

**UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN**  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Evaluación del impacto de los vehículos eléctricos en sistemas de distribución y análisis de gestión de carga bidireccional mediante control por señal horaria

Informe de memoria de título  
para optar al título de

Ingeniero Civil Eléctrico

*Por: Christian Cifuentes Navarrete*

*Profesor patrocinante:  
Luis García Santander*

*Comisión evaluadora:  
Leonardo Palma Fanjul  
Gabriel Saavedra Mondaca*

Concepción, diciembre de 2025

## Resumen

La creciente incorporación de vehículos eléctricos en los sistemas de transporte representa un desafío relevante para los sistemas eléctricos de distribución, particularmente en redes urbanas que no fueron diseñadas para soportar aumentos significativos y concentrados de demanda. En este contexto, el presente trabajo tiene como objetivo evaluar el impacto que genera la penetración progresiva de vehículos eléctricos sobre un sistema de distribución y analizar la efectividad de estrategias de gestión de carga bidireccional basadas en control por señal horaria.

Para ello, se desarrolla un estudio mediante simulaciones eléctricas en estado estacionario utilizando el software DigSilent PowerFactory. El análisis se realiza sobre dos plataformas complementarias: un sistema de prueba estandarizado (IEEE 13 Node Test Feeder) y un sistema real correspondiente a la red de distribución urbana de la ciudad de Temuco, basado en información representativa del año 2022. En ambos casos, se evalúan distintos niveles de penetración vehicular, considerando escenarios con carga unidireccional, operación bidireccional (V2G) y esquemas de gestión horaria definidos en franjas valle, llano y punta.

Los vehículos eléctricos se modelan como cargas distribuidas y, en escenarios bidireccionales, como unidades de almacenamiento capaces de inyectar energía a la red. Asimismo, se incorporan factores de participación y operación que permiten representar de forma simplificada el comportamiento agregado de la flota vehicular en cada franja horaria. Los resultados obtenidos se analizan en función de indicadores técnicos relevantes, tales como perfil de tensiones, cargabilidad de líneas, pérdidas eléctricas y potencia intercambiada con la red externa.

Los resultados muestran que la carga no gestionada de vehículos eléctricos produce incrementos significativos en la demanda y en la congestión de la red, especialmente a niveles de penetración elevados. En contraste, la aplicación de estrategias de gestión horaria y operación bidireccional permite mitigar estos impactos, mejorando el perfil de tensiones, reduciendo la cargabilidad de las líneas y disminuyendo la potencia demandada desde la red externa. Sin embargo, los escenarios de penetración extrema evidencian que, aun con gestión avanzada, el sistema alcanza límites operativos que requieren refuerzos estructurales.

En conclusión, el estudio demuestra que la integración masiva de vehículos eléctricos plantea desafíos técnicos relevantes para los sistemas de distribución, pero que estos pueden ser abordados de manera efectiva mediante la combinación de gestión horaria y tecnologías bidireccionales. Los resultados entregan información útil para la planificación y operación futura de redes eléctricas en el contexto de la transición hacia la electromovilidad.

## Agradecimientos

Con este trabajo concluye una etapa muy significativa en mi vida, una etapa marcada por desafíos, aprendizajes y crecimiento, tanto en lo académico como en lo personal. Venir desde una ciudad distinta me enseñó innumerables lecciones: a valerme por mí mismo, a adaptarme con lo justo, a seguir adelante con responsabilidad y, sobre todo, a ser un ejemplo, especialmente siendo el hermano mayor y el primer universitario de mi familia.

Quiero comenzar agradeciendo profundamente a mis padres, quienes han sido siempre mi mayor ejemplo de sacrificio, esfuerzo y perseverancia. No crecimos rodeados de lujos, pero gracias a eso aprendí desde pequeño el verdadero valor del trabajo duro y del compromiso con mis metas. A pesar de mis caídas, ellos siempre han estado ahí para darme aliento y empujarme a continuar.

A mis amigos, esa familia que uno elige, les agradezco por cada palabra de apoyo, cada gesto simple que me ayudó a salir de momentos de agobio y desesperación. Su compañía, aunque a veces silenciosa, fue esencial.

A Camila y a nuestro querido bebé perruno, mi hogar en Concepción durante estos últimos años. Gracias por ser mi refugio, por construir conmigo un espacio lleno de cariño y esfuerzo compartido. Ha sido una etapa que enfrentamos juntos, creciendo y superando obstáculos como equipo.

Y finalmente, a mi fan número uno, quien me acompaña desde el cielo. Esta foto sobre el logo la soñamos juntos, pero te me adelantaste. Abuelo, gracias por enseñarme con tu ejemplo lo que significan la elegancia, la caballerosidad y el respeto. Esos valores viven en mí y han sido pilares fundamentales en la persona que soy hoy.

A todos ustedes, gracias por estar presentes en este camino. Este logro es también suyo.



# INDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>1.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA</b> .....	<b>2</b>
<b>1.2. TRABAJOS PREVIOS</b> .....	<b>2</b>
<b>1.3. DISCUSIÓN</b> .....	<b>7</b>
<b>1.4. HIPÓTESIS DE TRABAJO</b> .....	<b>8</b>
1.5. OBJETIVOS.....	8
1.6. ALCANCE Y LIMITACIONES .....	9
<b>2. VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y SISTEMAS DE CARGA</b> .....	<b>10</b>
2.1. TIPOS DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS .....	10
2.2 SISTEMAS DE CARGA.....	11
2.2.1. CLASIFICACIÓN SEGÚN MODO DE CARGA .....	11
2.2.2. CLASIFICACIÓN SEGÚN NIVEL DE POTENCIA.....	13
2.2.3. CLASIFICACIÓN SEGÚN DIRECCIONALIDAD DE LAS CARGAS .....	14
<b>3.ELECTROMOVILIDAD Y SUS CONSECUENCIAS</b> .....	<b>18</b>
<b>4. GESTIÓN DE CARGA Y CONTROL HORARIO</b> .....	<b>21</b>
<b>5. METODOLOGÍA</b> .....	<b>23</b>
5.1. ENFOQUE METODOLÓGICO .....	23
5.2. DEFINICIÓN DE ESCENARIOS DE PENETRACIÓN .....	23
5.3. MODELACIÓN DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS .....	24
5.4. ESTRATEGIA DE GESTIÓN HORARIA DE LA CARGA .....	24
5.5. INDICADORES DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA (KPI) .....	24
<b>6. MODELO DE PRUEBA IEEE 13 NODE TEST FEEDER</b> .....	<b>27</b>
6.1. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA.....	28
6.1.1 ASIGNACIÓN DE POTENCIAS .....	29
6.2. ESCENARIOS DE PENETRACIÓN.....	32
6.3. RESULTADOS OBTENIDOS .....	35
6.4. CARGAS BIDIRECCIONALES PARA EL SISTEMA DE PRUEBA .....	40
6.4.1. RESULTADOS OBTENIDOS .....	42
<b>7. SISTEMA ELÉCTRICO TEMUCO 2022</b> .....	<b>45</b>
7.1 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA .....	47
7.2 INSERCIÓN DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS. ....	49
7.3 PRIMEROS ESCENARIOS DE PENETRACIÓN .....	50
7.3.1. 10% DE PENETRACIÓN VEHICULAR .....	51
7.3.2. 25% DE PENETRACIÓN VEHICULAR .....	53
7.3.3. 50% DE PENETRACIÓN VEHICULAR .....	55
7.3.4. 75% DE PENETRACIÓN VEHICULAR .....	60
7.3.5. 100% DE PENETRACIÓN VEHICULAR .....	65
7.4. CONCLUSIONES PRODUCTO DE LAS SIMULACIONES .....	70
<b>8. CONCLUSIÓN</b> .....	<b>72</b>
<b>9. TRABAJOS FUTUROS</b> .....	<b>74</b>
<b>10. REFERENCIAS</b> .....	<b>75</b>

## Listado de tablas

*Tabla 1: Tipos de vehículos eléctricos*

*Tabla 2: Indicadores de desempeño utilizados para la evaluación de los escenarios*

*Tabla 3: Distribución de cargas fijas en IEEE 13 nodos*

*Tabla 4: Configuración de líneas IEEE 13 nodos*

*Tabla 5: Distribución vehicular caso 10%*

*Tabla 6: Distribución vehicular caso 25%*

*Tabla 7: Distribución vehicular caso 50%*

*Tabla 8: Cargabilidad de las líneas*

*Tabla 9: Potencias y pérdidas del sistema*

*Tabla 10: Niveles de tensión sistema IEEE 13 nodos*

*Tabla 11: Distribución vehicular caso 50% bidireccional*

*Tabla 12: Comparación de la cargabilidad de líneas – escenario 50 % unidireccional vs. bidireccional*

*Tabla 13: Comparación de potencias y tensión promedio*

*Tabla 14: Distribución de cargas fijas en el alimentador*

*Tabla 15: Definición de escenarios a simular*

*Tabla 16: Resultados principales escenario 10% de penetración*

*Tabla 17: Resultados principales escenario 25% penetración*

*Tabla 18: Factores de variación escenario 50% de penetración*

*Tabla 19: Cargas fijas en horario llano*

*Tabla 20: Cargas fijas en horario valle*

*Tabla 21: Comparación de resultados escenario 50% de penetración*

*Tabla 22: Factores de variación escenario 75% de penetración*

*Tabla 23: Potencias resultantes tras variación en 75% de penetración*

*Tabla 24: Comparación de resultados escenario 75% de penetración*

*Tabla 25: Beneficios al comparar simulaciones con 75% de penetración*

*Tabla 26: Factores de variación escenario 100% de penetración*

*Tabla 27: Potencias resultantes tras variación en 100% de penetración*

*Tabla 28: Comparación de resultados escenario 100% de penetración*

*Tabla 29: Beneficios al comparar simulaciones con 100% de penetración*

## Listado de figuras

*Figura 1: Visión general del flujo de potencia en un sistema V2G; fuente: Overview of power Flow in V2G [16]*

*Figura 2: Modos de carga; fuente: Ministerio de energía [23]*

*Figura 3: Aplicaciones de la tecnología V2X ; fuente: Adaptado de ResearchGate [9]*

*Figura 4: Sistema IEEE 13 nodos; fuente: imagen propia extraída de DigSilent*

*Figura 5: Cargabilidad de las líneas*

*Figura 6: Elemento de DigSilent (DigSilent)*

*Figura 7: Alimentador Balmaceda, fuente: Imagen propia extraída de simulación de DigSilent*

## Abreviaciones

- BEV: Vehículo Eléctrico de Baterías (del inglés Battery Electric Vehicle)
- CA: Corriente Alterna
- CC: Corriente Continua
- CS: Estación de Carga (del inglés Charging Station)
- VE: Vehículo Eléctrico
- VE's: Vehículos eléctricos
- FCEV: Vehículos de Celdas de Combustible (del inglés Fuel Cell Electric Vehicle)
- VCI: Vehículo de Combustión Interna
- PHEV: Vehículo Eléctrico Híbrido Enchufable (del inglés Plug-in Hybrid Electric Vehicle)
- SOC: Estado de Carga (del inglés State Of Charge)
- V2G: Vehículo a la Red (del inglés Vehicle to Grid)
- V2H: Vehículo a Hogar (del inglés Vehicle to Home)
- V2L: Vehículo a Carga (del inglés Vehicle to Load)
- V2X: Vehículo a Todo (del inglés Vehicle to Everything)
- SE: Subestación
- HEV: Vehículo híbrido eléctrico (Hybrid electric vehicle)



# 1. Introducción

---

En las últimas décadas, la electromovilidad se consolida como una de las principales alternativas para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y reducir las emisiones asociadas al transporte [1]. A medida que los vehículos eléctricos (VE's) incrementan su presencia, los sistemas de distribución enfrentan nuevos desafíos relacionados con estabilidad, variaciones en los perfiles de carga y mayores exigencias sobre la infraestructura existente [2]. La transición hacia un sistema de transporte más sostenible requiere evaluar de manera rigurosa cómo la incorporación de VE's modifica el comportamiento de la red eléctrica y qué estrategias permiten integrar esta tecnología de forma segura y eficiente [3].

Los sistemas de distribución tradicionalmente se diseñan para alimentar cargas pasivas y relativamente predecibles [4]. Sin embargo, la introducción masiva de vehículos eléctricos altera sustancialmente los patrones de consumo, generando incrementos de demanda que pueden comprometer la operación normal del sistema [5]. En países como Chile, donde la electromovilidad avanza de forma sostenida impulsada por políticas públicas y metas de descarbonización, resulta esencial estudiar los efectos técnicos que la penetración vehicular produce sobre la red y desarrollar mecanismos que faciliten su integración ordenada [6].

Dentro de las soluciones emergentes, destaca el uso de carga bidireccional y el concepto Vehicle-to-Grid (V2G), que permiten que los vehículos no solo consuman energía, sino también entreguen potencia a la red cuando las condiciones lo requieran [7]. Esta posibilidad transforma a los VE's en recursos energéticos activos capaces de aportar flexibilidad al sistema [8]. No obstante, para que estas tecnologías operen de manera efectiva, se requiere la implementación de métodos de gestión que regulen los horarios de carga y descarga, evitando concentraciones de demanda y aprovechando los periodos de menor uso de la red [9].

En este contexto, el presente trabajo tiene como propósito evaluar el impacto que genera la penetración de vehículos eléctricos en un sistema de distribución, considerando distintos niveles de adopción y la incorporación de estrategias de gestión de carga bidireccional basadas en control por señal horaria. Para ello, se utiliza el modelo IEEE 13 Node Test Feeder implementado en DigSilent PowerFactory y adaptado a condiciones representativas de redes urbanas chilenas, complementándolo con elementos propios del sistema de distribución de la ciudad de Temuco como referencia real.

Los resultados obtenidos permiten comprender cómo evoluciona el desempeño del sistema ante escenarios de mayor penetración vehicular y demuestran el rol que pueden desempeñar las estrategias de gestión horaria y la operación bidireccional en la mitigación de impactos técnicos [10]. De esta manera, el estudio aporta información relevante para la planificación, modernización y operación futura de redes eléctricas en el marco de la transición energética [11].

## 1.1. Definición del problema

El aumento sostenido en la penetración de vehículos eléctricos introduce exigencias nuevas y significativas sobre los sistemas de distribución, los cuales se encuentran diseñados para alimentar cargas pasivas y relativamente estables. La carga no gestionada de estos vehículos genera aumentos concentrados de demanda que pueden producir sobrecargas, variaciones de tensión y mayores pérdidas, comprometiendo la operación continua y segura de la red. Además, considerando que los vehículos permanecen detenidos aproximadamente el 95% de su vida útil [12], surge la oportunidad de utilizarlos como recursos energéticos activos mediante esquemas de gestión horaria y operación bidireccional. Sin embargo, el efecto real de estas estrategias sobre el desempeño del sistema sigue siendo incierto bajo condiciones representativas de redes urbanas chilenas. En consecuencia, se hace necesario evaluar cómo distintos niveles de penetración vehicular y mecanismos de gestión de carga influyen en el comportamiento del sistema de distribución, con el fin de identificar soluciones que permitan integrar la electromovilidad de manera eficiente y sostenible.

## 1.2. Trabajos previos

En este apartado se encuentran resumidos un par de documentos estudiados y revisados previo al desarrollo de la problemática los cuales aportaron ideas en cuanto al plan de acción necesario para el desarrollo de esta memoria y especulación del posible resultado que arrojaran las pruebas realizadas.

### 1.2.1. “Impact of electric vehicle customer response to time-of-use electricity rates on distribution transformers and feeders”

- ❖ Jones, C. B., Whited, M., & Lasnier, R. (2022). *Impact of electric vehicle customer response to time-of-use electricity rates on distribution transformers and feeders*. IEEE Transactions on Industry Applications, 58(5), 5585–5596

En esta investigación se analizó cómo la respuesta de los usuarios de vehículos eléctricos frente a tarifas eléctricas diferenciadas por horario influye en la operación de transformadores y alimentadores de distribución. Para ello, los autores realizaron simulaciones en redes reales incorporando escenarios con distintos niveles de penetración de VE y patrones de carga modificados por la señal tarifaria. Los resultados indican que, aunque las tarifas horarias disminuyen la demanda durante los periodos punta, también pueden generar acumulaciones de carga en horarios valle debido a la coincidencia de comportamiento entre usuarios. Esto evidencia que la gestión horaria no siempre garantiza una reducción homogénea del estrés sobre la red. Este artículo resulta directamente útil para este estudio, ya que demuestra que el control por señal horaria debe ser evaluado en su conjunto y no únicamente bajo criterios económicos, dado que puede producir efectos no deseados en el desempeño de la red de distribución.

### 1.2.2. “Role of smart charging of electric vehicles and vehicle-to-grid in future renewable power systems.”

- ❖ Bogdanov, D., Farfan, J., Sadovskaia, K., et al. (2024). *Role of smart charging of electric vehicles and vehicle-to-grid in future renewable power systems*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 189, 113837.

En este trabajo se examinó el papel que pueden desempeñar la carga inteligente de vehículos eléctricos y la operación *vehicle-to-grid* dentro de sistemas eléctricos altamente penetrados por energías renovables. Para ello, los autores utilizaron modelos energéticos de optimización a escala horaria que integran proyecciones de movilidad eléctrica, curvas de generación renovable y señales de precio, evaluando el desempeño del sistema bajo distintos grados de participación del smart charging y del V2G. Los resultados demostraron que ambas estrategias mejoran la integración de renovables, reducen costos operativos y disminuyen vertimientos, además de aportar flexibilidad al sistema en momentos críticos. Este estudio contribuye directamente al estudio, ya que refuerza el valor técnico de analizar la gestión horaria y la bidireccionalidad como herramientas que pueden mejorar tanto el comportamiento de la red como su interacción con recursos energéticos distribuidos.

### 1.2.3. “Techno-economic analysis of the distribution system with electric vehicle charging and vehicle-to-grid integration.”

- ❖ Golla, N. K., Manohar, S. S., & Rajesh, R. (2023). *Techno-economic analysis of the distribution system with electric vehicle charging and vehicle-to-grid integration*. Frontiers in Energy Research, 11, 1184931.

En este estudio se evaluaron los impactos técnicos y económicos que produce la integración de vehículos eléctricos en un sistema de distribución, considerando tanto la carga convencional como la operación bidireccional mediante V2G. Para ello, los autores construyeron un modelo eléctrico detallado en el que analizaron variaciones de tensión, pérdidas de energía, perfiles de carga y costos asociados a distintos niveles de penetración vehicular. Los resultados muestran que la bidireccionalidad contribuye a mejorar el perfil de voltaje, reduce pérdidas y permite un uso más eficiente de la infraestructura existente, especialmente cuando los VE pueden inyectar energía en momentos de mayor demanda. Este trabajo aporta de forma directa al estudio, ya que proporciona evidencia cuantitativa de los beneficios técnicos del V2G y respalda la importancia de evaluar no solo la carga de los vehículos, sino también su potencial para apoyar al sistema de distribución mediante una gestión adecuada.

#### 1.2.4. “Impact of large-scale mobile electric vehicle charging in integrated power and transport networks”

- ❖ Xue, P., Zhang, X., Teng, F., Wang, X., & Muñoz-Álvarez, D. (2021). *Impact of large-scale mobile electric vehicle charging in integrated power and transport networks*. *Frontiers in Energy Research*, 9, 669120.

Este estudio examinó cómo la carga masiva y móvil de vehículos eléctricos afecta simultáneamente a las redes de transporte y a los sistemas de distribución eléctrica. Para ello, los autores integraron modelos de movilidad vehicular con modelos eléctricos, simulando distintos niveles de penetración y horarios de carga para evaluar tensiones, congestión y picos de demanda. Los resultados muestran que la carga no gestionada produce incrementos significativos en la demanda punta, caídas de tensión y sobreutilización de infraestructura eléctrica, mientras que la gestión horaria permite atenuar estos efectos. Este trabajo resulta especialmente útil este estudio, ya que refuerza la importancia de evaluar escenarios de alta penetración y demuestra el rol fundamental que tiene la gestión temporal de la carga en el comportamiento real del sistema de distribución.

#### 1.2.5. “Grid impacts of electric vehicle charging: A review”

- ❖ Tayri, A., Mansouri, N., & Essahlaoui, A. (2025). *Grid impacts of electric vehicle charging: A review*. *Energies*, 18(3), 621.

En esta revisión se sintetizaron los principales impactos que genera la carga de vehículos eléctricos sobre los sistemas eléctricos, con énfasis en las redes de distribución. Los autores analizaron múltiples estudios que reportan problemas recurrentes como aumentos de pérdidas, sobrecargas en conductores y transformadores, degradación de perfiles de tensión y afectación de la calidad de energía, además de revisar estrategias de mitigación como el smart charging y la operación V2G. Los resultados de la revisión indican que los efectos adversos son más pronunciados en sectores de baja y media tensión, donde la infraestructura es más sensible a incrementos de demanda. Este artículo contribuye directamente al marco teórico de mi memoria, ya que contextualiza los fenómenos que busco evaluar y respalda el uso de estrategias de gestión horaria y bidireccionalidad como mecanismos de alivio para la red.

### 1.2.6. “Impact of electric vehicle charging synchronization on the urban medium-voltage power distribution network of Frederiksberg”

- ❖ Unger, T., Bjerregaard, R., & Rasmussen, C. N. (2025). *Impact of electric vehicle charging synchronization on the urban medium-voltage power distribution network of Frederiksberg*. *Energies*, 18(7), 1564.

Este estudio analizó cómo la sincronización de la carga de vehículos eléctricos influye en el desempeño de una red real de media tensión en un entorno urbano. Para ello, los autores realizaron simulaciones detalladas en la red de Frederiksberg bajo distintos esquemas de carga inteligente, evaluando cargabilidad de líneas, transformadores y perfiles de tensión. Los resultados muestran que, si bien la gestión horaria puede reducir la demanda en ciertos periodos, también puede provocar incrementos abruptos de carga cuando muchos usuarios cargan sus vehículos simultáneamente. Este trabajo es relevante para la memoria, ya que evidencia que el control por señal horaria debe evaluarse cuidadosamente para evitar nuevos picos indeseados, incluso en horarios teóricamente favorables.

### 1.2.7. “Electricity tariffs and temporal trading opportunities from bidirectional electric vehicles”

- ❖ Bjørndal, E., Bjørndal, M., & Naper, L. R. (2025). *Electricity tariffs and temporal trading opportunities from bidirectional electric vehicles*. *Energy Economics*, 124, 106834.

Este artículo evaluó cómo distintos esquemas tarifarios influyen en los patrones de carga y descarga de vehículos eléctricos con capacidad bidireccional, así como en las oportunidades de arbitraje temporal de energía. Mediante modelos económicos, los autores compararon tarifas planas, horarias y dinámicas, determinando cómo cada una afecta la operación del V2G y los beneficios para usuarios y el sistema eléctrico. Los resultados indican que las tarifas horarias adecuadas incentivan la inyección en momentos de alta demanda y la carga en periodos de bajo precio, optimizando el uso de la batería. Este estudio aporta a la memoria al reforzar la pertinencia técnica y económica del control por señal horaria como mecanismo práctico para coordinar la operación bidireccional.

### 1.2.8. “Integrated charging scheduling for electric buses considering time-of-use tariffs and vehicle-to-grid capability”

- ❖ Caustur, L., Ibrahim, M., & Gutiérrez, J. (2025). *Integrated charging scheduling for electric buses considering time-of-use tariffs and vehicle-to-grid capability*. IEEE Transactions on Transportation Electrification.

Este trabajo desarrolló un modelo de programación óptima para gestionar la carga y descarga de buses eléctricos considerando tarifas *Time-of-Use* y operación bidireccional. Los autores formularon un problema matemático que minimiza costos operativos y respeta las restricciones técnicas de la red y de las baterías. Los resultados muestran reducciones significativas en los costos de energía y una disminución en la demanda en horas punta, especialmente cuando se habilita el V2G. Aunque orientado al transporte público, el enfoque metodológico aporta a la memoria al demostrar la efectividad de la gestión horaria y la bidireccionalidad como herramientas coordinadas para mejorar el desempeño del sistema eléctrico.

### 1.2.9. “A comprehensive review of vehicle-to-grid technology: Technical, economic, regulatory, and social perspectives”

- ❖ Eltohamy, M. S., Mohamed, Y. A. R. I., & El-Saadany, E. F. (2025). *A comprehensive review of vehicle-to-grid technology: Technical, economic, regulatory, and social perspectives*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 191, 114022.

En esta revisión se exploraron de manera integral los aspectos técnicos, económicos, regulatorios y sociales asociados a la tecnología vehicle-to-grid. Los autores examinaron investigaciones sobre degradación de baterías, interacciones con redes de distribución, modelos tarifarios y barreras normativas para su adopción masiva. Los resultados destacan que el V2G es técnicamente viable y puede generar beneficios sustanciales si se implementa bajo marcos regulatorios claros y señales económicas adecuadas. Este artículo contribuye a la memoria al proporcionar un contexto amplio que respalda el análisis de la operación bidireccional como parte de la gestión inteligente de carga.

### 1.2.10. “Network tariffs for vehicle-to-grid (V2G)”

- ❖ Australian Renewable Energy Agency. (2024). *Network tariffs for vehicle-to-grid (V2G)*. ARENA. <https://arena.gov.au/assets/2024/01/network-tariffs-for-v2g.pdf>

Este informe técnico evaluó diferentes estructuras tarifarias aplicables a consumidores con vehículos eléctricos bidireccionales, considerando escenarios residenciales reales con perfiles de carga e inyección. A través de modelos comparativos, se analizaron tarifas horarias unidireccionales y bidireccionales, así como su impacto en costos del usuario y comportamiento de la red. Los resultados evidencian que las tarifas diseñadas específicamente para V2G permiten maximizar beneficios energéticos y económicos, evitando desincentivar la inyección. Este documento aporta a la memoria al vincular la gestión horaria y la bidireccionalidad con implicancias regulatorias, ofreciendo un marco útil para discutir la necesidad de adaptar tarifas en contextos futuros como el chileno.

### 1.2.11. Electric Vehicle Charging Modes, Technologies and Applications of Smart Charging

- ❖ Ahmad, A., Khalid, M., Ullah, Z., Ahmad, N., Aljaidi, M., Malik, F. A., & Manzoor, U. (2022). *Electric vehicle charging modes, technologies and applications of smart charging*. *Energies*, 15(24), 9471. <https://doi.org/10.3390/en15249471>

El artículo desarrolla una revisión exhaustiva y actualizada del estado del arte sobre los modos de carga de vehículos eléctricos, en la cual el autor analiza y clasifica las distintas alternativas de carga existentes —tanto en corriente alterna como en corriente continua— junto con sus tecnologías asociadas y su evolución hacia esquemas de carga inteligente. Para ello, utiliza una metodología de revisión bibliográfica estructurada, basada en literatura científica reciente y normativa internacional, organizando el análisis en función de los modos de carga, la arquitectura de los sistemas, su interacción con la red eléctrica y las estrategias de smart charging. Como resultado, el estudio demuestra que la carga no gestionada, especialmente en modos rápidos y de alta potencia, genera impactos significativos en los sistemas de distribución, tales como sobrecargas, caídas de tensión y aumento de pérdidas, mientras que la incorporación de gestión horaria y control inteligente permite mitigar estos efectos mediante el desplazamiento de la demanda hacia períodos de menor carga y una mejor coordinación con la red. Asimismo, el trabajo identifica a la bidireccionalidad como una tecnología emergente con alto potencial para transformar a los vehículos eléctricos en elementos activos del sistema eléctrico. En el contexto de esta memoria, el aporte del artículo resulta fundamental, ya que proporciona una base teórica sólida y actual para justificar la clasificación de los modos de carga, la necesidad de incorporar gestión horaria en escenarios de valle, llano y punta, y la inclusión de esquemas bidireccionales, respaldando técnicamente el enfoque metodológico adoptado en las simulaciones y el análisis del impacto de la electromovilidad en sistemas de distribución.

### 1.3. Discusión

Los resultados obtenidos tras la revisión bibliográfica permiten apreciar que la incorporación masiva de vehículos eléctricos genera efectos significativos sobre el comportamiento del sistema de distribución, particularmente en términos de incrementos de demanda, mayores niveles de cargabilidad en líneas y transformadores, y variaciones en los perfiles de tensión. Si bien la aplicación de esquemas de gestión por señal horaria contribuye a desplazar parte de la carga hacia períodos de menor consumo, esta estrategia no elimina completamente los problemas asociados, ya que la coincidencia de patrones de comportamiento puede producir concentraciones de demanda en horarios valle. La operación bidireccional, por su parte, demuestra capacidad para aliviar ciertos impactos técnicos y ofrecer flexibilidad adicional al sistema, pero su efectividad depende de una adecuada coordinación entre usuarios, infraestructura y señales tarifarias. En conjunto, estos resultados indican que la integración de vehículos eléctricos requiere una planificación integral que combine medidas técnicas, operativas y regulatorias, reconociendo que los beneficios potenciales de la electromovilidad solo se materializan plenamente cuando la gestión de la demanda y el uso de V2G se implementan de manera coherente con las características reales de la red estudiada.

## **1.4. Hipótesis de trabajo**

La aplicación de un esquema de gestión de carga basado en señal horaria, combinado con la operación bidireccional de vehículos eléctricos, permite mitigar los impactos negativos que la alta penetración vehicular produce sobre el sistema de distribución, mejorando indicadores operacionales como la cargabilidad de líneas, el perfil de tensiones y las pérdidas técnicas.

## **1.5. Objetivos**

### **1.5.1. Objetivo general**

Evaluar el impacto que produce la incorporación de vehículos eléctricos en un sistema de distribución y analizar la efectividad de estrategias de gestión de carga bidireccional basadas en control por señal horaria, con el fin de determinar su influencia sobre el desempeño técnico y operativo de la red.

### **1.5.2. Objetivos específicos**

I. Analizar cómo funciona el sistema de distribución en su estado actual, identificando sus principales características eléctricas y posibles limitaciones.

II. Crear diferentes escenarios con distintos niveles de vehículos eléctricos, incluyendo tanto la carga normal como la posibilidad de que los vehículos entreguen energía a la red.

III. Aplicar un sistema de control por horarios para organizar cuándo los vehículos cargan y descargan, con el fin de estudiar cómo cambia la demanda eléctrica durante el día.

IV. Evaluar cómo afectan los vehículos eléctricos al sistema en cada escenario, considerando cambios en tensiones, cargabilidad de las líneas, pérdidas de energía y demanda máxima.

V. Comparar los resultados entre los escenarios con y sin gestión por horarios, para determinar si esta estrategia ayuda a reducir los impactos negativos en la red.

VI. Analizar si la operación bidireccional (V2G) puede apoyar al sistema, revisando si ayuda a disminuir sobrecargas, mejorar tensiones y usar mejor la infraestructura existente.

## 1.6. Alcance y limitaciones

El presente trabajo se centra en la evaluación del impacto técnico que genera la incorporación progresiva de vehículos eléctricos en sistemas de distribución de media tensión, considerando tanto un sistema de prueba estandarizado (IEEE 13 Node Test Feeder) como un sistema real representativo de la red urbana de la ciudad de Temuco, basado en información correspondiente al año 2022. El análisis se desarrolla mediante simulaciones eléctricas en estado estacionario, con el objetivo de estudiar el comportamiento del sistema frente a distintos niveles de penetración vehicular y a la aplicación de estrategias de gestión de carga.

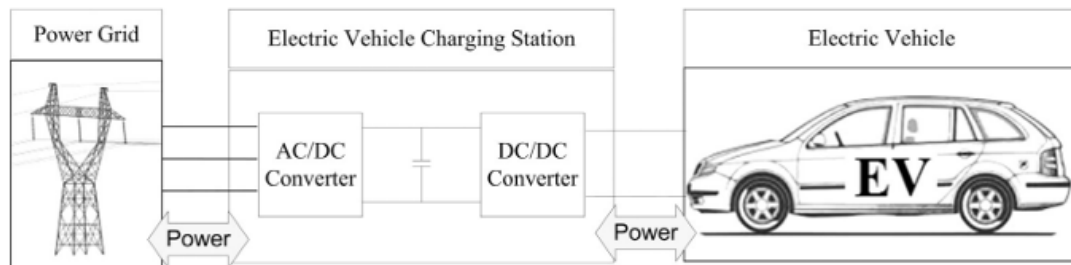
Dentro de los alcances del estudio, se consideran escenarios con carga unidireccional y bidireccional, incorporando esquemas de gestión basados en control por señal horaria definidos en franjas valle, llano y punta. Los vehículos eléctricos se modelan como cargas distribuidas y, en escenarios bidireccionales, como unidades de almacenamiento capaces de inyectar potencia al sistema, permitiendo evaluar su efecto sobre indicadores técnicos relevantes tales como perfil de tensiones, cargabilidad de líneas, pérdidas eléctricas y potencia intercambiada con la red externa. El análisis está orientado a una evaluación técnico-operativa, con énfasis en la planificación y operación de redes de distribución frente al avance de la electromovilidad.

En cuanto a las limitaciones, el estudio se restringe al análisis en estado estacionario, por lo que no se abordan fenómenos dinámicos, transitorios ni la coordinación de protecciones del sistema. Asimismo, el comportamiento de las baterías de los vehículos eléctricos se modela de manera agregada, sin considerar explícitamente variables como el estado de carga individual (SOC), la degradación de las baterías ni restricciones operativas asociadas a ciclos de carga y descarga. La gestión horaria implementada corresponde a un esquema determinista, basado en coeficientes predefinidos, sin incorporar algoritmos de control automático ni técnicas de aprendizaje automático, cuya aplicación se plantea como una línea de desarrollo futuro.

Adicionalmente, no se realiza un análisis económico ni tarifario asociado a la operación bidireccional o a la gestión de carga, ni se evalúan impactos relacionados con la calidad de energía, tales como armónicos o distorsión de tensión. Finalmente, los escenarios de alta penetración vehicular, particularmente aquellos cercanos al 100 %, se consideran de carácter demostrativo, ya que representan condiciones extremas que exceden los márgenes normales de operación de una red de distribución convencional y se utilizan con el propósito de identificar los límites técnicos del sistema y el alcance de las estrategias de mitigación analizadas.

## 2. Vehículos eléctricos y sistemas de carga

Un vehículo eléctrico (VE) es un medio de transporte que utiliza uno o más motores eléctricos como sistema exclusivo de propulsión, alimentados mediante energía almacenada en baterías recargables [13]. Estas baterías se cargan a través de la red eléctrica u otras fuentes de generación y permiten que el vehículo opere sin recurrir a motores de combustión interna [14]. Como resultado, el VE presenta cero emisiones locales durante su funcionamiento, además de una mayor eficiencia energética y un diseño que facilita su integración con sistemas de carga controlada y tecnologías bidireccionales [15], [7]. En la Figura 1 se ilustra el recorrido de la energía desde la red hacia el vehículo, a través de los equipos electrónicos que habilitan un proceso de carga seguro y eficiente.



*Figura 1: Visión general del flujo de potencia en un sistema V2G; fuente: Overview of power Flow in V2G [16]*

### 2.1. Tipos de vehículos eléctricos

Los avances en electromovilidad han dado lugar a diversas tecnologías de propulsión eléctrica, cada una con características particulares en cuanto a su funcionamiento, forma de almacenamiento energético y grado de dependencia respecto a la red eléctrica [14]. Con el fin de establecer una base conceptual clara para el análisis desarrollado en esta memoria, la Tabla 1 presenta una clasificación de los principales tipos de vehículos eléctricos, junto con una breve descripción de su modo de operación y sus diferencias fundamentales, de acuerdo con la literatura técnica especializada [16]. Esta distinción resulta relevante, ya que no todos los vehículos electrificados interactúan de la misma manera con el sistema de distribución ni presentan el mismo potencial de gestión energética [17].

Tipo	Definición
Vehículo eléctrico a batería (Battery electric vehicle, BEV)	Utiliza exclusivamente un motor eléctrico alimentado por baterías recargables.
Vehículo híbrido eléctrico (Hybrid electric vehicle, HEV)	Combina un motor de combustión interna con uno o más motores eléctricos. Las baterías se recargan mediante frenado regenerativo o el propio motor térmico.
Vehículo híbrido eléctrico enchufable (Plug-in hybrid electric vehicle, PHEV)	Similar al HEV pero con la diferencia que sus baterías se pueden recargar conectándolas a la red eléctrica.
Vehículo eléctrico de celdas de combustible (Fuel cell electric vehicle, FCEV)	Utiliza una celda de combustible que convierte hidrógeno en electricidad para alimentar el motor eléctrico. No se conecta a la red.

*Tabla 1: Tipos de vehículos eléctricos*

## 2.2. Sistemas de carga

El sistema de carga comprende el conjunto de componentes, infraestructuras y tecnologías que suministra energía eléctrica al vehículo eléctrico para recargar su batería. Este sistema resulta esencial para asegurar su funcionamiento, autonomía e integración eficiente dentro del sistema eléctrico. Se clasifica según distintos criterios, tales como el modo de carga, el nivel de potencia, el tipo de conector y la dirección del flujo de energía [19].

### 2.2.1. Clasificación según modo de carga

La normativa IEC 61851 constituye el referente internacional que clasifica los modos de carga de vehículos eléctricos, definiendo los tipos de conexión, los niveles de control y las condiciones de seguridad asociadas al proceso de recarga [20]. En Chile, esta normativa se utiliza como base técnica para la elaboración del marco regulatorio nacional, el cual se estructura principalmente en la NCh 3322, que establece los requisitos para la infraestructura de carga conductiva, y en la NCh Elec. 4/2003, que regula las instalaciones eléctricas de baja tensión donde estos sistemas se conectan [21]. A su vez, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) complementa este marco mediante los Estándares Técnicos para Instalaciones de Carga de Vehículos Eléctricos y el Decreto Supremo N.º 20, que norma su habilitación y operación [22]. En consecuencia, Chile adopta oficialmente la clasificación de la IEC 61851, de modo que los Modos 1, 2, 3 y 4 descritos a continuación corresponden tanto al estándar internacional como a la regulación vigente en el país.

- Modo 1 – Carga en corriente alterna sin control específico

Corresponde a la carga de un vehículo eléctrico mediante una conexión directa a la red de corriente alterna, utilizando un enchufe convencional sin incorporar sistemas de control o comunicación. En este modo, la protección depende únicamente de la instalación eléctrica existente, por lo que no se dispone de mecanismos que regulen la potencia ni supervisen el estado del proceso de carga [20]. Debido a estas limitaciones, el Modo 1 se utiliza principalmente en entornos domiciliarios y no se recomienda para instalaciones públicas, ya que no ofrece un nivel de seguridad adecuado para un uso intensivo.

- Modo 2 – Carga en corriente alterna con dispositivo de protección en el cable

Permite la carga de un vehículo eléctrico desde un enchufe doméstico, pero incorpora un dispositivo de control integrado en el cable, conocido como IC-CPD. Este dispositivo establece una comunicación básica con el vehículo y añade funciones de protección ante fallas eléctricas, sobre corrientes o condiciones inseguras, mejorando la seguridad respecto al Modo 1 [20].

- Modo 3 – Carga en corriente alterna mediante estación de carga dedicada

Se define como la carga del vehículo eléctrico a través de una estación de carga específica (EVSE), diseñada para ofrecer una comunicación permanente y un control activo del proceso de recarga. La estación supervisa parámetros eléctricos, gestiona la potencia disponible y aplica protecciones avanzadas para asegurar un funcionamiento seguro [20]. En Chile, este modo se utiliza de forma predominante en infraestructura pública y semipública, ya que entrega mayores niveles de seguridad, fiabilidad y eficiencia.

- Modo 4 – Carga en corriente continua con convertidor externo.

Corresponde a la carga del vehículo eléctrico en corriente continua mediante un cargador externo que realiza la conversión AC/DC fuera del vehículo. Este modo permite suministrar potencias elevadas y admite tanto la carga rápida como la carga ultra rápida, entendida como niveles superiores de potencia dentro del mismo modo, ya que la normativa no establece una categoría adicional para esta clasificación comercial [20]. Mantiene una comunicación avanzada entre la estación y el vehículo para regular tensión, corriente y condiciones de seguridad durante todo el proceso de recarga.

La Figura 2 presenta una síntesis visual de los modos de carga establecidos por la normativa IEC 61851, ampliamente adoptados en la regulación chilena para clasificar los diferentes tipos de conexión y niveles de control utilizados en la recarga de vehículos eléctricos. La imagen ilustra de manera comparativa las principales características de los Modos 1, 2, 3 y 4, destacando aspectos como el tipo de enchufe utilizado, el nivel de comunicación entre el vehículo y la estación de carga, y los rangos de potencia disponibles en cada modalidad. Esta representación permite comprender de forma clara cómo varían las capacidades y requisitos técnicos entre los distintos modos de carga, proporcionando un apoyo conceptual para el análisis descrito en este apartado.



Figura 2: Modos de carga: fuente: Ministerio de energía [23]

### 2.2.2. Clasificación según nivel de potencia

La recarga de vehículos eléctricos también se categoriza en función de la potencia entregada, lo cual determina directamente la velocidad del proceso de carga [24]. Esta clasificación comprende cuatro niveles:

- Carga lenta ( $\leq 3,7\text{kW}$ ):

Se implementa principalmente en instalaciones residenciales convencionales. Debido a su baja potencia, el proceso de carga puede extenderse por más de 8 horas, siendo adecuado para periodos prolongados de inactividad, como durante la noche [25].

- Carga semi - rápida (entre 7,4 y 22kW):

Se emplea tanto en domicilios con instalaciones eléctricas reforzadas como en estaciones de carga públicas. En condiciones normales, permite recargar la batería del vehículo en un intervalo de entre 3 y 5 horas [24], [26].

- Carga rápida (entre 50 y 150kW):

Se encuentra habitualmente en puntos de carga de acceso público, tales como centros comerciales o estaciones de carretera. Este tipo de carga posibilita alcanzar un 80 % de capacidad de batería en aproximadamente 30 minutos, lo que la hace ideal para recargas intermedias [24], [27].

- Carga ultra - rápida (>150kW):

Representa una tecnología en expansión que busca minimizar al máximo los tiempos de recarga. Su implementación requiere infraestructura eléctrica de alta potencia y estándares técnicos avanzados. Está orientada a reducir los tiempos de carga a menos de 15 minutos, dependiendo del tipo de batería y la compatibilidad del vehículo [24], [27].

### 2.2.3. Clasificación según direccionalidad de las cargas

La direccionalidad en los sistemas de carga de vehículos eléctricos hace referencia al sentido del flujo de energía eléctrica entre el vehículo y la red de suministro. Este flujo puede ser unidireccional, desde la red hacia el vehículo, o bidireccional, permitiendo que el vehículo también devuelva energía a la red o a otros entornos como hogares o edificios [28]. Esta característica define el grado de interacción del vehículo con el sistema eléctrico y su potencial rol como agente activo dentro de una red inteligente [29].

- Carga unidireccional (G2V – Grid to vehicle):

La carga unidireccional es el enfoque más común y tradicional, en el cual la energía fluye exclusivamente desde la red eléctrica hacia el vehículo eléctrico. Este esquema permite únicamente la recarga de la batería del vehículo y se implementa principalmente en instalaciones residenciales, estaciones de carga pública o centros de trabajo. Su simplicidad técnica y menor costo de infraestructura hacen que sea el tipo predominante en la actualidad [24].

- Carga bidireccional (V2G, V2H, V2B, V2L, V2V):

La carga bidireccional representa una evolución en la infraestructura de electromovilidad, permitiendo que el vehículo eléctrico no solo consuma energía desde la red, sino que también pueda devolver parte de esta energía almacenada a otros sistemas, según la aplicación específica [29], [30].

- Vehicle-to-vehicle (V2V):

El esquema V2V permite que un vehículo eléctrico transfiera energía directamente a otro sin necesidad de conexión a la red. Su aplicación se orienta principalmente a asistencia energética en situaciones de baja autonomía [30].

- Vehicle-to-Load (V2L):

El esquema V2L permite que el vehículo eléctrico suministre energía directamente a equipos externos mediante tomas de corriente integradas, sin necesidad de infraestructura adicional ni interacción con la red eléctrica. Este esquema se encuentra ampliamente disponible en vehículos comercializados en la actualidad y permite alimentar dispositivos portátiles, herramientas eléctricas o cargas de baja y media potencia en situaciones cotidianas o de emergencia, convirtiéndose en una de las aplicaciones bidireccionales más accesibles para los usuarios.

- Vehicle-to-Grid (V2G):

En este esquema, el vehículo entrega energía de vuelta al sistema eléctrico, contribuyendo a la estabilidad de la red, la gestión de la demanda y la provisión de servicios complementarios como regulación de tensión o control de frecuencia [29], [30].

- Vehicle-to-Home (V2H):

El vehículo suministra energía a una vivienda, actuando como respaldo energético o complemento de sistemas de generación distribuida, como instalaciones fotovoltaicas residenciales [30].

- Vehicle-to-Building (V2B):

El vehículo alimenta instalaciones de mayor escala, como edificios o infraestructuras comerciales, apoyando estrategias de gestión de carga y reducción de demanda en periodos punta [29].

La Figura 3 presenta una visión general de los distintos esquemas de transferencia energética agrupados bajo el concepto V2X (Vehicle-to-Everything), el cual describe la capacidad del vehículo eléctrico para interactuar bidireccionalmente con diferentes sistemas externos. La figura 3 ilustra las principales modalidades de esta tecnología V2G, V2H, V2B, V2L y V2V destacando los diversos contextos en los que el vehículo puede entregar energía, ya sea a la red eléctrica, a una vivienda, a un edificio, a dispositivos externos o incluso a otro vehículo. Esta representación permite comprender de manera integrada el potencial del vehículo eléctrico como recurso energético flexible dentro de la infraestructura eléctrica moderna.



Figura 3: Aplicaciones de la tecnología V2X ; fuente: Adaptado de ResearchGate [9]

## Requisitos técnicos y normativos

La implementación de carga bidireccional exige una infraestructura más avanzada que la unidireccional [32]. Entre los elementos necesarios se incluyen:

- **Cargadores bidireccionales** con capacidad tanto para carga como para inyección de energía [33].
- **Sistemas de gestión y control de energía**, capaces de coordinar los flujos de carga según la demanda de la red y el estado de la batería del vehículo [34].
- **Protocolos de comunicación estandarizados**, como ISO 15118, que permiten una interacción autónoma y segura entre el vehículo, el cargador y el sistema eléctrico. Este protocolo soporta funciones como identificación automática del vehículo, gestión de horarios de carga e inyección, e incluso pagos integrados [31], [35].
- **Autorización regulatoria y compatibilidad normativa**, que aún representa un desafío en varios países, ya que las redes de distribución deben adaptarse a recibir energía desde consumidores móviles [36].

## Beneficios de la carga bidireccional

La bidireccionalidad en los vehículos eléctricos abre nuevas oportunidades tanto para los usuarios como para los operadores del sistema eléctrico [32]. Entre sus principales ventajas se destacan:

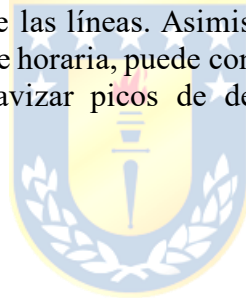
- **Aporte a la red eléctrica:** los VEs pueden actuar como pequeñas unidades de almacenamiento distribuido, apoyando la red durante picos de demanda o contingencias [33], [37].
- **Gestión inteligente de la demanda:** mediante programación horaria o respuesta automática, los vehículos pueden cargar e inyectar energía en función de señales de precio o necesidades del sistema [34], [37].
- **Respaldo energético domiciliario:** en contextos de emergencia o interrupciones de suministro, el vehículo puede alimentar cargas críticas en una vivienda [38].
- **Mayor integración de energías renovables:** al contar con almacenamiento distribuido, es posible absorber excedentes solares o eólicos durante el día e inyectarlos durante la noche [37], [39].

## **Desafíos y desventajas**

A pesar de sus beneficios, la carga bidireccional enfrenta algunas limitaciones relevantes [32]:

- Mayor costo de infraestructura inicial, tanto para el cargador como para los sistemas de control y comunicación [33].
- Desgaste acelerado de la batería, si no se gestiona adecuadamente la frecuencia y profundidad de los ciclos de carga y descarga [40].
- Necesidad de regulación adecuada, ya que las redes eléctricas tradicionales no fueron diseñadas para recibir inyecciones desde múltiples fuentes móviles [36].
- Compatibilidad tecnológica, dado que no todos los modelos de vehículos eléctricos actualmente disponibles permiten operación bidireccional [35].

En el contexto de esta tesis, se implementa un sistema de carga bidireccional en los distintos escenarios simulados, evaluando su impacto sobre la red de distribución, especialmente en términos de tensiones, pérdidas y cargabilidad de las líneas. Asimismo, se analiza cómo esta tecnología, en combinación con una gestión inteligente horaria, puede contribuir a reducir los efectos negativos de una alta penetración vehicular, al suavizar picos de demanda y mejorar la utilización de la infraestructura existente.



### 3. Electromovilidad y sus consecuencias

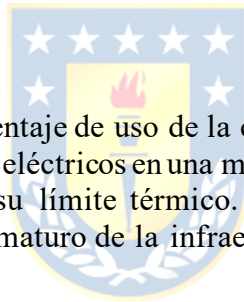
---

La electromovilidad se entiende como el proceso de transformación del sector transporte mediante la adopción de tecnologías eléctricas para la propulsión vehicular, reemplazando parcial o totalmente los motores de combustión interna por motores eléctricos alimentados por baterías recargables [41]. Este cambio estructural no solo implica la incorporación de vehículos eléctricos (VE's) en la movilidad urbana e interurbana, sino también el desarrollo de una infraestructura eléctrica y digital capaz de abastecer, controlar y gestionar adecuadamente la demanda energética asociada a esta nueva modalidad de transporte [42]. La electromovilidad se presenta, por tanto, como una estrategia clave para avanzar hacia un modelo de desarrollo más sostenible, al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, disminuir la contaminación local en las ciudades, aumentar la eficiencia energética del transporte y diversificar la matriz energética con una mayor participación de fuentes renovables [43].

Sin embargo, la masificación de vehículos eléctricos conlleva importantes desafíos para los sistemas de distribución eléctrica, que históricamente no fueron diseñados para soportar flujos de energía tan variables ni concentraciones significativas de carga en cortos periodos de tiempo [44]. A medida que aumenta la penetración de estos vehículos, se generan impactos directos sobre parámetros fundamentales del sistema, tales como:

- **Cargabilidad de las líneas:**

La cargabilidad corresponde al porcentaje de uso de la capacidad máxima de una línea eléctrica. Cuando se conectan múltiples vehículos eléctricos en una misma zona, la corriente que circula por las líneas aumenta, pudiendo sobrepasar su límite térmico. Esto puede provocar recalentamientos, disparos por protección o deterioro prematuro de la infraestructura, especialmente si no existe una gestión horaria adecuada [45].



- **Perfil de tensión:**

El aumento de demanda asociado al funcionamiento simultáneo de cargadores de vehículos eléctricos puede provocar caídas de tensión en las barras ubicadas hacia el extremo del alimentador o en aquellas que presentan una mayor impedancia equivalente. Esto compromete la calidad del suministro y puede llevar a que ciertos usuarios operen fuera de los rangos normativos permitidos. El efecto se intensifica cuando se utilizan cargadores de alta potencia sin esquemas adecuados de coordinación [46].

- **Pérdidas técnicas:**

Las pérdidas técnicas aumentan con el cuadrado de la corriente. Por tanto, al elevarse el consumo por la carga de VE's, también crecen las pérdidas por efecto Joule en las líneas y transformadores. Esto reduce la eficiencia del sistema y puede generar sobrecostos energéticos, especialmente en redes con largos tramos o baja sección conductora [47].

- **Capacidad de transformadores:**

Los transformadores pueden sobrecargarse si la demanda por carga vehicular supera su potencia nominal. Esto reduce su vida útil y aumenta el riesgo de fallas térmicas. En sectores residenciales, la acumulación de vehículos conectados en simultáneo puede triplicar la carga esperada, obligando a reforzar o redistribuir la infraestructura [48].

- **Factor de potencia:**

Muchos cargadores no trabajan con un factor de potencia cercano a la unidad, lo que implica una mayor demanda de potencia reactiva. Esto puede afectar la regulación de tensión, generar penalizaciones y sobrecargar equipos. La bidireccionalidad puede agravar este efecto si no se controlan adecuadamente los intercambios de potencia reactiva [49].

- **Estabilidad operativa:**

La conexión masiva de vehículos eléctricos sin control puede generar oscilaciones de tensión y frecuencia en el sistema, afectando la estabilidad operativa. Cambios repentinos en la carga o inyecciones descoordinadas pueden activar protecciones o producir colapsos locales, lo que hace necesario el monitoreo y control dinámico de la operación [50].

- **Calidad de energía:**

Los cargadores de vehículos eléctricos utilizan electrónica de potencia que puede introducir armónicos en la red. Estos afectan la forma de onda de la tensión, provocando calentamiento de equipos, errores de medición y fallas en dispositivos sensibles. El problema se intensifica cuando se acumulan múltiples cargadores sin filtros adecuados [51].

### 3.1. Electromovilidad en Chile

En los últimos años, Chile ha mostrado un avance significativo en materia de electromovilidad, posicionándose como uno de los países líderes en esta materia dentro de América Latina [52]. Este crecimiento se ha visto reflejado tanto en el número de vehículos eléctricos circulando como en la expansión de la infraestructura de carga a nivel nacional [53].

Durante el año 2024, se vendieron 4.507 vehículos eléctricos, lo que representa un incremento del 183 % respecto al año anterior, marcando un récord histórico en el país [54]. Solo en el primer trimestre de 2025, ya se han registrado 6.137 unidades nuevas de vehículos cero o bajas emisiones, lo que equivale a un aumento del 142 % en comparación con el mismo periodo del año anterior [54]. Actualmente, se estima que circulan cerca de 9.000 vehículos eléctricos, lo que representa un crecimiento interanual del 126 % [55]. Según proyecciones de la Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC), se espera que las ventas lleguen a 20.000 unidades hacia fines de este año [56].

En paralelo, la infraestructura de carga también ha crecido notablemente. Mientras que en 2018 existían solo 24 puntos de recarga en todo el país, actualmente se contabilizan más de 3.600 estaciones de carga públicas y privadas [57], de las cuales cerca del 80 % corresponde a cargadores rápidos o ultra rápidos, una proporción incluso superior al promedio europeo [58]. Según cifras del Ministerio de Energía, hasta septiembre de 2024 había 1.810 instalaciones de carga registradas, con 206 cargadores públicos y 691 privados [59].

Desde el punto de vista institucional, en enero de 2025 se firmó un Acuerdo Público Privado por la Electromovilidad, que agrupa a 175 organizaciones del mundo público, privado y académico, con el objetivo de seguir promoviendo esta tecnología a nivel nacional [60]. Además, la Estrategia Nacional de Electromovilidad, publicada en 2021, establece metas ambiciosas como eliminar gradualmente la venta de vehículos a combustión interna a partir del año 2035, y electrificar la totalidad del transporte público urbano hacia 2040 [61].

Entre los factores que han favorecido este avance destacan la mayor oferta de modelos eléctricos disponibles en el país, la disminución progresiva de los precios de venta, con vehículos eléctricos por debajo de los 35 millones de pesos, y beneficios regulatorios como la exención del impuesto verde o rebajas en el permiso de circulación [56], [61].

A pesar de estos avances, la electromovilidad en Chile aún enfrenta desafíos importantes, como la expansión de cargadores en zonas rurales, la regulación para el reciclaje de baterías, la interoperabilidad de sistemas de carga y la integración masiva en redes eléctricas locales [52], [59]. No obstante, los avances obtenidos hasta ahora muestran una tendencia clara de crecimiento sostenido, que exige preparar el sistema de distribución para enfrentar los retos técnicos asociados a una transición energética real y profunda.

## 4. Gestión de carga y control horario

---

La creciente penetración de vehículos eléctricos en los sistemas de distribución hace necesaria la implementación de estrategias de gestión de carga que permitan coordinar y regular la demanda asociada a su recarga [62]. La gestión de carga se entiende como el conjunto de acciones destinadas a organizar, limitar o redistribuir la potencia consumida o entregada por los cargadores, con el fin de evitar sobrecargas, mejorar los perfiles de tensión y optimizar la utilización de la infraestructura existente [63]. Esta necesidad se vuelve más relevante cuando la conexión simultánea de múltiples cargadores altera los patrones tradicionales de consumo del sistema [64].

En el caso de esta memoria, la gestión de carga incorpora además el uso de cargas bidireccionales, es decir, vehículos eléctricos capaces tanto de absorber energía desde la red como de inyectarla cuando las condiciones del sistema lo permiten [65]. Esta característica añade una dimensión adicional al proceso de gestión, ya que no solo se controla el momento en que los vehículos cargan, sino también los periodos en los que pueden entregar energía para apoyar al sistema durante situaciones de alta demanda o condiciones desfavorables de operación [66].

Con este propósito, se implementa un esquema de gestión por control horario, el cual se basa en la definición de ventanas temporales de carga y descarga [67]. Bajo este enfoque, los vehículos eléctricos operan en función de bloques horarios previamente establecidos, tales como valle, llano y punta, lo que permite desplazar la demanda hacia momentos de menor estrés para la red y, en escenarios bidireccionales, habilitar la entrega de energía en horarios donde el sistema presenta mayor exigencia [68]. Este método no requiere comunicación avanzada en tiempo real, sino la programación de intervalos de actividad que regulan el comportamiento conjunto de los vehículos eléctricos [69].

La aplicación de esta estrategia se realiza mediante escenarios simulados en DigSilent PowerFactory, donde se modelan cargas unidireccionales y bidireccionales bajo distintos patrones horarios. Esto permite evaluar el impacto del control horario sobre parámetros críticos del sistema, tales como tensiones, pérdidas técnicas y cargabilidad [70]. De este modo, la gestión de carga implementada se convierte en una herramienta fundamental para analizar alternativas operativas en redes con alta penetración vehicular y con capacidad de interacción bidireccional.

### 4.1. Control horario

El control horario corresponde a una estrategia de gestión que regula la operación de los vehículos eléctricos mediante la asignación de periodos temporales definidos, con el objetivo de redistribuir la demanda asociada a su carga y, en escenarios bidireccionales, coordinar también la inyección de energía hacia la red [67], [68]. Esta técnica permite evitar que los vehículos carguen simultáneamente en momentos de alta demanda, reduciendo así el riesgo de sobrecargas, caídas de tensión y un aumento excesivo en la potencia máxima del alimentador [64]. En sistemas de distribución con capacidad limitada, el control horario se convierte en una herramienta fundamental para organizar el comportamiento del parque vehicular sin necesidad de incorporar sistemas avanzados de comunicación en tiempo real [69].

Para esta memoria se establecen tres escenarios representativos, definidos de acuerdo con la distribución típica del consumo eléctrico durante el día: valle, llano y punta [71].

- **Periodo valle (00:00–08:00):** se caracteriza por una baja demanda en la red, lo que lo convierte en el intervalo más adecuado para habilitar la carga masiva de vehículos eléctricos sin comprometer la operación del sistema [62].
- **Periodo llano (08:00–18:00):** presenta una demanda intermedia, donde la red opera de manera estable, pero sin excesos de capacidad disponible [71].
- **Periodo punta (18:00–24:00):** corresponde al momento de mayor exigencia del sistema, en el cual el uso simultáneo de cargadores puede generar impactos significativos, por lo que se restringe o limita la carga y, en escenarios bidireccionales, incluso puede habilitarse la inyección de energía hacia la red [65], [68].

La implementación del control horario en las simulaciones se basa en dos coeficientes:  $\beta$  (beta) y  $\gamma$  (gamma), los cuales permiten ajustar dinámicamente el comportamiento del parque vehicular en cada uno de los periodos definidos. El coeficiente  $\beta$  representa el grado de participación, es decir, la proporción de vehículos eléctricos que se encuentran conectados a la red en un intervalo determinado [72]. El coeficiente  $\gamma$ , en cambio, determina el tipo de operación que realizan los vehículos conectados, donde valores positivos representan procesos de carga y valores negativos condiciones de inyección bidireccional hacia la red [65], [66].

En DigSilent PowerFactory, estos coeficientes se aplican directamente sobre las cargas bidireccionales que representan a los vehículos eléctricos, modificando su potencia activa y el sentido del flujo según el intervalo horario. Esto permite evaluar cómo la redistribución temporal de la demanda y la incorporación de inyección en periodos críticos afectan parámetros clave del sistema, tales como los perfiles de tensión, las pérdidas técnicas y la cargabilidad de líneas y transformadores [70]. De esta manera, el control horario constituye un elemento central para analizar alternativas operativas en sistemas con creciente penetración de electromovilidad.

## 5. Metodología

---

### 5.1. Enfoque metodológico

La presente investigación se desarrolla mediante un enfoque de simulación eléctrica aplicado a sistemas de distribución de energía. El objetivo metodológico consiste en evaluar el impacto de la incorporación progresiva de vehículos eléctricos sobre el desempeño operativo de una red de distribución, considerando tanto escenarios de carga convencional como escenarios con operación bidireccional (Vehicle-to-Grid, V2G) y gestión horaria de la carga.

Para ello se emplea el software de simulación eléctrica **DIgSILENT PowerFactory**, herramienta ampliamente utilizada en estudios de planificación y operación de sistemas eléctricos. A través de este software se modelan las condiciones eléctricas del sistema bajo distintos niveles de penetración de vehículos eléctricos, permitiendo analizar variables relevantes como flujos de potencia, perfiles de tensión, pérdidas eléctricas y niveles de cargabilidad de los elementos de la red.

La metodología se basa en la comparación sistemática de distintos escenarios de operación, con el fin de identificar las variaciones que produce la incorporación de vehículos eléctricos y evaluar si dichas variaciones generan condiciones operativas favorables o desfavorables para el sistema de distribución.

### 5.2. Definición de escenarios de penetración

Para evaluar el impacto de la electromovilidad se definieron distintos escenarios de penetración vehicular eléctrica dentro del sistema de distribución analizado. Estos escenarios representan distintos niveles de adopción de vehículos eléctricos en el parque automotriz y permiten analizar cómo evoluciona el comportamiento del sistema eléctrico a medida que aumenta la demanda asociada a la carga de baterías.

Los niveles de penetración considerados en el estudio corresponden a:

- 10 % de penetración vehicular
- 25 % de penetración vehicular
- 50 % de penetración vehicular
- 75 % de penetración vehicular
- 100 % de penetración vehicular

Cada escenario fue simulado considerando la conexión de los vehículos eléctricos en diferentes barras del sistema, manteniendo criterios de distribución representativos de zonas residenciales, comerciales e industriales. De esta forma, los distintos niveles de penetración permiten analizar el comportamiento del sistema bajo condiciones de crecimiento progresivo de la electromovilidad.

### 5.3. Modelación de los vehículos eléctricos

En el modelo de simulación, los vehículos eléctricos se representan como cargas conectadas a las barras del sistema de distribución. Cada vehículo eléctrico se modela considerando una potencia de carga representativa de sistemas de carga domiciliar de nivel 2, con una potencia activa aproximada de 7,4 kW por vehículo.

En los escenarios con operación bidireccional, los vehículos eléctricos pueden tanto consumir energía desde la red como inyectar energía hacia ella, representando el funcionamiento del esquema Vehicle-to-Grid (V2G). Esta capacidad permite evaluar el efecto potencial de los vehículos eléctricos como recursos energéticos distribuidos capaces de apoyar la operación del sistema eléctrico en determinados periodos del día.

### 5.4. Estrategia de gestión horaria de la carga

Además de los escenarios de carga directa, el estudio incorpora una estrategia de gestión horaria de la carga de los vehículos eléctricos. Esta estrategia consiste en distribuir la carga y descarga de los vehículos eléctricos en distintos periodos del día, considerando los bloques horarios típicos utilizados en sistemas tarifarios eléctricos: horario valle, horario llano y horario punta.

Durante el horario valle se favorece la carga de los vehículos eléctricos, aprovechando la menor demanda del sistema. En cambio, durante el horario punta se permite la inyección de energía desde los vehículos hacia la red, contribuyendo a reducir la demanda neta del sistema en los periodos de mayor consumo.

Este enfoque permite evaluar cómo la gestión horaria de la carga puede contribuir a mejorar el desempeño operativo del sistema de distribución frente a altos niveles de penetración de vehículos eléctricos.

### 5.5. Indicadores de evaluación del sistema (KPI)

Para evaluar el desempeño del sistema eléctrico bajo los distintos escenarios simulados, se definieron una serie de **indicadores clave de desempeño (Key Performance Indicators, KPI)**. Estos indicadores permiten comparar los resultados obtenidos en cada escenario y determinar si las condiciones de operación del sistema son adecuadas o presentan riesgos para la red de distribución.

Los indicadores utilizados en este estudio son los siguientes:

- **Perfil de tensión**

El perfil de tensión permite evaluar si los niveles de voltaje en las barras del sistema se mantienen dentro de rangos aceptables de operación. De acuerdo con criterios habituales de operación en redes de distribución, se considera que el sistema opera en condiciones adecuadas cuando las tensiones se mantienen dentro del rango aproximado de:

$$0,95 \text{ p.u.} \leq V \leq 1,05 \text{ p.u.}$$

Valores fuera de este rango pueden indicar problemas de regulación de tensión o sobrecarga en ciertos sectores de la red.

- **Cargabilidad de líneas**

La cargabilidad de las líneas representa el nivel de utilización de los conductores de la red respecto de su capacidad máxima de transporte de potencia. Este indicador permite identificar posibles condiciones de sobrecarga que puedan comprometer la seguridad o continuidad del suministro eléctrico.

Se considera que una línea opera dentro de condiciones aceptables cuando su cargabilidad se mantiene por debajo del 100 % de su capacidad térmica. Valores cercanos o superiores a este límite indican posibles riesgos de sobrecarga.

- **Pérdidas eléctricas del sistema**

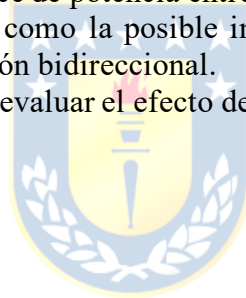
Las pérdidas eléctricas representan la energía disipada en los conductores y equipos de la red debido al flujo de corriente. Este indicador permite evaluar la eficiencia del sistema eléctrico bajo los distintos escenarios simulados.

La comparación de las pérdidas entre escenarios permite identificar si la incorporación de vehículos eléctricos y la aplicación de estrategias de gestión de carga contribuyen a aumentar o reducir las pérdidas del sistema.

- **Potencia intercambiada con la red**

Este indicador permite analizar el balance de potencia entre el sistema de distribución y la red aguas arriba, considerando tanto el consumo como la posible inyección de energía desde los vehículos eléctricos en los escenarios con operación bidireccional.

La variación de este parámetro permite evaluar el efecto de la electromovilidad y del esquema V2G sobre la demanda neta del sistema.



Con el fin de evaluar de manera sistemática el desempeño del sistema eléctrico bajo los distintos escenarios simulados, se definieron una serie de indicadores clave de desempeño (Key Performance Indicators, KPI). Estos indicadores permiten comparar objetivamente los resultados obtenidos en cada escenario y determinar si la operación del sistema se mantiene dentro de condiciones aceptables desde el punto de vista técnico. La Tabla 2 presenta los indicadores utilizados en este estudio junto con sus respectivos criterios de evaluación y umbrales de referencia.

Indicador (KPI)	Descripción	Criterios de evaluación	Umbral de preferencia
Perfil de tensión	Evalúa los niveles de tensión en las barras del sistema de distribución para verificar si se mantienen dentro de rangos adecuados de operación.	El sistema se considera operando correctamente cuando las tensiones se mantienen dentro del rango permitido para redes de distribución.	$0,95 \text{ p.u.} \leq V \leq 1,05 \text{ p.u.}$
Cargabilidad de líneas	Representa el nivel de utilización de las líneas respecto de su capacidad térmica máxima. Permite identificar posibles condiciones de sobrecarga en la red.	Valores cercanos o superiores al límite térmico indican condiciones críticas de operación del sistema.	Cargabilidad $\leq 100 \%$
Pérdidas eléctricas del sistema	Corresponde a la potencia disipada en los conductores y equipos debido al flujo de corriente en el sistema.	Escenarios con menores pérdidas se consideran más eficientes desde el punto de vista energético.	Comparación relativa entre escenarios
Potencia intercambiada con la red externa	Indica la potencia activa que el sistema de distribución demanda o inyecta hacia la red aguas arriba.	Permite evaluar cómo la incorporación de vehículos eléctricos modifica la demanda neta del sistema.	Comparación relativa entre escenarios
Potencia máxima demandada	Representa el nivel máximo de potencia activa requerida por el sistema durante la simulación.	Permite identificar posibles incrementos en la demanda punta asociados a la carga de vehículos eléctricos.	Comparación entre escenarios con y sin gestión

Tabla 2: Indicadores de desempeño utilizados para la evaluación de los escenarios

## 6. Modelo de prueba IEEE 13 Node Test Feeder

El IEEE 13 Node Test Feeder corresponde a un modelo de prueba ampliamente utilizado en estudios eléctricos, ya que representa una red de distribución típica de media tensión operando a 4,16 kV [73]. Este sistema, desarrollado por el subcomité de análisis de sistemas de distribución del IEEE, tiene como propósito proporcionar un entorno estandarizado que permita evaluar metodologías de simulación, técnicas de control y análisis de desempeño en condiciones cercanas a una red real [74]. Su diseño incorpora elementos característicos de los alimentadores urbanos, tales como cargas desequilibradas, fases faltantes, ramales de distinta configuración y dispositivos de compensación, lo que lo convierte en una herramienta robusta para estudiar fenómenos eléctricos complejos [73].

Para esta memoria, el uso del IEEE 13 nodos ofrece beneficios significativos, ya que permite analizar el impacto de la penetración de vehículos eléctricos y la implementación de estrategias de gestión de carga en un entorno controlado, bien documentado y replicable [75]. Su nivel de complejidad, superior al de otros modelos simplificados, facilita la identificación de variaciones en tensión, pérdidas técnicas, cargabilidad y comportamiento del sistema frente a la operación de cargas bidireccionales. Además, su estructura compacta reduce los tiempos de simulación sin sacrificar la representatividad de los resultados.

La Figura 4 muestra el modelo IEEE 13 nodos implementado en DigSilent PowerFactory, donde se observan los principales componentes del alimentador, incluyendo líneas, transformadores, cargas distribuidas y elementos de operación. Esta representación constituye la base para el desarrollo de las simulaciones realizadas en esta memoria.

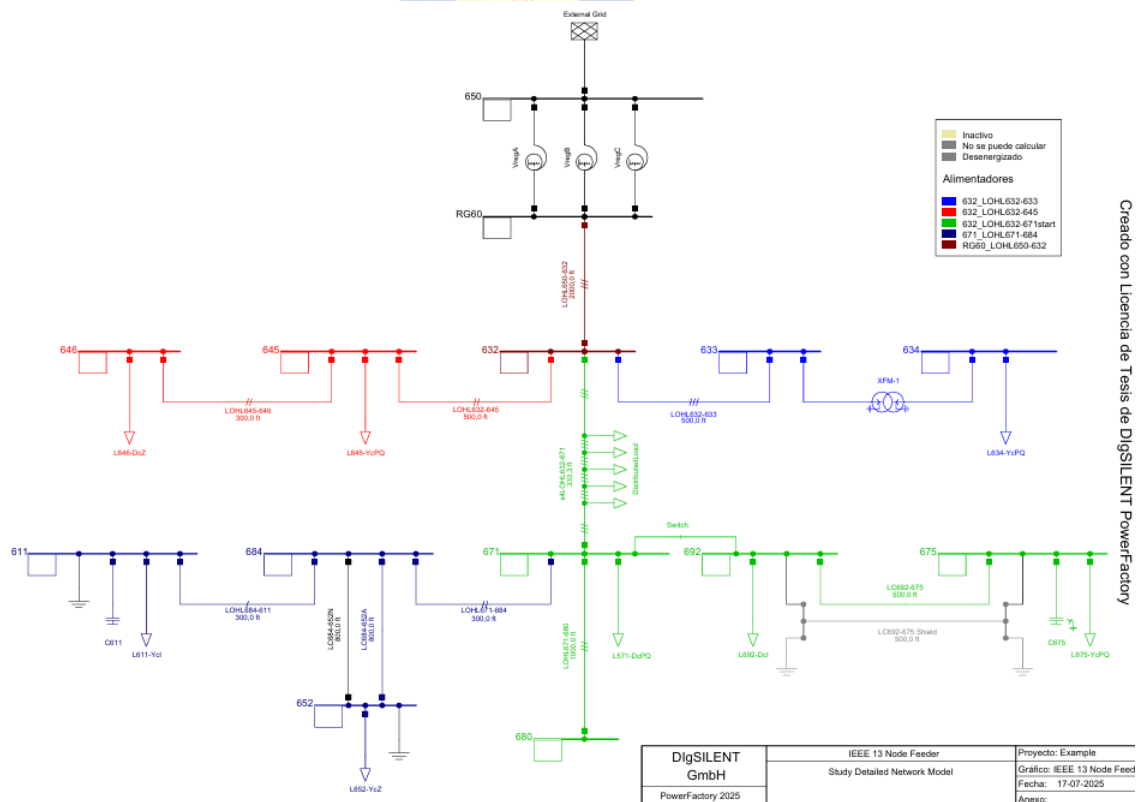


Figura 4: Sistema IEEE 13 nodos: fuente: imagen propia extraída de DigSilent

## 6.1. Configuración del sistema

En redes de distribución reales se encuentran diversos tipos de carga que pueden representar de manera distinta la relación entre tensión y potencia consumida [76]. Los modelos más utilizados en la literatura técnica corresponden al modelo PQ, en el que la potencia activa y reactiva permanecen constantes; el modelo impedancia constante, donde la corriente varía proporcionalmente con la tensión; y el modelo ZIP, que combina componentes de potencia constante, corriente e impedancia constantes para reproducir comportamientos más complejos de la demanda [77]. De estos modelos, el más empleado en estudios de flujo de carga es el tipo PQ, dado que permite representar adecuadamente cargas residenciales, comerciales e industriales bajo condiciones nominales de operación [78], y es el que se implementa en esta memoria para asegurar coherencia con la metodología de simulación considerada.

En el contexto chileno, la caracterización de la demanda eléctrica se rige por los lineamientos establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTCSE) y por criterios definidos en los Estándares Técnicos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), los cuales describen perfiles típicos de consumo y parámetros de operación para sistemas de distribución [79]. Asimismo, los manuales de diseño y operación de empresas distribuidoras como CGE, ENEL y SAESA incorporan clasificaciones prácticas para cargas residenciales, comerciales e industriales, definiendo rangos de potencia, factores de carga y factores de potencia característicos [80].

Adicionalmente, para la definición de las cargas utilizadas en este estudio, se emplearon datos reales obtenidos a partir de mediciones de medidores inteligentes, los cuales permiten identificar distintos perfiles de consumo representativos de clientes finales. Esta información fue utilizada como base para validar y ajustar los valores de potencia activa y reactiva asignados a cada barra del sistema, de modo que el modelo represente de manera realista la magnitud y el comportamiento típico de la demanda observada en redes de distribución urbanas chilenas.

En DigSilent PowerFactory, estos modelos se implementan mediante cargas estáticas tipo PQ, asignando a cada barra potencias activas y reactivas representativas del tipo de usuario asociado [75]. Además, se configura su conexión monofásica o trifásica según la estructura del sistema, lo que permite reproducir el desbalance propio de redes reales de distribución [76]. De este modo, la simulación se alinea tanto con la teoría de modelos de carga ampliamente reconocida como con los criterios normativos y operativos vigentes en el sistema eléctrico chileno.

La Tabla 3 presenta explícitamente la distribución de las cargas fijas asignadas al sistema de prueba, detallando para cada barra su tensión nominal, la potencia activa y reactiva conectada, y el tipo de carga que representa dentro del modelo. Esta configuración permite reproducir condiciones propias de redes de distribución chilenas, incorporando cargas residenciales, comerciales e industriales con magnitudes coherentes a su función dentro del sistema. En este sentido, la Tabla 3 resume la caracterización de la demanda utilizada en las simulaciones y constituye el punto de partida para la evaluación del impacto de la penetración de vehículos eléctricos y la aplicación de estrategias de gestión de carga.

.

.

- **Barras:**

Barra	Tensión nominal (kV)	Potencias activas de cargas fijas establecidas en la barra (kW)	Potencias reactivas de cargas fijas establecidas en la barra (kVAr)	Función
632	4,16	180	59,2	Residencial
633	4,16	300	98,6	Comercial Densa
634	0,48	150	54,4	Comercial leve
645	4,16	150	49,3	Residencial
646	4,16	100	32,9	Residencial
671	4,16	350	127	Residencial y Comercial
684	4,16	150	54,4	Residencial
611	4,16	100	32,9	Industrial
692	4,16	0	0	Barra de paso
675	4,16	600	237,1	Industrial densa
680	4,16	100	32,9	Residencial
652	4,16	150	49,3	Residencial

*Tabla 3: Distribución de cargas fijas en IEEE 13 nodos*

### 6.1.1 Asignación de potencias

La asignación de potencias activas y reactivas en cada barra del sistema se realiza tomando como referencia las características típicas de consumo observadas en redes de distribución chilenas [81]. Para ello, se consideran los lineamientos de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTCSE), los perfiles de demanda publicados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y los criterios operativos utilizados por empresas distribuidoras nacionales como CGE, SAESA y ENEL, donde se diferencian claramente los patrones de carga residencial, comercial e industrial [82]. Estas fuentes permiten definir rangos de potencia coherentes con condiciones reales presentes en zonas urbanas del país.

- **Potencia activa (kW)**

La potencia activa asignada en cada barra se determina en función del tipo de usuario representado. En sectores residenciales, se utilizan valores entre 100 y 180 kW, consistentes con consumos agregados de aproximadamente 25 a 50 viviendas, considerando un consumo medio por hogar entre 4 y 6 kW en condiciones de demanda máxima, según registros de la SEC y la Comisión Nacional de Energía (CNE) [83]. Para zonas comerciales se establecen potencias entre 150 y 300 kW, rango habitual para establecimientos como minimarkets, pequeños comercios o servicios básicos [84]. En el caso de áreas industriales, como la barra 675, se asignan cargas del orden de 600 kW, representativas de procesos productivos con maquinaria de alta demanda, en concordancia con catálogos de potencias de clientes regulados industriales suministrados por las empresas distribuidoras [85].

- **Potencia reactiva (kVAr)**

La potencia reactiva se calcula a partir de factores de potencia entre 0,93 y 0,95, valores que se consideran representativos para clientes residenciales y comerciales que no disponen de sistemas de compensación, según lo establecido en la normativa tarifaria y reportes técnicos del Coordinador Eléctrico Nacional [79]. Estas cargas suelen operar con un desfase natural entre corriente y tensión debido a la presencia de electrodomésticos, iluminación y motores pequeños, lo que justifica utilizar rangos de factor de potencia similares a los detallados en estudios internacionales como IEEE Std 141 (Red Book) [86].

Las cargas se implementan en DigSilent PowerFactory mediante el modelo de potencia activa y reactiva constantes (PQ), el cual forma parte de la categoría de cargas estáticas ampliamente utilizadas en estudios de flujo de potencia [76]. Este modelo reproduce adecuadamente el comportamiento de cargas residenciales y comerciales bajo condiciones de operación nominal, donde la potencia activa y reactiva permanecen estables frente a variaciones moderadas de tensión. Su utilización permite mantener una representación simple y numéricamente estable del sistema, reduciendo no linealidades y facilitando la convergencia en escenarios exigentes como los que incorporan vehículos eléctricos y cargas bidireccionales.

La Tabla 4 presenta la configuración de las líneas del sistema IEEE 13 nodos, detallando las longitudes asignadas a cada tramo y su correspondiente capacidad térmica. Estos valores se definen con el propósito de representar adecuadamente las características físicas y operativas de un alimentador de media tensión, permitiendo evaluar de manera realista el comportamiento del sistema frente a distintos niveles de demanda y a la incorporación de vehículos eléctricos.

- **Líneas:**

Líneas (barra – barra)	Longitud [m]	Capacidad térmica [MVA]
1 (RG60-632)	1000	16,7
2 (632-634)	400	5,257
3 (632-645)	800	5,257
4 (645-646)	600	5,257
5 (632-671)	1200	5,257
6 (671-692)	600	5,257
7 (692-675)	800	11
8 (671-684)	700	11
9 (684-611)	900	5,257
10 (684-652)	1100	5,257
11 (671-680)	1000	5,257

*Tabla 4: Configuración de líneas IEEE 13 nodos*

Las longitudes asignadas a los tramos de línea se determinan tomando como referencia los rangos típicos utilizados en alimentadores de media tensión en redes de distribución urbanas [87]. En Chile, los manuales de diseño de CGE, ENEL y SAESA establecen que los alimentadores primarios suelen presentar distancias entre 600 y 1500 metros por tramo, dependiendo de la densidad urbana y de la ubicación de los transformadores de distribución [88]. La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTCSE, 2023) también menciona que los alimentadores urbanos suelen estar compuestos por ramales cuya extensión individual se encuentra dentro de este orden de magnitud [79]. Sobre esta base, se asignan longitudes entre 400 y 1200 m, con el fin de reproducir distancias compatibles con redes reales y permitir un análisis adecuado de caídas de tensión y pérdidas.

Tramos como RG60–632 se modelan con 1000 m, valor coherente con la distancia típica entre una subestación primaria y el primer nodo de un alimentador, según los criterios de diseño reportados por ENEL Distribución [89]. Las longitudes más cortas, entre 400 y 600 m, representan segmentos internos de zonas residenciales o comerciales, mientras que las longitudes superiores a 1000 m reflejan ramales que alimentan sectores más periféricos o con menor densidad de carga, tal como se describe en los manuales de configuración de redes de SAESA y CGE [88].

Respecto a la capacidad térmica de las líneas, los valores asignados se estiman con base en corrientes de operación típicas para conductores empleados en redes de media tensión [90]. Para ello se consideran los límites térmicos especificados en IEC 60287 (para cables aislados) y IEEE Std 738 (para líneas aéreas), los cuales establecen corrientes máximas admisibles en función del material del conductor, la temperatura ambiente, la capacidad de disipación térmica y las condiciones de instalación [91], [92]. A partir de estas corrientes nominales se obtiene la potencia aparente máxima mediante la relación trifásica:

$$S = \frac{\sqrt{3} * V_{línea} * I}{1.000}$$

Donde  $S$  corresponde a la potencia aparente en MVA,  $V_{línea}$  a la tensión entre líneas expresada en kV, e  $I$  a la corriente nominal del conductor en amperes. El factor de división por 1000 permite convertir el resultado desde kVA a MVA, manteniendo coherencia dimensional con las unidades empleadas en el modelo.

- $V_{línea}$  [kV]= Tensión entre líneas.
- $I$  [A] = Corriente nominal del conductor.

Esta expresión no determina por sí misma la capacidad térmica, sino que permite expresar en MVA el límite de transporte asociado a la corriente máxima del conductor previamente definida por la normativa. De este modo, las capacidades térmicas asignadas en la Tabla 4 se encuentran alineadas con los rangos de operación permitidos para conductores utilizados en redes de distribución chilenas y cumplen con los requisitos establecidos por los estándares internacionales correspondientes.

## 6.2. Escenarios de penetración

A continuación, se describen los escenarios de penetración vehicular implementados en el sistema de prueba, con el propósito de evaluar cómo un entorno controlado responde ante distintos niveles de incorporación de vehículos eléctricos, alcanzando hasta un 50 % de penetración [93]. Asimismo, se analiza el efecto de incorporar la bidireccionalidad dentro del sistema, comparando su comportamiento con respecto a los escenarios en los que la carga opera de manera únicamente unidireccional [94].

Para este estudio se considera una flota vehicular modelada compuesta por 168 vehículos eléctricos, número definido con el objetivo de representar un parque vehicular acotado y compatible con la capacidad del sistema IEEE de 13 nodos. Esta flota no corresponde a un conjunto real de vehículos, sino a una representación sintética construida con fines de simulación, que permite analizar de forma controlada distintos niveles de penetración de vehículos eléctricos dentro del sistema, incrementando su incorporación de manera escalonada [95]. Cada vehículo eléctrico se modela con una potencia activa nominal de 7,4 kW, valor que corresponde a la potencia típica de cargadores AC monofásicos residenciales de 32 A y 230 V, ampliamente utilizados bajo los modos de carga 2 y 3 según la norma IEC 61851 [96].

En la práctica, la potencia demandada por un vehículo eléctrico varía durante el proceso de carga en función del estado de la batería y del control interno del cargador; sin embargo, para efectos de un análisis de flujo de potencia en estado estacionario, se adopta una aproximación de potencia constante igual a la potencia nominal del equipo [97]. Esta simplificación metodológica es habitual en estudios de redes de distribución y permite representar una condición de operación cercana a la demanda máxima, evaluando así el impacto del parque vehicular bajo un escenario crítico pero técnicamente razonable [98].

Adicionalmente, se asigna a cada vehículo una potencia reactiva de 1,5 kVAr, con el fin de representar el comportamiento del convertidor electrónico asociado al cargador, el cual opera con un factor de potencia ligeramente inferior a la unidad en ausencia de un sistema explícito de compensación de potencia reactiva o corrección del factor de potencia [99]. Si bien el vehículo eléctrico no gestiona directamente la potencia reactiva, esta consideración permite reproducir de manera más realista el efecto del conjunto cargador-vehículo sobre la red de distribución y, al mismo tiempo, mantener una formulación numéricamente estable de los flujos de potencia en los distintos escenarios de carga elevada [100].

### 6.2.1. 10% de penetración

En el escenario correspondiente a un 10 % de penetración de vehículos eléctricos, se asigna un número reducido de cargas vehiculares distribuidas en distintas barras del sistema, con el objetivo de representar una etapa inicial de adopción de la electromovilidad. La Tabla 5 presenta la distribución de los vehículos eléctricos considerados en este escenario, indicando para cada barra el número de vehículos asignados y las potencias activa y reactiva asociadas, de acuerdo con los parámetros de modelación definidos previamente.

10% de penetración			
Barra	VE's asignados	P activa [kW]	P reactiva [kVAr]
632	2	14,8	3
633	1	7,4	1,5
634	1	7,4	1,5
645	1	7,4	1,5
646	1	7,4	1,5
671	3	22,2	4,5
675	2	14,8	3
684	1	7,4	1,5
652	1	7,4	1,5
611	1	7,4	1,5
680	1	7,4	1,5

Tabla 5: Distribución vehicular - caso 10% de penetración

### 6.2.2. 25% de penetración

En el escenario correspondiente a un 25 % de penetración de vehículos eléctricos, se incrementa de manera significativa el número de cargas vehiculares conectadas al sistema, manteniendo el mismo criterio de distribución espacial definido para el escenario base. Este caso permite analizar el impacto de una adopción intermedia de la electromovilidad sobre la red de distribución, evaluando los efectos del aumento de demanda activa y reactiva asociados a la incorporación de nuevos puntos de carga. La Tabla 6 presenta la distribución de los vehículos eléctricos considerados en este escenario, indicando para cada barra el número de vehículos asignados y las potencias activa y reactiva resultantes, calculadas a partir de los parámetros de carga definidos previamente.

25% de penetración			
Barra	VE's asignados	P activa [kW]	P reactiva [kVAr]
632	5	37	7,5
633	3	22,2	4,5
634	3	22,2	4,5
645	3	22,2	4,5
646	3	22,2	4,5
671	8	59,2	12
675	5	37	7,5
684	3	22,2	4,5
652	3	22,2	4,5
611	3	22,2	4,5
680	3	22,2	4,5

Tabla 6: Distribución vehicular - caso 25% de penetración

### 6.2.3. 50% de penetración

El escenario correspondiente a un 50 % de penetración de vehículos eléctricos representa una condición de alta incorporación de carga vehicular en el sistema de distribución, en la cual el número de vehículos conectados se incrementa de manera proporcional en las barras previamente seleccionadas. Este escenario permite evaluar el comportamiento de la red ante niveles elevados de demanda adicional, analizando posibles efectos sobre los perfiles de tensión, la cargabilidad de las líneas y las pérdidas del sistema. La Tabla 7 presenta la distribución de los vehículos eléctricos considerados en este escenario, indicando para cada barra el número de vehículos asignados y las potencias activa y reactiva asociadas, determinadas a partir de los parámetros de modelación definidos en las secciones anteriores.

50% de penetración			
Barra	VE's asignados	P activa [kW]	P reactiva [kVAr]
632	10	74	15
633	6	44,4	9
634	6	44,4	9
645	6	44,4	9
646	6	44,4	9
671	16	118,4	24
675	10	74	15
684	6	44,4	9
652	6	44,4	9
611	6	44,4	9
680	6	44,4	9

Tabla 7: Distribución vehicular - caso 50% de penetración

Cabe señalar que, en los escenarios analizados, el incremento en la penetración de vehículos eléctricos se realiza de manera proporcional en todas las barras seleccionadas del sistema, manteniendo un crecimiento homogéneo del número de vehículos por nodo. Esta decisión metodológica responde al objetivo de aislar el efecto global del nivel de penetración vehicular sobre el sistema de distribución, evitando introducir variaciones adicionales asociadas a patrones espaciales de crecimiento diferenciados.

Si bien este enfoque simplificado implica que los nodos presentan tendencias de comportamiento similares frente al aumento de carga vehicular tal como se observa en los resultados obtenidos, permite evaluar de forma clara y controlada la respuesta eléctrica del sistema ante distintos niveles de adopción de la electromovilidad. No obstante, se reconoce que en redes reales la incorporación de vehículos eléctricos no ocurre de manera uniforme, sino que depende del tipo de usuario, la densidad de carga y las características socioeconómicas del sector, lo que podría dar lugar a comportamientos diferenciados entre nodos.

En este sentido, los escenarios considerados en este estudio representan una aproximación conservadora y controlada, adecuada para el análisis del impacto global de la penetración de vehículos eléctricos, mientras que la evaluación de patrones de crecimiento heterogéneos se plantea como una línea de trabajo futura.

### 6.3. Resultados obtenidos

- Cargabilidad de las líneas:

A continuación, se analizan los resultados asociados a la cargabilidad de las líneas del sistema de distribución para los distintos escenarios de penetración de vehículos eléctricos considerados. Este indicador permite evaluar el nivel de utilización de cada tramo de línea frente al aumento progresivo de la demanda vehicular, identificando aquellos segmentos que podrían aproximarse a sus límites térmicos de operación. La Tabla 8 presenta la cargabilidad porcentual de las líneas para los escenarios de 10 %, 25 % y 50 % de penetración, permitiendo comparar de forma directa el impacto de la incorporación de vehículos eléctricos sobre la infraestructura del sistema.

Líneas	Escenario 10% [%]	Escenario 25% [%]	Escenario 50% [%]
1	44,3	47,6	52,7
2	22,9	24,2	26,1
XFM-1	27,4	29,6	33
3	12,4	13,7	15,7
4	6	6,8	8
5	67,5	72,3	79,8
6	28,1	29	30,5
7	28,3	29,2	30,7
8	18,5	20,3	23
9	4,9	5,5	6,4
10	8,3	9	10
11	5,5	6,1	7,1

*Tabla 8: Cargabilidad de las líneas*

La Figura 5 presenta la cargabilidad porcentual de las líneas del sistema de distribución para los distintos escenarios de penetración vehicular analizados. El eje horizontal representa las líneas del sistema, mientras que el eje vertical indica el porcentaje de utilización de cada línea respecto de su capacidad térmica nominal. Los distintos colores corresponden a los escenarios de 10 %, 25 % y 50 % de penetración de vehículos eléctricos, permitiendo comparar visualmente el efecto del aumento progresivo de la demanda sobre la infraestructura existente.

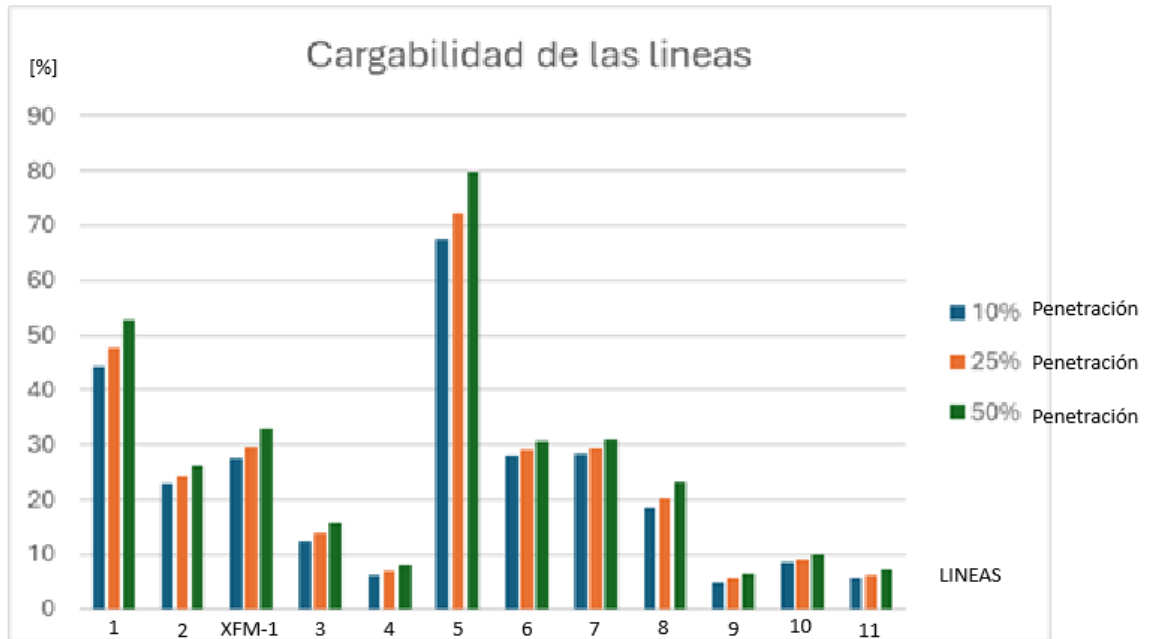


Figura 5: Cargabilidad de las líneas

Cabe destacar que los niveles de penetración vehicular considerados en este estudio (10 %, 25 % y 50 %) no corresponden a proyecciones temporales asociadas a horizontes específicos de corto, mediano o largo plazo, sino que se definen como escenarios técnicos independientes. Su propósito es evaluar de manera progresiva la sensibilidad del sistema de distribución frente a distintos grados de incorporación de vehículos eléctricos, sin asociarlos a un año calendario determinado. Esta aproximación es habitual en estudios de impacto eléctrico, ya que permite identificar umbrales operativos, elementos críticos de la red y tendencias de comportamiento sin depender de supuestos externos sobre la velocidad real de adopción de la electromovilidad, la cual puede variar significativamente según políticas públicas, incentivos económicos y condiciones del mercado.

La incorporación progresiva de vehículos eléctricos al sistema genera un aumento sostenido en la cargabilidad de las líneas de distribución, efecto que se observa de manera consistente en los tres escenarios analizados (10 %, 25 % y 50 % de penetración vehicular). A medida que se incrementa el número de vehículos conectados, la mayoría de los tramos presentan un aumento gradual en su porcentaje de utilización, reflejando una mayor exigencia sobre la infraestructura existente.

La línea que presenta el comportamiento más crítico es la Línea 5, cuya cargabilidad aumenta desde un 67,5 % en el escenario de 10 % hasta un 79,8 % en el escenario de 50 % de penetración vehicular, lo que representa un incremento relativo aproximado del 18 %. Esta evolución confirma que dicho tramo concentra los mayores flujos de potencia del sistema, constituyéndose como un elemento estructuralmente sensible ante aumentos adicionales de demanda. En escenarios de penetración superiores, este comportamiento podría conducir a condiciones cercanas al límite térmico del conductor.

Otras líneas también experimentan incrementos relevantes, aunque de menor magnitud absoluta. La Línea 1 incrementa su cargabilidad desde un 44,3 % hasta un 52,7 %, lo que corresponde a un incremento relativo cercano al 19 %, mientras que la Línea 2 pasa de 22,9 % a 26,1 %, evidenciando un aumento moderado pero consistente con la tendencia general del sistema. De igual

forma, el transformador XFM-1 incrementa su nivel de utilización desde 27,4 % hasta un 33 %, lo que, si bien no alcanza niveles críticos, refleja una tendencia acumulativa que contribuye al aumento de pérdidas y a la reducción de los márgenes operativos del sistema.

En paralelo, los resultados obtenidos a partir de los informes de DigSILENT PowerFactory muestran que el incremento de la cargabilidad se encuentra directamente asociado al aumento de la potencia activa y reactiva total demandada por el sistema. Las pérdidas activas aumentan desde 62,6 kW en el escenario de 10 % hasta 87,8 kW en el escenario de 50 %, lo que corresponde a un incremento relativo aproximado del 40 %, mientras que las pérdidas reactivas crecen desde 183,1 kVAr hasta 257,5 kVAr. Este comportamiento no lineal evidencia que el impacto de la electromovilidad se intensifica a medida que aumenta la penetración vehicular, aun cuando el crecimiento del parque eléctrico sea proporcional.

Cabe destacar que DigSILENT PowerFactory permite modelar cargas con perfiles de demanda variables en el tiempo, mediante curvas horarias o simulaciones en series temporales, lo que resulta adecuado para representar el proceso real de carga de vehículos eléctricos. No obstante, en esta memoria se adopta un enfoque de análisis estacionario, modelando los vehículos como cargas de potencia constante, con el objetivo de evaluar condiciones críticas de máxima demanda y analizar el impacto estructural sobre la red bajo escenarios conservadores. Esta metodología permite identificar de manera clara los tramos más exigidos y los límites operativos del sistema ante incrementos significativos en la penetración vehicular.

Finalmente, la evolución de la cargabilidad máxima, que aumenta desde un 67,5 % hasta un 79,8 %, pone en evidencia que la incorporación masiva de vehículos eléctricos no solo incrementa la demanda total, sino que tensiona progresivamente los límites físicos de la infraestructura existente. Este resultado refuerza la necesidad de considerar estrategias de gestión inteligente de carga, redistribución de flujos o reforzamiento de activos para evitar condiciones de sobrecarga y problemas de calidad de suministro en escenarios de penetración superiores al 50 %.

- Potencias totales y pérdidas del sistema:

A continuación, se presentan los resultados globales asociados a las potencias totales demandadas y a las pérdidas del sistema de distribución para los distintos escenarios de penetración de vehículos eléctricos analizados. Estos indicadores permiten evaluar el impacto agregado de la incorporación progresiva de carga vehicular sobre la demanda activa y reactiva del sistema, así como su efecto en las pérdidas eléctricas asociadas a la operación de la red. La Tabla 9 resume las potencias activas y reactivas totales de carga, junto con las pérdidas activas y reactivas del sistema, correspondientes a los escenarios de 10 %, 25 % y 50 % de penetración vehicular.

Escenario	P. Activa carga (kW)	P. reactiva Carga (kVAr)	P. Activa pérdidas (kW)	P. Reactiva pérdidas (kVAr)
10%	2171,4	704,9	57,9	172,8
25%	2372,8	774,3	72,3	222,5
50%	2574,9	837,6	87,8	257,5

*Tabla 9: Potencias y pérdidas del sistema*

La Tabla 9 muestra cómo varía la demanda eléctrica total del sistema y las pérdidas asociadas a medida que se incrementa la penetración de vehículos eléctricos en el escenario de prueba. Se observa un aumento progresivo tanto en la potencia activa como en la potencia reactiva de carga, pasando de 2.171,4 kW a 2.574,9 kW en potencia activa, y de 704,9 kVAr a 837,6 kVAr en potencia reactiva, al comparar los escenarios de 10 % y 50 % de penetración vehicular. Este crecimiento de la carga total se traduce directamente en un aumento de las pérdidas del sistema, con pérdidas activas que se incrementan desde 57,9 kW hasta 87,8 kW, y pérdidas reactivas que aumentan de 172,8 kVAr a 257,5 kVAr. Este comportamiento evidencia una disminución de la eficiencia eléctrica del sistema, asociada al aumento de las pérdidas técnicas producto de mayores corrientes circulantes en las líneas. En consecuencia, el sistema opera bajo condiciones de mayor exigencia, reduciendo sus márgenes operativos y reforzando la necesidad de incorporar estrategias de planificación y control, como la gestión inteligente de carga, para mitigar los efectos del incremento de demanda sobre la red de distribución.

La tabla 10 a continuación presenta los niveles de tensión en las distintas barras del sistema para los escenarios de 10 %, 25 % y 50 % de penetración vehicular. Cabe destacar que la barra 650 corresponde a la barra de referencia u oscilación (slack bus) del sistema IEEE de 13 nodos, por lo que su tensión se fija en 1 p.u. en todos los escenarios analizados. Esta barra actúa como punto de equilibrio del sistema, suministrando o absorbiendo la potencia necesaria para compensar las pérdidas y desbalances de carga, constituyendo así una condición de contorno propia de los estudios de flujo de potencia. En consecuencia, las variaciones de tensión observadas en las demás barras reflejan el efecto real del aumento de la demanda asociada a la incorporación de vehículos eléctricos aguas abajo del sistema.

- Niveles de tensión:

Barras	10% [p.u.]	25% [p.u.]	50% [p.u.]
650	1	1	1
RG60	0,99	0,99	0,99
632	0,97	0,97	0,96
633	0,97	0,97	0,95
634	0,96	0,96	0,95
645	0,97	0,96	0,95
646	0,96	0,96	0,95
671	0,95	0,95	0,94
692	0,95	0,95	0,94
675	0,95	0,94	0,93
684	0,95	0,95	0,94
611	0,95	0,95	0,94
652	0,95	0,95	0,94
680	0,95	0,95	0,94

*Tabla 10: Niveles de tensión sistema IEEE 13 nodos*

Se observa que los niveles de tensión en las barras del sistema disminuyen de forma progresiva a medida que se incrementa la penetración de vehículos eléctricos en los distintos escenarios analizados. No obstante, los valores obtenidos se mantienen dentro de los rangos de operación permitidos por la normativa vigente para redes de distribución. Las barras ubicadas en proximidad a la subestación, como 650 y RG60, presentan variaciones marginales de tensión entre escenarios, debido a su cercanía a la barra de referencia del sistema. En contraste, las barras eléctricamente más alejadas, como 675, 684 y 611, experimentan las mayores caídas de tensión, alcanzando valores del orden de 0,93–0,94 p.u. en el escenario de 50 % de penetración vehicular. Este comportamiento refleja el aumento de la exigencia eléctrica sobre los tramos finales del alimentador y pone de manifiesto la necesidad de incorporar mecanismos de compensación o estrategias de gestión de carga para mitigar problemas de regulación de tensión ante escenarios futuros de mayor demanda.

## 6.4. Cargas bidireccionales para el sistema de prueba

A continuación, se analiza la incorporación de cargas bidireccionales en el sistema de prueba, con el objetivo de evaluar su impacto en el comportamiento eléctrico del alimentador bajo escenarios de alta penetración de vehículos eléctricos. Para ello, las cargas unidireccionales utilizadas en los escenarios anteriores se reemplazan por el objeto Battery Storage ilustrado en la figura 6 disponible en DigSilent PowerFactory, el cual permite representar de manera equivalente al vehículo eléctrico como una unidad de almacenamiento energético capaz de absorber potencia desde la red durante la carga y de inyectar energía al sistema durante la descarga.

En este estudio, el modelo bidireccional opera bajo un enfoque estacionario y determinístico, por lo que no se considera la evolución temporal del estado de carga (SOC) ni perfiles dinámicos de potencia. Cada vehículo eléctrico se configura para operar a potencia activa constante, tanto en modo de carga como de descarga, con el sentido del flujo definido según el escenario analizado. Esta aproximación permite evaluar el impacto estructural de la bidireccionalidad sobre variables como la cargabilidad de las líneas, los niveles de tensión y las pérdidas del sistema, sin incorporar complejidades asociadas a la dinámica temporal.

La potencia de descarga asignada a cada vehículo eléctrico se establece igual a su potencia nominal de carga, correspondiente a 7,4 kW, valor representativo de cargadores AC monofásicos residenciales ampliamente utilizados. Esta elección no pretende modelar el comportamiento específico de un fabricante o modelo de vehículo en particular, sino representar un vehículo eléctrico promedio, coherente con estudios de impacto en redes de distribución. En consecuencia, la bidireccionalidad se evalúa bajo un escenario favorable, en el cual los vehículos se encuentran disponibles y son capaces de inyectar su potencia nominal a la red de forma simultánea, permitiendo analizar el máximo potencial de mitigación sobre la infraestructura eléctrica.

Los resultados obtenidos no representan una operación real instantánea ni una condición permanente de inyección, sino un escenario técnico idealizado que permite identificar la magnitud del beneficio que la carga bidireccional podría aportar en términos de reducción de cargabilidad, mejora de perfiles de tensión y disminución de pérdidas. A partir de este enfoque, se establecen comparaciones directas con los escenarios unidireccionales, evidenciando la influencia positiva de la bidireccionalidad sobre el desempeño del sistema.

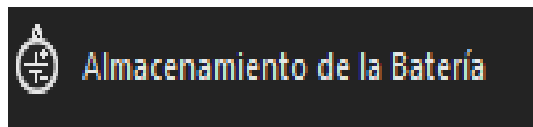


Figura 6: Elemento de DigSilent (DigSilent)

Con el objetivo de representar el escenario de 50 % de penetración vehicular con operación bidireccional, se asigna una cantidad determinada de vehículos eléctricos a distintas barras del sistema de distribución, considerando el tipo de zona asociada a cada nodo del alimentador. Esta distribución busca reflejar de manera representativa la presencia de vehículos eléctricos en sectores residenciales, comerciales e industriales del sistema analizado. Cada vehículo eléctrico se modela con una potencia aparente nominal equivalente a su capacidad de carga, manteniendo un factor de potencia representativo de cargadores de vehículos eléctricos. La Tabla 11 presenta la asignación de vehículos eléctricos por barra, junto con la potencia aparente nominal asociada a cada grupo de vehículos y el factor de potencia considerado en el modelo de simulación.

Caso 50% con sistema de carga bidireccional				
Barra	Zona	VE's asignados	Potencia aparente nominal MVA	FP
632	Residencial	10	0,0755	0,98
633	Comercial	6	0,0453	0,98
634	Residencial	6	0,0453	0,98
645	Residencial	6	0,0453	0,98
646	Residencial	6	0,0453	0,98
671	Res+Comer	16	0,1208	0,98
675	Industrial	10	0,0755	0,98
684	Residencial	6	0,0453	0,98
652	Residencial	6	0,0453	0,98
611	Residencial	6	0,0453	0,98
680	Residencial	6	0,0453	0,98

*Tabla 11: Distribución vehicular caso 50% bidireccional*

La potencia aparente se expresa en MVA debido a que los elementos del sistema de distribución, tales como líneas y transformadores, se dimensionan térmicamente en función de esta magnitud. DigSilent PowerFactory utiliza la potencia aparente como variable principal en los análisis de cargabilidad y flujo de potencia, lo que permite una evaluación directa y coherente del nivel de utilización de los equipos. Por esta razón, los valores calculados por vehículo y por barra se presentan en MVA, aun cuando su magnitud sea del orden de los kVA.

La potencia aparente se calcula para un vehículo eléctrico individual, a partir de su potencia activa y reactiva nominal, según la expresión:

$$S_{VE} = \sqrt{(7,4)^2 + (1,5)^2} \approx 7,55kVA \approx 0,00755MVA$$

Posteriormente, la potencia aparente total asociada a cada barra se obtiene multiplicando este valor unitario por el número de vehículos eléctricos asignados en dicha barra, de acuerdo con el escenario de penetración considerado.

Cabe destacar que, si bien la energía total disponible en las baterías de los vehículos eléctricos constituye una variable relevante en estudios de operación temporal o de gestión energética, en esta memoria no se considera explícitamente el volumen de energía disponible ni la duración de la inyección bidireccional. El análisis desarrollado se centra en una evaluación instantánea y estacionaria de potencia, orientada a identificar el impacto estructural máximo que la inyección de potencia puede generar sobre el sistema de distribución.

En este contexto, la modelación de los vehículos eléctricos como fuentes de potencia constante permite analizar condiciones conservadoras de máxima exigencia, sin incorporar dependencias temporales asociadas al estado de carga de las baterías. Por tanto, los resultados obtenidos no representan un escenario operativo real en términos energéticos, sino una condición técnica idealizada que permite cuantificar el potencial máximo de mitigación que la bidireccionalidad puede aportar al sistema frente a escenarios de alta penetración vehicular.

### 6.4.1. Resultados obtenidos

Con el fin de evaluar el efecto de la bidireccionalidad sobre el desempeño del sistema de distribución, se realiza una comparación entre el escenario de 50 % de penetración vehicular operando en modo unidireccional y el escenario equivalente con operación bidireccional. Este análisis permite identificar la variación en la cargabilidad de las líneas ante la inyección de potencia desde los vehículos eléctricos hacia la red. La Tabla 12 presenta la comparación de la cargabilidad porcentual de las líneas del sistema bajo ambas condiciones de operación, permitiendo evaluar el impacto de la bidireccionalidad sobre los flujos de potencia y el nivel de utilización de la infraestructura eléctrica.

Líneas	50% unidireccional [%]	50% Bidireccional [%]
1	52,7	34,2
2	26,1	19,5
XFM-1	33	20,8
3	15,7	8,6
4	8	3,7
5	79,8	51,1
6	30,5	26,7
7	30,7	26,9
8	23	8,7
9	6,4	3,1
10	10	4,2
11	7,1	3,4

*Tabla 12: Comparación de la cargabilidad de líneas – escenario 50 % unidireccional vs. bidireccional*

La Tabla 12 presenta la comparación de la cargabilidad de las líneas del sistema para el escenario de 50 % de penetración vehicular, considerando operación unidireccional y bidireccional. Si bien los vehículos eléctricos se conectan físicamente en las barras del sistema, su efecto sobre la cargabilidad se manifiesta en las líneas que alimentan dichas barras y los nodos ubicados aguas abajo. En consecuencia, la reducción observada en la cargabilidad de determinadas líneas no depende de la presencia directa de vehículos en ellas, sino de la cantidad y ubicación de los vehículos eléctricos conectados en las barras asociadas a su área de influencia. De esta forma, las líneas que alimentan sectores con mayor concentración de vehículos eléctricos presentan una disminución más significativa de su cargabilidad bajo operación bidireccional, reflejando el efecto local de la inyección de potencia sobre los flujos de energía del sistema.

Con el propósito de evaluar el efecto de la operación bidireccional de los vehículos eléctricos sobre el desempeño del sistema, se realiza una comparación entre el escenario de 50 % de penetración vehicular en modo unidireccional y el escenario equivalente con operación bidireccional. La Tabla 13 presenta los valores de potencia activa y reactiva consumida por las cargas, las pérdidas eléctricas del sistema y el rango de tensión promedio observado en las barras, permitiendo identificar las variaciones que introduce la incorporación del esquema V2G en la operación del sistema de distribución.

Escenario	P. Activa carga (kW)	P. reactiva Carga (kVAr)	P. Activa perdidas (kW)	P. Reactiva perdidas (kVAr)	Tensión promedio por barra [p.u.]
50%	2574,1	837,6	87,8	257,5	0,94-0,96
50% Bidireccional	2390,5	712,7	72,1	202,8	0,96-0,98

*Tabla 13: Comparación de potencias y tensión promedio*

En el escenario con un 50 % de penetración vehicular y operación bidireccional (V2G), el sistema muestra una mejora significativa en sus condiciones de operación en estado estacionario respecto del caso sin inyección desde los vehículos. Se observa una reducción general en la cargabilidad de las líneas, destacando la Línea 5, que, si bien continúa siendo el tramo más exigido del sistema, reduce su nivel de utilización desde un 79,8 % a un 51,1 %, evidenciando una descongestión efectiva del flujo de potencia. En cuanto al perfil de tensión, la operación bidireccional permite mitigar las caídas de tensión asociadas a la alta demanda, alcanzando una tensión mínima de 0,936 p.u., valor que se mantiene dentro de los márgenes normativos y resulta superior al observado en el escenario unidireccional. Asimismo, se registra una disminución en la demanda total del sistema, con reducciones tanto en la potencia activa como reactiva, lo que se traduce en menores pérdidas técnicas. En conjunto, estos resultados indican que la bidireccionalidad contribuye a una operación más eficiente y menos exigida de la red, al redistribuir los flujos de potencia y aliviar los elementos más cargados del sistema bajo altos niveles de penetración vehicular.

En síntesis, el análisis desarrollado sobre el sistema de prueba IEEE de 13 nodos permite verificar de manera controlada y consistente los efectos que la incorporación de vehículos eléctricos y, en particular, la operación bidireccional generan sobre una red de distribución. Los resultados obtenidos evidencian que la bidireccionalidad contribuye a reducir la cargabilidad de las líneas más exigidas, mejorar el perfil de tensión y disminuir las pérdidas técnicas del sistema, incluso bajo niveles elevados de penetración vehicular. De este modo, se cumple el objetivo de validar, en un entorno de prueba

ampliamente reconocido, los beneficios técnicos asociados al uso de vehículos eléctricos como elementos activos dentro de la red. Esta validación constituye un paso fundamental que habilita la extensión del análisis hacia un sistema real, en este caso la red de distribución de la ciudad de Temuco, donde resulta posible incorporar no solo la bidireccionalidad, sino también estrategias de gestión de carga mediante control por señal horaria. En dicho contexto, la definición de escenarios de valle, llano y punta permite evaluar de forma más integral los beneficios de una operación coordinada de los vehículos eléctricos, orientada a mitigar impactos negativos, optimizar el uso de la infraestructura existente y fortalecer la operación del sistema eléctrico frente al proceso de transición hacia la electromovilidad.



## 7. Sistema eléctrico Temuco 2022

---

Para el análisis del impacto de la penetración de vehículos eléctricos en un sistema real de distribución, el presente trabajo considera el sistema eléctrico de la ciudad de Temuco correspondiente al año 2022, delimitando el estudio al alimentador Balmaceda como único caso base de análisis. Esta decisión se fundamenta en criterios técnicos, territoriales y metodológicos ampliamente utilizados en estudios de impacto de electromovilidad en redes de distribución urbana, donde se privilegia el análisis de alimentadores representativos por sobre la modelación completa del sistema, con el fin de aislar y comprender de mejor forma los mecanismos eléctricos involucrados. El alimentador Balmaceda se encuentra completamente inserto en la zona urbana consolidada de la ciudad, sin presencia de tramos rurales ni extensiones de baja densidad, desarrollándose sobre un tejido urbano continuo con alta ocupación de suelo y predominio de edificaciones residenciales y de servicios. Esta característica resulta consistente con los escenarios de adopción de vehículos eléctricos proyectados para zonas urbanas, los cuales, de acuerdo con los lineamientos de la Ministerio de Energía y con la Estrategia Nacional de Electromovilidad, se concentran principalmente en sectores residenciales consolidados y de alta densidad, donde la infraestructura eléctrica existente enfrenta mayores desafíos operativos. Desde el punto de vista eléctrico, Balmaceda presenta una combinación representativa de consumos residenciales, comerciales y de servicios, coherente con la estructura típica de carga de un alimentador urbano medio, lo que permite que los resultados obtenidos sean interpretados como generalizables y no como el comportamiento de un caso extremo, tal como recomiendan estudios internacionales sobre integración de VE en redes de distribución. Asimismo, el alimentador opera en su estado base dentro de rangos normales de tensión y cargabilidad, condición que resulta fundamental para asegurar que los efectos observados en los distintos escenarios de penetración vehicular se atribuyan principalmente a la incorporación de vehículos eléctricos y no a deficiencias estructurales preexistentes, en concordancia con los criterios de análisis establecidos en la normativa técnica chilena de calidad de suministro y con las metodologías reportadas en la literatura especializada y en documentos técnicos del IEEE. En este contexto, la selección del alimentador Balmaceda permite establecer una base de estudio eléctricamente sana, territorialmente representativa y metodológicamente robusta, sobre la cual se evalúan de forma controlada los impactos asociados a distintos niveles de penetración de vehículos eléctricos, así como los beneficios potenciales de la bidireccionalidad y de la gestión horaria de la carga en un entorno urbano real del sistema eléctrico de Temuco.

La Figura 7 muestra la ubicación y el trazado del alimentador Balmaceda dentro del área urbana consolidada de la ciudad de Temuco, evidenciando su inserción en un tejido urbano continuo y de alta densidad, con predominio de zonas residenciales y de servicios. En la imagen se identifica, mediante un punto negro ubicado en la parte superior del trazado y resaltado en la figura, la barra de oscilación del alimentador, la cual actúa como nodo de referencia del sistema y desde donde se alimenta eléctricamente el conjunto de la red analizada.

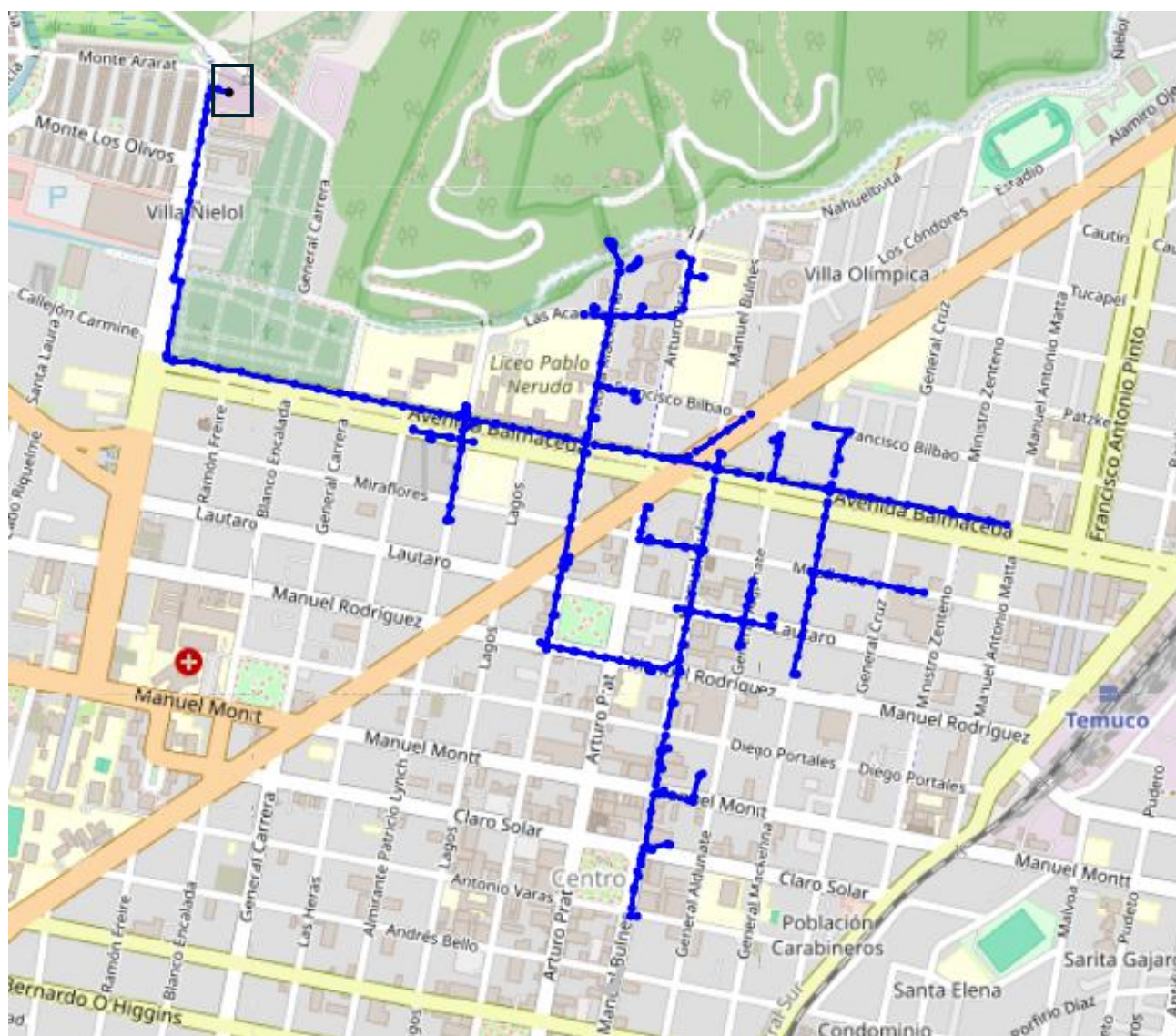


Figura 7: Alimentador Balmaceda, fuente: Imagen propia extraída de simulación de DigSilent

## 7.1 Configuración del sistema

La configuración del sistema eléctrico se establece a partir de la definición de las cargas base del alimentador Balmaceda, las cuales representan el estado de operación previo a la incorporación de vehículos eléctricos. Con el fin de reproducir de manera realista la distribución espacial de la demanda a lo largo del alimentador, la carga total se modela mediante un conjunto de cargas equivalentes distribuidas estratégicamente desde la cabecera hasta la cola del alimentador, siguiendo una metodología ampliamente utilizada en estudios de análisis y planificación de redes de distribución. Este enfoque responde a que, en alimentadores urbanos, la demanda no se distribuye de forma uniforme, sino que presenta un gradiente espacial asociado a la densidad urbana, al uso de suelo y a la concentración de actividades residenciales, comerciales y de servicios. Diversos estudios reportados en la literatura técnica y documentos de referencia del IEEE indican que los mayores niveles de carga suelen concentrarse en los tramos intermedios de los alimentadores urbanos, donde se ubican zonas de mayor densidad poblacional y comercial, mientras que las áreas cercanas a la subestación y los extremos del alimentador presentan demandas relativas menores. En concordancia con estas observaciones, la potencia total del alimentador se reparte porcentualmente entre las distintas cargas equivalentes, asignando valores crecientes hacia el núcleo urbano del trazado y decrecientes hacia los extremos, de modo de reflejar la estructura real de consumos observada en sistemas urbanos consolidados y evitando concentraciones artificiales de demanda en un único nodo. A partir de esta distribución, los valores de potencia activa se definen proporcionalmente a la importancia eléctrica y localización de cada sector, mientras que la potencia reactiva se asigna considerando factores de potencia característicos de cargas residenciales, comerciales y de servicios, coherentes con rangos típicos de operación de alimentadores urbanos, usualmente comprendidos entre 0,85 y 0,95. Manuales de planificación y documentos técnicos del IEEE establecen que, en ausencia de una compensación reactiva localizada intensiva, resulta adecuado modelar cargas agregadas urbanas manteniendo relaciones P–Q consistentes a lo largo del alimentador, permitiendo representar de forma realista los flujos de potencia, las caídas de tensión y los niveles de cargabilidad. En este contexto, la utilización de cargas equivalentes con potencias activas y reactivas agregadas constituye una práctica habitual en estudios de impacto de nuevas demandas, como la incorporación de vehículos eléctricos, ya que permite analizar el comportamiento global del sistema sin introducir un nivel de detalle innecesario para los objetivos del estudio. De este modo, los porcentajes y valores de potencia definidos para cada carga equivalente conforman una base eléctricamente consistente, representativa y teóricamente respaldada, sobre la cual se evalúan posteriormente los distintos escenarios de penetración vehicular y las estrategias de gestión de carga consideradas en este trabajo. La tabla 14 muestra la distribución de cargas equivalentes del alimentador Balmaceda en estado base.

Carga equivalente	Ubicación representativa en el alimentador	Porcentaje de carga total	Potencia activa P [MW]	Potencia reactiva Q [MVar]
BAL_EQ1	Zonas cercanas a la subestación (Cabecera)	12%	0,670	0,340
BAL_EQ2	Primer nodo relevante aguas abajo	16%	0,890	0,450
BAL_EQ3	Zona urbana media (Inicio area densa)	20%	1,120	0,570
BAL_EQ4	Nucleo urbano del alimentador (Maxima demanda)	24%	1,340	0,680
BAL_EQ5	Zona residencial urbana mas alejada	16%	0,890	0,450
BAL_EQ6	Cola del alimentador	12%	0,670	0,340
Total	...	100%	5,59	2,83

*Tabla 14: Distribución de cargas fijas en el alimentador*

La Tabla 14 resume la configuración de las cargas equivalentes definidas para el alimentador Balmaceda en su estado base, indicando la distribución porcentual de la demanda total y los valores asociados de potencia activa y reactiva para cada sector representativo del trazado. Las cargas del sistema fueron modeladas como cargas estáticas balanceadas de potencia constante (modelo PQ), en las cuales la potencia activa y reactiva demandada se mantiene independiente del nivel de tensión del nodo, permitiendo una representación agregada y estable del comportamiento global del sistema de distribución.

La utilización del modelo PQ responde a criterios de simplificación y consistencia metodológica en estudios de flujo de potencia orientados a planificación y evaluación de impacto. Si bien en condiciones reales ciertas cargas especialmente algunas asociadas a servicios o equipos con comportamiento dependiente del voltaje pueden presentar variaciones en su consumo frente a cambios en la tensión, la representación mediante cargas de potencia constante constituye una aproximación ampliamente utilizada en estudios técnicos, ya que facilita la comparación entre escenarios y asegura estabilidad numérica en la simulación.

Desde el punto de vista de los resultados, esta modelación implica que la demanda no disminuye ante eventuales caídas de tensión, lo que puede generar corrientes ligeramente superiores a las que se presentarían en un sistema con cargas dependientes del voltaje. En consecuencia, los niveles de pérdidas técnicas ( $I^2R$ ), las caídas de tensión y la cargabilidad de las líneas tienden a representar un escenario conservador de operación, útil para identificar condiciones exigentes del sistema y posibles restricciones térmicas o de regulación de tensión. Por tanto, el enfoque adoptado permite evaluar el comportamiento del alimentador bajo condiciones desfavorables, entregando una base robusta para el análisis del impacto incremental asociado a la incorporación de vehículos eléctricos.

En conjunto, esta configuración de cargas base permite reproducir un perfil de demanda coherente y eléctricamente realista a nivel agregado, constituyendo un punto de partida adecuado para el análisis comparativo de los distintos escenarios de penetración vehicular y estrategias de gestión de carga desarrolladas en el presente estudio.

## 7.2 Inserción de los vehículos eléctricos.

La metodología de inserción de los vehículos eléctricos en el sistema de distribución se define con el objetivo de evaluar de forma controlada y progresiva su impacto sobre el alimentador Balmaceda, considerando distintos niveles de penetración vehicular y estrategias de operación. Para ello, los vehículos eléctricos se modelan como nuevas cargas eléctricas conectadas al sistema de distribución, representando puntos de consumo adicionales superpuestos a las cargas base previamente definidas, lo que permite analizar de manera incremental los efectos de la electromovilidad sobre variables eléctricas relevantes, tales como la cargabilidad de las líneas, los perfiles de tensión y las pérdidas del sistema, en concordancia con estudios previos de integración de vehículos eléctricos en redes de distribución. Como referencia para la definición de los escenarios de penetración, el presente trabajo considera un parque automotriz total aproximado de 70.000 vehículos para la ciudad de Temuco, valor coherente con estadísticas de motorización urbana reportadas a nivel regional y nacional por organismos oficiales y asociaciones del sector automotriz. En función de la cobertura territorial y eléctrica del alimentador Balmaceda dentro del sistema de distribución urbano, se asume que dicho alimentador representa aproximadamente un 15 % del parque vehicular total, lo que equivale a un universo de 10.500 vehículos asociados a su área de influencia. Este criterio de proporcionalidad entre parque vehicular y área de servicio eléctrica es consistente con metodologías utilizadas en estudios de planificación de redes de distribución y análisis de impacto de la electromovilidad, donde la adopción de vehículos eléctricos se vincula directamente a la densidad de carga y al uso de suelo predominante, tal como se reporta en documentos técnicos del Ministerio de Energía y en estudios de integración de vehículos eléctricos en redes urbanas publicados por el IEEE. A partir de este universo de referencia, se definen escenarios de penetración vehicular correspondientes al 10 %, 25 %, 50 %, 75 % y 100 %, los cuales representan distintos niveles de adopción progresiva de vehículos eléctricos en el alimentador. Cada vehículo eléctrico se modela como una carga de potencia constante, asignándose una potencia activa de 7,4 kW y una potencia reactiva de 1,5 kVAr, valores representativos de cargadores residenciales de nivel 2 ampliamente utilizados en estudios técnicos y guías de infraestructura de carga. Dado que el software de simulación opera en unidades de potencia en megavatios, estas potencias se expresan como 0,0074 MW y 0,0015 MVar por vehículo, respectivamente. Con el fin de mantener coherencia espacial con la configuración de las cargas base del sistema, la flota total de vehículos eléctricos considerada en cada escenario se distribuye de manera uniforme en seis cargas equivalentes a lo largo del alimentador Balmaceda, asociadas a los mismos sectores representativos definidos previamente para la demanda base. Esta estrategia de distribución homogénea permite representar de forma agregada y realista la dispersión territorial de los puntos de carga en un entorno urbano consolidado, práctica ampliamente utilizada en estudios de impacto de electromovilidad en redes de distribución, evitando concentraciones artificiales de demanda y facilitando el análisis del comportamiento global del sistema. De este modo, la metodología adoptada establece una base consistente, escalable y metodológicamente respaldada para la comparación entre distintos escenarios de penetración y para la posterior evaluación de estrategias de gestión de carga y bidireccionalidad en el alimentador Balmaceda.

La definición de los escenarios de penetración de vehículos eléctricos se estructura a partir del parque vehicular asociado al área de influencia del alimentador Balmaceda y de la potencia individual asignada a cada vehículo eléctrico. En este contexto, la tabla 15 presenta el número de vehículos eléctricos considerados para cada nivel de penetración, junto con la potencia activa y reactiva total equivalente expresada en unidades compatibles con el entorno de simulación. Esta información constituye la base cuantitativa sobre la cual se configuran los distintos escenarios analizados y se desarrollan posteriormente las simulaciones eléctricas del sistema.

Escenario de penetración	Número de VE	VE por cada carga	Potencia activa P [MW] por cada carga	Potencia reactiva Q [MVar] por cada carga
10%	1.050	175	1,2950	0,2625
25%	2.625	438	3,3412	0,6570
50%	5.250	875	6,6824	1,3140
75%	7.875	1.313	9,7125	1,9688
100%	10.500	1.750	12,950	2,6250

*Tabla 15: Definición de escenarios a simular*

### 7.3 Primeros escenarios de penetración

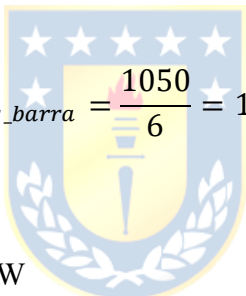
En esta sección se presentan y analizan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas sobre el alimentador Balmaceda para distintos escenarios de penetración de vehículos eléctricos, considerando inicialmente condiciones de operación sin aplicación de estrategias de gestión inteligente ni bidireccionalidad. En particular, se evalúan los escenarios correspondientes a un 10 %, 25 % y 50 % de penetración vehicular, en los cuales los vehículos eléctricos se incorporan exclusivamente como cargas adicionales de potencia constante, manteniéndose inalteradas las condiciones de operación del sistema base. Este análisis permite identificar de manera directa el impacto eléctrico asociado únicamente al aumento progresivo de la demanda producto de la electromovilidad, sirviendo como referencia comparativa para etapas posteriores del estudio. Adicionalmente, se incluye el análisis del escenario de 50 % de penetración vehicular con incorporación de bidireccionalidad y gestión de carga, evaluado tanto bajo condiciones de cargas base constantes como considerando variación horaria de las cargas, con el objetivo de cuantificar los beneficios técnicos asociados a estas estrategias y contrastarlos con el comportamiento del sistema en ausencia de control. De este modo, los resultados presentados permiten establecer una comparación clara entre escenarios sin gestión y escenarios con gestión, aislando los efectos de la bidireccionalidad y de la variación temporal de la demanda sobre el desempeño eléctrico del alimentador.

### 7.3.1. 10% de penetración vehicular

Para el escenario correspondiente a un 10% de penetración de vehículos eléctricos, se considera como referencia el parque vehicular asociado al alimentador Balmaceda, equivalente a 10.500 vehículos, de acuerdo con la proporción previamente definida respecto del parque automotriz total de la ciudad de Temuco. En este contexto, un nivel de penetración del 10% implica la incorporación de 1.050 vehículos eléctricos conectados al alimentador.

Con el objetivo de mantener coherencia espacial con la configuración del sistema base y simplificar el análisis, la flota total de vehículos eléctricos se distribuye de manera uniforme en seis cargas equivalentes ubicadas en las mismas barras donde se concentran las cargas representativas del alimentador. De este modo, a cada carga equivalente se le asigna un total de 175 vehículos eléctricos. Las cargas equivalentes se conectan a nivel de media tensión y representan la demanda agregada de los sectores abastecidos por transformadores de distribución en baja tensión. Dado que el estudio se enfoca en el comportamiento del alimentador primario, no se modelan individualmente los transformadores BT/MT; sin embargo, se asume que su capacidad nominal es suficiente para abastecer la demanda base y el incremento asociado a la penetración vehicular, evitando que estos constituyan una restricción operativa dentro del alcance del análisis.

Cada vehículo eléctrico se modela como una carga de potencia constante, con una potencia activa de 7,4 kW y una potencia reactiva de 1,5 kVAr, valores representativos de cargadores residenciales de nivel 2. En consecuencia, la potencia total asociada a cada una de las seis cargas equivalentes de vehículos eléctricos corresponde a:



$$N_{VE\_por\_barra} = \frac{1050}{6} = 175 \text{ VEs}$$

- $P = 7,4 \text{ kW}$
- $Q = 1,5 \text{ kVAr}$

Entonces, por barra:

- $P = 175 \times 7,4 = 1295 \text{ kW} = 1,295 \text{ MW}$
- $Q = 175 \times 1,5 = 262,5 \text{ kVAr} = 0,2625 \text{ MVar}$

Esta potencia representa la demanda agregada equivalente de los vehículos eléctricos conectados en cada barra, permitiendo evaluar su efecto colectivo sobre el sistema sin modelar individualmente cada unidad.

La distribución uniforme adoptada busca representar el efecto agregado de la electrificación del transporte sin introducir concentraciones artificiales de demanda, manteniendo coherencia espacial con la carga base del alimentador y reproduciendo un escenario realista de adopción progresiva en un entorno urbano consolidado.

Este escenario permite evaluar el impacto inicial de la electromovilidad sobre el alimentador Balmaceda, analizando su comportamiento en términos de perfil de tensiones, cargabilidad de líneas y pérdidas del sistema. Asimismo, constituye una condición base de comparación para escenarios de mayor penetración vehicular y para la evaluación posterior de estrategias avanzadas de gestión de carga y operación bidireccional.

La Tabla 16 presenta los principales resultados obtenidos para el escenario de penetración vehicular del 10%, resumiendo los indicadores operativos más relevantes del alimentador Balmaceda. Se incluyen variables eléctricas clave como demanda total, pérdidas del sistema, perfil de tensiones, niveles de cargabilidad y condiciones globales de operación, con el propósito de evaluar el desempeño del alimentador frente a la incorporación inicial de vehículos eléctricos. Estos indicadores permiten verificar el cumplimiento de los límites operativos, identificar posibles restricciones técnicas y

establecer una línea base para la comparación con escenarios de mayor penetración vehicular.

Categoría	Indicador	Valor	Unidad	Interpretación técnica
Demanda eléctrica	Potencia activa total	13,3	MW	Demanda moderada del alimentador
	Potencia reactiva total	4,4	MVAr	Comportamiento inductivo típico
	Potencia aparente total	14,1	MVA	Coherente con FP global
	Facto de potencia de cargas	0,95	---	Buen nivel, sin penalización relevante
Red externa	Potencia activa suministrada	13,4	MW	Incluye pérdidas del sistema
	Potencia reactiva suministrada	4,6	MVAr	Aporte total desde la subestación
	Potencia aparente suministrada	14,2	MVA	Flujo normal de operación
Pérdidas del sistema	Pérdidas activas	0,1	MW	≈0,75% de la potencia activa
	Pérdidas reactivas	0,2	MVAr	Asociadas a corrientes de línea
Tensión	Tensión mínima registrada	0,984	p.u.	Muy por sobre el límite inferior
	Tensión máxima registrada	1,000	p.u.	Sin riesgo de sobre voltaje
	Límite inferior permitido	0,90	p.u.	No vulnerado
	Límite superior permitido	1,10	p.u.	No vulnerado
Cargabilidad	Cargabilidad máxima de línea	54,7	%	Amplio margen térmico disponible
	Estado térmico del sistema	Seguro	---	Sin congestión ni sobrecargas
Operación	Violaciones de tensión	No	---	Operación totalmente conforme
	Violaciones de cargabilidad	No	---	Sistema lejos del colapso
Condición lobal	Estado del sistema	Normal/Holgado	---	Apto para mayor penetración vehicular

Tabla 16: Resultados principales escenario 10% de penetración

La tabla 16 resume el comportamiento eléctrico global del alimentador Balmaceda para el escenario analizado, integrando los principales indicadores de demanda, operación de la red, pérdidas, niveles de tensión, cargabilidad y condición general del sistema. Desde el punto de vista de la demanda eléctrica, el alimentador presenta una potencia activa total de 13,3 MW y una potencia reactiva de 4,4 MVar, valores obtenidos del flujo de potencia del escenario base. En estas condiciones, el factor de potencia global alcanza un valor de 0,95, lo que evidencia un adecuado equilibrio entre potencia activa y reactiva, favorecido por la compensación reactiva existente en la red y consistente con rangos operativos recomendados para sistemas de distribución.

En cuanto a las pérdidas del sistema, se registran niveles reducidos, con pérdidas activas del orden de 0,1 MW, equivalentes a aproximadamente un 0,75% de la potencia activa total, valor que se encuentra dentro de los rangos típicos reportados para alimentadores urbanos en condiciones normales de operación. Respecto a los niveles de tensión, el sistema opera completamente dentro de los límites permitidos, con valores mínimos y máximos comprendidos entre 0,984 p.u. y 1,000 p.u., cumpliendo holgadamente los rangos normativos usualmente establecidos para sistemas de distribución.

Desde la perspectiva de cargabilidad, la línea más exigida alcanza un 54,7% de su capacidad térmica, evidenciando un amplio margen operativo y ausencia de congestión, condición frecuentemente considerada en planificación para identificar sistemas eléctricamente holgados y con capacidad de absorber nuevas demandas. Finalmente, el estado operativo general del sistema se clasifica como seguro, con registros adecuados de tensión y sin violaciones de cargabilidad, lo que confirma la estabilidad del alimentador bajo las condiciones analizadas y proporciona una base confiable para evaluar el impacto de escenarios de mayor penetración de vehículos eléctricos.

### 7.3.2. 25% de penetración vehicular

Para el escenario correspondiente a un 25% de penetración de vehículos eléctricos, se considera como referencia el parque vehicular asociado al alimentador Balmaceda, equivalente a 10.500 vehículos. En este contexto, el 25% de penetración implica la incorporación de 2.625 vehículos eléctricos conectados al alimentador.

Con el objetivo de mantener consistencia metodológica con el escenario anterior y preservar la coherencia espacial con la configuración base del sistema, la flota total de vehículos eléctricos se distribuye de manera uniforme en seis cargas equivalentes ubicadas en las mismas barras representativas del alimentador. Dado que la división exacta de 2.625 vehículos en seis sectores genera un valor no entero (437,5 vehículos por barra), se adopta una aproximación uniforme de 438 vehículos por carga equivalente, manteniendo la proporcionalidad global del escenario.

Cada vehículo eléctrico se modela como una carga de potencia constante, con una potencia activa de 7,4 kW y una potencia reactiva de 1,5 kVAr, representativa de cargadores residenciales de nivel 2. En consecuencia, la potencia agregada asociada a cada una de las seis cargas equivalentes corresponde a:

$$N_{VE\_por\_barra} = \frac{2625}{6} = 438 \text{ VEs}$$

- P = 7,4 kW
- Q = 1,5kVAr

Entonces, por barra:

- P = 438 x 7,4 = 3341,2 kW = 3,3412 MW
- Q = 438 x 1,5 = 657 kVAr = 0,6570 MVA

Esta potencia representa la demanda agregada equivalente de los vehículos eléctricos conectados en cada barra, permitiendo evaluar el efecto colectivo de la electromovilidad sobre el alimentador sin modelar individualmente cada unidad.

La distribución uniforme adoptada evita concentraciones artificiales de carga y mantiene coherencia con la estructura de demanda base del alimentador, permitiendo analizar un escenario de penetración intermedia bajo condiciones operativas comparables al caso del 10%. En este nivel de penetración se evalúa exclusivamente el impacto agregado de la electrificación del transporte, sin incorporar estrategias de gestión inteligente ni operación bidireccional, con el fin de aislar el efecto estructural del aumento de demanda sobre el sistema.

La tabla 17 resume los principales resultados obtenidos de la simulación del caso analizado.

Categoría	Indicador	Valor	Unidad	Interpretación técnica
Demanda eléctrica	Potencia activa total	25,0	MW	Aumento significativo por VE
	Potencia reactiva total	6,8	MVAr	Mayor demanda inductiva
	Potencia aparente total	25,9	MVA	Coherente con FP
	Facto de potencia de cargas	0,965	---	Ligeramente mejor que 10%
Red externa	Potencia activa suministrada	25,3	MW	Incluye pérdidas
	Potencia reactiva suministrada	7,5	MVAr	Flujo elevado
	Potencia aparente suministrada	26,4	MVA	Cercano a carga nominal
Pérdidas del sistema	Pérdidas activas	0,3	MW	$\approx 1,2\%$
	Pérdidas reactivas	0,7	MVAr	Incremento relevante
Tensión	Tensión mínima registrada	0,972	p.u.	Cercana a zona crítica
	Tensión máxima registrada	1,000	p.u.	Sin sobrevoltajes
Cargabilidad	Cargabilidad máxima de línea	101,7	%	Sobrecarga térmica
Operación	Violaciones de tensión	No	---	Dentro de norma
	Violaciones de cargabilidad	Si	---	Línea crítica saturada
Condición global	Estado del sistema	Critico	---	No sostenible sin mitigación

Tabla 17: Resultados principales escenario 25% penetración

La tabla 17 presenta los resultados obtenidos de la simulación del escenario analizado, evidenciando un impacto significativo de la penetración de vehículos eléctricos sobre el comportamiento eléctrico del alimentador Balmaceda. Desde el punto de vista de la demanda eléctrica, la potencia activa total alcanza los 25,0 MW, acompañada de una potencia reactiva de 6,8 MVar, lo que se traduce en una potencia aparente de 25,9 MVA y un factor de potencia global de 0,965. Este valor de factor de potencia se mantiene dentro de rangos adecuados para sistemas de distribución urbana y resulta coherente con el predominio de cargas electrónicas modernas, como los cargadores de vehículos eléctricos, que incorporan etapas de corrección de factor de potencia, tal como se reporta en estudios técnicos del IEEE. En cuanto a la red externa, la potencia activa suministrada desde la subestación asciende a 25,3 MW, mientras que la potencia reactiva alcanza 7,5 MVar, reflejando un flujo elevado que incluye tanto el abastecimiento de la demanda como las pérdidas del sistema, acercándose a niveles de operación cercanos a la carga nominal del alimentador. Las pérdidas del sistema experimentan un incremento relevante, con pérdidas activas del orden de 0,3 MW (aproximadamente 1,2 % de la potencia activa total) y pérdidas reactivas de 0,7 MVar, comportamiento consistente con el aumento de corrientes circulantes en las líneas ante mayores niveles de carga, fenómeno ampliamente documentado en la literatura de análisis de redes de distribución. Respecto a los niveles de tensión, el sistema mantiene una tensión máxima de 1,000 p.u. sin presencia de sobrevoltajes, mientras que la tensión mínima desciende a 0,972 p.u., valor que, si bien se mantiene dentro de los límites normativos usuales de operación típicamente entre 0,90 p.u. y 1,10 p.u. según estándares internacionales de la IEC y normativas técnicas de calidad de servicio, se aproxima a una zona considerada crítica desde el punto de vista operativo. En términos de cargabilidad, la línea más exigida alcanza un 101,7 % de su capacidad térmica, evidenciando una condición de sobrecarga térmica, lo que constituye una violación directa de los criterios de operación segura establecidos en guías de planificación y operación de redes de distribución. En consecuencia, si bien no se registran violaciones de tensión, sí se identifican violaciones de cargabilidad asociadas a la saturación de una línea crítica, lo que conduce a clasificar el estado global del sistema como crítico y no sostenible en el largo plazo sin la incorporación de medidas de mitigación, tales como refuerzos de red, gestión de carga o estrategias de operación avanzada, en concordancia con lo establecido en estudios de impacto de electromovilidad y documentos técnicos del Ministerio de Energía.

### **7.3.3. 50% de penetración vehicular**

Para el escenario correspondiente a un 50% de penetración de vehículos eléctricos, se considera la incorporación de un total de 5.250 vehículos eléctricos asociados al alimentador Balmaceda, de acuerdo con el universo vehicular previamente definido para su área de influencia. Con el objetivo de mantener coherencia espacial con la configuración del sistema base, la flota total se distribuye de manera uniforme en seis cargas equivalentes ubicadas en las mismas barras donde se concentran las cargas representativas del alimentador. De este modo, a cada carga equivalente se le asignan aproximadamente 875 vehículos eléctricos.

Cada vehículo eléctrico se modela como una carga de potencia constante, con una potencia activa de 7,4 kW y una potencia reactiva de 1,5 kVar. En consecuencia, la potencia agregada equivalente por barra corresponde a:

$$N_{VE\_por\_barra} = \frac{5250}{6} = 875 \text{ VEs}$$

- $P = 7,4 \text{ kW}$
- $Q = 1,5 \text{ kVAr}$

Entonces, por barra:

- $P = 875 \times 7,4 = 6682,4 \text{ kW} = 6,6824 \text{ MW}$
- $Q = 875 \times 1,5 = 1314 \text{ kVAr} = 1,3140 \text{ MVAr}$

Esta potencia representa la demanda agregada equivalente de los vehículos eléctricos conectados en cada barra, permitiendo evaluar el efecto colectivo de la electromovilidad sobre el alimentador sin modelar individualmente cada unidad.

A diferencia de los escenarios anteriores, este caso incorpora estrategias de gestión horaria de carga, con el fin de evaluar el comportamiento del sistema bajo condiciones operativas más realistas y representativas de un entorno urbano con alta penetración de electromovilidad.

La gestión horaria se implementa mediante factores de ajuste  $\beta$  y  $\gamma$ , aplicados respectivamente a la demanda de los vehículos eléctricos y a las cargas fijas del sistema. El factor  $\beta$  modula la potencia de carga de los vehículos eléctricos en función de la franja horaria diaria, permitiendo reducir o desplazar la demanda durante períodos de alta carga del sistema. Por su parte, el factor  $\gamma$  representa la variación horaria de las cargas base, incorporando el comportamiento típico de la demanda eléctrica urbana a lo largo del día.

La aplicación conjunta de estos factores permite evaluar el impacto de estrategias de control orientadas a reducir congestiones, mejorar el perfil de tensiones y optimizar el desempeño global del sistema. Es importante señalar que los factores  $\beta$  y  $\gamma$  corresponden a coeficientes de ajuste independientes y no representan fracciones de participación porcentual, por lo que su suma no necesariamente debe ser igual a la unidad.

En el escenario analizado, los valores  $\beta = 0,6$  y  $\gamma = 0,4$  durante el período punta reflejan una reducción de la demanda de carga de vehículos eléctricos y una mayor participación relativa de las cargas base del sistema, contribuyendo a mitigar la sobrecarga de la red en las horas de mayor exigencia.

La tabla 18 se presenta los valores adoptados para los factores de gestión horaria utilizados en la simulación.

Nivel de penetración	Escenario	$\beta$	$\gamma$
50%	Valle	0,9	1
	Llano	0,6	0,4
	Punta	0,6	-0,8

*Tabla 18: Factores de variación escenario 50% de penetración*

La Tabla 18 presenta los valores de los factores  $\beta$  y  $\gamma$  utilizados para la gestión horaria de la demanda en el escenario de 50% de penetración vehicular. El factor  $\beta$  modula la potencia de carga de los vehículos eléctricos según la franja horaria diaria, permitiendo reducir o desplazar la demanda durante los períodos de mayor exigencia del sistema, mientras que el factor  $\gamma$  reproduce la variación temporal de las cargas base del alimentador. En conjunto, estos coeficientes permiten simular estrategias orientadas a disminuir picos de demanda, mejorar el perfil de carga y optimizar el desempeño operativo del sistema bajo condiciones de alta electrificación del transporte.

La incorporación de variación horaria en las cargas fijas del sistema se introduce con el objetivo de representar de manera más representativa el comportamiento temporal de la demanda eléctrica en un alimentador urbano consolidado, reconociendo que el consumo no permanece constante a lo largo del día, sino que responde a patrones asociados a la actividad residencial, comercial y de servicios. En este contexto, se adoptan curvas típicas de variación de demanda reportadas en estudios de planificación y operación de sistemas de distribución, las cuales consideran una mayor utilización del sistema durante los períodos punta, niveles intermedios en horario llano y una reducción significativa durante las horas valle.

Bajo este enfoque, se emplean factores representativos para cada franja horaria, donde el período punta se asocia a la máxima demanda del sistema, el período llano refleja una actividad intermedia característica de zonas urbanas mixtas, y el período valle representa condiciones de baja demanda asociadas a horarios nocturnos. Estos valores se fundamentan en perfiles de carga típicos reportados en literatura técnica y en manuales de planificación de sistemas eléctricos de distribución, y permiten modelar de forma simplificada pero coherente el comportamiento temporal conjunto de la demanda base y la carga asociada a vehículos eléctricos.

Factores de variación:

- Punta: 100% de las cargas físicas → Factor 1,0
- Llano: ~80% de la punta → Facto 0,8 (Actividad comercial alta, residencial medio)
- Valle: ~50% de la punta → Factor 0,5 (Actividad comercial casi nula, residencial solo base tales como luces, refrigerador, etc.)

De acuerdo con los factores horarios definidos, las cargas fijas del sistema se ajustan para cada franja horaria, manteniendo coherencia con la demanda total del alimentador Balmaceda. En particular, el horario llano representa una condición de demanda intermedia característica de la actividad urbana diaria, mientras que el horario valle refleja una reducción significativa del consumo asociada a períodos nocturnos y de baja actividad.

Las Tablas 19 y 20 presentan la contribución individual de cada carga equivalente bajo condiciones de demanda llana y valle, respectivamente, permitiendo visualizar la distribución espacial de la demanda y su variación temporal dentro del alimentador. Esta representación facilita el análisis del comportamiento operativo del sistema frente a cambios en los niveles de carga y proporciona una base consistente para la evaluación del impacto conjunto entre la demanda base y la incorporación de vehículos eléctricos.

Carga	Potencia activa llano [MW]	Potencia reactiva llano [MVar]
BAL EQ1	0,536	0,272
BAL EQ2	0,712	0,360
BAL EQ3	0,896	0,456
BAL EQ4	1,072	0,544
BAL EQ5	0,712	0,360
BAL EQ6	0,536	0,272
Total	4,464	2,264

Tabla 19: Cargas fijas en horario llano

Carga	Potencia activa Valle [MW]	Potencia reactiva Valle [MVar]
BAL EQ1	0,335	0,170
BAL EQ2	0,445	0,225
BAL EQ3	0,560	0,285
BAL EQ4	0,670	0,340
BAL EQ5	0,445	0,225
BAL EQ6	0,335	0,170
Total	2,79	1,415

*Tabla 20: Cargas fijas en horario valle*

Los valores presentados en las Tablas 19 y 20 corresponden al resultado de aplicar los factores de variación horaria a las cargas fijas del sistema, reflejando la evolución temporal de la demanda eléctrica en función de la actividad residencial, comercial y de servicios. La reducción progresiva del consumo observada en horario valle responde a la disminución de la actividad económica y al menor uso de equipamiento eléctrico, mientras que el período llano mantiene niveles intermedios representativos de la operación urbana habitual. Para el escenario punta, las cargas base conservan sus valores originales, dado que el factor de variación adoptado es igual a la unidad.



La tabla 21 presenta un resumen de las métricas globales más relevantes obtenidas para el escenario de 50 % de penetración de vehículos eléctricos, considerando las distintas configuraciones de operación analizadas. Se incluyen indicadores asociados a la demanda activa y reactiva del sistema, las pérdidas totales, el intercambio de potencia con la red externa, el perfil de tensiones y la cargabilidad máxima de las líneas. Este resumen permite comparar de forma directa el comportamiento eléctrico del sistema bajo esquemas sin gestión, con gestión horaria y bidireccionalidad, así como el efecto adicional de la variación horaria de las cargas fijas.

Escenario 50%	Potencia activa de las cargas [MW]	Potencia reactiva de las cargas [MVar]	Pérdidas activas totales [MW]	Potencia activa intercambiada con la red [MW]	Potencia reactiva intercambiada con la red [MVar]	Voltaje mínimo [p.u.]	Voltaje máximo [p.u.]	Cargabilidad máxima de línea [%]
Directo (sin gestión / Sin V2G)	44,5	10,7	1,0	45,5	12,9	0,950	1,000	185,6
Valle (gestión + V2G)	40,6	9,9	0,8	41,4	11,8	0,954	1,000	168,4
Punta (gestión + V2G)	-13,1	6,6	0,1	-13,0	6,8	0,998	1,000	60,4
Llano (gestión + V2G)	14,9	4,7	0,1	15	5,0	0,982	1,000	60,9
Valle (gestión + V2G + cargas fijas variables)	37,8	8,5	0,7	38,5	10,1	0,959	1,000	157,2
Llano (gestión + V2G + cargas fijas variables)	13,8	4,2	0,1	13,9	4,4	0,984	1,000	56,1

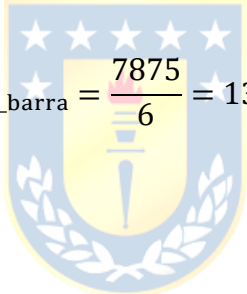
*Tabla 21: Comparación de resultados escenario 50% de penetración*

Es importante precisar que los escenarios analizados corresponden a condiciones operativas extremas utilizadas con fines de evaluación técnica del sistema. En particular, en el caso de inserción directa sin gestión se considera que los vehículos eléctricos demandan potencia de forma simultánea, mientras que en los escenarios con bidireccionalidad se evalúa la posibilidad de inyección agregada hacia la red. Estas condiciones permiten analizar el comportamiento del alimentador bajo situaciones exigentes y establecer límites operativos en términos de pérdidas, cargabilidad y perfil de tensiones. No obstante, en condiciones reales de operación es esperable una mayor diversidad en los patrones de conexión, carga e inyección de los vehículos eléctricos, ya que los usuarios presentan distintos

horarios de uso y niveles de demanda. Esta diversidad tiende a suavizar los perfiles de carga del sistema y a reducir la probabilidad de que se presenten simultáneamente las condiciones más críticas observadas en la simulación. En consecuencia, los resultados obtenidos deben interpretarse como escenarios de referencia que permiten identificar tendencias operativas y evaluar la efectividad de estrategias de gestión horaria y bidireccionalidad, las cuales contribuyen a mejorar el desempeño del sistema y a facilitar la integración progresiva de la electromovilidad en redes de distribución urbanas.

### 7.3.4. 75% de penetración vehicular

En este apartado se analiza el escenario correspondiente a un 75 % de penetración de vehículos eléctricos en el sistema de distribución, lo que equivale a una flota total de 7.875 vehículos eléctricos, distribuidos de forma uniforme en 1.313 vehículos por cada carga equivalente del alimentador. La potencia total asociada a esta flota alcanza 9,7125 MW de potencia activa y 1,9688 MVar de potencia reactiva, valores que representan un incremento significativo respecto de los escenarios de menor penetración. Para este nivel de penetración se incorporan estrategias de gestión horaria y operación bidireccional, aplicando los factores  $\beta$  y  $\gamma$  definidos para cada franja horaria, cuyos valores se presentan en la tabla correspondiente. Estos coeficientes permiten modelar el comportamiento diferenciado de la carga vehicular durante los períodos de valle, llano y punta, con el objetivo de evaluar su impacto sobre la demanda del sistema, las pérdidas, el perfil de tensiones y la cargabilidad de las líneas.



$$N_{VE\_por\_barra} = \frac{7875}{6} = 1313 \text{ VEs}$$

- $P = 7,4 \text{ kW}$
- $Q = 1,5 \text{ kVAr}$

Entonces, por barra:

- $P = 1313 \times 7,4 = 9712,5 \text{ kW} = 9,7125 \text{ MW}$
- $Q = 1313 \times 1,5 = 1968,8 \text{ kVAr} = 1,9688 \text{ MVar}$

En la tabla 22 se muestran los valores de  $\beta$  y  $\gamma$  que corresponden a coeficientes de ajuste utilizados para representar la variación horaria de la demanda de vehículos eléctricos y de las cargas base del sistema, respectivamente.

Nivel de penetración	Escenario	$\beta$	$\gamma$
75%	Valle	0,95	1
	Llano	0,65	0,4
	Punta	0,65	-0,8

Tabla 22: Factores de variación escenario 75% de penetración

A partir de los valores de los coeficientes  $\beta$  y  $\gamma$  definidos en la Tabla 22 para el escenario de 75 % de penetración vehicular, se determinan las potencias activas y reactivas efectivas asociadas a los vehículos eléctricos en cada franja horaria. Dichas potencias se obtienen como el producto entre la potencia base total de los vehículos eléctricos y el factor combinado  $\beta\gamma$ , el cual corresponde al producto entre los coeficientes  $\beta$  y  $\gamma$  y permite representar simultáneamente la modulación de la demanda de carga de los vehículos eléctricos y la variación horaria de las cargas base del sistema. De esta forma, el escenario valle los vehículos eléctricos operan mayoritariamente en modo de carga, incrementando la demanda del sistema; en el escenario llano se observa una carga parcial de menor magnitud; mientras que en el escenario punta se produce una inyección neta de potencia hacia la red, reflejando el funcionamiento bidireccional del conjunto de vehículos eléctricos. Los valores resultantes de potencia activa y reactiva para cada franja horaria se presentan en la Tabla 23.

Escenario	$\beta \times \gamma$	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Sentido
Valle	0,95	9,2269	1,8704	Carga (red -> VE)
Llano	0,26	2,5253	0,5119	Carga parcial
Punta	-0,52	-5,0505	-1,0238	Inyección (Ve -> red)

*Tabla 23: Potencias resultantes tras variación en 75% de penetración*



Por otra parte, en lo referente a las cargas fijas y su variación horaria, se mantienen los mismos criterios y valores utilizados en el escenario anterior. Esta decisión metodológica permite realizar una comparación directa y consistente entre los resultados obtenidos para ambos niveles de penetración vehicular. De este modo, el análisis del escenario considera, en primer lugar, la aplicación de la gestión horaria con operación bidireccional de los vehículos eléctricos y, posteriormente, la incorporación adicional de la variación horaria de las cargas fijas del sistema, evaluando el efecto combinado de ambas estrategias sobre el comportamiento eléctrico de la red.

Escenario 50%	Potencia activa de las cargas [MW]	Potencia reactiva de las cargas [MVar]	Perdidas activas totales [MW]	Potencia activa intercambiada con la red [MW]	Potencia reactiva intercambiada con la red [MVar]	Voltaje mínimo [p.u.]	Voltaje máximo [p.u.]	Cargabilidad máxima de línea [%]
Directo (sin gestión / Sin V2G)	63,9	14,6	2,1	66,0	19,3	0,927	1,000	273,8
Valle (gestión + V2G)	60,9	14,1	1,9	62,9	18,3	0,930	1,000	260,2
Punta (gestión + V2G)	-24,7	-3,3	0,3	-24,5	-2,7	1,000	1,022	100,2
Llano (gestión + V2G)	20,7	5,9	0,2	20,9	6,4	0,976	1,000	84,3
Valle (gestión + V2G + cargas fijas variables)	58,2	12,6	1,7	59,9	16,4	0,935	1,000	248,3
Llano (gestión + V2G + cargas fijas variables)	19,6	5,3	0,2	19,8	5,8	0,978	1,000	79,4

*Tabla 24: Comparación de resultados escenario 75% de penetración*

Con el fin de facilitar la comparación entre escenarios y niveles de penetración vehicular, a continuación, se presenta la tabla 25 que corresponde a variaciones relativas respecto del caso base. Este enfoque permite evaluar de manera directa el impacto de la gestión horaria, la operación bidireccional y la incorporación de cargas fijas variables sobre los principales indicadores eléctricos del sistema. En particular, se analizan las diferencias en demanda activa y reactiva, pérdidas, intercambio de potencia con la red externa, perfil de tensiones y cargabilidad máxima de las líneas, proporcionando una visión clara de cómo cada estrategia modifica el comportamiento del sistema frente al aumento de la penetración de vehículos eléctricos.

Caso (75%)	Variación de la potencia activa total de las cargas [MW]	Variación de la potencia reactiva total de las cargas [MVar]	Variación de las pérdidas activas del sistema [MW]	Variación de la potencia activa intercambiada con la red [MW]	$\Delta V_{min}$ [p.u.]	Variación de Cargabilidad máxima [%]
Valle (gestión + V2G)	-3,0	-0,5	-0,2	-3,1	+0,003	-13,6
Llano (gestión + V2G)	-43,2	-8,7	-1,9	-45,1	+0,049	-189,5
Punta (gestión + V2G)	-88,6	-17,9	-1,8	-90,5	+0,073	-173,6
Valle (gestión +V2G+cargas fijas variables)	-5,7	-2,0	-0,4	-6,1	+0,008	-25,5
Llano (gestión +V2G+cargas fijas variables)	-44,3	-9,3	-1,9	-46,2	+0,051	-194,4

*Tabla 25: Beneficios al comparar simulaciones con 75% de penetración*

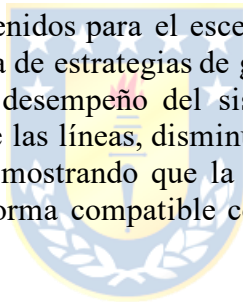
La Tabla 25 presenta las variaciones relativas de los principales indicadores eléctricos del alimentador Balmaceda para el escenario de 75 % de penetración de vehículos eléctricos, comparando distintos esquemas de operación respecto del caso base de referencia. Los resultados muestran que la incorporación de estrategias de gestión horaria y operación bidireccional (V2G) genera efectos favorables para la red de distribución, ya que permite reducir la demanda activa y reactiva del sistema, disminuir las pérdidas eléctricas y aliviar la cargabilidad de las líneas. En particular, se observa que durante el período llano con gestión y V2G se produce una reducción significativa de la potencia activa intercambiada con la red, junto con una disminución relevante en la cargabilidad máxima del alimentador, lo que indica una menor exigencia operativa sobre la infraestructura eléctrica.

Desde el punto de vista del perfil de tensiones, las simulaciones muestran mejoras moderadas en los valores mínimos de tensión, lo que refleja un comportamiento más estable del sistema cuando se aplican mecanismos de gestión de carga. Este efecto se debe a que la redistribución temporal de la demanda permite desplazar parte del consumo desde los períodos de mayor estrés del sistema hacia franjas horarias con mayor holgura operativa, reduciendo así la concentración de carga en determinados momentos del día. Como resultado, se observan menores niveles de pérdidas y una disminución en la cargabilidad de los tramos más exigidos del alimentador.

La incorporación de la bidireccionalidad amplifica estos beneficios, ya que permite que los vehículos eléctricos no solo consuman energía desde la red, sino que también puedan inyectarla en determinados períodos. Este comportamiento introduce un flujo de potencia más flexible dentro del sistema, permitiendo compensar parcialmente la demanda eléctrica y contribuyendo a reducir la potencia requerida desde la red externa. En consecuencia, se observa una disminución en la potencia activa intercambiada con la red y una reducción adicional en las pérdidas eléctricas del sistema.

Adicionalmente, la incorporación de variación horaria en las cargas fijas introduce un mayor nivel de realismo en la representación del comportamiento de la demanda, reflejando de forma más adecuada la dinámica del consumo eléctrico urbano. Esta consideración permite evaluar de manera más precisa la interacción entre la demanda base del sistema y la carga asociada a los vehículos eléctricos, mostrando que la combinación de gestión horaria, bidireccionalidad y variación temporal de las cargas constituye una estrategia efectiva para mitigar los efectos asociados a altos niveles de penetración de electromovilidad.

En conjunto, los resultados obtenidos para el escenario de 75 % de penetración vehicular evidencian que la aplicación coordinada de estrategias de gestión horaria y operación bidireccional permite mejorar significativamente el desempeño del sistema de distribución. Estas estrategias contribuyen a reducir la cargabilidad de las líneas, disminuir las pérdidas eléctricas y estabilizar el perfil de tensiones del alimentador, demostrando que la electromovilidad, cuando es gestionada adecuadamente, puede integrarse de forma compatible con la operación segura de las redes de distribución.



### 7.3.5. 100% de penetración vehicular

El presente apartado analiza el escenario correspondiente a un 100 % de penetración de vehículos eléctricos, el cual se incorpora con un carácter netamente demostrativo y exploratorio, dado que el sistema de distribución opera en condiciones cercanas o derechamente fuera de sus márgenes técnicos admisibles. En este escenario se considera una flota total de 10.500 vehículos eléctricos, distribuidos en 1.750 vehículos por cada carga equivalente, lo que se traduce en una potencia total de 12,950 MW de potencia activa y 2,6250 MVAR de potencia reactiva. Este nivel de penetración representa una situación extrema que, según la literatura especializada y las prácticas habituales de planificación, excede las capacidades normales de operación de redes de distribución convencionales, generando elevados niveles de cargabilidad, riesgos de caída de tensión y un aumento significativo de las pérdidas eléctricas. No obstante, su análisis resulta útil para evidenciar los límites operativos del sistema y dimensionar el alcance real de las estrategias de gestión horaria y operación bidireccional. Para este caso se aplican los factores  $\beta$  y  $\gamma$  definidos para las franjas horarias de valle, llano y punta, cuyos valores se presentan en la tabla correspondiente, permitiendo evaluar el comportamiento del sistema bajo un escenario de máxima exigencia.

$$N_{VE\_por\_barra} = \frac{10500}{6} = 1750 \text{ VEs}$$

- P = 7,4 kW
- Q = 1,5kVAr

Entonces, por barra:

- P = 1750 x 7,4 = 12950 kW = 12,950 MW
- Q = 1750 x 1,5 = 2625 kVAr = 2,6250 MVAR

En la tabla 26 se muestran los valores de  $\beta$  y  $\gamma$

Nivel de penetración	Escenario	$\beta$	$\gamma$
100%	Valle	1	1
	Llano	0,7	0,4
	Punta	0,7	-0,8

Tabla 26: Factores de variación escenario 100% de penetración

A partir de los valores de los factores  $\beta$  y  $\gamma$  definidos para cada franja horaria, se determina el nivel efectivo de participación de la flota vehicular en el sistema, tanto en términos de consumo como de inyección de potencia. La combinación de estos factores permite calcular el coeficiente global  $\beta \cdot \gamma$ , el cual se aplica sobre las potencias activa y reactiva totales asociadas a los vehículos eléctricos, obteniendo así los valores operativos de potencia para cada escenario. De esta forma, se representa el comportamiento diferenciado de la flota durante los períodos de valle, llano y punta, considerando condiciones de carga total, carga parcial e inyección hacia la red bajo operación bidireccional. Los resultados de este procedimiento se presentan en la tabla 27, donde se especifican las potencias activas y reactivas resultantes, junto con el sentido de operación de los vehículos eléctricos en cada franja horaria.

Escenario	$\beta \times \gamma$	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Sentido
Valle	1,00	12,95	2,625	Todos los VE's cargando a plena carga
Llano	0,28	3,626	0,735	70% de los vehículos activos, al 40% de su potencia
Punta	-0,56	-7,252	-1,47	70% de VE's inyectando al 80% (V2G/V2H)X

*Tabla 27: Potencias resultantes tras variación en 100% de penetración*

Por otra parte, en lo referente a las cargas fijas y su variación horaria, se mantienen los mismos criterios y valores utilizados en el escenario anterior. Esta decisión metodológica permite realizar una comparación directa y consistente entre los resultados obtenidos para ambos niveles de penetración vehicular. De este modo, el análisis del escenario considera, en primer lugar, la aplicación de la gestión horaria con operación bidireccional de los vehículos eléctricos y, posteriormente, la incorporación adicional de la variación horaria de las cargas fijas del sistema, evaluando el efecto combinado de ambas estrategias sobre el comportamiento eléctrico de la red.



Escenario 100%	Potencia activa de las cargas [MW]	Potencia reactiva de las cargas [MVar]	Pérdidas activas totales [MW]	Potencia activa intercambiada con la red [MW]	Potencia reactiva intercambiada con la red [MVar]	Voltaje mínimo [p.u.]	Voltaje máximo [p.u.]	Cargabilidad máxima de línea [%]
Directo (sin gestión / Sin V2G) = Valle (gestión + V2G)	83,3	18,6	3,7	87,0	26,9	0,902	1,000	367,2
Punta (gestión + V2G)	+37,9	-6,0	0,6	-37,3	-4,6	1,000	1,000	150,6
Llano (gestión + V2G)	27,3	7,2	0,4	27,7	8,1	0,969	1,000	111,1
Valle (gestión + V2G + cargas fijas variables)	81,0	17,4	3,5	84,5	25,2	0,906	1,000	356,8
Llano (gestión + V2G + cargas fijas variables)	26,2	6,7	0,3	26,6	7,4	0,971	1,000	106,7

*Tabla 28: Comparación de resultados escenario 100% de penetración*

Con el objetivo de complementar el análisis absoluto de resultados, a continuación, se presenta la tabla 29 que trata sobre las variaciones relativas respecto del escenario de referencia para el caso de 100 % de penetración vehicular. Este enfoque permite cuantificar de forma directa el efecto de la gestión horaria, la operación bidireccional y la incorporación de cargas fijas variables sobre los principales indicadores eléctricos del sistema. Las variaciones analizadas incluyen cambios en la demanda activa y reactiva, pérdidas totales, intercambio de potencia con la red externa, perfil de tensiones y cargabilidad máxima de las líneas, facilitando la identificación de los impactos más relevantes bajo condiciones de máxima exigencia del sistema.

Caso (100%)	Variación de la potencia activa total de las cargas [MW]	Variación de la potencia reactiva total de las cargas [MVar]	Variación de las pérdidas activas del sistema [MW]	Variación de la potencia activa intercambiada con la red [MW]	$\Delta V_{min}$ [p.u.]	$\Delta$ Cargabilidad máxima [%]
Llano (gestión + V2G)	-56,0	-11,4	-3,3	-59,3	+0,067	-256,1
Punta (gestión + V2G)	-121,2	-24,6	-3,1	-124,3	+0,098	-216,6
Valle (gestión +V2G+cargas fijas variables)	-2,3	-1,2	-0,2	-2,5	+0,004	-10,4
Llano (gestión +V2G+cargas fijas variables)	-57,1	-11,9	-3,4	-60,4	+0,069	-260,5

*Tabla 29: Beneficios al comparar simulaciones con 100% de penetración*

La tabla 29 sobre variaciones correspondiente al escenario de 100 % de penetración vehicular evidencia cambios de gran magnitud en el comportamiento eléctrico del sistema, confirmando el carácter extremo y demostrativo de este caso de estudio. Los resultados muestran que la aplicación de gestión horaria con operación bidireccional genera reducciones sustanciales en la potencia demandada desde la red externa y en la cargabilidad máxima de las líneas, particularmente durante las franjas de llano y punta, donde se observan disminuciones superiores al 200 % respecto del escenario base. Asimismo, se registran mejoras en el perfil de tensiones, reflejadas en incrementos del voltaje mínimo por barra, lo que indica una mitigación parcial de las condiciones críticas de operación. No obstante, incluso con la aplicación conjunta de gestión horaria, bidireccionalidad y variación de cargas fijas, el sistema continúa operando cercano a sus límites técnicos, lo que refuerza la idea de que este nivel de penetración resulta poco realista para una red de distribución convencional sin refuerzos estructurales significativos.

El análisis del escenario con 100 % de penetración de vehículos eléctricos permite evidenciar de manera concluyente que la operación del sistema de distribución, bajo un esquema de inserción directa y sin estrategias de control, resulta técnicamente inviable. En este caso base, el alimentador presenta sobrecargas extremas, con cargabilidades muy superiores a los límites admisibles, un incremento significativo de las pérdidas eléctricas y una degradación severa del perfil de tensiones, alcanzando valores mínimos cercanos al límite inferior permitido. Este comportamiento se explica por la elevada concentración de demanda activa asociada a los vehículos eléctricos, la cual incrementa de forma abrupta las corrientes circulantes en los tramos más exigidos del sistema, intensificando las caídas de tensión y las pérdidas por efecto Joule. A este nivel de penetración, la red deja de operar dentro de márgenes aceptables si los vehículos eléctricos se comportan exclusivamente como cargas pasivas. La incorporación de gestión horaria introduce un cambio estructural en la forma en que la potencia vehicular se acopla al sistema, ya que permite redistribuir temporalmente el intercambio de energía

entre los vehículos eléctricos y la red. Este efecto se vuelve especialmente relevante en la franja llano, donde la potencia demandada desde la red externa disminuye de manera drástica en comparación con el caso base. Desde el punto de vista técnico, esta reducción de demanda se traduce en menores flujos de potencia a lo largo del alimentador, lo que explica la caída significativa de la cargabilidad máxima, la reducción de las pérdidas activas y la recuperación del perfil de tensiones hacia valores cercanos a la unidad. En este régimen, el sistema pasa desde una condición altamente forzada a una operación mucho más controlable, evidenciando que la gestión horaria actúa como un mecanismo efectivo de alivio térmico y de estabilización de tensión.

La bidireccionalidad (V2G) potencia aún más los beneficios de la gestión horaria, al permitir que los vehículos eléctricos no solo modulen su consumo, sino que participen activamente en el intercambio de potencia con la red. Este fenómeno se manifiesta con mayor claridad en la franja punta, donde la potencia activa total de las cargas adopta valores negativos, lo que indica que el sistema alcanza una condición de inyección neta activa. En este contexto, los vehículos eléctricos pasan a comportarse, a nivel agregado, como una fuente de generación distribuida, situación que se refleja coherentemente en el intercambio con la red externa, la cual también presenta potencia activa negativa. Desde una perspectiva técnica, esta inversión en el sentido de los flujos reduce de forma sustantiva las corrientes que circulan por los elementos más exigidos del alimentador, lo que explica la disminución de las pérdidas y la liberación de capacidad térmica en las líneas.

Sin embargo, este mismo mecanismo introduce un nuevo desafío operativo: el aumento de la tensión máxima del sistema. La elevación de la tensión por sobre el valor nominal se asocia directamente a la inyección activa localizada y a la reducción de caídas de tensión a lo largo del alimentador. Este resultado evidencia que, en escenarios de penetración total, la gestión no solo debe orientarse a mitigar sobrecargas y pérdidas, sino que también debe considerar explícitamente estrategias de control de tensión, de modo de evitar condiciones de sobre-tensión en los nodos más sensibles del sistema. De este modo, el problema operativo deja de ser exclusivamente térmico y pasa a incorporar restricciones asociadas a la regulación de voltaje.

La inclusión de cargas fijas variables según franja horaria aporta un nivel adicional de realismo al modelo y refuerza los efectos positivos de la gestión, particularmente en las franjas valle y llano. Al reconocer que la demanda base del sistema no es constante a lo largo del día, la interacción entre cargas fijas y vehículos eléctricos se vuelve más coherente con el comportamiento real del consumo, permitiendo una reducción adicional de los flujos y una mejora incremental del perfil de tensiones.

No obstante, en la franja valle, aun cuando se observan mejoras medibles, el sistema continúa operando bajo altos niveles de exigencia, lo que confirma que este período concentra simultáneamente una demanda base elevada y requerimientos significativos de carga vehicular.

En conjunto, los resultados del escenario de 100 % de penetración demuestran que la gestión horaria y la bidireccionalidad dejan de ser una estrategia de optimización y pasan a constituir un requisito esencial para la operación del sistema de distribución. Estas herramientas permiten transformar un escenario base claramente inviable en regímenes operativos controlables, reducir de manera sustantiva las sobrecargas, disminuir las pérdidas eléctricas y estabilizar el perfil de tensiones. Al mismo tiempo, revelan que, a penetración total, los vehículos eléctricos pueden desempeñar un rol activo dentro del sistema eléctrico, actuando como un recurso flexible capaz de aportar energía en los períodos críticos, siempre que su operación sea adecuadamente gestionada y coordinada con las restricciones propias de la red.

## 7.4. Conclusiones producto de las simulaciones

El análisis conjunto de los escenarios con 50 %, 75 % y 100 % de penetración de vehículos eléctricos permite establecer de forma clara y consistente que el impacto de la electromovilidad sobre el sistema de distribución depende fundamentalmente del modo en que se integran y gestionan los vehículos eléctricos, más que del nivel de penetración en sí mismo. A medida que aumenta la participación vehicular, los resultados muestran una transición progresiva desde un régimen operativo aceptable hacia condiciones críticas cuando los vehículos eléctricos se incorporan como cargas no gestionadas, y, en contraste, una recuperación significativa del desempeño del sistema cuando se aplican estrategias de gestión horaria y bidireccionalidad (V2G).

En todos los niveles de penetración analizados, el escenario de inserción directa sin gestión se caracteriza por un aumento sostenido de la demanda activa y reactiva, lo que incrementa las corrientes circulantes en los tramos más exigidos del alimentador. Este fenómeno se traduce sistemáticamente en mayores pérdidas eléctricas, sobrecargas térmicas y una degradación del perfil de tensiones, siendo estos efectos cada vez más severos al pasar de 50 % a 75 % y, finalmente, a 100 % de penetración. En los escenarios de mayor adopción, el sistema alcanza estados claramente inviables desde el punto de vista operativo, con cargabilidades muy superiores a los límites admisibles y tensiones mínimas cercanas o incluso inferiores a los umbrales recomendados, lo que confirma que la integración no coordinada de vehículos eléctricos no es sostenible en el largo plazo.

La incorporación de gestión horaria introduce un cambio fundamental en esta dinámica, al permitir redistribuir temporalmente el intercambio de potencia entre los vehículos eléctricos y la red. En los tres niveles de penetración, esta estrategia logra desacoplar parcialmente la demanda vehicular de los períodos de mayor estrés del sistema, reduciendo los flujos de potencia en los tramos críticos del alimentador. Como resultado directo, se observa una disminución sistemática de la cargabilidad máxima, una reducción de las pérdidas activas y una recuperación del perfil de tensiones, especialmente en las franjas llano y punta, donde el sistema pasa a operar con márgenes térmicos y de tensión considerablemente más holgados. Este efecto se vuelve más evidente a medida que aumenta la penetración vehicular, lo que demuestra que la gestión horaria no solo mitiga impactos, sino que escala favorablemente frente al crecimiento de la electromovilidad.

La bidireccionalidad (V2G) amplifica de manera decisiva los beneficios de la gestión horaria, al permitir que los vehículos eléctricos actúen como un recurso activo del sistema. En las franjas punta, y de forma más marcada en los escenarios de 75 % y 100 %, la potencia activa total asociada a las cargas adopta valores negativos, lo que evidencia una condición de inyección neta activa. En estos casos, los vehículos eléctricos se comportan, a nivel agregado, como una fuente de generación distribuida, reduciendo de forma drástica la potencia demandada desde la red externa e incluso invirtiendo el sentido de los flujos de potencia. Desde un punto de vista técnico, esta inversión de flujos explica la liberación de capacidad térmica en las líneas, la disminución de pérdidas y la estabilización del perfil de tensiones, validando el V2G como una herramienta eficaz para enfrentar escenarios de alta y muy alta penetración vehicular.

La consideración de cargas fijas variables según franja horaria refuerza y consolida los beneficios observados, al incorporar un comportamiento más realista de la demanda base del sistema. Esta modelación permite que la interacción entre cargas fijas y vehículos eléctricos sea coherente con la dinámica diaria del consumo, generando mejoras adicionales, particularmente en la franja valle, donde se observan reducciones complementarias en la cargabilidad y mejoras en la tensión mínima. Si bien estas variaciones no eliminan completamente las restricciones en los escenarios más exigidos, sí contribuyen a moderar su severidad y a ampliar los márgenes operativos disponibles.

En conjunto, los resultados de los tres casos de estudio demuestran que la gestión horaria y la bidireccionalidad no constituyen meras estrategias de optimización, sino que se transforman en

elementos estructurales para la operación segura y eficiente del sistema de distribución a medida que aumenta la penetración de vehículos eléctricos. Estas herramientas permiten transformar escenarios inicialmente críticos o inviables en regímenes operativos controlables, reduciendo sobrecargas, disminuyendo pérdidas y estabilizando el perfil de tensiones. Asimismo, evidencian que los vehículos eléctricos, cuando son adecuadamente gestionados, dejan de ser exclusivamente una fuente de demanda adicional y pasan a desempeñar un rol activo y flexible dentro del sistema eléctrico, aportando a su operación, resiliencia y sostenibilidad frente al avance de la electromovilidad.



## 8. Conclusión

---

El presente trabajo analiza de manera integral el impacto que genera la incorporación progresiva de vehículos eléctricos en sistemas de distribución, abordando tanto un sistema de prueba estandarizado como una red real representativa del contexto urbano chileno. A través de simulaciones en estado estacionario, se evalúan distintos niveles de penetración vehicular y se comparan escenarios con carga unidireccional, operación bidireccional y gestión horaria basada en señal temporal. Los resultados permiten identificar los principales efectos técnicos asociados a la electromovilidad y evaluar la efectividad de estrategias de gestión para mitigar sus impactos sobre la operación del sistema, aportando evidencia cuantitativa relevante para la planificación y operación futura de redes de distribución.

1. La penetración creciente de vehículos eléctricos genera impactos técnicos significativos en los sistemas de distribución, especialmente en términos de aumento de la demanda, sobrecarga de líneas, deterioro del perfil de tensiones y mayores pérdidas técnicas. Estos efectos se intensifican a medida que la penetración vehicular supera niveles intermedios, evidenciando que la carga no gestionada constituye un riesgo operativo para redes urbanas convencionales.
2. Los escenarios con carga unidireccional sin gestión horaria muestran limitaciones claras en la capacidad del sistema, observándose altos niveles de cargabilidad y caídas de tensión incluso para penetraciones moderadas. Esto confirma que la simple incorporación masiva de vehículos eléctricos, sin mecanismos de coordinación, no resulta sostenible desde el punto de vista técnico.
3. La operación bidireccional de los vehículos eléctricos demuestra ser una herramienta eficaz para mitigar impactos, permitiendo reducir la potencia demandada desde la red externa, mejorar el perfil de tensiones y disminuir la congestión de las líneas más exigidas. En los escenarios analizados, el uso de V2G contribuye a transformar a los vehículos en recursos energéticos activos capaces de apoyar la operación del sistema.
4. La gestión de carga basada en control por señal horaria presenta beneficios operativos relevantes, al redistribuir temporalmente la demanda vehicular y evitar concentraciones de carga en periodos punta. La combinación de gestión horaria y bidireccionalidad permite suavizar los perfiles de carga diarios y mejorar de forma consistente los indicadores eléctricos del sistema.
5. La incorporación de la variación horaria de las cargas fijas refuerza los efectos positivos de la gestión, proporcionando una representación más realista del comportamiento del sistema y evidenciando mejoras adicionales en cargabilidad y tensiones. Esto confirma la importancia de considerar simultáneamente la dinámica de las cargas tradicionales y la electromovilidad en estudios de impacto.
6. Los escenarios de alta penetración (75 % y especialmente 100 %) revelan los límites operativos del sistema, incluso bajo esquemas de gestión avanzada. Si bien las estrategias analizadas logran reducir parcialmente el estrés de la red, los resultados muestran que estos niveles de penetración no son realistas sin refuerzos estructurales, validando el carácter demostrativo de dichos escenarios.
7. El uso conjunto del sistema IEEE 13 nodos y de la red real de Temuco permite validar la consistencia de los resultados, demostrando que las tendencias observadas en el sistema de prueba se replican en una red urbana real, lo que fortalece la aplicabilidad práctica de las conclusiones obtenidas.

8. En términos generales, la hipótesis de trabajo se cumple, ya que la gestión horaria combinada con la operación bidireccional logra mitigar de forma efectiva los impactos negativos de la alta penetración vehicular, mejorando el desempeño técnico del sistema de distribución dentro de rangos operativos aceptables para escenarios realistas.



## 9. Trabajos futuros

---

A partir de los resultados obtenidos y de las limitaciones identificadas en este estudio, se proponen las siguientes líneas de trabajo futuro:

1. Implementación de control inteligente automático: Extender el esquema de gestión horaria manual hacia sistemas de control automático basados en algoritmos de optimización o aprendizaje automático, permitiendo una adaptación dinámica frente a variaciones de demanda, estado de carga de los vehículos y condiciones de la red.
2. Análisis dinámico y transitorio del sistema: Complementar el análisis en estado estacionario con estudios dinámicos que evalúen la respuesta del sistema ante eventos transitorios, cambios abruptos de carga o inyecciones bidireccionales, incluyendo estabilidad de tensión y coordinación de protecciones.
3. Incorporación explícita del estado de carga (SOC) de las baterías. Modelar de forma más detallada el comportamiento de las baterías de los vehículos eléctricos, considerando restricciones de SOC, degradación y ciclos de carga/descarga, para evaluar con mayor realismo la disponibilidad del V2G.
4. Evaluación de impactos en transformadores de distribución: Profundizar el análisis a nivel de transformadores, evaluando sobrecargas, envejecimiento térmico y vida útil bajo distintos escenarios de penetración vehicular y gestión de carga.
5. Integración con generación distribuida renovable: Analizar escenarios combinados de vehículos eléctricos, gestión horaria y generación fotovoltaica distribuida, evaluando sinergias entre almacenamiento vehicular y fuentes renovables intermitentes.
6. Análisis regulatorio y tarifario aplicado al contexto chileno: Estudiar la viabilidad de esquemas tarifarios específicos para V2G y control horario en Chile, evaluando su impacto económico tanto para los usuarios como para las empresas distribuidoras.
7. Escalamiento del modelo a nivel de ciudad completa: Extender el enfoque metodológico a una representación más amplia del sistema de distribución urbano, incorporando múltiples subestaciones y alimentadores para evaluar efectos sistémicos de la electromovilidad a gran escala.

## 10. Referencias

---

- [1] International Energy Agency. (2023). *Global EV outlook 2023: Catching up with climate ambitions*. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>
- [2] Muratori, M. (2018). Impact of uncoordinated plug-in electric vehicle charging on residential power demand. *Nature Energy*, 3(3), 193–201. <https://doi.org/10.1038/s41560-017-0074-z>
- [3] Ahmad, A., Khalid, M., Ullah, Z., Ahmad, N., Aljaidi, M., Malik, F. A., & Manzoor, U. (2022). *Electric vehicle charging modes, technologies and applications of smart charging*. *Energies*, 15(24), 9471. <https://doi.org/10.3390/en15249471>
- [4] Kersting, W. H. (2017). *Distribution system modeling and analysis* (4th ed.). CRC Press.
- [5] Clement-Nyns, K., Haesen, E., & Driesen, J. (2010). The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1), 371–380. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036481>
- [6] Ministerio de Energía de Chile. (2021). *Estrategia nacional de electromovilidad*. Gobierno de Chile. <https://energia.gob.cl/electromovilidad>
- [7] Kempton, W., & Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144(1), 268–279. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.025>
- [8] Lund, H., Østergaard, P. A., Connolly, D., & Mathiesen, B. V. (2017). Smart energy and smart energy systems. *Energy*, 137, 556–565. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.123>
- [9] International Electrotechnical Commission. (2017). *IEC 61851-1: Electric vehicle conductive charging system – Part 1: General requirements*. IEC.
- [10] Sortomme, E., & El-Sharkawi, M. A. (2011). Optimal charging strategies for unidirectional vehicle-to-grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2(1), 131–138. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2090910>
- [11] International Energy Agency. (2022). *Electricity grids and secure energy transitions*. IEA. <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>
- [12] Kempton, W., & Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating

- capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144(1), 268–279. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.025>
- [13] International Energy Agency. (2023). *Global EV outlook 2023*. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>
- [14] Ehsani, M., Gao, Y., Longo, S., & Ebrahimi, K. (2018). *Modern electric, hybrid electric, and fuel cell vehicles* (3rd ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781315378235>
- [15] Hawkins, T. R., Singh, B., Majeau-Bettez, G., & Strømman, A. H. (2013). Comparative environmental life cycle assessment of conventional and electric vehicles. *Journal of Industrial Ecology*, 17(1), 53–64. <https://doi.org/10.1111/jiec.12011>
- [16] **International Energy Agency. (2023).** *Global EV outlook 2023*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>
- [17] AHMAD, A., Khalid, M., Ullah, Z., Ahmad, N., Aljaidi, M., Malik, F. A., & Manzoor, U. (2022). Electric vehicle charging modes, technologies and applications of smart charging. *Energies*, 15(24), 9471. <https://doi.org/10.3390/en1524947>
- [19] Ahmad, A., Khalid, M., Ullah, Z., Ahmad, N., Aljaidi, M., Malik, F. A., & Manzoor, U. (2022). Electric vehicle charging modes, technologies and applications of smart charging. *Energies*, 15(24), 9471. <https://doi.org/10.3390/en15249471>
- [20] International Electrotechnical Commission. (2017). *IEC 61851-1: Electric vehicle conductive charging system – Part 1: General requirements*. IEC. <https://webstore.iec.ch/publication/33644>
- [21] Instituto Nacional de Normalización. (2018). *NCh 3322: Infraestructura de carga conductiva para vehículos eléctricos*. INN.
- [22] Ministerio de Energía de Chile. (2021). *Decreto Supremo N.º 20: Reglamento para instalaciones de carga de vehículos eléctricos*. Gobierno de Chile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1163734>
- [23] **Ministerio de Energía de Chile. (2023).** *Modos de carga de vehículos eléctricos* [Figura]. *Electromovilidad: Modos de carga*. Gobierno de Chile. <https://energia.gob.cl/electromovilidad/img/6.Modosdecarga5f56f22073f3a.pdf>
- [24] International Energy Agency. (2023). *Global EV outlook 2023*. International Energy

Agency. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>

[25] International Electrotechnical Commission. (2017). *IEC 61851-1: Electric vehicle conductive charging system – Part 1: General requirements*. IEC. <https://webstore.iec.ch/publication/33644>

[26] European Commission. (2021). *User-centric charging infrastructure for electric vehicles*. Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2833/56137>

[27] Nicholas, M., & Hall, D. (2018). Lessons learned on early fast electric vehicle chargers and charging behavior. *International Council on Clean Transportation*. <https://theicct.org/publication/lessons-learned-on-early-fast-electric-vehicle-chargers-and-charging-behavior/>

[28] Sortomme, E., & El-Sharkawi, M. A. (2011). Optimal charging strategies for unidirectional vehicle-to-grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2(1), 131–138. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2090910>

[29] Kempton, W., & Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144(1), 268–279. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.025>

[30] Lund, H., Østergaard, P. A., Connolly, D., & Mathiesen, B. V. (2017). Smart energy and smart energy systems. *Energy*, 137, 556–565. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.123>

[31] International Organization for Standardization. (2022). *ISO 15118-20: Road vehicles — Vehicle to grid communication interface — Part 20*. ISO. <https://www.iso.org/standard/77845.html>

[32] Ahmad, A., Khalid, M., Ullah, Z., Ahmad, N., Aljaidi, M., Malik, F. A., & Manzoor, U. (2022). Electric vehicle charging modes, technologies and applications of smart charging. *Energies*, 15(24), 9471. <https://doi.org/10.3390/en15249471>

[33] Kempton, W., & Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144(1), 268–279. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.025>

[34] Sortomme, E., & El-Sharkawi, M. A. (2011). Optimal charging strategies for

- unidirectional vehicle-to-grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2(1), 131–138. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2090910>
- [35] International Organization for Standardization. (2022). *ISO 15118-20: Road vehicles — Vehicle to grid communication interface — Part 20*. ISO. <https://www.iso.org/standard/77845.html>
- [36] International Energy Agency. (2022). *Electricity grids and secure energy transitions*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>
- [37] Lund, H., Østergaard, P. A., Connolly, D., & Mathiesen, B. V. (2017). Smart energy and smart energy systems. *Energy*, 137, 556–565. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.123>
- [38] International Energy Agency. (2023). *Vehicle-to-home and behind-the-meter storage*. IEA. <https://www.iea.org/reports/vehicle-to-home-and-behind-the-meter-storage>
- [39] Denholm, P., Sun, Y., & Mai, T. (2019). An introduction to grid services: Concepts, technical requirements, and provision from wind, solar, and storage. *National Renewable Energy Laboratory*. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72578.pdf>
- [40] Uddin, K., Dubarry, M., & Widanage, W. D. (2018). Impact of battery degradation on electric vehicle life cycle. *Journal of Power Sources*, 375, 392–402. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2017.11.036>
- [41] International Energy Agency. (2023). *Global EV outlook 2023*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>
- [42] Ahmad, A., Khalid, M., Ullah, Z., Ahmad, N., Aljaidi, M., Malik, F. A., & Manzoor, U. (2022). Electric vehicle charging modes, technologies and applications of smart charging. *Energies*, 15(24), 9471. <https://doi.org/10.3390/en15249471>
- [43] Intergovernmental Panel on Climate Change. (2022). *Climate change 2022: Mitigation of climate change*. Cambridge University Press. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/> [44]
- [44] Muratori, M. (2018). Impact of uncoordinated plug-in electric vehicle charging on residential power demand. *Nature Energy*, 3(3), 193–201. <https://doi.org/10.1038/s41560->

[017-0074-z](#)

- [45] Clement-Nyns, K., Haesen, E., & Driesen, J. (2010). The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1), 371–380. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036481>
- [46] Kersting, W. H. (2017). *Distribution system modeling and analysis* (4th ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781315155607>
- [47] Short, T. A. (2014). *Electric power distribution handbook* (2nd ed.). CRC Press.
- [48] International Energy Agency. (2022). *Electricity grids and secure energy transitions*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>
- [49] IEEE Standards Association. (2018). *IEEE Std 519-2014: IEEE recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems*. IEEE.
- [50] Kundur, P. (1994). *Power system stability and control*. McGraw-Hill.
- [51] Bollen, M. H. J., & Hassan, F. (2011). *Integration of distributed generation in the power system*. Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781118029039>
- [52] International Energy Agency. (2023). *Global EV outlook 2023*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>
- [53] Ministerio de Energía de Chile. (2023). *Electromovilidad en Chile: Avances y desafíos*. Gobierno de Chile. <https://energia.gob.cl/electromovilidad>
- [54] Asociación Nacional Automotriz de Chile. (2025). *Informe de mercado automotor: Vehículos livianos y medianos electrificados*. ANAC. <https://www.anac.cl/estadisticas/>
- [55] Ministerio de Energía de Chile. (2024). *Reporte de electromovilidad: Estado de avance nacional*. Gobierno de Chile. <https://energia.gob.cl/electromovilidad>
- [56] Asociación Nacional Automotriz de Chile. (2024). *Proyecciones del mercado de vehículos eléctricos en Chile*. ANAC. <https://www.anac.cl>
- [57] Ministerio de Energía de Chile. (2024). *Infraestructura de carga pública y privada para vehículos eléctricos*. Gobierno de Chile. <https://energia.gob.cl/electromovilidad>
- [58] European Alternative Fuels Observatory. (2023). *EV charging infrastructure statistics*.

European Commission. <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/>

[59] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2024). *Registro nacional de instalaciones de carga de vehículos eléctricos*. SEC. <https://www.sec.cl>

[60] Ministerio de Energía de Chile. (2025). *Acuerdo público-privado por la electromovilidad*. Gobierno de Chile. <https://energia.gob.cl/noticias>

[61] Ministerio de Energía de Chile. (2021). *Estrategia nacional de electromovilidad*. Gobierno de Chile. <https://energia.gob.cl/electromovilidad>

[62] International Energy Agency. (2023). *Global EV outlook 2023*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>

[63] Ahmad, A., Khalid, M., Ullah, Z., Ahmad, N., Aljaidi, M., Malik, F. A., & Manzoor, U. (2022). Electric vehicle charging modes, technologies and applications of smart charging. *Energies*, 15(24), 9471. <https://doi.org/10.3390/en15249471>

[64] Muratori, M. (2018). Impact of uncoordinated plug-in electric vehicle charging on residential power demand. *Nature Energy*, 3(3), 193–201. <https://doi.org/10.1038/s41560-017-0074-z>

[65] Kempton, W., & Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144(1), 268–279. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.025>

[66] Lund, H., Østergaard, P. A., Connolly, D., & Mathiesen, B. V. (2017). Smart energy and smart energy systems. *Energy*, 137, 556–565. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.123>

[67] Sortomme, E., & El-Sharkawi, M. A. (2011). Optimal charging strategies for unidirectional vehicle-to-grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2(1), 131–138. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2090910>

[68] International Energy Agency. (2022). *Electricity grids and secure energy transitions*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>

- [69] García-Villalobos, J., Zamora, I., San Martín, J. I., Asensio, F. J., & Aperribay, V. (2014). Plug-in electric vehicles in electric distribution networks: A review of smart charging approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 717–731. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.040>
- [70] DIgSILENT GmbH. (2023). *PowerFactory user manual*. DIgSILENT. <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
- [71] Ministerio de Energía de Chile. (2017). *Energía 2050: Política energética de Chile*. Gobierno de Chile. <https://energia.gob.cl/politica-energetica>
- [72] Clement-Nyns, K., Haesen, E., & Driesen, J. (2010). The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1), 371–380. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036481>
- [73] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. (2010). *IEEE 13-node test feeder*. IEEE Power & Energy Society. <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>
- [74] Kersting, W. H. (2001). Radial distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(3), 975–985. <https://doi.org/10.1109/59.119237>
- [75] DIgSILENT GmbH. (2023). *PowerFactory user manual*. DIgSILENT. <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
- [76] Kersting, W. H. (2017). *Distribution system modeling and analysis* (4th ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781315155607>
- [77] IEEE Power & Energy Society. (2014). *IEEE task force on load representation for dynamic performance*. IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6848350>
- [78] Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1994). *Power system analysis*. McGraw-Hill.
- [79] Coordinador Eléctrico Nacional. (2019). *Norma técnica de seguridad y calidad de servicio*. Gobierno de Chile. <https://www.coordinador.cl/normativa/normas-tecnicas/>
- [80] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2023). *Estándares técnicos para instalaciones y operación de sistemas de distribución*. SEC. <https://www.sec.cl>

- [81] Kersting, W. H. (2017). *Distribution system modeling and analysis* (4th ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/97813151555607>
- [83] Comisión Nacional de Energía. (2022). *Balance nacional de energía y perfiles de consumo residencial*. CNE. <https://www.cne.cl/estadisticas/>
- [84] Ministerio de Energía de Chile. (2021). *Caracterización de la demanda eléctrica por sector de consumo*. Gobierno de Chile. <https://energia.gob.cl>
- [85] Coordinador Eléctrico Nacional. (2021). *Información técnica de clientes regulados e industriales*. <https://www.coordinador.cl>
- [86] IEEE Power & Energy Society. (1997). *IEEE Std 141-1997: IEEE recommended practice for electric power distribution for industrial plants (Red Book)*. IEEE. <https://standards.ieee.org/standard/141-1997.html>
- [87] Kersting, W. H. (2017). *Distribution system modeling and analysis* (4th ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/97813151555607>
- [88] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2023). *Estándares técnicos para diseño y operación de redes de distribución eléctrica*. SEC. <https://www.sec.cl>
- [89] ENEL Distribución Chile. (2022). *Manual de diseño de redes de distribución en media tensión*. ENEL.
- [90] Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1994). *Power system analysis*. McGraw-Hill.
- [91] International Electrotechnical Commission. (2014). *IEC 60287: Electric cables – Calculation of the current rating*. IEC. <https://webstore.iec.ch/publication/576>
- [92] IEEE Standards Association. (2012). *IEEE Std 738-2012: Standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors*. IEEE. <https://standards.ieee.org/standard/738-2012.html>
- [93] Muratori, M. (2018). Impact of uncoordinated plug-in electric vehicle charging on residential power demand. *Nature Energy*, 3(3), 193–201. <https://doi.org/10.1038/s41560-017-0074-z>

- [94] Kempton, W., & Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144(1), 268–279. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.025>
- [95] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. (2010). *IEEE 13-node test feeder*. IEEE Power & Energy Society. <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>
- [96] International Electrotechnical Commission. (2017). *IEC 61851-1: Electric vehicle conductive charging system – Part 1: General requirements*. IEC. <https://webstore.iec.ch/publication/33644>
- [97] Kersting, W. H. (2017). *Distribution system modeling and analysis* (4th ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781315155607>
- [98] Clement-Nyns, K., Haesen, E., & Driesen, J. (2010). The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1), 371–380. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036481>
- [99] Ahmad, A., Khalid, M., Ullah, Z., Ahmad, N., Aljaidi, M., Malik, F. A., & Manzoor, U. (2022). Electric vehicle charging modes, technologies and applications of smart charging. *Energies*, 15(24), 9471. <https://doi.org/10.3390/en15249471>
- [100] IEEE Power & Energy Society. (2014). *IEEE task force on load representation for dynamic performance*. IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6848350>

