobertura efectiva incluso en puntos energizados; justifica la actualización tecnológica	Rodríguez (E-Auto); Jalil (UTFSM)
Económica	Alto CAPEX y demanda incierta; cargo fijo por potencia difícil de transferir al usuario	Justifica el rol habilitante del Estado y la priorización referencial de la inversión	Muñoz (problema del huevo y la gallina) [15]; Observatorio 2026; Lecciones +Carga Rápida [20]

Fuente: Elaboración propia a partir de entrevistas y fuentes secundarias. La columna de evidencia indica el entrevistado que sustenta cada factor y las fuentes documentales o normativas con que se triangula.

8.4 Priorización territorial de intervenciones

La priorización territorial no se estructura sobre un reparto de la demanda proyectada por comuna, sino sobre tres criterios jerárquicos definidos en la metodología. El primero es la existencia de brecha de cobertura, identificada a nivel de conector, que prioriza la cobertura territorial mínima por sobre la densificación de zonas ya atendidas. El segundo es el rol estratégico de la comuna dentro de la región (portuario, agrícola o turístico), con su respectiva densidad, flujo, vocación y conectividad. El tercero corresponde a las condiciones habilitantes de la red diagnosticadas por el Plan Maestro. La magnitud de la demanda nacional se emplea como justificación de la urgencia agregada, y no como criterio de asignación punto a punto.

A partir de estos criterios se definen tres líneas de intervención (recuperación, expansión y actualización) y se asigna a cada caso una tipología de proyecto (destino 60 kW, electrolinera 60 kW o electrolinera 120 kW) según el tipo de recinto y la capacidad eléctrica disponible. El resultado es una cartera de 41 intervenciones que se distribuye en 22 comunas y se ejecuta en un horizonte de cinco años. El catálogo completo, proyecto por proyecto, con su comuna, sitio, tipología, año de ejecución, costo unitario y modalidad de financiamiento, se presenta en el Anexo 9; las tablas de esta sección corresponden a extractos de síntesis de dicho modelo.

8.4.1 Recuperación de infraestructura inoperativa

La primera línea corresponde a la recuperación de puntos y conectores fuera de línea o no disponibles, considerando únicamente infraestructura de acceso público de carga de destino y electrolineras de potencia media. La mayoría corresponde a recintos de carga de destino (estacionamientos, malls, universidades, concesionarios, oficinas de la distribuidora, casinos y hoteles) que cuentan con capacidad eléctrica instalada, por lo que su recuperación se plantea como carga de destino a 60 kW DC. La estación de servicio inoperativa de Quilpué, con sus tres conectores fuera de línea, se plantea como reactivación de electrolinera de 60 kW aprovechando el empalme existente. Finalmente, los conectores caídos en las estaciones de servicio de corredor de Llay-Llay e Hijuelas se recuperan como reposición a 60 kW DC, de costo marginal mínimo al existir empalme y obra civil.

Para asegurar la trazabilidad entre el diagnóstico y la propuesta, cada punto con brecha operativa del catastro se reconcilió con su tratamiento específico. De los 25 puntos identificados, 18 corresponden a intervenciones con inversión (recuperación, reposición y reactivación) y conforman el Escenario A; 2 se reclasifican como refuerzo de potencia a 120 kW y se incorporan a la línea de expansión, dado que no se trata de restituir un servicio sino de elevar su capacidad; 4 corresponden a electrolineras de carga ultra rápida recientes que se recuperan mediante la activación de la demanda, sin inversión asociada, según lo expuesto en la sección 8.1.3; y 1 se excluye del universo de acceso público por corresponder a infraestructura industrial. Esta reconciliación garantiza que la propuesta no duplique intervenciones ni omita puntos del diagnóstico.

Tabla 8.6: Reconciliación entre los puntos con brecha operativa del catastro y su tratamiento en la propuesta.

Tratamiento en la propuesta	Nº de puntos	Escenario	Implica inversión	Fundamento
Recuperación de carga de destino	15	A	Sí	Puntos de destino caídos con capacidad eléctrica existente
Reposición de conector	2	A	Sí	Conector caído dentro de punto operativo; costo marginal
Reactivación de electrolinera	1	A	Sí	Electrolinera fuera de servicio con empalme existente

Tratamiento en la propuesta	N° de puntos	Escenario	Implica inversión	Fundamento
Refuerzo de potencia a 120 kW	2	C	Sí	Punto existente que se eleva de capacidad, no se restituye
Recuperación por activación de demanda	4	No aplica	No	Electrolineras ultra rápidas recientes, inactivas por baja utilización
Excluido del universo de acceso público	1	No aplica	No	Infraestructura industrial registrada por error de plataforma
TOTAL	25			

Fuente: Elaboración propia a partir del cruce entre el catastro regional y el catálogo de proyectos

Comuna	Punto (catastro)	Operador	Pot. máx (kW)	Estado	Clasificación	Tratamiento en la propuesta	Proy. / Escenario
Viña del Mar	Mall Marina	No identif.	7	Caído	Destino pequeño	Recuperación (inversión)	A · P1
Viña del Mar	Boulevard Marina	No identif.	14	Caído	Destino pequeño	Recuperación (inversión)	A · P2
Viña del Mar	Espacio Urbano (Enel X)	Enel X Way	60	Caído	Destino 60 kW DC	Recuperación (inversión)	A · P3
Viña del Mar	Jumbo-Easy	No identif.	7	Caído	Destino pequeño	Recuperación (inversión)	A · P4
Viña del Mar	UAI Viña del Mar	UAI	14	Caído	Destino pequeño	Recuperación (inversión)	A · P5
Viña del Mar	Enel X Rosselot	Enel X Way	1,4	Caído	Destino pequeño	Recuperación (inversión)	A · P6
Viña del Mar	BMW Viña del Mar	BMW	7	Caído	Destino pequeño	Recuperación (inversión)	A · P7
Viña del Mar	SAVE KIA Rosselot	ENEX / SAVE	7	Caído	Destino pequeño	Recuperación (inversión)	A · P8
Viña del Mar	Hotel Bosque de Reñaca	Enel X Way	7	Parcial	Destino pequeño	Recuperación (inversión)	A · P9
Valparaíso	Edificio Chilquinta Barón	Chilquinta	44	Caído	Destino pequeño	Recuperación (inversión)	A · P10
Valparaíso	Instalación SCVE Estacionamiento	No identif.	22	Caído	Destino pequeño	Recuperación (inversión)	A · P11
Los Andes	Casino Enjoy Los Andes	Enel X Way	22	Caído	Destino pequeño	Recuperación (inversión)	A · P12
San Antonio	Oficina Chilquinta San Antonio	Chilquinta	22	Caído	Destino pequeño	Recuperación (inversión)	A · P13
Concón	Pizzería Valentini	No identif.	22	Caído	Destino pequeño	Recuperación (inversión)	A · P14
Casablanca	Electromovilidad EMELCA	EMELCA	44	Caído	Destino pequeño	Recuperación (inversión)	A · P15
Llaillay	COPEC Llay Llay	COPEC/Volte x	50	Parcial	Conector caído (medio)	Reposición (inversión)	A · P16
Hijuelas	COPEC Hijuelas	COPEC/Volte x	50	Parcial	Conector caído (medio)	Reposición (inversión)	A · P17
Quilpué	Petrobras Marga Marga	Enel X Way	60	Caído	Electrolinera 60	Reactivación (inversión)	A · P18
Santo Domingo	COPEC Santo Domingo	COPEC/Volte x	50	Parcial	Punto existente	Refuerzo a 120 kW	C · P40
Viña del Mar	COPEC Av. Libertad 501	COPEC/Volte x	50	Parcial	Punto existente	Refuerzo a 120 kW	C · P41
Valparaíso	COPEC Placilla 40098	COPEC/Volte x	180	Parcial	Ultra rápida reciente	Recuperación por activación (sin inversión)	Activación
Viña del Mar	COPEC 40046 Voltex	COPEC/Volte x	180	Parcial	Ultra rápida reciente	Recuperación por activación (sin inversión)	Activación
Viña del Mar	COPEC 40609 Voltex	COPEC/Volte x	120	Parcial	Ultra rápida reciente	Recuperación por activación (sin inversión)	Activación
Zapallar	COPEC Zapallar	COPEC/Volte x	180	Parcial	Ultra rápida reciente	Recuperación por activación (sin inversión)	Activación
Valparaíso	Electrolinera Curauma (36 conect.)	No identif.	300	No disp.	Industrial, sin acceso público	EXCLUIDO (error EcoCarga)	—

Figura 8.3: Línea de recuperación (Escenario A) por comuna, sitio y tipología. (Fuente: Elaboración propia).

Tabla 8.7: Universo de recuperación con inversión, según comuna y tipología.

Comuna	N° puntos	Recinto o tipo	Tipología de intervención
Viña del Mar	9	Malls, retail, universidad, concesionarios y hotel	Destino 60 kW DC
Valparaíso	2	Oficina de la distribuidora y estacionamiento	Destino 60 kW DC

Comuna	N° puntos	Recinto o tipo	Tipología de intervención
San Antonio	1	Oficina de la distribuidora	Destino 60 kW DC
Concón	1	Comercio	Destino 60 kW DC
Los Andes	1	Casino	Destino 60 kW DC
Casablanca	1	Comercio y electromovilidad	Destino 60 kW DC
Quilpué	1	Estación de servicio (reactivación)	Electrolinera 60 kW DC
Llay-Llay e Hijuelas	2	Estaciones de servicio de corredor	Reposición 60 kW
TOTAL	18		Escenario A

Fuente: Elaboración propia a partir del catastro a nivel de conector (ver Anexo 8). Se excluye el punto industrial sin acceso público.

8.4.2 Expansión hacia comunas y corredores sin cobertura

La segunda línea corresponde a la expansión hacia comunas sin cobertura efectiva y hacia corredores estratégicos, anclada en la prospección territorial del Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública para la Región de Valparaíso.

La cartografía del Plan Maestro clasifica el territorio por nivel de complejidad y horizonte temporal, y arroja un patrón muy relevante para esta investigación: la Región de Valparaíso está dominada por zonas de baja complejidad y horizonte cercano (2025 a 2030), distribuidas por el litoral (La Ligua, Zapallar y Papudo; Quintero y Concón; Valparaíso y Viña del Mar; el litoral sur de El Tabo, El Quisco y Algarrobo; y San Antonio) y el valle central (La Calera, Quillota y La Cruz; San Felipe).

Existen algunas zonas de media complejidad en el interior (Los Andes y San Felipe) y un par de zonas de baja complejidad de horizonte 2030 a 2035, pero no hay ninguna zona de alta complejidad.



Región de Valparaíso

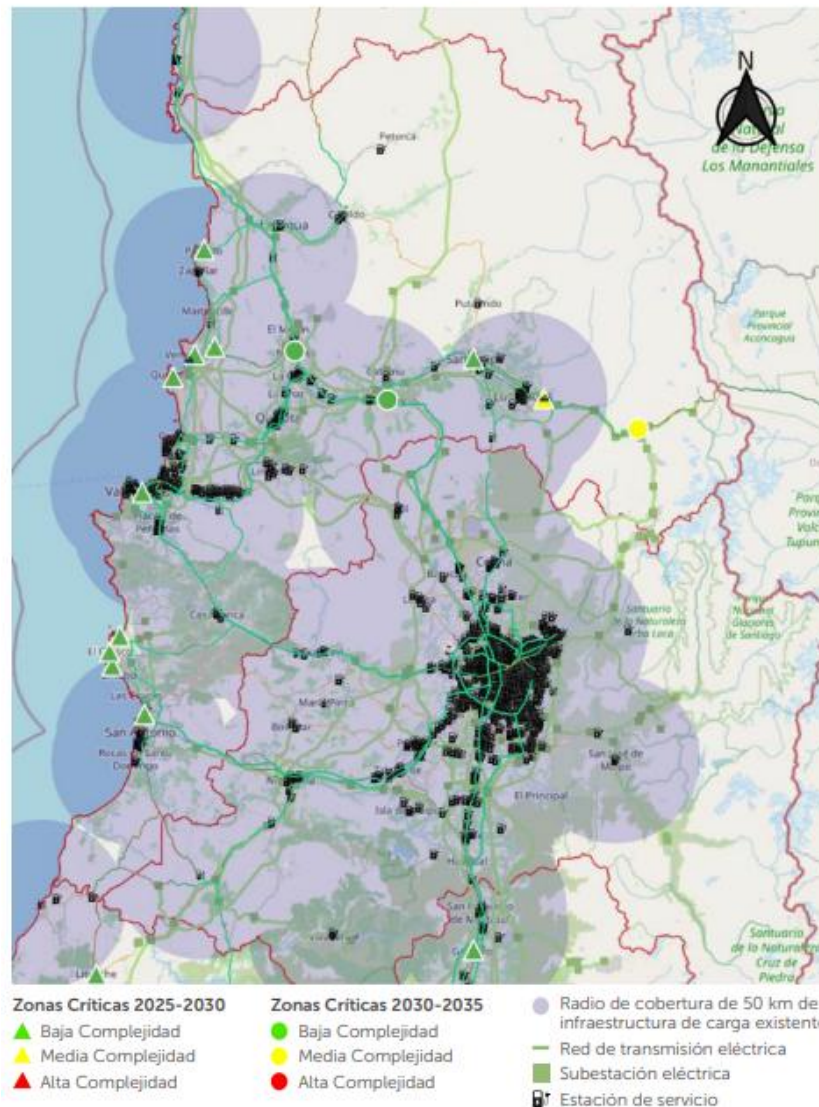


Figura 8.4: Zonas críticas y nuevos puntos de expansión de infraestructura de carga en la Región de Valparaíso según nivel de complejidad y horizonte. (Fuente: Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública [15]).

Este patrón es un hallazgo central. Según la propia leyenda del Plan Maestro, baja complejidad significa una zona con suministro eléctrico disponible y con estación de servicio, donde la barrera no es la red sino la falta de incentivos que fomenten la inversión privada. En consecuencia, en la Región de Valparaíso la restricción para expandir la infraestructura no es la capacidad eléctrica ni la disponibilidad de recintos, sino la rentabilidad de la inversión. Esto converge exactamente con el diagnóstico económico de este estudio (el alto costo fijo por potencia y la baja utilización en

zonas de poca demanda, sección 8.5) y con la evidencia ministerial: ambos apuntan a la misma causa. Ningún punto nuevo en la región requiere intervención estructural de red; todos requieren incentivo a la inversión.

Un matiz adicional refuerza la contribución original de esta tesis. El mapa del Plan Maestro emplea un radio de cobertura de 100 km en torno a la infraestructura existente, asumiendo que dicha infraestructura funciona; es decir, opera sobre cobertura nominal. El diagnóstico de cobertura efectiva de este estudio muestra que parte de esa infraestructura está caída, por lo que el enfoque efectivo matiza incluso la cobertura supuesta por el instrumento ministerial.

Cruzando esta prospección con las brechas comunales del catastro propio, la expansión se organiza en cuatro focos. El primero es el litoral turístico, con carga de destino en las cabeceras costeras hoy sin cobertura (El Quisco, El Tabo, Cartagena y Papudo); El Quisco reemplaza a Algarrobo como cabecera del litoral central, dado que las entrevistas identificaron a esta última con condiciones habilitantes menos favorables. El segundo es el nodo de San Antonio, que por su condición de Megapuerto y su alto flujo futuro concentra tanto carga de destino en comercio como electrolineras de 120 kW. El tercero es el eje urbano-turístico de Valparaíso y Viña del Mar, donde se refuerza la potencia con electrolineras de 120 kW y se densifica la carga de destino aprovechando la recurrencia comercial y turística. El cuarto es el interurbano agrícola e industrial, con nodos de ruta de electrolinera 60 kW en las cabeceras del valle (San Felipe, La Calera, La Ligua y Villa Alemana) y carga de destino de cobertura en comunas hoy sin infraestructura (Limache, La Cruz, Cabildo y Putaendo), estas últimas con financiamiento mixto por su condición de brecha territorial.

Tabla 8.8: Líneas de expansión y refuerzo propuestas.

Foco y comunas	Justificación territorial	Tipología	Nº	Escenario
Litoral: El Quisco, El Tabo, Cartagena y Papudo	Cabeceras turísticas costeras sin cobertura; El Quisco reemplaza a Algarrobo	Destino 60 kW DC	4	B
San Antonio (comercio)	Nodo ~~megapuerto~~ mega puerto : densificación de destino en recintos de alto flujo	Destino 60 kW DC	3	B
Valparaíso y Viña del Mar (comercio y hotelería)	Eje urbano-turístico: densificación por recurrencia comercial	Destino 60 kW DC	2	B
San Felipe, La Calera, La Ligua y Villa Alemana	Nodos de ruta del valle central y comunas pobladas sin cobertura	Electrolinera 60 kW DC	4	B
Limache, La Cruz, Cabildo y Putaendo	Brecha territorial agrícola pura; prefactibilidad con cofinanciamiento	Destino 60 kW DC	4	B
San Antonio (2), Valparaíso, Viña del Mar, Santo Domingo y Av. Libertad	Refuerzo de alto flujo, densidad urbana y condición portuaria	Electrolinera 120 kW DC	6	C
TOTAL			23	

Fuente: Elaboración propia a partir del Plan Maestro [15] y del catastro regional (ver Anexo 9). El Plan Maestro clasifica zonas geográficas y no una lista nominal de comunas, por lo que la asignación comunal exacta es referencial y de prefactibilidad, sujeta a verificación de capacidad eléctrica.

La distribución territorial resultante permite dimensionar el alcance espacial del programa. Las 41 intervenciones se reparten en 22 comunas: 10 corresponden a comunas que ya cuentan con infraestructura registrada y concentran principalmente recuperación y refuerzo, y 12 se incorporan por primera vez a la red regional mediante expansión. En consecuencia, la ejecución completa del programa elevaría la cobertura nominal de la región desde las actuales 13 comunas de 38 hasta 25 de 38, esto es, desde un 34% a un 66% del territorio comunal. Dado que la cartera interviene también Quilpué y Casablanca, las dos comunas que hoy presentan cobertura nominal sin cobertura efectiva, el programa eleva simultáneamente la cobertura efectiva desde 11 hasta 25 comunas de 38, cerrando en el territorio intervenido la disociación entre ambas categorías.

Para efectos de comparación con estadísticas y metas nacionales, se explicitan los supuestos de composición de la cartera. Cada proyecto corresponde a un cargador, unidad consistente con la tipificación del Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16], de donde provienen los costos de referencia. Se asume un punto de carga por proyecto, esto es, operación secuencial de los conectores, por constituir el supuesto conservador. Se asume asimismo dos conectores por

cargador (CCS Combo 2 y CHAdEMO en equipos de 60 kW; doble CCS Combo 2 en equipos de 120 kW), supuesto respaldado por el propio catastro regional, donde la moda de la distribución es de dos conectores por punto y el promedio del universo de acceso público alcanza 2,61 conectores. Bajo estos supuestos, el programa incorpora 41 cargadores, 41 puntos de carga y 82 conectores, por un total de 2.820 kW.

11 → 25

comunas de las 38 de la región quedan
con cobertura efectiva

41 intervenciones en 22 comunas

programadas entre 2026 y 2030

Viña del Mar 12 · San Antonio 6 · Valparaíso 4

- 25 comunas con cobertura efectiva
- 13 comunas sin cobertura
- 1 intervención
- varias
- cubierta con infraestructura existente



Figura 8.5: Mapa de la cartera priorizada

Tabla 8.9: Distribución territorial de las intervenciones por comuna y tipología.

Comuna	N° proy.	Destino 60	Elec. 60	Elec. 120	Repos.	CAPEX (USD)	Situación de partida
Mapa de la cartera priorizada	12	10	0	2	0	515.288	Brecha operativa alta
San Antonio	6	4	0	2	0	295.592	Cobertura parcial; nodo Megapuerto.
Valparaíso	4	3	0	1	0	184.412	Brecha operativa alta
Los Andes	1	1	0	0	0	36.616	Cobertura efectiva parcial
Concón	1	1	0	0	0	36.616	Cobertura efectiva parcial
Casablanca	1	1	0	0	0	36.616	Nominal sin cobertura efectiva
Quilpué	1	0	1	0	0	50.891	Nominal sin cobertura efectiva
Llaillay	1	0	0	0	1	20.000	Corredor con conector caído
Hijuelas	1	0	0	0	1	20.000	Corredor con conector caído
Santo Domingo	1	0	0	1	0	74.564	Punto existente para reforzar
El Quisco	1	1	0	0	0	36.616	Sin cobertura nominal (litoral)
El Tabo	1	1	0	0	0	36.616	Sin cobertura nominal (litoral)
Cartagena	1	1	0	0	0	36.616	Sin cobertura nominal (litoral)
Papudo	1	1	0	0	0	36.616	Sin cobertura nominal (litoral norte)
San Felipe	1	0	1	0	0	50.891	Sin cobertura nominal (nodo de ruta)
La Calera	1	0	1	0	0	50.891	Sin cobertura nominal (corredor)
La Ligua	1	0	1	0	0	50.891	Sin cobertura nominal (nodo norte)
Villa Alemana	1	0	1	0	0	50.891	Sin cobertura nominal (comuna poblada)
Limache	1	1	0	0	0	36.616	Sin cobertura nominal (interior)
La Cruz	1	1	0	0	0	36.616	Sin cobertura nominal (agrícola)
Cabildo	1	1	0	0	0	36.616	Sin cobertura nominal (norte agrícola)
Putendo	1	1	0	0	0	36.616	Sin cobertura nominal (Aconcagua)
TOTAL (22 comunas)	41	28	5	6	2	1.767.087	

Fuente: Elaboración propia a partir del catálogo de proyectos (ver Anexo 9). Costos al valor central base Santiago.

8.4.3 Actualización tecnológica

La tercera línea corresponde a la actualización tecnológica de puntos operativos con potencia rezagada o conectores en obsolescencia, particularmente en zonas urbanas de alta demanda donde la potencia instalada resulta insuficiente para la carga rápida. Esta intervención sigue la lógica del modelo de destino, interviniendo sobre la potencia del equipo sin reabrir la coordinación con la distribuidora, por lo que presenta una barrera de entrada menor que una electrolinera nueva. En la cartera propuesta, esta línea se materializa principalmente en los proyectos de refuerzo

8.4.4 Programación temporal del despliegue (2026 a 2030)

La ejecución del programa se distribuye en un horizonte de cinco años, entre 2026 y 2030, alineado con la meta de la Ruta Energética. El orden de ejecución no responde a la disponibilidad presupuestaria, sino a dos criterios explícitos. El primero es la eficiencia del capital: se ejecutan primero aquellas intervenciones cuyo empalme y obra civil ya están hundidos y que, por lo tanto, recuperan cobertura efectiva al menor costo marginal. El segundo es la maduración de la demanda: se posterga el refuerzo de alta potencia hasta que la utilización proyectada se aproxime a su umbral de equilibrio, evitando instalar capacidad que operaría a pérdida durante varios años.

Bajo esta lógica, los años 2026 y 2027 concentran la totalidad del Escenario A. El primer año ejecuta las reposiciones de conector, de costo marginal mínimo, junto con la recuperación de los puntos de destino de mayor flujo en Viña del Mar y Valparaíso, donde la brecha operativa es más crítica. El segundo año completa la recuperación de la cobertura efectiva en San Antonio, Concón y Casablanca, e incorpora la reactivación de la electrolinera de Quilpué, única comuna con cobertura nominal y ningún punto operativo. El año 2028 abre la nueva cobertura de destino, con el litoral turístico y la densificación del nodo de San Antonio y del eje urbano. El año 2029 completa la expansión interurbana agrícola, con los nodos de ruta del valle y el cierre de brecha en comunas sin infraestructura, con lo que se cierra el Escenario B. Finalmente, el año 2030 ejecuta el refuerzo con electrolineras de 120 kW en los nodos urbano-portuarios, completando el Escenario C.

De este modo, el CAPEX acumulado cierra exactamente sobre cada escenario: el Escenario A al término de 2027, con un 36% de la inversión total; el Escenario B al término de 2029, con un 75%; y el Escenario C en 2030, con el 100%. Una consecuencia relevante de esta programación es que la inversión anual se mantiene relativamente estable, entre 296 mil y 447 mil dólares por año, lo que facilita su absorción tanto por parte de operadores privados como de eventuales instrumentos de cofinanciamiento público, y evita una concentración de desembolsos en un solo período. Asimismo, la incorporación de comunas nuevas se concentra en 2028 y 2029, precisamente los años en que el programa pasa de recuperar lo existente a ampliar el territorio cubierto.

Tabla 8.10: Programación anual del despliegue, 2026 a 2030.

Año	Nº proy.	CAPEX del año (USD)	CAPEX acumulado (USD)	% acum.	Comunas nuevas	Escenario que cierra
2026	9	296.312	296.312	17%	0	—
2027	9	343.819	640.131	36%	0	A (Recuperación)
2028	9	329.544	969.675	55%	6	—
2029	8	350.028	1.319.703	75%	8	B (Nueva cobertura)
2030	6	447.384	1.767.087	100%	1	C (Programa completo)
TOTAL	41	1.767.087			15	

Fuente: Elaboración propia a partir del catálogo de proyectos (ver Anexo 9). Costos al valor central base Santiago.

La composición de cada año revela con claridad el cambio de naturaleza del programa a lo largo del horizonte. Los dos primeros años están íntegramente dedicados a recuperación y reposición, sin ninguna instalación nueva. El tercer año se compone exclusivamente de nueva cobertura de destino. El cuarto año combina nodos de ruta y cierre de brecha agrícola. El último año está dedicado por completo al refuerzo de potencia. Esta secuencia refleja la progresión lógica de la intervención: primero restituir lo que ya existe, luego ampliar el territorio y, finalmente, aumentar la capacidad donde la demanda lo justifique.

Tabla 8.11: Composición anual de la ejecución por tipología y línea de intervención.

Año	Destino 60	Elec. 60	Elec. 120	Repos.	Total	Recuperación	Litoral	Nueva cobertura	Interurbano	Refuerzo
2026	7	0	0	2	9	9	0	0	0	0
2027	8	1	0	0	9	9	0	0	0	0
2028	9	0	0	0	9	0	4	5	0	0
2029	4	4	0	0	8	0	0	0	8	0
2030	0	0	6	0	6	0	0	0	0	6
TOTAL	28	5	6	2	41	18	4	5	8	6

Fuente: Elaboración propia a partir del catálogo de proyectos (ver Anexo 9).

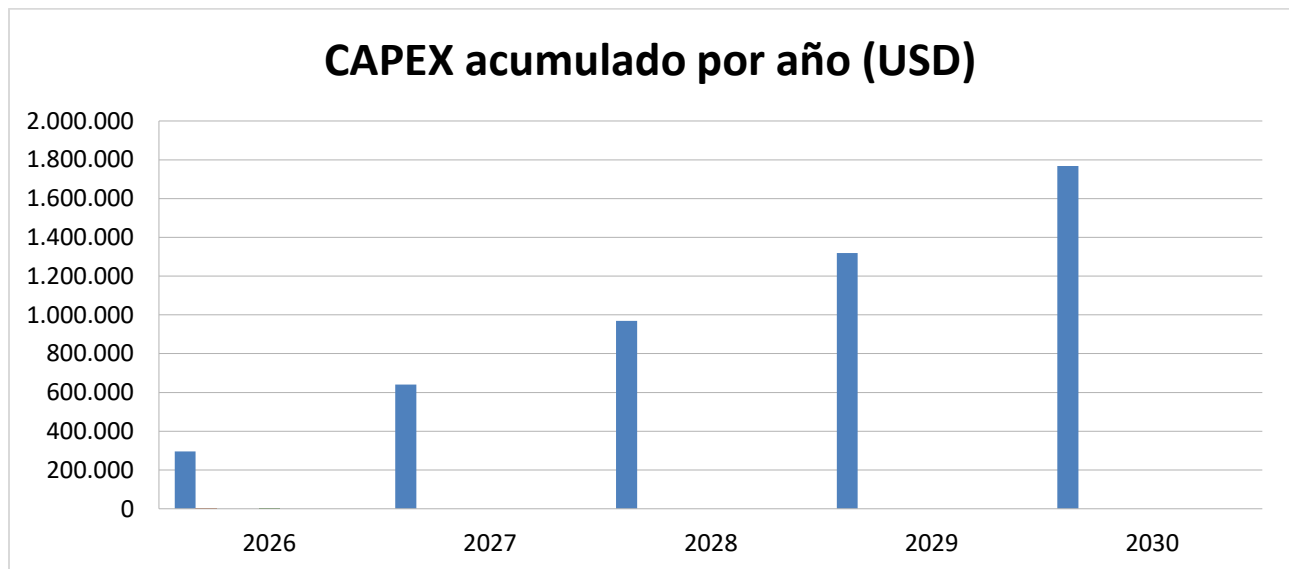
Figura 8.6: Carta Gantt de ejecución de las 41 intervenciones, 2026 a 2030. (Fuente: Elaboración propia)

ID	Comuna	Sitio / recinto	Tipología	2026	2027	2028	2029	2030	Escenario	CAPEX USD	Línea
1	Viña del Mar	Mall Marina	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
2	Viña del Mar	Boulevard Marina	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
3	Viña del Mar	Espacio Urbano (Enel X)	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
4	Viña del Mar	Jumbo-Easy	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
5	Viña del Mar	UAI Viña del Mar	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
10	Valparaíso	Edificio Chilquinta Barón	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
12	Los Andes	Casino Enjoy Los Andes	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
16	Llaillay	COPEC Llay Llay (conector caldo)	Reposición 60						A	\$20.000	Reposición
17	Hijuelas	COPEC Hijuelas (conector caldo)	Reposición 60						A	\$20.000	Reposición
6	Viña del Mar	Enel X Rossetot	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
7	Viña del Mar	BMW Viña del Mar	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
8	Viña del Mar	SAVE KIA Rossetot	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
9	Viña del Mar	Hotel Bosque de Reñaca	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
11	Valparaíso	Instalación SCVE Estacionamientos	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
13	San Antonio	Oficina Chilquinta San Antonio	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
14	Concón	Pizzería Valentini	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
15	Casablanca	Electromovilidad EMELCA	Destino 60						A	\$36.616	Recuperación
18	Quilpué	Petrobras Marga Marga (Enel X)	Electrolinera 60						A	\$50.891	Reactivación
19	El Quisco	Cabecera turística litoral central	Destino 60						B	\$36.616	Litoral
20	El Tabo	Balneario costero	Destino 60						B	\$36.616	Litoral
21	Cartagena	Balneario costero	Destino 60						B	\$36.616	Litoral
22	Papudo	Litoral norte	Destino 60						B	\$36.616	Litoral
23	San Antonio	Mall / Espacio Urbano	Destino 60						B	\$36.616	Nueva cobertura
24	San Antonio	Comercio centro	Destino 60						B	\$36.616	Nueva cobertura
25	San Antonio	Estacionamiento condicionado	Destino 60						B	\$36.616	Nueva cobertura
26	Viña del Mar	Comercio/hotel eje turístico	Destino 60						B	\$36.616	Nueva cobertura
27	Valparaíso	Estac. Plaza Sotomayor	Destino 60						B	\$36.616	Nueva cobertura
28	San Felipe	Nodo de ruta valle Aconcagua	Electrolinera 60						B	\$50.891	Interurbano núcleo
29	La Calera	Nodo corredor Quillota	Electrolinera 60						B	\$50.891	Interurbano núcleo
30	La Ligua	Nodo norte eje vial	Electrolinera 60						B	\$50.891	Interurbano núcleo
31	Villa Alemana	Comuna poblada Marga Marga	Electrolinera 60						B	\$50.891	Interurbano núcleo
32	Limache	Interior Marga Marga	Destino 60						B	\$36.616	Interurbano cobertura
33	La Cruz	Corredor agrícola Quillota	Destino 60						B	\$36.616	Interurbano cobertura
34	Cabildo	Norte agrícola	Destino 60						B	\$36.616	Interurbano cobertura
35	Putendo	Valle Aconcagua agrícola	Destino 60						B	\$36.616	Interurbano cobertura
36	San Antonio	Nodo portuario (megapuerto)	Electrolinera 120						C	\$74.564	Refuerzo
37	San Antonio	Nodo portuario acceso	Electrolinera 120						C	\$74.564	Refuerzo
38	Valparaíso	Nodo urbano/portuario	Electrolinera 120						C	\$74.564	Refuerzo
39	Viña del Mar	Nodo urbano alto flujo	Electrolinera 120						C	\$74.564	Refuerzo
40	Santo Domingo	COPEC Santo Domingo (litoral sur)	Electrolinera 120						C	\$74.564	Refuerzo
41	Viña del Mar	COPEC Av. Libertad (eje urbano)	Electrolinera 120						C	\$74.564	Refuerzo
TOTAL		41 proyectos		9	9	9	8	6		\$1.767.087	

Leye:
 ■ Recuperación
 ■ Reposic
 ■ Reactive
 ■ Litoral
 ■ Nueva cobertura
 ■ Interurbano núcleo
 ■ Interurb
 ■ Refuerzo

Figura 8.7: Evolución del CAPEX acumulado del programa, 2026 a 2030. (Fuente: Elaboración propia).

Año	N° proyectos	CAPEX del año (USD)	CAPEX acumulado (USD)	% acum.	Comunas nuevas	Escenario que cierra	Justificación del orden
2026	9	\$ 296.312	\$ 296.312	17%	0	—	Quick wins: reposiciones de costo marginal y recuperación de destino de mayor flujo en Viña y Valparaíso. Capex hundido y brecha ya crítica.
2027	9	\$ 343.819	\$ 640.131	36%	0	A (Recuperación)	Se completa la recuperación de cobertura efectiva (San Antonio, Concón, Casablanca) y se reactiva la electrolinera de Quilpué antes de la presión de demanda 2028.
2028	9	\$ 329.544	\$ 969.675	55%	6	—	Nueva cobertura de destino: litoral turístico (El Quisco reemplaza a Algarrobo) y nodo San Antonio, más densificación del eje urbano-turístico.
2029	8	\$ 350.028	\$ 1.319.703	75%	8	B (Nueva cobertura)	Expansión interurbana: nodos de ruta del valle (electrolinera 60) y cierre de brecha comunal agrícola con cofinanciamiento.
2030	6	\$ 447.384	\$ 1.767.087	100%	1	C (Programa completo)	Refuerzo final de 120 kW en nodos urbano-portuarios, cuando la utilización proyectada ya alcanza el umbral de equilibrio.
TOTAL	41	\$ 1.767.087			15		



8.5 Evaluación económica referencial

8.5.1 Alcance de la evaluación y supuestos

La evaluación económica tiene carácter referencial y de prefactibilidad estratégica. Su propósito es estimar el orden de magnitud de la inversión requerida para reducir las brechas detectadas, comparar escenarios de intervención sobre la base de costos sectoriales estandarizados y determinar la utilización de equilibrio de cada tipología como instrumento de decisión. No constituye una evaluación financiera definitiva, dado que no se dispone de información interna de operadores respecto de ingresos, costos operacionales reales ni tasa de descuento.

El modelo se construyó de manera paramétrica, de modo que todos los resultados derivan de un conjunto acotado de supuestos explícitos y editables. Estos supuestos son: un tipo de cambio referencial de 928 pesos por dólar; un horizonte de repago de ocho años, correspondiente a la vida útil del cargador de corriente continua y coincidente con la duración máxima de la boleta de garantía de potencia establecida en la Norma Técnica de Distribución [22]; una sesión de carga de referencia de 20 kWh; una operación de 365 días al año; y un margen neto de contribución por kWh modelado en tres niveles (80, 120 y 160 pesos), equivalente a entre un 27% y un 36% de la tarifa observada por el Observatorio 2026, una vez descontados la energía comprada, el cargo fijo por potencia y los costos de operación y mantención. No se aplica tasa de descuento, por lo que los resultados constituyen una cota inferior optimista. El detalle completo del modelo, con sus supuestos, catálogo y tableros de resultados.

8.5.2 Costos de referencia por tipología y estructura de costos

Los costos de referencia por tipología provienen de la consulta al mercado del Estudio de Costos AgenciaSE 2025. Siguiendo la recomendación de los coautores del estudio recogida en entrevista, se adopta como estimación central el costo base de Santiago, por ser la referencia más cercana a Valparaíso por adyacencia geográfica, y se reserva el incremento del 20% como banda de contingencia por sobrecostos de ejecución, no como ajuste macrozonal. La estructura de costos confirma que, en electrolineras, el cargador concentra alrededor del 40% de la inversión, la instalación cerca del 34% y el pilar de empalme y transformador en torno al 23%, mientras que en la carga de destino este último pilar no existe, lo que explica su menor barrera de entrada.

Tabla 8.12: Costos de referencia por tipología de proyecto.

Tipología	Potencia	Central base Santiago (USD)	Contingencia +20% (USD)	Costo por kW (USD)	Pilares de costo
Carga de destino 60 kW DC	60 kW	36.616	43.939	610	Cargador e instalación
Electrolinera 60 kW DC	60 kW	50.891	61.069	848	Cargador, instalación, empalme y transformador
Electrolinera 120 kW DC	120 kW	74.564	89.477	621	Cargador, instalación, empalme y transformador de 200 kVA
Reposición 60 kW	≤ 60 kW	20.000	—	333	Equipo y reconexión (obra civil hundida)

Fuente: Elaboración propia a partir del Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16], consulta al mercado. Tipo de cambio referencial 928 CLP/USD.

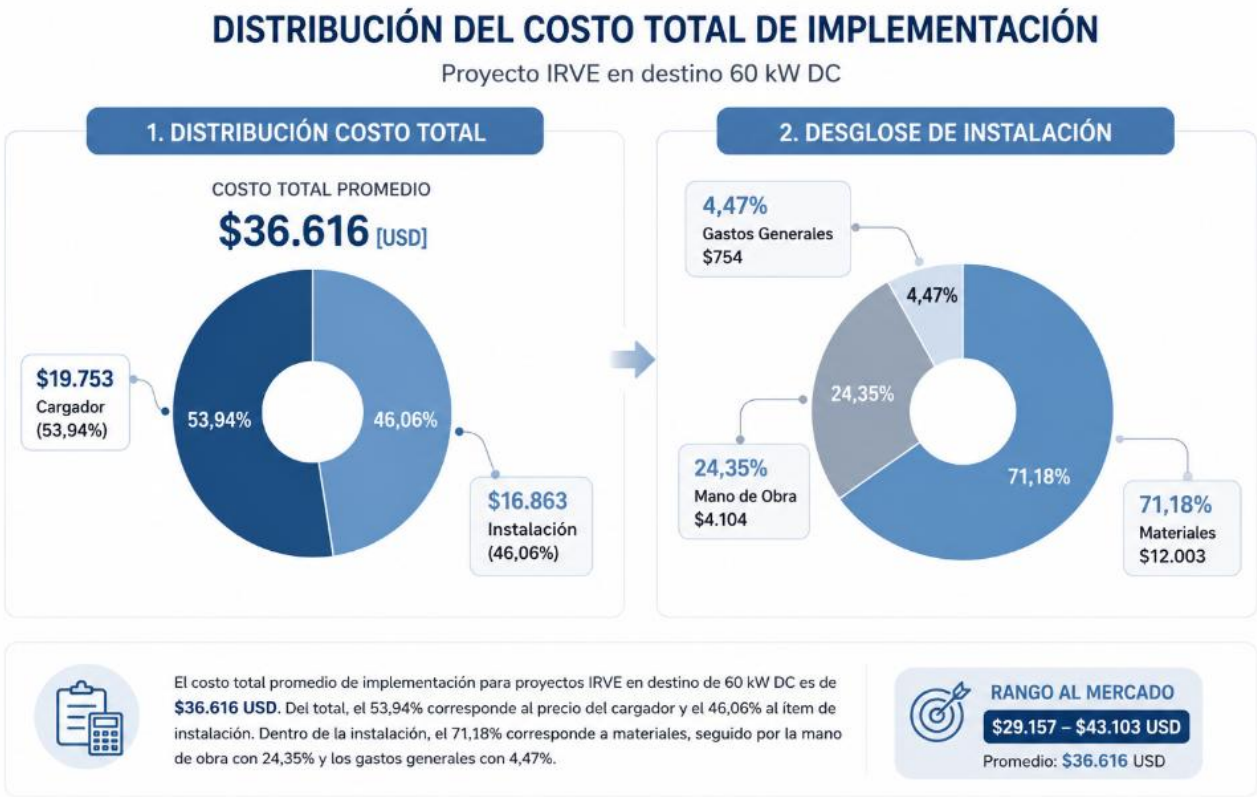


Figura 8.8: Desglose del ítem instalación para proyectos de carga de destino de 60 kW DC. (Fuente: Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16]).

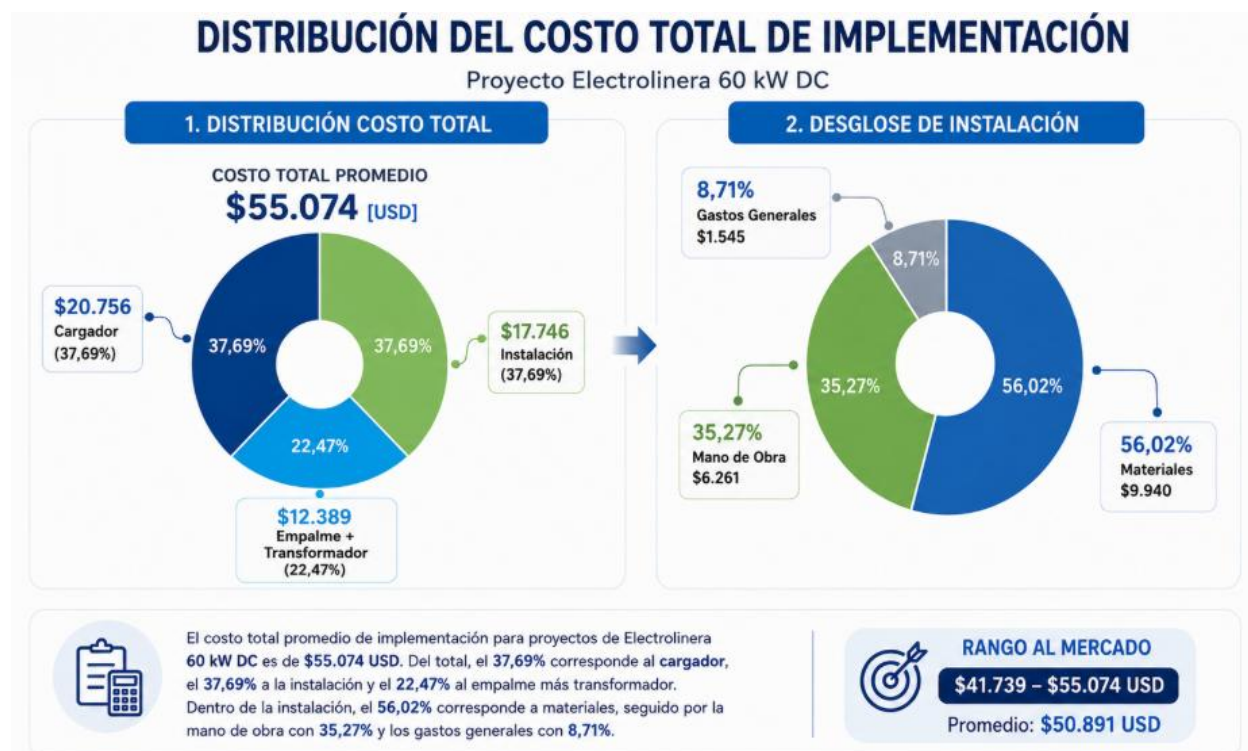


Figura 8.9: Distribución y desglose del costo total para electrolinera de 60 kW DC. (Fuente: Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16]).

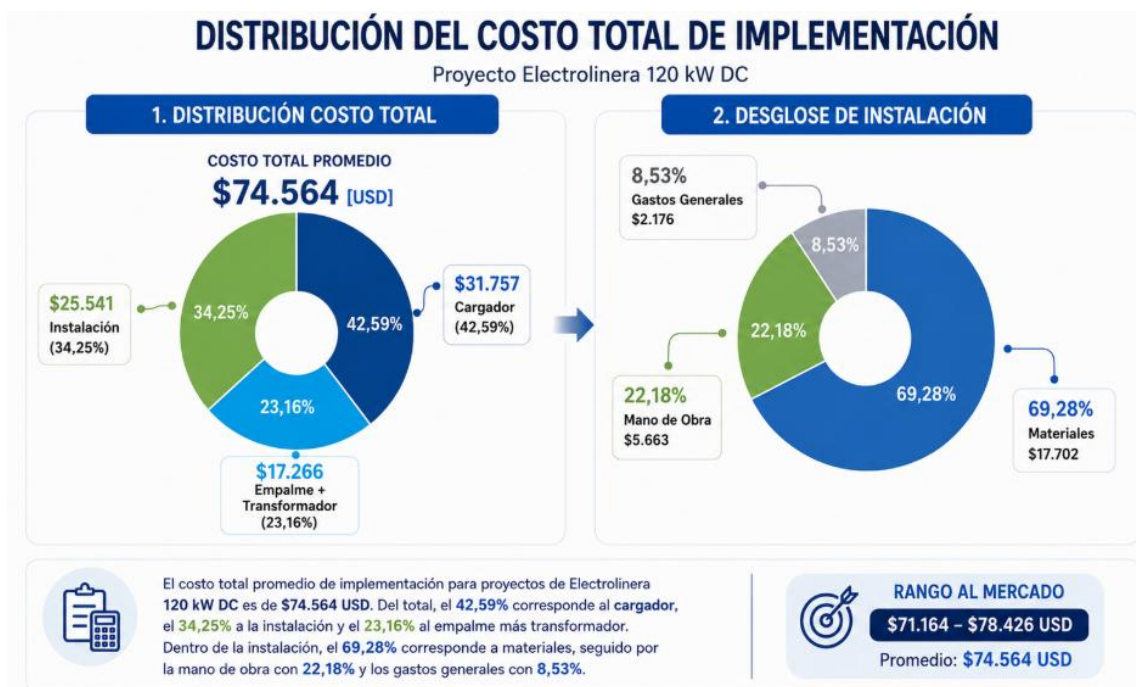


Figura 8.10: Distribución y desglose del costo total para electrolinera de 120 kW DC. (Fuente: Estudio de Costos AgenciaSE 2025 [16]).

8.5.3 Escenarios de inversión referencial

Sobre la base de la priorización territorial se definen tres escenarios incrementales que suman, en total, 41 intervenciones. El Escenario A corresponde a la recuperación de la infraestructura de acceso público inoperativa, con las 18 intervenciones descritas en la sección 8.4.1. El Escenario B agrega la nueva cobertura de destino en el litoral, en el nodo de San Antonio y en el eje urbano, junto con los nodos de ruta del interurbano agrícola, sumando 17 proyectos adicionales. El Escenario C agrega el refuerzo con seis electrolíneas de 120 kW DC en los nodos de alto flujo. Los montos se calculan con el costo central y se presentan como cota superior, dado que las recuperaciones aprovechan obra civil y empalme ya existentes y su costo real es menor.

Tabla 8.13: Escenarios de inversión referencial y su composición.

Escenario	Nº proy.	Comunas	CAPEX (USD)	Contingencia +20% (USD)	CAPEX (CLP MM)	% del programa
A — Recuperación	18	9	640.131	768.157	594,0	36,2%
B — A + nueva cobertura	35	20	1.319.703	1.583.644	1.224,7	74,7%
C — Programa completo	41	22	1.767.087	2.120.504	1.639,9	100,0%

Fuente: Elaboración propia a partir del catálogo de proyectos (ver Anexo 9). Costos al valor central base Santiago; tipo de cambio 928 CLP/USD. Cifras de orden de magnitud.

El desglose por tipología muestra que la carga de destino concentra 28 de las 41 intervenciones, pero solo una parte proporcionalmente menor del presupuesto, dado su menor costo unitario. En el extremo opuesto, las seis electrolíneas de 120 kW del Escenario C representan por sí solas un 25,3% de la inversión total del programa, lo que confirma que el refuerzo de potencia es la decisión de mayor impacto presupuestario y, por lo tanto, la que exige mayor respaldo de utilización.

Tabla 8.14: Desglose de la inversión por la línea de intervención.

Línea de intervención	Escenario	Nº proy.	CAPEX (USD)	% del total	Financiamiento
Recuperación	A	15	549.240	31,1%	Privado
Reposición	A	2	40.000	2,3%	Privado
Reactivación	A	1	50.891	2,9%	Privado

Línea de intervención	Escenario	N° proy.	CAPEX (USD)	% del total	Financiamiento
Litoral	B	4	146.464	8,3%	Mixto
Nueva cobertura	B	5	183.080	10,4%	Privado
Interurbano núcleo	B	4	203.564	11,5%	Mixto
Interurbana cobertura	B	4	146.464	8,3%	Mixto
Refuerzo	C	6	447.384	25,3%	Privado
TOTAL		41	1.767.087	100,0%	

Fuente: Elaboración propia a partir del catálogo de proyectos (ver Anexo 9).

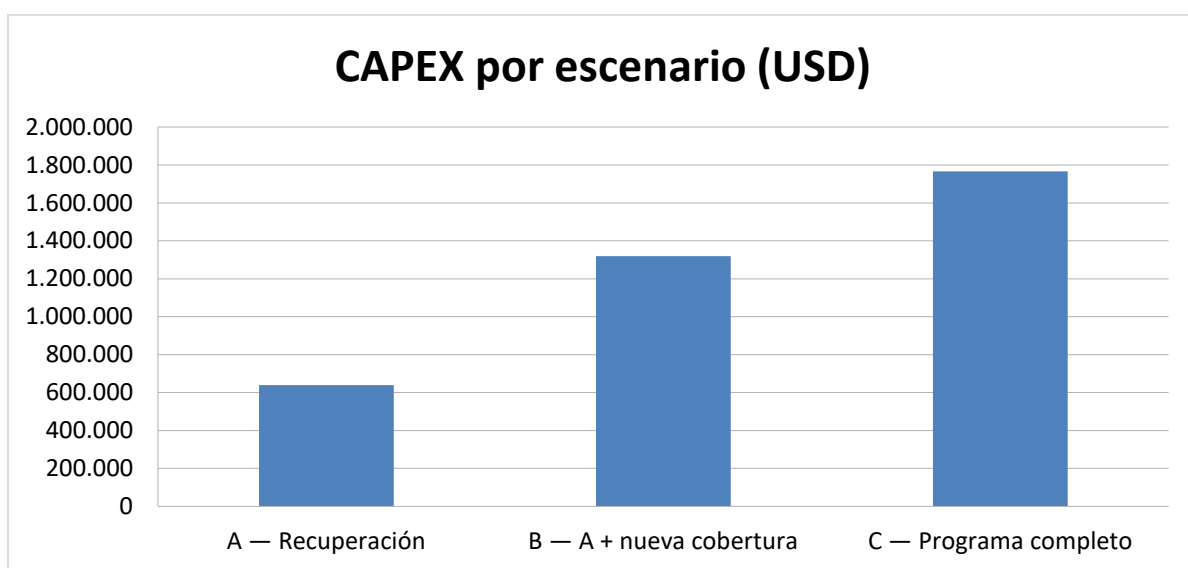


Figura 8.11: CAPEX por escenario de inversión. (Fuente: Elaboración propia).

8.5.4 Indicadores de eficiencia de la cartera

Más allá de la inversión total, la comparación por costo unitario aporta criterios de eficiencia para la decisión. El costo por kW instalado es más favorable en electrolineras de 120 kW (621 dólares por kW) que en electrolineras de 60 kW (848 dólares por kW), lo que respalda la conveniencia de instalar 120 kW en ubicaciones de alto flujo con capacidad eléctrica suficiente, dado que varios componentes del proyecto no escalan proporcionalmente con la potencia. La carga de destino, por su parte, ofrece el menor costo absoluto por punto y la menor barrera de entrada, al prescindir del empalme dedicado, lo que la hace especialmente eficiente para recuperar cobertura efectiva en recintos con capacidad remanente.

A nivel de cartera, el programa completo incorpora 2.820 kW de capacidad, con un costo medio por intervención de 43.100 dólares y un costo agregado de 627 dólares por kW instalado. De las 41 intervenciones, 29 son de financiamiento privado, correspondientes a recuperación, densificación urbana y refuerzo de alto flujo, y 12 requieren cofinanciamiento mixto, precisamente aquellas ubicadas en comunas donde el modelo privado no cierra por sí solo. Finalmente, incorporar una comuna nueva a la red regional implica una inversión media de 80.322 dólares, cifra que resulta relevante para dimensionar el costo de la equidad territorial.

Tabla 8.15: Indicadores de eficiencia de la cartera de proyectos.

Indicador	Valor	Unidad	Lectura
Potencia total incorporada	2.820	kW	Capacidad que suma el programa completo
Costo promedio por proyecto	43.100	USD	Ticket medio de intervención
Costo por kW del programa	627	USD/kW	Eficiencia agregada de la inversión
Proyectos con financiamiento privado	29	proyectos	Recuperación, densificación urbana y refuerzo
Proyectos con cofinanciamiento mixto	12	proyectos	Comunas donde el modelo privado no cierra
Peso del Escenario A en el programa	36,2%	porcentaje	Cuánto resuelve solo recuperar lo caído
Inversión por comuna incorporada	80.322	USD	Costo medio de ampliar la cobertura territorial

Fuente: Elaboración propia a partir del catálogo de proyectos (ver Anexo 9).

8.5.5 Utilización de equilibrio y análisis de sensibilidad

La inversión inicial no es la única barrera económica. El levantamiento con actores del sector permitió identificar el mecanismo que explica, desde la economía, por qué tantos puntos terminan fuera de servicio. Por sobre cierto nivel de potencia conectada, el esquema tarifario de la distribuidora deja de cobrar solo por la energía consumida e incorpora un cobro fijo por la potencia contratada. Este cargo se paga exista o no consumo: una electrolinera con 50 o más kW conectados paga ese fijo mensual, aunque carguen pocos vehículos. En zonas de baja demanda, ese costo fijo es muy difícil de transferir al usuario final, ya que no es posible cobrar tarifas desproporcionadas a las pocas cargas del mes, por lo que el operador acumula pérdidas. Este es el costo operacional estructural que, sumado al alto CAPEX, define la economía de la carga rápida pública.

Por esta razón, en lugar de un período de recuperación que asuma una rentabilidad inexistente, resulta más riguroso estimar la utilización de equilibrio: dado el costo fijo elevado, qué nivel de uso diario se requiere para que la inversión se recupere en el horizonte de ocho años. El cálculo responde a la expresión kWh diarios igual a CAPEX dividido por el producto entre horizonte, margen y días de operación; el resultado se convierte a sesiones dividiendo por la sesión de referencia de 20 kWh.

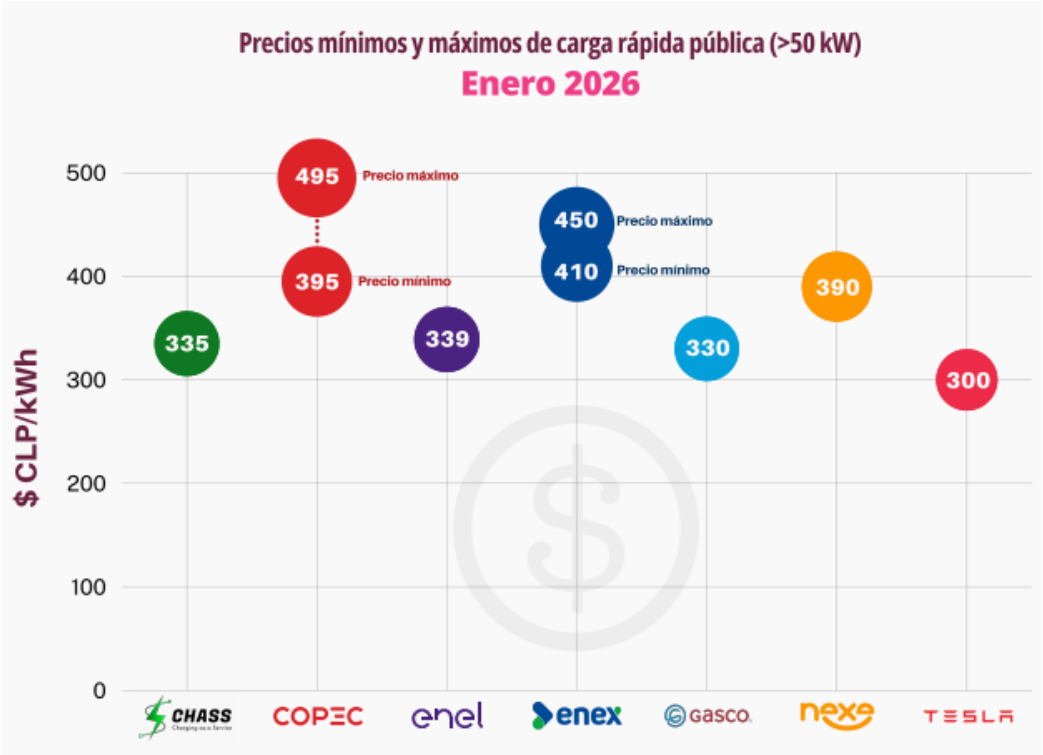


Figura 8.12: Comparación de tarifas de carga rápida pública en Chile. (Fuente: Observatorio de Infraestructura de Carga 2026).

Tabla 8.16: Utilización diaria de equilibrio por tipología, para recuperación en ocho años.

Tipología	Inversión (CLP)	Margen 80: kWh/día	Margen 80: ses/día	Margen 120: kWh/día	Margen 120: ses/día	Margen 160: ses/día
Carga de destino 60 kW DC	33.979.648	145,5	7,3	97,0	4,8	3,6
Electrolinera 60 kW DC	47.226.848	202,2	10,1	134,8	6,7	5,1
Electrolinera 120 kW DC	69.195.392	296,2	14,8	197,5	9,9	7,4
Reposición 60 kW	18.560.000	79,5	4,0	53,0	2,6	2,0

Fuente: Elaboración propia (ver Anexo 9). Ejercicio ilustrativo bajo supuestos explícitos; no constituye evaluación financiera y no incorpora tasa de descuento. Sesión de referencia de 20 kWh.

La lectura es directa y define la estrategia. Incluso en el escenario de margen favorable, una electrolinera de 120 kW necesita del orden de 7 a 15 sesiones diarias para recuperar su inversión en ocho años, utilización que solo se alcanza en nodos de alto flujo. La carga de destino y la reposición, en cambio, alcanzan el equilibrio con niveles de uso sustancialmente menores, coherentes con su menor inversión. En consecuencia, la viabilidad depende del sitio y no de la tarifa.

Dado que el umbral de equilibrio depende críticamente de dos variables que el inversionista no controla plenamente, el nivel de uso y el margen neto por kWh, se construyó una matriz de sensibilidad que cruza ambas para la electrolinera de 120 kW, la tipología más exigente. La matriz permite identificar con precisión la frontera de viabilidad del proyecto.

Figura 8.13: Matriz de sensibilidad del período de recuperación de la inversión según uso diario y margen neto, para electrolinera de 120 kW.

Sesiones/día	Margen 80	Margen 100	Margen 120	Margen 140	Margen 160	Lectura
 2	59,2	47,4	39,5	33,9	29,6	● Inviabile sin subsidio
 4	29,6	23,7	19,7	16,9	14,8	● Inviabile sin subsidio
 6	19,7	15,8	13,2	11,3	9,9	● En torno al equilibrio
 8	14,8	11,8	9,9	8,5	7,4	● En torno al equilibrio
 10	11,8	9,5	7,9	6,8	5,9	● En torno al equilibrio
 12	9,9	7,9	6,6	5,6	4,9	● Rentable en horizonte razonable
 14	8,5	6,8	5,6	4,8	4,2	● Rentable en horizonte razonable
 16	7,4	5,9	4,9	4,2	3,7	● Rentable en horizonte razonable
 18	6,6	5,3	4,4	3,8	3,3	● Rentable en horizonte razonable
 20	5,9	4,7	3,9	3,4	3,0	● Rentable en horizonte razonable

Fuente: Elaboración propia

La matriz muestra que, con el margen medio de 120 pesos por kWh, se requieren cerca de 10 sesiones diarias para recuperar la inversión dentro del horizonte de ocho años. Por debajo de 6

sesiones diarias el proyecto no se repaga en ningún escenario de margen razonable, lo que delimita con claridad el ámbito donde el modelo privado no cierra y se requiere cofinanciamiento público o una tarifa especial para carga rápida. En el extremo opuesto, sobre 12 sesiones diarias el proyecto se recupera holgadamente incluso con márgenes conservadores.

De forma complementaria, si se asume un nivel de uso de 12 sesiones diarias y el margen medio, se obtienen los períodos de recuperación de cada tipología, que permiten comparar directamente el atractivo relativo de cada modelo de proyecto.

Tabla 8.17: Período de recuperación por tipología bajo un uso de 12 sesiones diarias y margen medio.

Tipología	Inversión (CLP)	Contribución anual (CLP)	Recuperación (años)	¿Cierra en 8 años?
Carga de destino 60 kW DC	33.979.648	10.512.000	3,2	Sí
Electrolinera 60 kW DC	47.226.848	10.512.000	4,5	Sí
Electrolinera 120 kW DC	69.195.392	10.512.000	6,6	Sí
Reposición 60 kW	18.560.000	10.512.000	1,8	Sí

Fuente: Elaboración propia (ver Anexo 9). El detalle de la recuperación acumulada año a año se presenta en el Anexo 10.

Finalmente, el análisis puede llevarse al nivel de cartera, estimando cuánta utilización promedio requeriría cada escenario para repagarse en su conjunto. El Escenario A exige que cada punto alcance en promedio 4,7 sesiones diarias, el Escenario B 5,0 y el Escenario C 5,7. La progresión es reveladora: la exigencia de utilización crece a medida que el programa incorpora tipologías de mayor potencia, lo que confirma desde la economía la decisión de programación adoptada en la sección 8.4.4, esto es, reservar el refuerzo de 120 kW para el final del horizonte, cuando la demanda regional pueda sostenerlo.

La lectura anual de la recuperación permite observar el comportamiento del repago a lo largo del horizonte y no solo su resultado final. Bajo el supuesto de doce sesiones diarias y margen medio, cada punto genera una contribución anual cercana a 10,5 millones de pesos. Con ello, la reposición se repaga durante el segundo año de operación, la carga de destino en el cuarto, la electrolinera de 60 kW en el quinto y la electrolinera de 120 kW en el séptimo, quedando esta última con el menor margen de holgura frente al horizonte de ocho años. Esta progresión confirma que la exposición al riesgo de utilización es muy distinta según la tipología: una caída sostenida de la demanda afecta

marginalmente a la reposición y al destino, pero puede impedir por completo el repago de una electrolinera de alta potencia.

Tabla 8.18 Recuperación acumulada de la inversión por tipología, en millones de pesos.

Tipología	CAPEX	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Reposición 60 kW	18,6	10,5	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6
Carga destino 60 kW	34	10,5	21,0	31,5	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0
Electrolinera 60 kW	47,2	10,5	21,0	31,5	42,0	47,2	47,2	47,2	47,2
Electrolinera 120 kW	69,2	10,5	21,0	31,5	42,0	52,6	63,1	69,2	69,2

Fuente: Elaboración propia. Recuperación topada al CAPEX; supuesto de doce sesiones diarias y margen medio de 120 pesos por kWh.

Tabla 8.19: Utilización de equilibrio agregada por escenario de inversión.

Escenario	Nº proy.	CAPEX (CLP)	Recuperación anual objetivo (CLP)	Sesiones/día del conjunto	Sesiones/día por proyecto
A — Recuperación	18	594.041.568	74.255.196	84,8	4,7
B — A + nueva cobertura	35	1.224.684.384	153.085.548	174,8	5,0
C — Programa completo	41	1.639.856.736	204.982.092	234,0	5,7

Fuente: Elaboración propia (ver Anexo 9). Cálculo bajo margen medio de 120 pesos por kWh y sesión de referencia de 20 kWh.

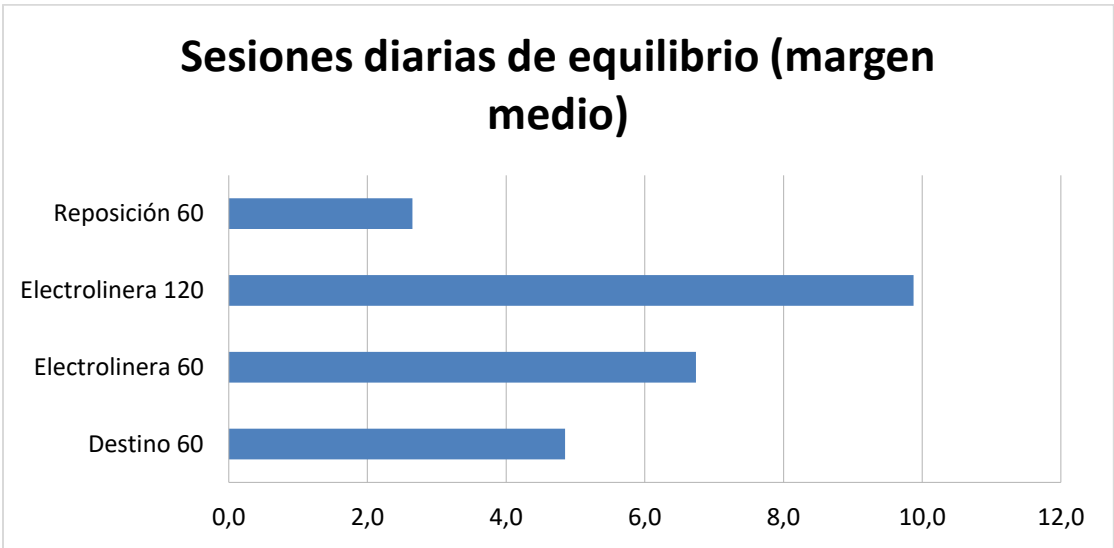


Figura 8.14: Sesiones diarias de equilibrio por tipología, bajo margen medio. (Fuente: Elaboración propia).

De este conjunto de resultados se desprenden tres caminos diferenciados de modelo de negocio. El primero es la carga de destino, donde el costo lo absorbe el recinto como atractor de clientes y no el usuario final, y cuyo umbral de equilibrio es el más accesible. El segundo es la electrolinera en nodos de alto flujo, sostenible solo donde la utilización efectivamente alcanza el umbral. El tercero corresponde a las zonas de baja utilización, donde el modelo privado no cierra y se requiere cofinanciamiento público o tarifas especiales, según se desarrolla a continuación.

8.5.6 El modelo bajo condiciones adecuadas: una falla de mercado temporal

El levantamiento permitió contrastar dos miradas legítimas y complementarias. Desde la operación, la evidencia de terreno muestra puntos instalados como gesto de imagen, sin modelo sostenible, que operan con resultado negativo. Desde la planificación, se enfatiza que el modelo de carga rápida pública no es inviable, sino rentable bajo las condiciones adecuadas: lo prueban los puntos rentables de la Región Metropolitana, que explican la concentración de infraestructura en esa zona, y el hecho de que operadores de gran escala continúen invirtiendo en esta línea con horizontes de retorno largos. La síntesis de este estudio integra ambas perspectivas: la brecha en las comunas de baja demanda no es un modelo roto, sino una falla de mercado temporal, originada en la asimetría entre un costo fijo elevado y una utilización todavía baja.

Las electrolineras de carga ultra rápida recientes que el catastro registra fuera de línea, identificadas en la sección 8.1.3, constituyen la manifestación más nítida de esta falla de mercado. Se trata de infraestructura moderna, de alta potencia y plenamente funcional, que el operador mantiene inactiva porque, con el flujo actual de vehículos, el cargo fijo por potencia no alcanza a cubrirse. La matriz de sensibilidad de la sección anterior explica cuantitativamente esta decisión: con menos de 6 sesiones diarias, ninguna combinación de margen razonable permite recuperar la inversión, de modo que mantener el punto energizado implica pérdidas ciertas. Estos puntos no requieren recuperación en el sentido de inversión, sino la llegada de la demanda y un modelo de operación sostenible que vuelva rentable su activación. Su caso confirma que el problema no es de capital ni de tecnología, sino de utilización.

Esta lectura tiene una implicancia estratégica para la Región de Valparaíso. La región parte de una posición favorable, por su cercanía a Santiago y por una economía diversificada (portuaria,

agrícola, minera y turística) que genera sinergias para la electromovilidad, y la demanda crece a un ritmo cercano al exponencial. Por ello, la falla de mercado tenderá a corregirse a medida que el parque vehicular crezca, pero en el corto plazo justifica intervenir de manera diferenciada: recuperar y reforzar donde el modelo ya cierra, y habilitar mediante incentivo público donde aún no. Este diagnóstico económico converge con la lectura territorial del Plan Maestro expuesta en la sección 8.4.2: en Valparaíso la restricción es de incentivo a la inversión y no de capacidad de red, lo que explica que 12 de las 41 intervenciones propuestas se planteen con cofinanciamiento mixto.

8.5.7 Limitaciones de la evaluación económica

La evaluación presenta limitaciones que deben explicitarse. Los costos provienen de un estudio sectorial nacional con base en Santiago, adoptado como estimación central y no mediante cotizaciones locales; operadores con estándares de instalación más altos pueden incurrir en costos mayores a la media del estudio. Los montos de los escenarios son cotas superiores y no incorporan economías de escala ni el menor costo real de las recuperaciones, que se valorizan al estándar de 60 kW en corriente continua aun cuando muchos puntos existentes son de corriente alterna y menor potencia. El ejercicio de utilización de equilibrio es ilustrativo y depende de supuestos de tarifa, margen y horizonte que no provienen de datos internos de operadores, y no incorpora tasa de descuento, por lo que sus resultados son optimistas por construcción. Indicadores como el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno no se calculan, dado que requerirían supuestos adicionales de ingresos y costos operacionales que no es posible sustentar con la información disponible. Finalmente, el mercado está altamente concentrado, con tres operadores que acumulan el 79% de la potencia instalada, lo que limita la disponibilidad de datos para una evaluación más precisa.

8.6 Síntesis diagnóstica del capítulo

El diagnóstico confirma que la cobertura nominal de la red de carga pública de la Región de Valparaíso sobreestima sistemáticamente su capacidad real. En el universo de acceso público, solo la mitad de los conectores está operativa y cerca del 42% de los puntos no presenta cobertura efectiva, con una infraestructura concentrada en 13 de las 38 comunas. La distinción entre cobertura nominal y efectiva, aplicada a nivel de conector, revela una brecha mayor que la que

sugiere el conteo de puntos, e identifica un caso registrado sin acceso público real que distorsiona los indicadores basados en potencia.

La demanda potencial, leída como contexto nacional a partir de datos actualizados de ANAC, muestra que el requerimiento de infraestructura crecerá de manera estructural hacia 2030 y que el ritmo actual de despliegue es insuficiente, sin que ello justifique un reparto homogéneo entre comunas. Los factores críticos levantados y triangulados sitúan la causa raíz de la brecha en la ausencia de modelos sostenibles de operación y en el cargo fijo por potencia que no se transfiere al usuario en zonas de baja demanda.

La priorización territorial, estructurada sobre tres criterios jerárquicos y cruzada con la prospección del Plan Maestro, se traduce en un programa de 41 intervenciones distribuidas en 22 comunas y organizadas en tres escenarios incrementales, con una inversión referencial que va desde 640 mil dólares para la recuperación hasta 1,77 millones de dólares para el programa completo. Su ejecución se programa entre 2026 y 2030 con un desembolso anual estable, cerrando el Escenario A al término de 2027, el B al término de 2029 y el C en 2030y elevando la cobertura comunal regional desde 13 hasta **25** comunas de 38, y la cobertura efectiva desde 11 hasta 25.

La evaluación de utilización de equilibrio confirma que la viabilidad depende del sitio y no de la tarifa: la carga de destino y la reposición alcanzan el equilibrio con niveles de uso accesibles, mientras que la electrolinera de 120 kW requiere cerca de 10 sesiones diarias con margen medio, umbral que solo se alcanza en nodos de alto flujo. La matriz de sensibilidad delimita la frontera de viabilidad y demuestra que, por debajo de 6 sesiones diarias, ninguna combinación razonable de margen permite recuperar la inversión. De ello se concluye que la brecha en las comunas de baja demanda constituye una falla de mercado temporal, que justifica el rol habilitante del Estado mediante cofinanciamiento en los 12 proyectos así identificados, mientras el parque vehicular alcanza la masa crítica que la corrige. Estos resultados constituyen la base de las conclusiones y recomendaciones que se desarrollan en los capítulos siguientes.

9. CONCLUSIONES

Este capítulo cierra la investigación en tres movimientos. En primer lugar, verifica el cumplimiento de cada uno de los objetivos planteados, indicando el resultado obtenido y la sección donde se desarrolla. En segundo lugar, sintetiza los hallazgos sustantivos del estudio y explicita el aporte original de la investigación. Finalmente, delimita sus limitaciones y propone las líneas de profundización futura que de ellas se derivan.

9.1 Cumplimiento de los objetivos de la investigación

El objetivo general consistía en diagnosticar el estado de la infraestructura de carga pública de la Región de Valparaíso distinguiendo cobertura nominal de cobertura efectiva, dimensionar la tendencia de la demanda potencial, levantar factores críticos de viabilidad y, sobre esa base, priorizar intervenciones territoriales y desarrollar una evaluación económica referencial. Este objetivo se cumplió en su totalidad. El estudio entrega un catastro depurado y georreferenciado con la medición de la brecha operativa a nivel de conector, una estimación de la demanda de contexto nacional construida sobre datos actualizados, una matriz de factores críticos triangulada entre tres fuentes independientes, una cartera priorizada de 41 intervenciones distribuidas en 22 comunas y organizada en tres escenarios incrementales, y un modelo paramétrico de evaluación que determina la utilización de equilibrio de cada tipología de proyecto. El conjunto es trazable, reproducible y auditable en sus supuestos.

El cumplimiento de cada objetivo específico se detalla en la tabla siguiente, que vincula cada uno con su resultado principal y la sección del informe donde se desarrolla.

Tabla 9.1: Verificación del cumplimiento de los objetivos específicos.

Objetivo específico	Resultado obtenido	Sección
Caracterizar el ecosistema de la electromovilidad en Chile: mercado, tecnologías, infraestructura, marco regulatorio y actores	Se caracterizó la evolución del mercado según ANAC, se sistematizaron las tecnologías de carga distinguiendo el punto de conversión de corriente entre AC y DC, se describieron los modelos de proyecto de destino y electrolinera, y se ordenó el marco normativo aplicable (RIC N°15, TE-6, Norma Técnica de Distribución e interoperabilidad)	Capítulo 5
Diagnosticar la infraestructura existente en la región mediante un	Se construyó y depuró un catastro de 37 puntos y 130 conectores con verificación complementaria, se	8.1

Objetivo específico	Resultado obtenido	Sección
catastro depurado, identificando puntos, conectores, potencias, estados y brechas	excluyó un punto industrial sin acceso público y se midió la brecha: 50% de los conectores inoperativos y 41,7% de los puntos sin cobertura efectiva, concentrados en 13 de 38 comunas	
Dimensionar la tendencia y magnitud de la demanda potencial y contrastarla con la disponibilidad efectiva	Se estimó el parque enchufable nacional a mayo de 2026 en cerca de 27.600 unidades y se proyectaron trayectorias al 2030 y 2035 con el criterio AFID, evidenciando una razón de vehículos por cargador muy superior al estándar y un ritmo de despliegue insuficiente	8.2
Identificar los factores críticos de viabilidad técnica, normativa, comercial, operativa y económica mediante entrevistas	Se realizaron entrevistas a cinco actores del ecosistema y se construyó una matriz consolidada de siete factores críticos en cinco dimensiones, triangulada con evidencia documental y normativa, identificando la ausencia de modelos de operación y el cargo fijo por potencia como causas raíz	8.3
Priorizar comunas, zonas y tipos de intervención integrando diagnóstico, demanda, factores críticos y prospección del Plan Maestro	Se definieron tres criterios jerárquicos de asignación territorial y se construyó una cartera de 41 intervenciones en 22 comunas, que eleva la cobertura de 13 a 25 comunas de 38, con tres líneas (recuperación, expansión y actualización) y una programación anual 2026 a 2030	8.4
Desarrollar una evaluación económica referencial estimando inversión, costo por punto, costo por kW y otros indicadores	Se evaluaron tres escenarios incrementales (640 mil, 1,32 millones y 1,77 millones de dólares), con indicadores de eficiencia (627 dólares por kW, 43.100 dólares por proyecto) y un modelo de utilización de equilibrio con análisis de sensibilidad	8.5

Fuente: Elaboración propia.

9.2 Hallazgos principales

9.2.1 La cobertura nominal sobreestima sistemáticamente la red

El diagnóstico a nivel de conector muestra que la mitad de los conectores de acceso público de la región está inoperativa y que cerca del 42% de los puntos carece de cobertura efectiva, concentrados en apenas 13 de las 38 comunas. La medición a nivel de conector, y no solo de punto único, revela una brecha que el conteo agregado oculta: varias estaciones de servicio de corredor mantienen conectores caídos pese a figurar como disponibles, de modo que la capacidad perdida es mayor que la que sugiere el número de puntos completamente inoperativos. La depuración del único punto industrial sin acceso público, que por sí solo concentraba el 76% de la potencia

nominal caída, permitió además establecer que la brecha se sostiene de forma robusta cuando se mide en puntos y conectores, y no cuando se mide en potencia, donde un solo caso atípico distorsiona el indicador.

Este hallazgo tiene una consecuencia que excede el caso regional: incluso el radio de cobertura de 100 kilómetros que emplea el Plan Maestro para su prospección territorial asume infraestructura operativa, por lo que queda matizado por el enfoque de cobertura efectiva. Planificar sobre registros nominales conduce a sobreestimar la red disponible y, por lo tanto, a subdimensionar la intervención necesaria.

9.2.2 La urgencia es real, pero la presión no es homogénea en el territorio

El parque enchufable crece a un ritmo cercano al exponencial y considerablemente más rápido que la infraestructura que debe sostenerlo. La razón de vehículos por punto de carga se sitúa muy por encima del máximo de diez que recomienda el estándar internacional AFID, y la participación mensual de ventas de vehículos enchufables ya alcanza los dos dígitos. La presión sobre la red será estructural hacia 2030.

Sin embargo, esa presión no se distribuye de manera uniforme. El propio Plan Maestro advierte que el despliegue de la electromovilidad no será homogéneo en el territorio, la adopción se concentra fuertemente en la Región Metropolitana y el catastro propio confirma el mismo patrón a escala regional. De ello se sigue una conclusión metodológica relevante: la demanda agregada permite dimensionar la magnitud del desafío, pero no constituye un criterio válido para decidir dónde intervenir. Esa decisión es territorial y debe apoyarse en la brecha observada, el rol estratégico de cada comuna y sus condiciones habilitantes verificadas.

9.2.3 La causa raíz de la brecha es económica y operativa

Los puntos de carga no dejan de operar principalmente por fallas de equipo, sino por un modelo de operación insostenible bajo condiciones de baja demanda. El mecanismo pudo identificarse con precisión: a una inversión inicial elevada se suma un cargo fijo por potencia contratada que la distribuidora cobra exista o no consumo y que, con pocas cargas al mes, no puede transferirse al usuario final sin fijar tarifas prohibitivas. A ello se añaden dos factores agravantes levantados de manera convergente en las entrevistas y confirmados por la evidencia documental y normativa: la coordinación con la empresa distribuidora como ruta crítica de plazo, y la ausencia de acuerdos de nivel de servicio y presupuesto de mantención en puntos instalados como iniciativas de imagen.

La matriz de sensibilidad desarrollada en la evaluación económica permite cuantificar esta afirmación: por debajo de seis sesiones diarias, ninguna combinación razonable de margen permite recuperar la inversión de una electrolinera de 120 kW dentro de un horizonte razonable. Este umbral explica, desde la economía, por qué operadores mantienen deliberadamente inactivas electrolineras de carga ultra rápida recientes y plenamente funcionales: no se trata de infraestructura obsoleta, sino de capacidad instalada que aún no encuentra la utilización que la sostenga.

9.2.4 El modelo es viable bajo condiciones adecuadas: Una falla de mercado temporal

La integración de las miradas operativa y de planificación permite superar una aparente contradicción. La evidencia de terreno constata pérdidas efectivas en zonas de baja demanda; la perspectiva de planificación observa rentabilidad allí donde la utilización existe, lo que explica tanto la concentración de infraestructura en la Región Metropolitana como la continuidad de las inversiones de operadores de gran escala. La síntesis es que la carga rápida pública es rentable donde la utilización es suficiente, y que la brecha en las comunas de baja demanda constituye una falla de mercado temporal, que el crecimiento del parque tenderá a corregir pero que en el corto plazo requiere intervención pública.

El cruce con la prospección del Plan Maestro refuerza esta lectura de manera decisiva: la Región de Valparaíso no presenta zonas de alta complejidad eléctrica, de modo que la restricción regional para expandir la red no es la capacidad de la red de distribución sino el incentivo a la inversión. Ambos diagnósticos, el territorial ministerial y el económico de esta investigación, convergen en la misma causa. La región parte además de una posición estructuralmente favorable, por su cercanía a la Región Metropolitana y por una economía diversificada (portuaria, agrícola, minera y turística) que genera múltiples sinergias para la electromovilidad.

9.2.5 La decisión de inversión admite una secuencia óptima

De la evaluación económica se desprende que las tres líneas de intervención no son alternativas equivalentes, sino etapas con una secuencia lógica determinada por su eficiencia de capital y por su exigencia de utilización. La recuperación debe ser la primera asignación de capital, porque opera sobre inversión hundida (el empalme y la obra civil ya existen) y por lo tanto maximiza la cobertura efectiva recuperada por unidad monetaria invertida, con el umbral de equilibrio más bajo

de todas las tipologías. La nueva cobertura territorial constituye la segunda etapa, condicionada a la definición previa de un modelo de operación y, en comunas de baja demanda, a la existencia de cofinanciamiento. El refuerzo con electrolineras de 120 kW debe ser la última etapa, reservada a los nodos donde el flujo asegura la utilización requerida.

Esta secuencia se traduce en la programación 2026 a 2030 y se valida cuantitativamente: la exigencia de utilización promedio de la cartera crece desde 4,7 sesiones diarias por punto en el Escenario A hasta 5,7 en el Escenario C, precisamente porque el programa incorpora progresivamente tipologías de mayor potencia. La inversión referencial se sitúa entre 640 mil dólares para la recuperación completa y 1,77 millones de dólares para el programa íntegro, con un desembolso anual estable que facilita su absorción. Su ejecución elevaría la cobertura comunal regional desde 13 hasta 25 de las 38 comunas.

De esta secuencia se desprende una conclusión que invierte el diagnóstico sectorial habitual: la barrera para restituir cobertura efectiva no es el costo de inversión. Los puntos hoy fuera de línea ya recibieron esa inversión, y su empalme, obra civil y equipamiento constituyen capital hundido disponible. Lo que no existió fue un modelo de operación capaz de sostenerlos. En consecuencia, un instrumento de fomento orientado exclusivamente a subsidiar la instalación reproduce el problema que pretende resolver, al incorporar activos sin garantizar su continuidad operativa.

9.3 Aporte de la investigación

El aporte central de esta investigación es metodológico y consiste en aplicar de manera sistemática la distinción entre cobertura nominal y cobertura efectiva a nivel de conector y a escala regional. Los instrumentos disponibles, tanto las plataformas públicas como los estudios sectoriales, informan la infraestructura registrada; este trabajo demuestra que dicha medida sobreestima la capacidad real de la red y propone un procedimiento replicable para corregirla, que incluye la normalización de estados, la verificación complementaria y la depuración de registros sin acceso público efectivo.

A ello se suman tres contribuciones derivadas. La primera es un marco explícito de asignación territorial basado en tres criterios jerárquicos, que ofrece una alternativa defendible al reparto de demanda proyectada por comuna cuando dicha demanda no es un dato confiable a esa escala. La segunda es un modelo paramétrico de evaluación económica referencial que, ante la ausencia de

información interna de operadores, sustituye la falsa precisión de un flujo de caja por el análisis de utilización de equilibrio, entregando un criterio de decisión honesto respecto de la información disponible. La tercera es la articulación de una explicación económica coherente de la brecha operativa, que conecta el cargo fijo por potencia, la baja utilización y la ausencia de modelos de operación como manifestaciones de un mismo fenómeno.

Desde la perspectiva de la ingeniería comercial, el valor del trabajo reside en haber trasladado un problema habitualmente tratado como técnico o de política energética al terreno de la decisión de inversión. El estudio no se limita a constatar que faltan cargadores: identifica dónde conviene invertir, en qué orden, con qué tipología, bajo qué modelo de negocio y a partir de qué nivel de utilización cada alternativa se sostiene. En ese sentido, sus resultados están contruidos para ser utilizados como insumo de decisión, tanto por un operador privado que evalúa dónde localizar su próxima instalación como por una autoridad regional que debe justificar la asignación de un instrumento de cofinanciamiento.

Validación externa posterior al cierre de información

Con posterioridad al cierre de este estudio, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles modificó su metodología de contabilización de infraestructura de carga pública, sustituyendo el registro autodeclarado TE-6 por la Plataforma de Interoperabilidad, alimentada por los operadores de carga. La edición de julio de 2026 del Observatorio [27] documenta que el cambio obedeció a que el registro anterior incluía cargadores declarados como públicos que en la práctica se emplazaban en recintos privados, sobreestimando la infraestructura efectivamente disponible.

Este antecedente, posterior al corte y por tanto no utilizado como insumo del análisis, converge de manera independiente con la premisa central de esta investigación. La depuración aplicada al catastro regional, que excluyó una instalación de 36 conectores registrada en plataformas públicas pese a corresponder a infraestructura industrial sin acceso público, anticipó a escala regional y sobre criterios propios el tipo de corrección que la autoridad aplicó después a nivel nacional. Asimismo, el universo de acceso público depurado en este estudio, de 94 conectores al 31 de mayo de 2026, resulta consistente con los 85 conectores que la fuente oficial depurada reporta para la región al 30 de abril de 2026, diferencia atribuible a la fecha de corte y a los criterios aplicados.

Cabe precisar que ambas correcciones operan sobre ejes distintos y complementarios. La corrección de la autoridad recae sobre la condición de acceso, público frente a privado, mientras

que la distinción entre cobertura nominal y efectiva desarrollada en esta investigación recae sobre el estado operativo del conector. Dado que la Plataforma de Interoperabilidad registra infraestructura conectada y reportada, pero no necesariamente disponible, la brecha operativa medida en este estudio persiste íntegramente sobre el universo ya depurado.

9.4 Limitaciones del estudio

Los resultados deben leerse considerando cuatro limitaciones. La primera es de alcance técnico: el estudio prioriza territorio y tipología, pero no constituye ingeniería de detalle, de modo que la localización específica de cada intervención propuesta es referencial y de prefactibilidad, sujeta a verificación posterior de capacidad eléctrica, empalme y planificación operativa. La segunda es de información: los costos provienen de un estudio sectorial nacional con base en la Región Metropolitana y no de cotizaciones locales, y la ausencia de datos internos de operadores impide construir flujos de caja y calcular indicadores financieros concluyentes, razón por la cual la evaluación se resuelve mediante utilización de equilibrio y sin tasa de descuento, lo que la convierte en una cota optimista.

La tercera limitación es temporal: el catastro constituye una fotografía al 31 de mayo de 2026, y el estado operativo de un punto de carga es una variable dinámica, por lo que la brecha medida puede variar en el tiempo. La cuarta es de estructura de mercado: la alta concentración del sector, donde tres operadores acumulan el 79% de la potencia instalada, limita tanto la disponibilidad de información como la generalización de las conclusiones sobre modelos de negocio. Estas limitaciones no invalidan los resultados, pero delimitan con precisión el ámbito dentro del cual sus inferencias son válidas.

9.5 Líneas de investigación futura

Cada limitación identificada define, de manera directa, una línea de profundización posible. La tabla siguiente las sistematiza, indicando el vacío que aborda y el aporte esperado.

Tabla 9.2: Líneas de investigación futura derivadas de las limitaciones del estudio.

Línea de investigación	Vacío que aborda	Aporte esperado
Evaluación financiera completa con datos reales de utilización	Ausencia de información interna de operadores sobre ingresos y costos operacionales	Transformar el análisis de utilización de equilibrio en una evaluación con Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno
Estudio de prefactibilidad técnica por sitio	El estudio no incluye ingeniería de detalle ni verificación de capacidad eléctrica	Confirmar o corregir la localización específica de cada intervención propuesta
Observatorio regional de cobertura efectiva con series de tiempo	El catastro es una fotografía transversal y el estado operativo es dinámico	Medir la evolución de la brecha y evaluar el impacto real de las intervenciones
Modelo de demanda de escala regional o comunal	La demanda se dimensiona a escala nacional por no ser confiable a escala comunal	Permitir en el futuro una asignación territorial basada también en demanda observada
Evaluación de instrumentos de política aplicados	No existe evidencia local sobre el efecto de subsidios o tarifas especiales	Estimar la elasticidad de la inversión privada frente a distintas palancas públicas
Estudio del efecto de la carga residencial sobre la red pública	La barrera de copropiedad desplaza demanda hacia la infraestructura pública	Cuantificar cuánta presión sobre la red pública se descomprimiría al destrabar la carga domiciliaria

Fuente: Elaboración propia

10. RECOMENDACIONES

Las recomendaciones que siguen traducen los resultados del estudio en lineamientos de decisión. Su propósito no es prescribir una solución única, sino entregar criterios accionables a cada actor del ecosistema según su rol y sus instrumentos: al sector privado, criterios de inversión y de modelo de negocio; al Estado y a los gobiernos regionales y municipales, criterios de asignación de instrumentos de fomento y de gestión del espacio público; y al regulador, las palancas normativas y tarifarias que hoy condicionan la viabilidad del despliegue. Se organizan en cuatro bloques y se sintetizan finalmente en una matriz de responsabilidad y horizonte.

Un criterio transversal ordena todas ellas: dado que el diagnóstico establece que la restricción regional es de incentivo a la inversión y no de capacidad de red, y que la brecha en comunas de baja demanda constituye una falla de mercado temporal, las recomendaciones se estructuran para actuar sobre la rentabilidad y la sostenibilidad operativa de los proyectos, y no sobre la disponibilidad de infraestructura eléctrica.

10.1 Recomendaciones al sector privado: criterios de inversión y modelo de negocio

10.1.1 Secuencia de asignación de capital

La primera recomendación al inversionista privado es respetar la secuencia de eficiencia de capital que se desprende de la evaluación. La prioridad inicial debe ser la recuperación de infraestructura propia inoperativa, en particular los conectores caídos dentro de puntos que siguen operando en estaciones de servicio de corredor, cuyo costo es marginal por existir empalme y obra civil, y los puntos de carga de destino en recintos con capacidad eléctrica ya instalada, como centros comerciales, estacionamientos, universidades, casinos y hoteles de Viña del Mar, Valparaíso, Los Andes, Concón, San Antonio y Casablanca. Esta línea presenta el umbral de equilibrio más bajo de todas las tipologías, del orden de 2,6 sesiones diarias bajo margen medio, y por lo tanto maximiza la cobertura efectiva recuperada por unidad monetaria invertida.

En segundo término, el refuerzo con electrolineras de 120 kW debe restringirse a los nodos donde la utilización esperada supere el umbral identificado, esto es, del orden de diez sesiones diarias bajo margen medio: los ejes urbanos de Valparaíso y Viña del Mar, y de manera especialmente relevante el nodo de San Antonio, cuya condición de Megapuerto anticipa el mayor crecimiento

de flujo de la región. En estos casos la verificación previa de la capacidad del transformador y del empalme es determinante, dado que constituye el principal factor de plazo del proyecto. Finalmente, la habilitación de nueva cobertura en comunas sin infraestructura debe abordarse preferentemente mediante carga de destino y, en las comunas de menor demanda, condicionada a la existencia de cofinanciamiento público.

Una precisión sobre el dimensionamiento de los proyectos de mayor potencia. En electrolineras emplazadas en nodos de ruta, la redundancia de equipos constituye una condición de cobertura efectiva y no un atributo prescindible: un sitio con un único cargador presenta una disponibilidad esperada equivalente a la de ese equipo, de modo que una falla no atendida reduce a cero la cobertura efectiva de la comuna. Si bien la evaluación adopta el supuesto conservador de un cargador por proyecto, se recomienda que las seis electrolineras de 120 kW se dimensionen en ejecución con al menos dos cargadores, con el incremento de inversión correspondiente.

10.1.2 La carga de destino como decisión comercial: el cargador como atractor

Uno de los hallazgos con mayor implicancia comercial es que un punto de carga evaluado de forma aislada puede arrojar resultado operativo negativo en zonas de baja demanda y, no obstante, resultar conveniente para el recinto que lo alberga. La razón es que en el modelo de carga de destino el retorno no proviene de la venta de energía, sino del negocio asociado, de modo que el cargador opera como un atractor de tráfico y no como una unidad de negocio autónoma. Esta lógica, análoga a la de un producto gancho en el comercio minorista, se sostiene sobre seis mecanismos identificados a lo largo del estudio.

El primero es la captación de un segmento de consumo específico: el propietario de vehículo eléctrico corresponde mayoritariamente a un perfil de ingreso medio y alto, y la existencia del cargador orienta su elección de recinto. El segundo es la permanencia: una sesión de carga de destino inmoviliza al cliente entre veinte y cuarenta minutos, generando un tiempo de exposición a la oferta comercial que un surtidor de combustible, con tiempos de tres minutos, no produce. El tercero es el bajo costo marginal, dado que en un recinto con empalme y obra civil existentes la carga de destino presenta el menor CAPEX de todas las tipologías y el recinto puede absorber su costo residual como gasto de captación de clientes. El cuarto es la captura anticipada de ubicaciones de alto valor antes de que el mercado madure y se eleve el costo de entrada. El quinto

es el posicionamiento de marca y sostenibilidad ante clientes y reguladores, junto con el valor de opción de escalar la potencia cuando la demanda crezca, aprovechando obra modular. El sexto es estratégico: en un mercado donde tres operadores concentran el 79% de la potencia instalada, la carga de destino constituye la vía de entrada accesible para actores locales que no disponen de la espalda financiera necesaria para una electrolinera de carga ultra rápida.

En consecuencia, la recomendación al sector privado es promover activamente la carga de destino en recintos de alta afluencia, y evitar la instalación de electrolineras públicas aisladas en zonas de baja demanda. Estas últimas no constituyen un error de gestión del operador, sino una falla de mercado cuya corrección corresponde al ámbito público, según se desarrolla en la sección siguiente.

10.1.3 Sostenibilidad operativa: no instalar sin modelo de operación

El diagnóstico identificó que la causa raíz de la brecha entre cobertura nominal y efectiva es la ausencia de modelos sostenibles de operación y mantención. De ello se deriva una recomendación categórica: no debe instalarse un punto de carga sin definir previamente un acuerdo de nivel de servicio, un presupuesto de mantención asignado y una conectividad asegurada que permita el monitoreo remoto del estado operativo. Instalar sin esta definición reproduce la lógica que explica el 42% de puntos sin cobertura efectiva hoy observado en la región, y transforma una inversión en un activo inmovilizado que además deteriora la confianza del usuario en el conjunto de la red.

Complementariamente, se recomienda dimensionar la potencia contratada en función de la utilización realmente esperada y no de la capacidad máxima deseable, dado que el cargo fijo por potencia se devenga con independencia del consumo y constituye el principal costo operacional estructural. Sobredimensionar la potencia en una ubicación de baja utilización es la decisión que con mayor frecuencia conduce a un resultado operativo negativo. Finalmente, se sugiere explorar esquemas de servicio de carga como servicio, en los que un tercero asume la inversión y la operación a cambio de un pago recurrente, lo que diluye la barrera de capital inicial y permite un crecimiento progresivo de la red, especialmente adecuado para recintos que buscan el efecto atractor sin asumir la gestión técnica del activo.

10.2 Recomendaciones al sector público: Estado, gobierno regional y municipios

10.2.1 Focalización del cofinanciamiento donde el modelo privado no cierra

La evaluación económica permite delimitar con precisión el ámbito de intervención pública, evitando tanto la sobreintervención como la omisión. La matriz de sensibilidad establece que por debajo de seis sesiones diarias ninguna combinación razonable de margen permite recuperar la inversión de una electrolinera dentro de un horizonte razonable; ese umbral define técnicamente el espacio de falla de mercado. Sobre esa base, el estudio identifica doce de las cuarenta y una intervenciones propuestas como candidatas a cofinanciamiento mixto, correspondientes al litoral turístico de menor densidad y al interurbano agrícola, donde la conectividad regional lo justifica, pero el retorno privado no se materializa en el corto plazo.

La recomendación consiste en focalizar el cofinanciamiento del CAPEX exclusivamente en esas ubicaciones, replicando la lógica de los programas públicos de carga rápida ya implementados en el país, y asignarlo mediante licitación competitiva que pueda considerar como criterio el menor subsidio solicitado por el oferente. Este mecanismo evita subsidiar proyectos que se habrían ejecutado de todos modos y concentra el recurso público donde efectivamente altera la decisión de inversión. La cuantificación del estudio permite dimensionar la magnitud del esfuerzo: incorporar una comuna nueva a la red regional implica una inversión media del orden de ochenta mil dólares.

Con posterioridad al cierre de información de este estudio, la Ruta Energética 2026-2030 fijó una meta de 6.500 puntos de carga pública al 2030, de la cual los 1.854 conectores registrados al 30 de abril de 2026 representan un 28,5% de avance [27]. Más relevante que la magnitud es la unidad de medición: la meta se contabiliza sobre infraestructura registrada, de modo que un operador que restituye un conector fuera de línea no incrementa el indicador nacional, aun cuando duplique el servicio efectivamente disponible en su territorio. Aplicado a esta cartera, el Escenario A no aportaría ningún conector a la meta, pese a ser la línea de mayor eficiencia por unidad de cobertura efectiva restituida; solo los 23 proyectos de expansión de los Escenarios B y C resultarían contabilizables. Se recomienda que el seguimiento de la meta incorpore un indicador de disponibilidad operativa junto al de infraestructura registrada. La habilitación de la interfaz de datos abiertos de la Plataforma de Interoperabilidad, anunciada por la autoridad, constituye la vía técnica para implementarlo.

10.2.2 Gestión del espacio público y planificación municipal

A escala municipal, la recomendación es transitar desde una postura reactiva, que solo responde a solicitudes de privados, hacia una planificación activa de la localización de infraestructura. Para ello, la figura de la concesión de bien nacional de uso público resulta preferible al permiso precario, dado que otorga certeza al inversionista respecto del horizonte de recuperación de su inversión y permite un proceso abierto y competitivo; se recomiendan períodos del orden de cuatro a siete años, suficientes para el repago sin comprometer indefinidamente el espacio público ni la competencia futura. El permiso precario, por su revocabilidad sin indemnización, introduce una incertidumbre que se traduce en mayor exigencia de retorno y, por lo tanto, en menor inversión.

En la selección de emplazamientos, los municipios deben priorizar recintos y ejes de alta afluencia, verificar la proximidad a la red de distribución como condición de viabilidad del empalme, y resguardar los principios de accesibilidad universal y de uso eficiente del espacio público, privilegiando la reasignación de estacionamientos existentes por sobre la creación de nuevos. Asimismo, se recomienda incorporar la coordinación con la empresa distribuidora desde la etapa de prospección y no una vez definido el proyecto, dado que constituye la ruta crítica de plazo y su omisión temprana es la principal fuente de retrasos.

10.3 Recomendaciones al regulador: palancas normativas y tarifarias

Las palancas de mayor impacto potencial sobre la viabilidad del despliegue no son de inversión sino de regulación, y se concentran en tres ámbitos.

El primero es tarifario. Dado que el cargo fijo por potencia constituye el costo operacional estructural que impide la rentabilidad en zonas de baja utilización, se recomienda evaluar la implementación de un esquema tarifario especial para infraestructura de carga rápida de acceso público, que amortigüe dicho cargo durante la fase de baja utilización. Esta medida actúa exactamente sobre la variable que la evaluación identifica como determinante y, a diferencia del subsidio al CAPEX, mejora la sostenibilidad operativa de manera permanente y sin desembolso fiscal directo. Complementariamente, el avance hacia tarifas horarias residenciales permitiría desplazar consumo hacia horas de menor demanda y mejorar la economía del usuario final.

El segundo ámbito es el cumplimiento de los plazos de conexión. La Norma Técnica de Calidad de Servicio establece plazos máximos para los procesos de factibilidad y conexión, pero la

evidencia sectorial muestra que una proporción mayoritaria de las conexiones los excede. Se recomienda reforzar la fiscalización del cumplimiento de dichos plazos y transparentar los tiempos efectivos por empresa distribuidora, dado que la incertidumbre de plazo se traduce directamente en mayor costo financiero del proyecto y desincentiva la inversión.

El tercer ámbito, y probablemente el de mayor efecto agregado, es la carga residencial. A nivel internacional entre el 50% y el 80% de la recarga ocurre en el hogar, y solo entre el 1% y el 10% en el espacio público. En Chile, sin embargo, la instalación de un cargador en un edificio requiere aprobación de la asamblea de copropietarios, con un quórum exigente cuando se interviene un bien común como un estacionamiento, lo que deja sin materializar una proporción muy significativa de los proyectos residenciales. El efecto de esta restricción es que parte de la demanda que en otros mercados se absorbe en el hogar se desplaza hacia la infraestructura de acceso público, presionando especialmente a las comunas urbanas densas, que en este diagnóstico son justamente las de mayor brecha operativa. Se recomienda, en consecuencia, avanzar hacia un esquema de consentimiento por defecto o derecho a instalación, en la línea de la experiencia europea y de legislación reciente en la región, que permita a cualquier copropietario que asuma los costos y cumpla el estándar técnico del RIC N°15 instalar su punto de carga. Esta reforma descomprimiría la red pública sin requerir inversión adicional en ella.

10.4 Desarrollo del ecosistema de condiciones habilitantes

Una conclusión transversal del levantamiento con actores del sector es que el despliegue de la electromovilidad no se resuelve únicamente con cargadores, sino que requiere un ecosistema territorial de condiciones habilitantes que se desarrolla de manera desigual entre regiones. Se recomienda, por lo tanto, abordar de manera coordinada la formación de capital humano especializado en instalación y mantención, hoy concentrado en la Región Metropolitana y cuyo traslado encarece los proyectos regionales; la capacitación de servicios de emergencia para la atención de incidentes con vehículos eléctricos; y el desarrollo de productos financieros y de seguros adaptados a esta tecnología.

En el caso específico de la Región de Valparaíso, este desarrollo cuenta con una base favorable. Su cercanía a la Región Metropolitana reduce los costos logísticos respecto de otras regiones, y su economía diversificada ofrece múltiples anclajes sectoriales: el eje portuario de Valparaíso y San

Antonio, la actividad agroindustrial del valle central y del Aconcagua, y la vocación turística del litoral. La recomendación es aprovechar deliberadamente estas vocaciones como base de la expansión, articulando la infraestructura de carga con los flujos económicos existentes en lugar de tratarla como una decisión aislada.

El desafío no radica ya en la formulación estratégica sino en su ejecución. Como se ha señalado en el debate público reciente, Chile ha sostenido una política de electromovilidad con continuidad poco frecuente, pero enfrenta dificultades recurrentes en permisos, financiamiento, coordinación institucional y desigualdad territorial [29]. Los resultados de este estudio aportan evidencia regional consistente con ese diagnóstico: la coordinación con la empresa distribuidora constituye el principal factor de plazo, y la concentración territorial de la infraestructura deja a la mayoría de las comunas de la Región de Valparaíso sin cobertura efectiva.

10.5 Síntesis: matriz de recomendaciones por actor y horizonte

La tabla siguiente sintetiza las recomendaciones desarrolladas, identificando para cada una el actor responsable, el instrumento disponible, el horizonte sugerido y el resultado esperado. Su propósito es servir como hoja de ruta para la implementación.

Tabla 10.1: Matriz de recomendaciones por actor, instrumento y horizonte.

Actor	Recomendación	Instrumento	Horizonte	Resultado esperado
Operador privado	Priorizar la recuperación de conectores y puntos de destino propios inoperativos	Presupuesto de reinversión sobre capex hundido	2026 a 2027	Máxima cobertura efectiva recuperada por peso invertido
Operador privado	Restringir electrolineras de 120 kW a nodos con más de diez sesiones diarias esperadas	Evaluación de utilización previa a la inversión	2029 a 2030	Evitar capacidad instalada operando a pérdida
Recinto comercial	Adoptar la carga de destino como atractor de tráfico y no como unidad de negocio	Inversión de captación de clientes	2026 a 2028	Densificación de la red urbana sin subsidio público
Operador privado	Definir acuerdo de nivel de servicio, mantención y conectividad antes de instalar	Contrato de operación y mantención	Permanente	Reducción de la brecha entre cobertura nominal y efectiva
Gobierno regional	Focalizar cofinanciamiento en las doce intervenciones de baja utilización identificadas	Licitación competitiva por menor subsidio	2028 a 2030	Cobertura territorial donde el modelo privado no cierra
Municipios	Planificar activamente la localización y preferir concesión de bien nacional de uso público	Concesión de cuatro a siete años	2026 a 2028	Certeza al inversionista y uso eficiente del espacio público

Actor	Recomendación	Instrumento	Horizonte	Resultado esperado
Regulador tarifario	Evaluar tarifa especial para carga rápida de acceso público	Esquema tarifario diferenciado	2027 a 2029	Viabilidad operativa en zonas de baja utilización
Regulador y fiscalizador	Reforzar el cumplimiento y la transparencia de los plazos de conexión	Fiscalización y publicación de tiempos efectivos	2026 a 2027	Menor incertidumbre y menor costo financiero del proyecto
Legislador	Avanzar hacia el consentimiento por defecto para la carga residencial en copropiedades	Reforma a la Ley de Copropiedad Inmobiliaria	2027 a 2030	Descompresión de la demanda sobre la red pública
Ecosistema regional	Formar capital humano y servicios habilitantes asociados a la electromovilidad	Formación técnica y articulación sectorial	Permanente	Reducción de costos regionales y sostenibilidad del despliegue

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados del Capítulo 8.

En conjunto, estas recomendaciones apuntan a un mismo objetivo: transformar una red que hoy existe nominalmente en una red que funciona efectivamente, y hacerlo mediante decisiones de inversión secuenciadas, modelos de operación sostenibles y una intervención pública focalizada exactamente donde el mercado, por ahora, no llega. La investigación entrega para ello no solo un diagnóstico, sino un conjunto de criterios cuantificados que permiten a cada actor determinar si una intervención específica se sostiene, en qué condiciones y en qué momento del horizonte conviene ejecutarla.

11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Agencia Internacional de Energía (IEA). Global EV Outlook 2024. París: IEA, 2024.
- [2] Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC). Informe de Ventas de Vehículos Cero y Bajas Emisiones, mayo 2026. Santiago: ANAC, 2026.
- [3] Ministerio de Energía de Chile. Ruta Energética 2026–2030. Santiago: Ministerio de Energía, 2026.
- [4] Centro de Movilidad Sostenible (CMS). Observatorio de Infraestructura de Carga Pública en Chile, edición febrero 2026. Datos SEC – Registro TE-6 al 31 de diciembre de 2025.
- [5] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Dashboard de Electromovilidad, 2026.
- [6] Instituto Nacional de Estadísticas (INE). Permisos de Vehículos en Circulación 2024. Santiago: INE, 2024.
- [7] Ministerio de Energía de Chile. Plataforma EcoCarga. Consulta realizada en mayo de 2026.
- [8] Moya Toro, G. Catastro de Infraestructura de Carga Pública – Región de Valparaíso. Datos al 31 de mayo de 2026. Elaboración propia.
- [9] Ministerio de Energía de Chile. Estrategia Nacional de Electromovilidad. Santiago: Ministerio de Energía, 2022.
- [10] Katz, M. L., & Shapiro, C. Network Externalities, Competition, and Compatibility. *American Economic Review*, 1985.
- [11] Rochet, J. C., & Tirole, J. Platform Competition in Two-Sided Markets. *Journal of the European Economic Association*, 2003.
- [12] Fontaine, E. Evaluación Social de Proyectos.
- [13] Sapag, N., & Sapag, R. Preparación y Evaluación de Proyectos.
- [14] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Manual de Usuario Plataforma TE6: Comunicación de Energización de Infraestructura para la Recarga de Vehículos Eléctricos. 2020.
- [15] Ministerio de Energía de Chile / Agencia de Sostenibilidad Energética. Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública. 2025.
- [16] Agencia de Sostenibilidad Energética (AgenciaSE). Estudio de Costos de Infraestructura de Carga para Vehículos Eléctricos en Chile. 2025.
- [17] Unión Europea. Directiva 2014/94/UE relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos (AFID). 2014.
- [18] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Pliego Técnico Normativo RIC N°15: Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos.
- [19] Ministerio de Energía de Chile. Decreto N°12: Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos. 2022.
- [20] Agencia de Sostenibilidad Energética. Lecciones aprendidas del programa +Carga Rápida. Desafíos, plazos de implementación y estructura de costos del despliegue de carga rápida en Chile, 2023.

-
- [21] Agencia de Sostenibilidad Energética. Guía para la infraestructura de carga pública. Marco de decisión, principios de política pública y parámetros técnicos para el despliegue de carga de acceso público, 2023.
- [22] Comisión Nacional de Energía. Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. Exigencias de calidad, plazos de conexión y garantía de potencia para usuarios de la red de distribución, 2024.
- [23] Centro de Movilidad Sostenible (CMS). Rivas, I.; Castillo, M.; Inostroza, Y. Políticas públicas para sostener el crecimiento de la electromovilidad en Chile. 2026.
- [24] Google. Google Maps. Verificación complementaria de ubicación, accesibilidad y existencia de puntos de carga, 2026.
- [25] Google. Google Colab. Procesamiento de datos, depuración y georreferenciación del catastro regional, 2026.
- [26] Python Software Foundation. Python. Lenguaje de procesamiento, limpieza, georreferenciación y visualización, 2026.
- [27] Centro de Movilidad Sostenible (CMS). Observatorio de Infraestructura de Carga Pública en Chile, edición julio 2026. Datos SEC – Plataforma de Interoperabilidad al 30 de abril de 2026. Autores: D. Castro, I. Scheihing; revisión: I. Rivas.
- [28] Moreno, R.; Oviedo, C. Recomendaciones en la Implementación de Tarifas Reguladas para Incentivar la Flexibilidad de Vehículos Eléctricos en Chile. Informe Final. Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), 30 de marzo de 2026.
- [29] Reyes Bozo, L. "Electromovilidad en Chile: de la promesa a la acción". Columna de opinión, 22 de junio de 2026.

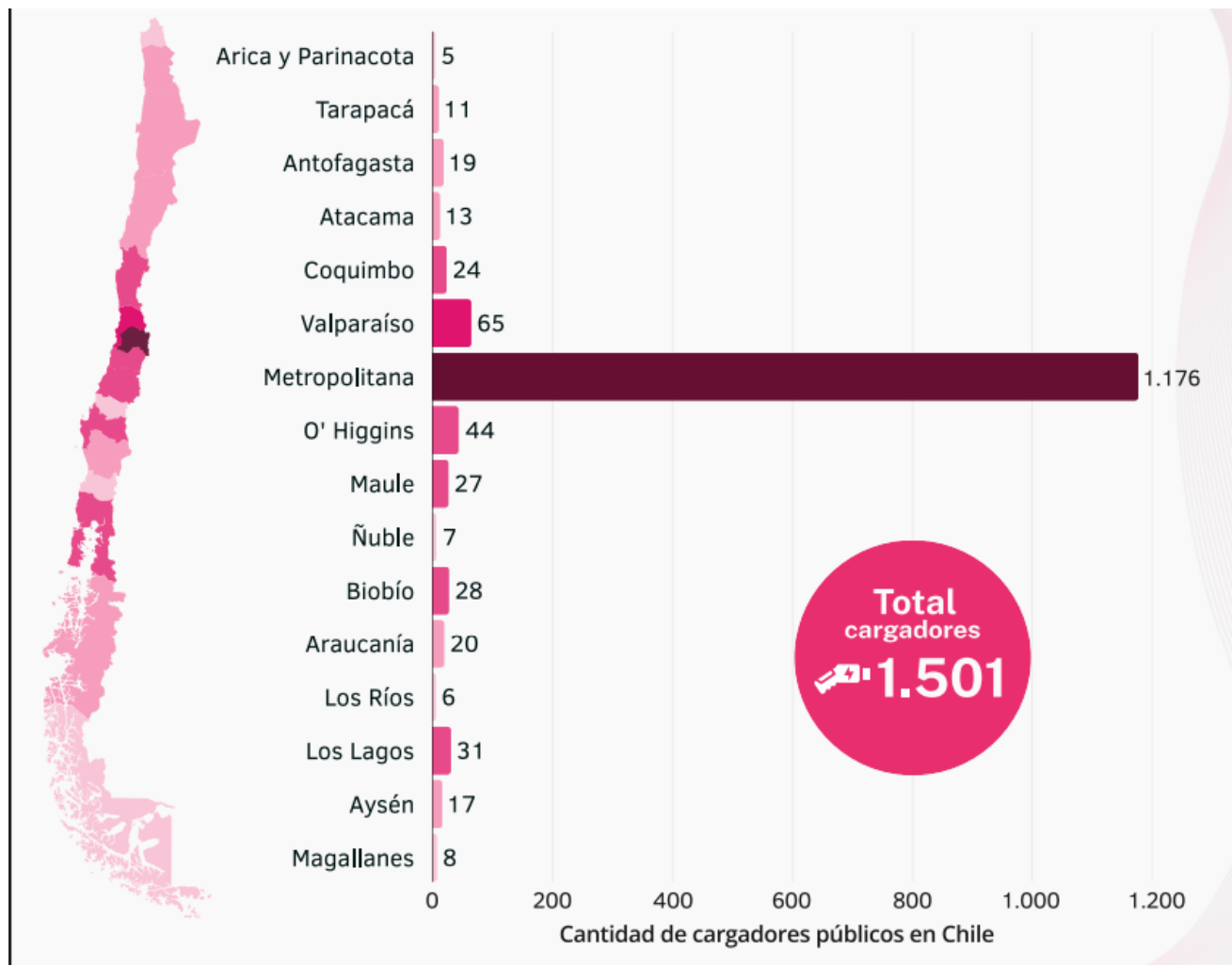
12. WEBGRAFÍA

- Ministerio de Energía de Chile. *Plataforma de Electromovilidad*.
<https://energia.gob.cl/electromovilidad/>
- Ministerio de Energía de Chile. *EcoCarga: electrolinerías en línea*.
<https://energia.gob.cl/electromovilidad/ecocarga>
- Ministerio de Energía de Chile. *Biblioteca de Electromovilidad*.
<https://energia.gob.cl/electromovilidad/biblioteca>
- Asociación Nacional Automotriz de Chile [ANAC]. *Estudios de mercado*.
<https://www.anac.cl/>
- Instituto Nacional de Estadísticas [INE]. *Permisos de circulación*.
<https://www.ine.gob.cl/estadisticas-por-tema/servicios/permisos-de-circulacion>
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles [SEC]. *Electromovilidad*.
<https://www.sec.cl/electromovilidad/>
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles [SEC]. *Trámite TE6: declaración de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos*.
<https://www.sec.cl/electromovilidad/>
- Agencia de Sostenibilidad Energética [AgenciaSE]. *Sitio institucional*.
<https://www.agenciase.org/>
- Centro de Movilidad Sostenible. *Observatorio de Infraestructura de Carga*.
<https://movilidadesostenible.cl/>
- International Energy Agency [IEA]. *Global EV Outlook 2025*.
<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025>
- International Energy Agency [IEA]. *Global EV Data Explorer*.
<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/global-ev-data-explorer>
- Universidad Técnica Federico Santa María. *Repositorio PRISMA*.
<https://prisma.usm.cl/>

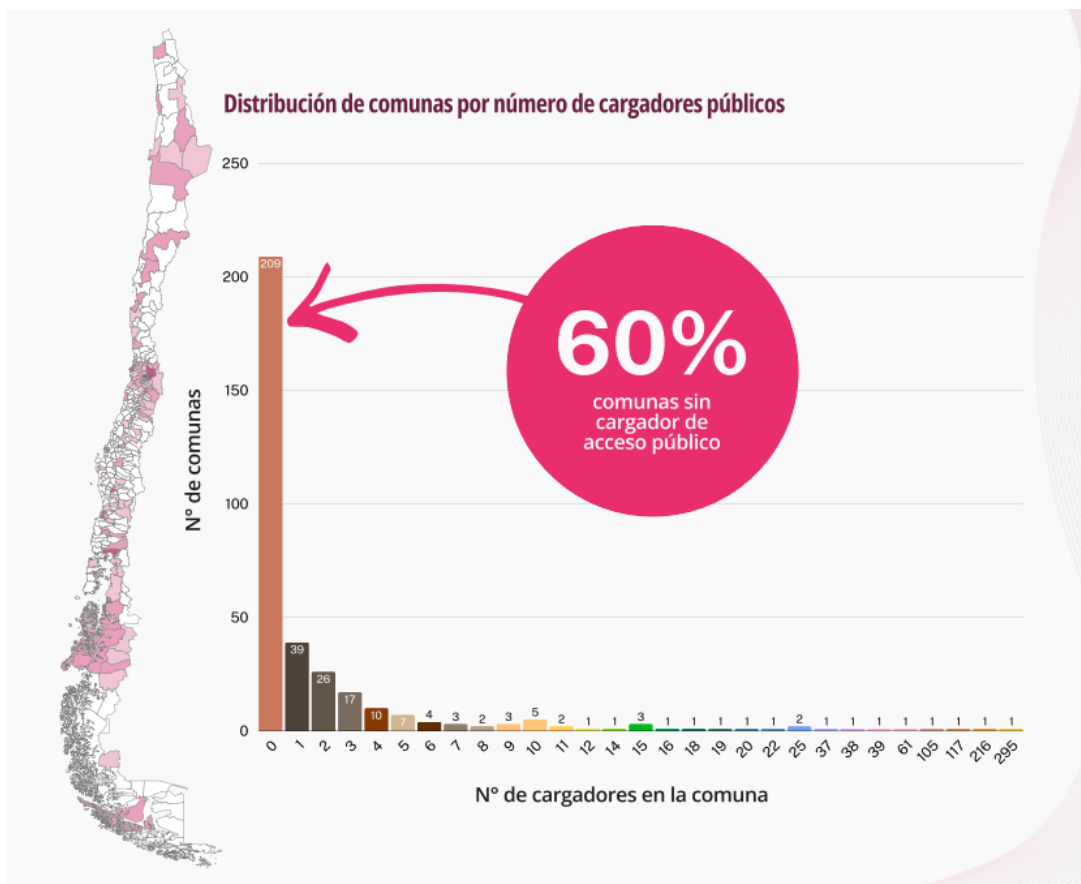
13. ANEXOS

Anexo 1. Cantidad de cargadores con acceso público en Chile

Fuente: Observatorio de Infraestructura de Carga 2026 (p.6)



Anexo 2. Desigualdad territorial en el acceso a carga pública *Fuente: Observatorio de Infraestructura de Carga 2026 (p.7)*



Anexo 3. Costos de instalación IRVE Carga destino de 60 kW (consulta al mercado)

Fuente: Estudio de Costos AgenciaSE 2025 (p.29)

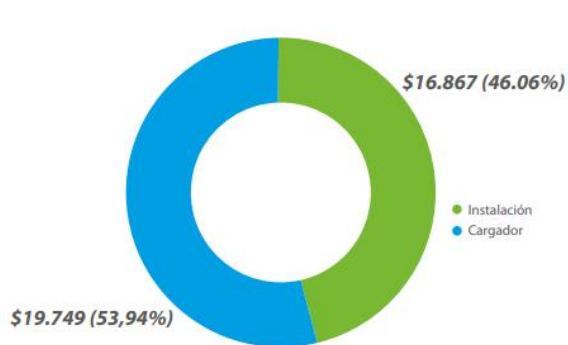


Figura 24. Distribución del costo total de instalación para proyectos IRVE en Destino de 60 kW DC. Consulta al mercado.

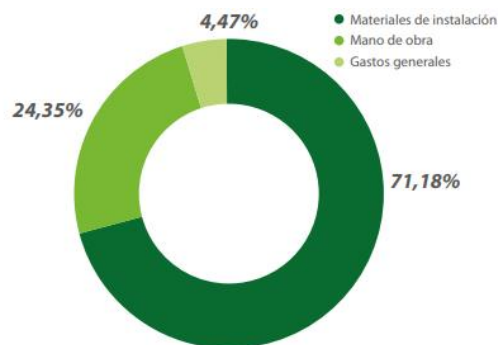


Figura 25. Desglose de ítem instalación para proyectos IRVE en Destino de 60 kW DC. Consulta al mercado.

Anexo 4. Costos de instalación IRVE en EDS de 60 kW (consulta al mercado)

Fuente: Estudio de Costos AgenciaSE 2025 (p.29)

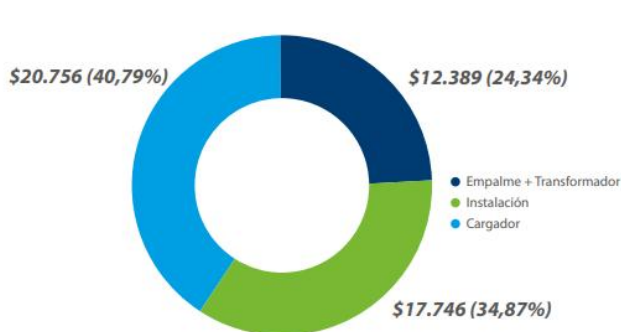


Figura 29. Distribución del costo total de instalación para proyectos IRVE en estación de servicio de 60 kW DC. Consulta al mercado.

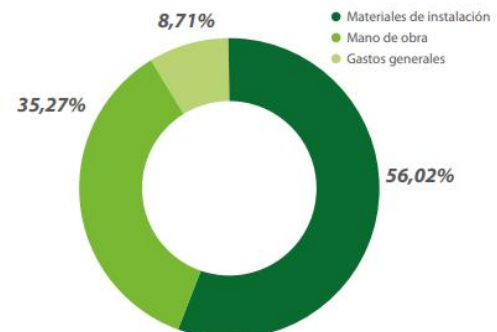


Figura 30. Desglose de ítem instalación para proyectos IRVE en Estación de Servicio de 60 kW DC. Consulta al mercado.

Anexo 5. Costos de instalación IRVE en EDS de 120 kW (consulta al mercado)

Fuente: Estudio de Costos AgenciaSE 2025 (p.31)

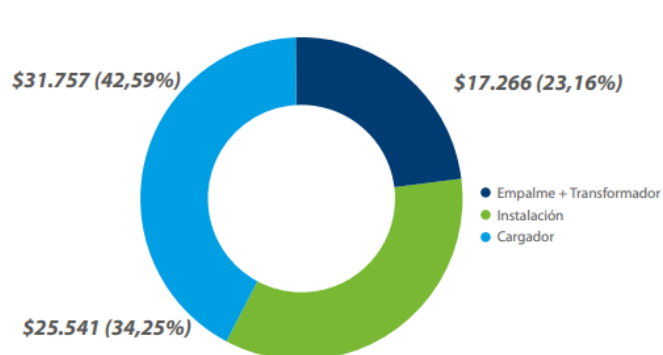


Figura 34. Distribución de costo total de instalación para proyectos IRVE en Estaciones de Servicio de 120 kW DC. Consulta al mercado.

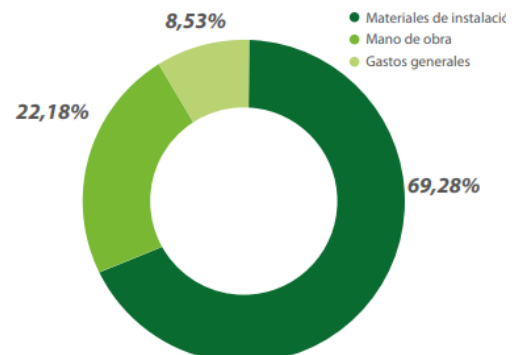


Figura 35. Desglose de ítem instalación para proyectos IRVE en Estaciones de Servicio de 120 kW DC. Consulta al mercado.

Anexo 6. Infraestructura de carga de vehículos eléctricos, Puntos de carga públicos y tipología cargadores

Fuente: Superintendencia de Electricidad y Combustibles abril 2026.

● Infraestructura de recarga de vehículos Eléctricos



Anexo 7. Código de carga y georreferenciación del catastro en Google Colab (Python + Folium).

*Fuente: Elaboración propia
mayo 2026*

```
1 # =====
2 # Celda 1 – Carga de la base depurada (hoja "Puntos_unicos")
3 # =====
4 from google.colab import files
5 import folium
6 import pandas as pd
7
8 uploaded = files.upload()
9 nombre_archivo = list(uploaded.keys())[0]
10 df = pd.read_excel(nombre_archivo, sheet_name="Puntos_unicos")
11 df.head()
12
13
14 # =====
15 # Celda 2 – Georreferenciación con Folium (mapa por estado)
16 # =====
17 mapa = folium.Map(location=[-33.0, -71.3], zoom_start=9, tiles="OpenStreetMap")
18
19 def color_estado(estado):
20     if estado == "Disponible" or estado == "Operativo":
21         return "green"
22     elif estado == "Fuera de línea":
23         return "orange"
24     else:
25         return "red"
26
27 for _, row in df.iterrows():
28     lat = row["Latitud"]
29     lon = row["Longitud"]
30     nombre = row["Nombre del Punto"]
31     comuna = row["Comuna"]
32     direccion = row["Dirección"]
33     operador = row["Operador"]
34     estado = str(row["Estado Final"])
35     conectores = row["N° Conectores"]
36     tipos = row["Tipos de Conectores"]
37     pot_max = row["Potencia Máxima (kW)"]
38     pot_efectiva = row["Potencia Efectiva (kW)"]
39     color = color_estado(estado)
40
41     popup_html = f"""
42     <b style='font-size:14px'>{nombre}</b><br>
43     <hr style='margin:4px 0'>
44     📍 <b>Comuna:</b> {comuna}<br>
45     🏠 <b>Dirección:</b> {direccion}<br>
46     🛠 <b>Operador:</b> {operador}<br>
47     ⚡ <b>N° Conectores:</b> {conectores}<br>
48     🔌 <b>Tipos:</b> {tipos}<br>
49     ⚡ <b>Potencia Máxima:</b> {pot_max} kW<br>
50     🔌 <b>Potencia Efectiva:</b> {pot_efectiva} kW<br>
51     <b>Estado:</b> <span style='color:{color}'>{estado}</span>
52     """
53
54     folium.Marker(
55         location=[lat, lon],
56         popup=folium.Popup(popup_html, max_width=280),
57         tooltip=f"{nombre} – {estado}",
58         icon=folium.Icon(color=color, icon="bolt", prefix="fa")
59     ).add_to(mapa)
60
61     leyenda_html = """
62     <div style="position:fixed; bottom:30px; left:30px; z-index:1000;
63     background-color:white; padding:12px 16px; border-radius:8px;
64     border:2px solid grey; font-size:13px; box-shadow:3px 3px 6px rgba(0,0,0,0.3)">
65     <b>Estado Operativo</b><br><br>
66     <span style='background-color:green; ...'></span> Operativo / Disponible<br><br>
67     <span style='background-color:orange; ...'></span> Fuera de línea<br><br>
68     <span style='background-color:red; ...'></span> No disponible / No operativo
69     </div>
70     """
71     mapa.get_root().html.add_child(folium.Element(leyenda_html))
72
73     mapa
```

Anexo 8. Catastro regional depurado de infraestructura de carga pública

Fuente: Tabla del catastro depurado Elaboración propia mayo 2026

ID	Nombre	Comuna	Dirección	Latitud	Longitud	Operador	N°	Tipos de Conectores	Potencias Presentes (kW)	Potencia Máxima (kW)	Potencia Nominal (kW)	Estados Presentes	Estado Final	Cobertura a Norm	Cobertura a Efectiv
1	Edificio Chiquinta Barón	Valparaíso	AV ARGENTINA 1	-33.04257	-71.605	Chiquinta	2	AC-Tipo 2 (Menneke)	44	44	88	Fuera de línea	Fuera de línea	SI	No
2	COPEC Placía 40098	Valparaíso	Placía KM 105 Ruta 68	-33.12796	-71.563	COPEC / V	7	AC-Tipo 2 (Menneke), CCS Tj	43, 50, 180	180	863	Disponible, Fuera de línea	Disponible	SI	SI
3	COPEC Llay Llay	Llallay	Parameñicana Norte Km 83 Ruta 32,84235	-33.84235	-71.003	COPEC / V	3	AC-Tipo 2 (Menneke), CCS Tj	43, 50	50	143	Disponible, Fuera de línea, N/Disponible	SI	SI	SI
4	COPEC Santo Domingo	Santo Domingo	Teniente Cruz Martínez 70	-33.84616	-71.625	COPEC / V	3	AC-Tipo 2 (Menneke), CCS Tj	43, 50	50	143	Disponible, Fuera de línea	Disponible	SI	SI
5	COPEC 40059 Matibela	Puchuncaví	Ruta F30E Lote CC4 SN	-32.67145	-71.426	COPEC / V	4	CCS Tipo 2	180	180	720	Disponible	Disponible	SI	SI
6	COPEC Huelgas	Huelgas	Parameñicana Norte KM 10 S/N	-32.82762	-71.113	COPEC / V	3	AC-Tipo 2 (Menneke), CCS Tj	43, 50	50	143	Disponible, Fuera de línea, N/Disponible	SI	SI	SI
7	Bulevard Marina	Vina del Mar	Libertad 1348	-33.00917	-71.549	No identifice	2	AC-Tipo 1 (SAE J1772), AC-Tj	7	7	14	Fuera de línea	Fuera de línea	SI	No
8	Mail Marina	Vina del Mar	Libertad 1348	-33.00932	-71.547	No identifice	2	AC-Tipo 1 (SAE J1772), AC-Tj	7	7	14	Fuera de línea	Fuera de línea	SI	No
9	Oficina Chiquinta Quilica	Quilica	CHACABUCO 344	-32.87815	-71.247	Chiquinta	4	AC-Tipo 1 (SAE J1772)	22	22	88	Disponible	Disponible	SI	SI
10	Cargador Eléctrico Jumbo-Easy Vina del Mar	Vino del Mar	Uno Norte 2887	-33.03366	-71.523	No identifice	1	AC-Tipo 2 (Menneke)	74	74	74	Fuera de línea	Fuera de línea	SI	No
11	ENEX SHELL HUELGA	Huelgas	parameñicana norte km 108	-32.79829	-71.159	ENEX/ SA	2	CCS Tipo 2, CHACABUCO	50	50	100	Disponible	Disponible	SI	SI
12	SAE ESTACION DE SERVICIO ENEX (Concón)	San Jose Maria	Escriba de Balag 32,9507	-71.538	ENEX/ SA	3	AC-Tipo 2 (Menneke), CCS Tj	43, 50	50	143	Disponible	Disponible	SI	SI	
13	UVA Vina Del Mar	Vina del Mar	Camino Padre Hurtado 750	-33.01948	-71.53	UVA	2	AC-Tipo 2 (Menneke)	7	7	14	No disponible	No disponible	SI	No
14	Oficina Chiquinta San Antonio	San Antonio	El Mbo 2	-33.59578	-71.613	Chiquinta	1	AC-Tipo 2 (Menneke)	22	22	22	Fuera de línea	Fuera de línea	SI	No
15	Enel X - Autopanel Los Andes	Los Andes	avenida santa teresa 1279	-32.8397	-70.609	Enel X Way	2	AC-Tipo 2 (Menneke)	74	74	14,8	Disponible	Disponible	SI	SI
16	Enel X - Rosseti Vina del Mar	Vina del Mar	11 norte 613	-33.01217	-71.55	Enel X Way	2	AC-Tipo 2 (Menneke)	14	14	2,8	No disponible	No disponible	SI	No
17	Enel X - Espacio Urbano Los Andes	Los Andes	Avenida santa teresa 683	-32.83536	-70.605	Enel X Way	2	CCS Tipo 2	60	60	120	Disponible	Disponible	SI	SI
18	Enel X Way - Espacio Urbano Vina del Mar	Vina del Mar	Avenida Benidorm 961	-33.00612	-71.545	Enel X Way	4	CCS Tipo 2	60	60	240	Fuera de línea	Fuera de línea	SI	No
19	BMW-VNA DEL MAR	Vina del Mar	LIBERTAD 841	-33.01389	-71.55	BMW	1	AC-Tipo 2 (Menneke)	74	74	74	Fuera de línea	Fuera de línea	SI	No
20	Enel X Way - Petroleras Matiga Matiga	Quilque	Avenida Matiga Matiga 1844	-33.0586	-71.427	Enel X Way	3	AC-Tipo 2 (Menneke), CCS Tj	22, 50, 60	60	132	Fuera de línea	Fuera de línea	SI	No
21	Enel X Way - Hotel Bosque de Refracción	Vina del Mar	Doble Alameda 80	-32.96818	-71.529	Enel X Way	4	AC-Tipo 2 (Menneke)	74	74	29,6	Disponible, Fuera de línea, N/Disponible	SI	SI	SI
22	SAE KIA ROSSELOT	Vina del Mar	Av. Libertad 1001	-33.01207	-71.55	ENEX/ SA	1	AC-Tipo 2 (Menneke)	74	74	74	No disponible	No disponible	SI	No
23	COPEC Zapallar	Zapallar	Jaramiro Ovalle 252	-32.55464	-71.459	COPEC / V	3	AC-Tipo 2 (Menneke), CCS Tj	22, 50, 180	180	252	Disponible, Fuera de línea	Disponible	SI	SI
24	INSTALACION SCVE ESTACIONAMIENTO Valparaíso	Valparaíso	Piazza Sotomayor 1	-33.03809	-71.628	No identifice	2	AC-Tipo 2 (Menneke)	22	22	44	Fuera de línea	Fuera de línea	SI	No
25	COPEC 40099 vñax VNA DEL MAR	Vina del Mar	LMACHE 3291	-33.04127	-71.519	COPEC / V	3	AC-Tipo 2 (Menneke), CCS Tj	22, 100, 120	120	242	Disponible, Fuera de línea	Disponible	SI	SI
26	SAE Edif. Entridomas AV Costa de Mar	Concón	Av. Costa de Montemar 264	-32.93209	-71.546	ENEX/ SA	1	AC-Tipo 2 (Menneke)	3,5	3,5	3,5	Disponible	Disponible	SI	SI
27	TESLA SUPERCHARGER ARAUCO PValparaíso	Valparaíso	LOMAS DE LA LUZ 4650	-33.13158	-71.564	Tesla	4	CCS Tipo 2	250	250	1000	Disponible	Disponible	SI	SI
28	Cargador Pizzeria Valentín	Concón	Av Borgoño 24930	-32.92062	-71.512	No identifice	2	AC-Tipo 2 (Menneke)	22	22	44	Fuera de línea	Fuera de línea	SI	No
29	ELECTROMOVILIDAD ENELCA CASAB	Casablanca	MAPU CON AVENIDA CONSTITUCION	-33.31987	-71.41	ENELCA	2	AC-Tipo 2 (Menneke)	22	22	44	Fuera de línea	Fuera de línea	SI	No
30	COPEC 40046 VOLTEXEDS CONCON Vina del Mar	AV EDUARDO ELUCCHANS 3106	-32.94951	-71.544	COPEC / V	3	AC-Tipo 2 (Menneke), CCS Tj	22, 180	180	382	Disponible, Fuera de línea	Disponible	SI	SI	
31	Enel X - Centro comercial Matibela Matibela Puchuncaví	Via F-30E, Esquina Via 124 -	-32.67335	-71.426	Enel X Way	2	CCS Tipo 2	150	150	300	Disponible	Disponible	SI	SI	
32	Enel X - Casino El Joy Los Andes	Los Andes	Calletera San Martín 57	-32.92857	-70.88	Enel X Way	2	AC-Tipo 2 (Menneke)	22	22	44	Fuera de línea	Fuera de línea	SI	No
33	Electrolitena Curauma	Valparaíso	Cerro el Altar, Parque Industrial, F-33,1,3312	-71.554	No identifice	36	AC-Tipo 2 (Menneke), CCS Tj	150, 160, 3	300	6168	No disponible	No disponible	SI	No	
34	COPEC Av Libertad 501	Vina del Mar	Av. Libertad 501	-33.01725	-71.551	COPEC / V	3	AC-Tipo 2 (Menneke), CCS Tj	50	50	150	Disponible, Fuera de línea	Disponible	SI	SI
35	COPEC 40560	Llallay	Parameñicana Norte Km 90 Ruta 32,84235	-71.003	COPEC / V	4	CCS Tipo 2	500	500	2000	Disponible	Disponible	SI	SI	
36	COPEC Quilica	Quilica	Lorca 350	-32.88788	-71.26	COPEC / V	2	CCS Tipo 2	240	240	480	Disponible	Disponible	SI	SI
37	Enel X McDonalds San Antonio	San Antonio	Barras lupo 1431, San Antonio	-33.5923	-71.606	Enel X Way	3	CCS Tipo 2	30	30	90	Disponible	Disponible	SI	SI

Fuente: Dashboard de cobertura por comuna Elaboración propia mayo 2026

RESUMEN POR COMUNA														
Comuna	Puntos Únicos	Con Cob. Efectiva	Sin Cob. Efectiva	Disponibles	Fuera de Línea	No Disponibles	Total Conectores	Conect. Disponibles	Conect. Fuera de Línea	Conect. No Disponibles	Pot. Nominal (kW)	Pot. Efectiva (kW)	% Cob. Efectiva	Observación de Brecha
Vina del Mar	12	4	8	4	5	3	28	8	14	6	1110,6	694,8	33,3	Cobertura efectiva inferior al 50%. Brecha significativa.
Valparaíso	5	2	3	2	2	1	51	5	10	36	8163	1050	40	Cobertura efectiva inferior al 50%. Brecha significativa.
Concón	3	2	1	2	1	0	6	4	2	0	190,5	146,5	66,7	Cobertura parcial. Puntos inoperativos pendientes.
Los Andes	3	2	1	2	1	0	6	4	2	0	178,8	134,8	66,7	Cobertura parcial. Puntos inoperativos pendientes.
Hijuelas	2	2	0	2	0	0	5	3	1	1	243	150	100	Cobertura efectiva total en puntos registrados.
San Antonio	2	1	1	1	1	0	4	3	1	0	112	90	50	Cobertura parcial. Puntos inoperativos pendientes.
Llaillay	2	2	0	2	0	0	7	5	1	1	2143	2050	100	Cobertura efectiva total en puntos registrados.
Puchuncaví	2	2	0	2	0	0	6	6	0	0	1020	1020	100	Cobertura efectiva total en puntos registrados.
Quilinda	2	2	0	2	0	0	6	6	0	0	568	568	100	Cobertura efectiva total en puntos registrados.
Casablanca	1	0	1	0	1	0	2	0	2	0	44	0	0	Sin cobertura efectiva. Intervención prioritaria.
Quilque	1	0	1	0	1	0	3	0	3	0	132	0	0	Sin cobertura efectiva. Intervención prioritaria.
Santo Domingo	1	1	0	1	0	0	3	1	2	0	143	50	100	Cobertura efectiva total en puntos registrados.
Zapallar	1	1	0	1	0	0	3	2	1	0	252	230	100	Cobertura efectiva total en puntos registrados.

Anexo 9. Modelo de escenarios de inversión y utilización de equilibrio

Fuente: Supuestos del ejercicio y formulación Elaboración propia junio 2026

Parámetro	Valor	Unidad	Justificación del supuesto
Horizonte de repago	8	años	Vida útil del cargador DC; coincide con la garantía de potencia (NT distribución)
Sesión de referencia	20	kWh	Carga tipo de un vehículo liviano en punto público
Días de operación	365	días/año	Operación continua, sin estacionalidad
Margen conservador	80	CLP/kWh	Tarifa menos energía, cargo por potencia y O&M (escenario exigente)
Margen medio	120	CLP/kWh	Escenario central de contribución por kWh
Margen favorable	160	CLP/kWh	Tarifa alta del rango observado y buena gestión de potencia
Tasa de descuento	0	%	No se aplica: las cifras son cota inferior optimista (sin costo del dinero)

Fórmula: kWh/día = CAPEX ÷ (horizonte × margen × días) | Sesiones/día = (kWh/día) ÷ sesión de referencia

Fuente: Umbral de utilización de equilibrio por tipología Elaboración propia junio 2026

		MARGEN CONSERVADOR (80)		MARGEN MEDIO (120)		MARGEN FAVORABLE (160)		Energía anual (kWh)	Ingreso neto anual (CLP)	Viabilidad esperada
Tipología	CAPEX (CLP)	kWh/día	ses/día	kWh/día	ses/día	kWh/día	ses/día			
Carga de destino 60 kW DC	\$ 33.979.648	145,5	7,3	97,0	4,8	72,7	3,6	35.395	\$ 4.247.456	Alta: el recinto absorbe el costo como atractor de clientes
Electrolinera 60 kW DC	\$ 47.226.848	202,2	10,1	134,8	6,7	101,1	5,1	49.195	\$ 5.903.356	Media: viable en nodos de ruta con flujo medio
Electrolinera 120 kW DC	\$ 69.195.392	296,2	14,8	197,5	9,9	148,1	7,4	72.079	\$ 8.649.424	Baja: solo en alto flujo urbano o portuario
Reposición 60 kW	\$ 18.560.000	79,5	4,0	53,0	2,6	39,7	2,0	19.333	\$ 2.320.000	Muy alta: umbral mínimo, es la intervención más eficiente

Energía anual e ingreso neto anual corresponden al escenario de margen medio. El ingreso neto anual es la recuperación objetivo: CAPEX dividido por el horizonte de 8 años.

Fuente: Catálogo completo de los 41 proyectos Elaboración propia junio 2026

ID	Escenario	Línea	Año	Comuna	Sitio / recinto	Tipología	Pot.	CAPEX USD	CAPEX CLP	Financiamiento
1	A	Recuperación	2026	Viña del Mar	Mall Marina	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
2	A	Recuperación	2026	Viña del Mar	Boulevard Marina	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
3	A	Recuperación	2026	Viña del Mar	Espacio Urbano (Enel X)	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
4	A	Recuperación	2026	Viña del Mar	Jumbo-Easy	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
5	A	Recuperación	2026	Viña del Mar	UAI Viña del Mar	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
6	A	Recuperación	2027	Viña del Mar	Enel X Rosselot	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
7	A	Recuperación	2027	Viña del Mar	BMW Viña del Mar	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
8	A	Recuperación	2027	Viña del Mar	SAVE KIA Rosselot	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
9	A	Recuperación	2027	Viña del Mar	Hotel Bosque de Reñaca	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
10	A	Recuperación	2026	Valparaíso	Edificio Chilquinta Barón	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
11	A	Recuperación	2027	Valparaíso	Instalación SCVE Estacionamientos	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
12	A	Recuperación	2026	Los Andes	Casino Enjoy Los Andes	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
13	A	Recuperación	2027	San Antonio	Oficina Chilquinta San Antonio	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
14	A	Recuperación	2027	Concón	Pizzería Valentini	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
15	A	Recuperación	2027	Casablanca	Electromovilidad EMELCA	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
16	A	Reposición	2026	Llailay	COPEC Llay Llay (conector caído)	Reposición 60 kW	60	20.000	18.560.000	Privado
17	A	Reposición	2026	Hijuelas	COPEC Hijuelas (conector caído)	Reposición 60 kW	60	20.000	18.560.000	Privado
18	A	Reactivación	2027	Quilpué	Petrobras Marga Marga (Enel X)	Electrolinera 60 kW DC	60	50.891	47.226.848	Privado
19	B	Litoral	2028	El Quisco	Cabecera turística litoral central	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Mixto
20	B	Litoral	2028	El Tabo	Balneario costero	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Mixto
21	B	Litoral	2028	Cartagena	Balneario costero	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Mixto
22	B	Litoral	2028	Papudo	Litoral norte	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Mixto
23	B	Nueva cobertura	2028	San Antonio	Mall / Espacio Urbano	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
24	B	Nueva cobertura	2028	San Antonio	Comercio centro	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
25	B	Nueva cobertura	2028	San Antonio	Estacionamiento condicionado	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
26	B	Nueva cobertura	2028	Viña del Mar	Comercio/hotel eje turístico	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
27	B	Nueva cobertura	2028	Valparaíso	Estac. Plaza Sotomayor	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Privado
28	B	Interurbano	2029	San Felipe	Nodo de ruta valle Aconcagua	Electrolinera 60 kW DC	60	50.891	47.226.848	Mixto
29	B	Interurbano	2029	La Calera	Nodo corredor Quillota	Electrolinera 60 kW DC	60	50.891	47.226.848	Mixto
30	B	Interurbano	2029	La Ligua	Nodo norte eje vial	Electrolinera 60 kW DC	60	50.891	47.226.848	Mixto
31	B	Interurbano	2029	Villa Alemana	Comuna poblada Marga Marga	Electrolinera 60 kW DC	60	50.891	47.226.848	Mixto
32	B	Interurbano	2029	Limache	Interior Marga Marga	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Mixto
33	B	Interurbano	2029	La Cruz	Corredor agrícola Quillota	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Mixto
34	B	Interurbano	2029	Cabildo	Norte agrícola	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Mixto
35	B	Interurbano	2029	Putendo	Valle Aconcagua agrícola	Carga de destino 60 kW DC	60	36.616	33.979.648	Mixto
36	C	Refuerzo	2030	San Antonio	Nodo portuario (megapuerto)	Electrolinera 120 kW DC	120	74.564	69.195.392	Privado
37	C	Refuerzo	2030	San Antonio	Nodo portuario acceso	Electrolinera 120 kW DC	120	74.564	69.195.392	Privado
38	C	Refuerzo	2030	Valparaíso	Nodo urbano/portuario	Electrolinera 120 kW DC	120	74.564	69.195.392	Privado
39	C	Refuerzo	2030	Viña del Mar	Nodo urbano alto flujo	Electrolinera 120 kW DC	120	74.564	69.195.392	Privado
40	C	Refuerzo	2030	Santo Domingo	COPEC Santo Domingo (litoral sur)	Electrolinera 120 kW DC	120	74.564	69.195.392	Privado
41	C	Refuerzo	2030	Viña del Mar	COPEC Av. Libertad (eje urbano)	Electrolinera 120 kW DC	120	74.564	69.195.392	Privado
TOTAL					41 proyectos			1.767.087	1.639.856.736	

Fuente: Payback por tipología bajo un uso asumido escenario Elaboración propia junio 2026

Sesiones/día asumidas:	12	Margen aplicado:	120			
Tipología	CAPEX (CLP)	Energía anual (kWh)	Contribución anual (CLP)	Payback (años)	¿Cierra en 8 años?	Diferencia vs horizonte
Carga de destino 60 kW DC	\$ 33.979.648	87.600	\$ 10.512.000	3,2	Sí	4,8
Electrolinera 60 kW DC	\$ 47.226.848	87.600	\$ 10.512.000	4,5	Sí	3,5
Electrolinera 120 kW DC	\$ 69.195.392	87.600	\$ 10.512.000	6,6	Sí	1,4
Reposición 60 kW	\$ 18.560.000	87.600	\$ 10.512.000	1,8	Sí	6,2

Fuente Equilibrio agregado por escenario de inversión Elaboración propia junio 2026

Escenario	N° proyectos	CAPEX total (CLP)	Recuperación anual objetivo (CLP)	Energía anual requerida (kWh)	Sesiones/día del conjunto	Sesiones/día por proyecto	Lectura
A — Recuperación	18	\$ 594.041.568	\$ 74.255.196	618.793	84,8	4,7	Umbral bajo: capex hundido y tipologías de destino
B — A+ nueva cobertura	35	\$ 1.224.684.384	\$ 153.085.548	1.275.713	174,8	5,0	Umbral medio: incorpora electrolineras de ruta
C — Programa completo	41	\$ 1.639.856.736	\$ 204.982.092	1.708.184	234,0	5,7	Umbral alto: el refuerzo de 120 kW eleva la exigencia

Las sesiones diarias por proyecto indican el uso medio que debería alcanzar cada punto del escenario para que el conjunto se repague en ocho años bajo margen medio.

Anexo 10. Recuperación acumulada de la inversión por tipología

Fuente Recuperación acumulada de la inversión, año a año (uso asumido y margen medio)

Elaboración propia junio 2026

Tipología	CAPEX (CLP)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	% recuperado
Carga de destino 60 kW DC	\$ 33.979.648	\$ 10.512.000	\$ 21.024.000	\$ 31.536.000	\$ 33.979.648	\$ 33.979.648	\$ 33.979.648	\$ 33.979.648	\$ 33.979.648	100%
Electrolinera 60 kW DC	\$ 47.226.848	\$ 10.512.000	\$ 21.024.000	\$ 31.536.000	\$ 42.048.000	\$ 47.226.848	\$ 47.226.848	\$ 47.226.848	\$ 47.226.848	100%
Electrolinera 120 kW DC	\$ 69.195.392	\$ 10.512.000	\$ 21.024.000	\$ 31.536.000	\$ 42.048.000	\$ 52.560.000	\$ 63.072.000	\$ 69.195.392	\$ 69.195.392	100%
Reposición 60 kW	\$ 18.560.000	\$ 10.512.000	\$ 18.560.000	\$ 18.560.000	\$ 18.560.000	\$ 18.560.000	\$ 18.560.000	\$ 18.560.000	\$ 18.560.000	100%

La recuperación se muestra topada al CAPEX (no supera el 100%). Un valor inferior al 100% en el año 8 indica que la tipología no alcanza a repagarse con el uso asumido.